



Zusammenwachsen.
Zusammen wachsen.

E.ON-Konzern in Zahlen

in Mio €	2004	2003	+/- %
Stromabsatz in Mrd kWh ¹⁾	403,7	390,5	+3
Gasabsatz in Mrd kWh ¹⁾	868,2	854,9	+2
Umsatz	49.103	46.427	+6
Adjusted EBITDA ²⁾	10.520	9.458	+11
Adjusted EBIT ²⁾	7.361	6.228	+18
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	6.799	5.538	+23
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	4.348	3.950	+10
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-9	1.137	-
Konzernüberschuss	4.339	4.647	-7
Investitionen	5.285	9.196	-43
Operativer Cashflow ³⁾	5.972	5.538	+8
Free Cashflow ⁴⁾	3.260	2.878	+13
Netto-Finanzposition ⁵⁾ (31.12.)	-5.483	-7.855	+30
Eigenkapital	33.560	29.774	+13
Bilanzsumme	114.062	111.850	+2
ROCE ⁶⁾ (in %)	11,3	9,9	+1,4 ⁷⁾
Kapitalkosten (in %)	9,0	9,5	-0,5 ⁷⁾
Eigenkapitalrendite nach Steuern (in %) ⁸⁾	13,7	16,8	-3,1 ⁷⁾
Mitarbeiter (31.12.)	69.710	67.102	+4
Ergebnis je Aktie (in €)			
aus fortgeführten Aktivitäten	6,62	6,04	+10
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-0,01	1,74	-
aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-	-0,67	-
aus Konzernüberschuss	6,61	7,11	-7
je Aktie (in €)			
Dividende	2,35	2,00	+18
Eigenkapital ⁹⁾	50,93	45,39	+12

1) Nicht konsolidierte Werte/Vorjahreszahl einschließlich Gasabsatz für E.ON Ruhrgas AG für zwölf Monate · 2) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Konzernüberschuss siehe S. 25 · 3) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten · 4) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum operativen Cashflow siehe S. 28 · 5) Non-GAAP financial measure; Überleitung siehe S. 29 · 6) Non-GAAP financial measure; Ableitung siehe S. 45-47 · 7) Veränderung in Prozentpunkten · 8) Konzernüberschuss/jahresdurchschnittliches Eigenkapital (Werte jeweils ohne Anteile Konzernfremder) · 9) ohne Anteile Konzernfremder

E.ON-Konzern nach Unternehmensbereichen 2004

in Mio €	Central Europe	Pan-European Gas	UK	Nordic	US-Midwest	Corporate Center	Kern-geschäft Energie	Weitere Aktivi-täten ¹⁾	Ins-gesamt
Umsatz	20.752	14.426	8.490	3.347	1.913	-813	48.115	988	49.103
Adjusted EBITDA	4.908	1.900	1.592	1.121	544	-273	9.792	728	10.520
Adjusted EBIT	3.602	1.428	1.017	701	349	-314	6.783	578	7.361
ROCE (in %)	21,3	9,4	8,9	9,6	5,4	-	-	-	11,3
Kapitalkosten (in %)	9,0	8,2	9,2	9,0	8,0	-	-	-	9,0
Operativer Cashflow	2.938	1.016	633	957	182	241	5.967	5	5.972
Investitionen	2.527	660	503	740	277	434	5.141	144	5.285
Mitarbeiter am 31. 12.	36.811	11.520	10.397	5.530	3.437	420	68.115	1.595	69.710

1) enthält Viterra und die seit dem 1.2.2003 at equity bewertete Degussa

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 Adjusted EBIT, Adjusted 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 Verhältniszahlen (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 Zentraleuropas. Das Unternehmen ist in neun europäischen Ländern aktiv, so unter anderem in den Niederlanden, Ungarn, der Slowakei, Tschechien, der Schweiz, Österreich, Italien und Polen.</div>	<div>E.ON Kr</div> <div>E.ON Ke</div> <div>E.ON Wa</div> <div>E.ON Ne</div> <div>E.ON Sa</div> <div>E.ON Ba</div> <div>Avacon</div> <div>E.ON Ha</div> <div>EAM En</div> <div>E.DIS A</div> <div>Teag Th</div>
	Market Unit Pan-European Gas	<div>E.ON Ruhrgas AG, Essen100%</div> <div>E.ON 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>	<div>Thüga A</div> <div>Ferngas</div> <div>Saar Fer</div> <div>Gas-Uni</div> <div>Erdgasv</div> <div>E.ON Ru</div> <div>NETRA G</div> <div>Etzel Ga</div>
	Market Unit UK	<div>E.ON UK plc, Coventry/Großbritannien100%</div> <div>E.ON UK ist ein Energiekonzern mit der Zentrale in Coventry, Großbritannien. Als einer der führenden britischen Energieversorger ist E.ON UK vollständig integriert und beliefert rund 8,8 Millionen Kunden mit Strom und Gas.</div>	<div>Powergr</div> <div>E.ON UK</div> <div>E.ON UK</div>
	Market Unit Nordic	<div>E.ON Nordic AB, Malmö/Schweden100%</div> <div>E.ON Nordic führt das Geschäft in Nordeuropa. Die Gesellschaft hat über 30 operative Tochtergesellschaften in den Bereichen Marketing, Vertrieb, Verteilung und Erzeugung von Strom und Gas.</div>	<div>Sydkraft</div> <div>E.ON Fir</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>	<div>Louisvil</div> <div>Kentuck</div> <div>LG&E Ca</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>	<div>Degussa</div> <div>Degussa</div> <div>chemie</div> <div>ist den</div> <div>Industri</div> <div>und Spe</div>

men aktiv, echien,	100%	E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover	100%	E.ON Westfalen Weser AG, Paderborn	62,9%
		E.ON Kernkraft GmbH, Hannover	100%	E.ON Benelux b.v., Den Haag/Niederlande	100%
		E.ON Wasserkraft GmbH, Landshut	100%	E.ON Hungária Rt., Budapest/Ungarn	100%
		E.ON Netz GmbH, Bayreuth	100%	E.ON Dél-dunántúli Áramszolgáltató Rt. (EDE), Pécs/Ungarn	100%
		E.ON Sales & Trading GmbH, München	100%	E.ON Tiszántúli Áramszolgáltató Rt. (ETI), Debrecen/Ungarn	100%
		E.ON Bayern AG, Regensburg	100%	E.ON Észak-dunántúli Áramszolgáltató Rt. (EED), Győr/Ungarn	100%
		Avacon AG, Helmstedt	69,6%	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%	Jihočeská energetika a.s. (JCE), České Budějovice/Tschechien	98,7%
		E.DIS AG, Fürstenwalde/Spree	71%	Jihomoravská energetika a.s. (JME), Brno/Tschechien	99%
		Teag Thüringer Energie AG, Erfurt	72,7%	Západoslovenská energetika a.s. (ZSE), Bratislava/Slowakei	49%
	vatt- nd einer onale	100%	Thüga AG, München	81,1%	MEGAL GmbH Mittel-Europäische-Gasleitungsgesellschaft, Essen
		Ferngas Nordbayern GmbH, Nürnberg	53,1%	E.ON Ruhrgas E&P GmbH, Essen	100%
		Saar Ferngas AG, Saarbrücken	20%	Ruhrigas Industries GmbH, Essen	100%
		Gas-Union GmbH, Frankfurt/Main	25,9%	Gasum Oy, Espoo/Finnland	20%
		Erdgasversorgungsgesellschaft Thüringen Sachsen mbH (EVG), Erfurt	50%	A/s Latvijas Gāze, Riga/Lettland	47,2%
		E.ON Ruhrgas Transport AG & Co. KG, Essen	100%	Nova Naturgas AB, Stockholm/Schweden	29,6%
		NETRA GmbH Norddeutsche Erdgas Transversale & Co. KG, Emstek	41,7%	Slovensky Plynarensky Priemysel a.s. (SPP), Bratislava/Slowakei	24,5%
		Etzel Gas-Lager Statoil Deutschland GmbH & Co., Friedeburg-Etzel	74,8%	OAQ Gazprom, Moskau/Russland	6,4%
tannien. ständig as.	100%	Powergen Retail Ltd., Coventry/Großbritannien	100%	Cottam Development Centre Ltd., Coventry/Großbritannien	100%
		E.ON UK CHP Ltd., Coventry/Großbritannien	100%	Corby Power Ltd., Corby/Großbritannien	50%
		E.ON UK Renewables Ltd., Coventry/Großbritannien	100%	Central Networks, Coventry/Großbritannien	100%
t über etrieb,	100%	Sydkraft AB, Malmö/Schweden	55,2%		
		E.ON Finland Oyj, Espoo/Finnland	65,6%		
Louisville	100%	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%
mierung hrend. s-	100%	Degussa AG, Düsseldorf	42,9%		
		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 Materials, Coatings & Füllstoffsyste-me und Spezialpolymere zugeordnet.			

Das Jahr 2004 stand ganz im Zeichen der Integration: Die im on-top-Projekt entwickelte Konzernstruktur haben wir zügig umgesetzt. Auf dieser Grundlage treiben wir das **Zusammenwachsen** des Konzerns voran. Dieser Prozess ist noch nicht abgeschlossen, eröffnet uns aber schon jetzt viele Vorteile:

- Der verbesserte Austausch von Know-how stärkt uns im Wettbewerb.
- Konzernübergreifende Zusammenarbeit führt uns zu den besten Lösungen.
- Die Integration von Strom und Gas schafft Synergien.
- Die Einbindung neuer Gesellschaften stärkt unsere Marktpositionen.

Als integrierter Konzern sind wir hervorragend aufgestellt. Wir nutzen die vielfältigen Potenziale des Konzerns, um noch erfolgreicher zu sein. Und indem wir Wachstumschancen in den Märkten gezielt ergreifen, werden wir noch stärker – oder anders ausgedrückt: **Zusammen wachsen** wir.

E.ON wächst zusammen. Was dies im Alltag bedeutet, wissen die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des Konzerns am besten. Acht von ihnen stellen in diesem Geschäftsbericht beispielhafte Integrationsprojekte vor, die sie aktiv mitgestaltet haben. Dabei vermitteln sie auch einen Eindruck von der Vielfalt der Länder und Regionen, in denen sie arbeiten und leben.



14
Skandinavien-Kai,
Travemünde, Deutschland



36
Pasticceria Antonini,
Rom, Italien



48
Café Imperia,
Prag, Tschechien



56
Kaiser-Wilhelm-Denkmal,
Porta Westfalica, Deutschland



72
Coombe Country Park,
Coventry, England



82
Spike Valley Farm,
Ford City, USA



88
Gellért-Bad,
Budapest, Ungarn



164
Naturhistoriska Riksmuseet,
Stockholm, Schweden

Brief an die Aktionäre

Brief an die Aktionäre	4
Vorstand	8

Bericht des Aufsichtsrates

Bericht des Aufsichtsrates	10
Aufsichtsrat	13

Lagebericht

Wichtige Ereignisse des Jahres 2004	16
Lagebericht	18

Weitere Informationen

Strategie und geplante Investitionen	38
E.ON-Aktie und E.ON-Anleihen	42
Wertentwicklung	45
Mitarbeiter	50
Energiepolitisches Umfeld	54

Unternehmensbereiche

Market Unit Central Europe	58
Market Unit Pan-European Gas	66
Market Unit UK	74
Market Unit Nordic	78
Market Unit US-Midwest	84
Viterra	87

Konzernabschluss

Bestätigungsvermerk	90
Gewinn- und Verlustrechnung	91
Bilanz	92
Kapitalflussrechnung	93
Entwicklung des Konzerneigenkapitals	94
Anhang	95

Corporate Governance

Weitere Angaben zu den Organen	166
Corporate Governance	169

Tabellen und Übersichten

Mehrjahresübersicht	175
Wesentliche Beteiligungen	176
Finanzglossar	178
Finanzkalender	183



Sehr geehrte Aktionäre
und Freunde des Unternehmens,

das Geschäftsjahr 2004 zeigt eindrucksvoll, dass wir auf unserem Weg, E.ON zum weltweit führenden Strom- und Gasunternehmen zu entwickeln, gut vorangekommen sind. Das mache ich nicht allein an Zahlen und Fakten fest. Denn wenn ich mit Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern über unsere Ziele und Strategie diskutiere, spüre ich, dass wir einen entscheidenden Meilenstein erreicht haben: Wir denken und handeln zunehmend wie *ein* Unternehmen.

Die Entwicklung von einem breit aufgestellten Konglomerat zu einem auf Strom und Gas fokussierten Konzern haben wir in sehr kurzer Zeit abgeschlossen. Wir erzielen in diesen beiden Geschäftsfeldern schon über 90 Prozent unseres Ergebnisses. Dazu haben unsere gezielten Wachstumsschritte der letzten Jahre entscheidend beigetragen. Auch nach dem Erwerb von Powergen und Ruhrgas haben wir unser Energiegeschäft weiter ausgebaut, beispielsweise mit unseren Engagements bei Graninge, Midlands

sowie in Mittel- und Osteuropa. Mit dem Projekt on•top hatten wir Strategie und Struktur neu definiert und uns klare finanzielle Ziele gesetzt. Die in on•top festgelegten Strukturen haben wir zügig und konsequent umgesetzt. Seit Anfang 2004 arbeiten wir in der neuen Konzernstruktur, die klar und eindeutig auf unsere Zielmärkte ausgerichtet ist: Jeweils eine Führungsgesellschaft ist verantwortlich für Zentraleuropa, den europäischen Erdgasmarkt, Großbritannien, Nordeuropa und die USA. Auf dieser Basis lag unser Schwerpunkt des letzten Jahres auf der Integration der neuen Geschäfte, der Steigerung der Leistungsfähigkeit im Gesamtkonzern und der Abrundung unserer Positionen in unseren Zielmärkten. Dabei waren wir überaus erfolgreich: 2004 konnten wir erstmals die ganze Stärke des integrierten Strom- und Gaskonzerns im operativen Geschäft nutzen.

E.ON wächst sichtbar und spürbar zusammen. Deutlich wird dies bereits daran, dass unsere Konzerngesellschaften jetzt fast ausnahmslos E.ON im Namen und in ihren Logos führen. Aber nicht nur das äußere Bild hat sich verändert. Die intensive Zusammenarbeit aller Konzernteile wird zunehmend zu einer Selbstverständlichkeit, weil die Vorteile deutlich werden. Die Konzernintegration eröffnet uns beispielsweise neue Perspektiven für die Bündelung von Strom und Gas. Dadurch sind wir in der Lage, unsere Geschäfte insgesamt zu optimieren und unsere Marktpositionen weiter zu verbessern. Das zeigen unter anderem die langfristigen Gaslieferverträge, die E.ON Ruhrgas mit den Market Units UK und Nordic abgeschlossen hat. Davon profitieren nicht nur die einzelnen Konzerngesellschaften, sondern E.ON als Ganzes.

Unsere strategischen Wachstumsschritte folgen in gleicher Weise dem Gedanken des Zusammenwachsens. So haben wir in Mittel- und Osteuropa durch kleinere und mittlere Akquisitionen gezielt unsere Marktpositionen gefestigt und ausgebaut. In dieser ungemein dynamischen Region ist E.ON schon seit Beginn der politischen und wirtschaftlichen Öffnung der frühen Neunzigerjahre aktiv. Die Osterweiterung der EU hat der Aufbruchstimmung in der Region neuen Schub gegeben. E.ON hat auf den Strom- und Gasmärkten von Tschechien, der Slowakei, Ungarn, Rumänien und Bulgarien binnen vier Jahren signifikante Marktanteile bei Strom und Gas von nahezu 30 Prozent erreicht. Wie kaum ein anderer Investor können wir dort unser Energiegeschäft länderübergreifend optimieren. So beispielsweise, wenn wir in der Region unsere Investitionen in neue Netze und deren Instandhaltung gemeinsam planen und durchführen. Das reduziert nicht nur Kosten, sondern verbessert auch die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung.

Unser integriertes Geschäftsmodell für Strom und Gas ist ein weiterer Faktor, der das Zusammenwachsen antreibt. Wir wollen über die gesamte Wertschöpfungskette des Strom- und Gasgeschäfts Risiken minimieren und uns damit möglichst großen Handlungsspielraum schaffen. Daher ist es auch unser Ziel, den Anteil eigenen Gases an unserem Gasbezug zu erhöhen. Die Integration der E.ON Ruhrgas hat uns hierfür neue strategische Perspektiven eröffnet. Durch die über dreißigjährige Erfahrung der E.ON Ruhrgas können wir die Chancen, die sich im Russlandgeschäft bieten, sehr gut einschätzen und nutzen. Wir wollen durch gemeinsame Projekte mit Gazprom die Position von E.ON im Wettbewerb um die zum Teil noch unerschlossenen Gasreserven Russlands verbessern und langfristig unternehmerische Werte schaffen.

Organisches Wachstum ist die Basis unserer Wertschöpfung. Wir werden uns daneben auch mittel- bis langfristig weiter nach Wachstumsmöglichkeiten umsehen, um so die Vorteile des integrierten Strom- und Gasgeschäfts zu nutzen. Unsere europäischen Kernmärkte bieten hierfür auch künftig vielfältige Chancen. Für alle unsere Investitionen gelten dabei unverändert strenge Kriterien: Sie müssen schon im ersten Jahr zum Konzernergebnis positiv beitragen und grundsätzlich innerhalb von drei Jahren die Kapitalkosten übertreffen.

Neben dem gezielten Ausbau unserer Marktpositionen war ein Ziel des Geschäftsjahres 2004, die Dynamik der konsequenten Fokussierung auf Strom und Gas und der fortschreitenden Konzernintegration für weitere Ertragssteigerungen und eine spürbare Erhöhung des Unternehmenswerts zu nutzen. Wir hatten uns dazu im on-top-Prozess ambitionierte finanzielle Ziele gesteckt, die wir bis 2006 erreichen wollten. Ich freue mich sehr, dass wir diese Ziele bereits jetzt erreichen, zum Teil sogar übertreffen konnten.

Durch konzernweite Best-Practice-Programme und die konsequente Nutzung von Synergien haben wir auch 2004 die Kosten deutlich gesenkt. Diese Effizienzsteigerungen haben zur Erhöhung des Adjusted EBIT auf 7,4 Mrd €, davon 6,8 Mrd € in unserem Kerngeschäft, beigetragen. Damit haben wir unsere für das Jahr 2006 gesetzte Zielmarke von 6,7 Mrd € bereits jetzt leicht übertroffen. Auch für 2005 sind wir zuversichtlich, über unserer Zielmarke zu liegen. Wir rechnen damit, das Adjusted EBIT des Konzerns gegenüber dem Ergebnis von 2004 nochmals leicht steigern zu können.

Unsere Zielgröße für den ROCE, den wir bis 2006 auf mindestens 10,5 Prozent steigern wollten, wurde ebenfalls bereits überschritten. Mit 11,3 Prozent lag unsere Kapitalrendite klar über den Kapitalkosten vor Steuern von 9,0 Prozent. Damit haben wir uns gegenüber dem Jahr 2003 erheblich verbessert. Der Free Cashflow lag bereits 2003 über unserem Zielwert von durchschnittlich mindestens 2,4 Mrd € pro Jahr. 2004 legte er weiter zu und betrug 3,3 Mrd €.

An diesen Ergebnissen können Sie die nachhaltige Stärkung unserer Ertragskraft ablesen. Daran wollen wir Sie, unsere Aktionäre, durch eine angemessene Dividende beteiligen. Wir werden der Hauptversammlung am 27. April 2005 eine Erhöhung der Dividende um 18 Prozent auf 2,35 € je dividendenberechtigten Aktie vorschlagen. Damit liegen wir auch im Jahr 2004 deutlich über unserem Ziel, die Dividende jährlich im Schnitt um mindestens 10 Prozent zu steigern. Insgesamt schütteten wir die Rekordsumme von 1,55 Mrd € an unsere Aktionäre aus und steigern so die Dividendensumme um 237 Mio €. Die Ausschüttungsquote liegt damit bei 36 Prozent. Mit der sechsten Dividendenerhöhung in Folge steigern wir so erneut die Attraktivität der E.ON-Aktie und bauen unsere Spitzenposition unter den ausschüttungsstärksten Unternehmen im DAX weiter aus.

Auch im vergangenen, insgesamt verhalten positiven Börsenjahr hat sich Ihre E.ON-Aktie mit einer Wertsteigerung um rund 30 Prozent erneut besser entwickelt als die wesentlichen Börsenindizes. Der Branchenindex Stoxx Utilities legte im Vergleich um 20 Prozent zu. Ihr Vertrauen in die E.ON-Aktie war also auch im vergangenen Geschäftsjahr mehr als berechtigt.

Mir ist an einer stetigen und auch nachhaltigen Entwicklung von E.ON gelegen. Daher nutzen wir die Ertragsstärke des Unternehmens nicht nur zur Steigerung der Dividende. Gleichzeitig schaffen wir mit einer sinnvollen Investitionspolitik die Grundlage für den unternehmerischen Erfolg von morgen. Unsere Planung für die Jahre 2005 bis 2007 sieht Investitionen von insgesamt rund 18,7 Mrd € vor. Schwerpunkte sind dabei die Modernisierung und Instandhaltung der Strom- und Gasnetze sowie Investitionen in umweltschonende Kraftwerke. Konzernweit wollen wir mehr als 1 Mrd € in erneuerbare Energien investieren. Bei den Finanzinvestitionen stehen die Ergänzung bestehender Beteiligungen in den Zielmärkten sowie der Ausbau von Beteiligungen in der Erdgasproduktion im Vordergrund, um die Versorgungssicherheit weiter zu steigern.

Die Ergebnisse des Geschäftsjahres 2004 machen meines Erachtens sehr deutlich: Unsere Strategie zahlt sich aus, unsere Strukturen und Prozesse greifen, und der Konzern ist insgesamt ertragsstärker und effizienter geworden. Dazu beigetragen haben nicht zuletzt das Know-how, die Kreativität und das Engagement unserer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. Dafür gilt allen mein herzlicher Dank!

Um Ihr Vertrauen in E.ON und die Leistungsfähigkeit unserer Mitarbeiter weiterhin zu rechtfertigen, ruhen wir uns auf den Erfolgen nicht aus. Wir suchen aktiv nach profitablen Wachstumschancen. Auch unsere Leistungsfähigkeit lässt sich weiter verbessern. Zurzeit schaffen wir die Grundlagen für die Weiterentwicklung einer Kultur der offenen und effizienten Zusammenarbeit im Konzern, in der jeder sein Wissen, seine Erfahrungen und Meinungen noch besser einbringen kann. Unter dem Motto OneE.ON entwickeln wir konzernweit ein gemeinsames Selbstverständnis, das unsere neuen Konzernstrukturen und Wertschöpfungsprozesse noch besser unterstützt. In diesen Prozess sind alle E.ON-Mitarbeiterinnen und -Mitarbeiter einbezogen.

Parallel dazu wollen wir unsere Verantwortung als modernes Unternehmen in der Gesellschaft noch deutlicher akzentuieren. In diesem Zusammenhang arbeiten wir zurzeit an einem umfassenden Corporate Social Responsibility-Projekt. Denn aus dem Vertrauen unserer Kunden, der Öffentlichkeit und nicht zuletzt auch staatlicher Institutionen beziehen wir unsere Daseinsberechtigung als Unternehmen – ich nenne das immer unsere „licence to operate“. Sie stets aufs Neue zu rechtfertigen, ist für uns eine wichtige Aufgabe. Die öffentliche Diskussion über die Energiepreise im Jahr 2004 hat dies sehr deutlich gemacht. Wir haben darauf zunächst nicht sensibel genug reagiert. Ich persönlich habe großes Verständnis dafür, dass die Menschen steigende Energiekosten kritisch sehen. Wir nehmen die Sorgen unserer Kunden, der Bevölkerung und der Politik sehr ernst und versuchen, sämtliche Interessen zu berücksichtigen. Wir dürfen aber auch nicht die Augen davor verschließen, dass sich Energie weltweit durch weiter steigende Nachfrage massiv verteuert und dass Versorgungssicherheit einen immer höheren Preis haben wird. Auch das gehört zu unserer Verantwortung.

Ich bin überzeugt: Unser unternehmerisches Handeln muss auf der Verantwortung für eine nachhaltige und zukunftsichere Energieversorgung und einem verlässlichen Engagement für die Gemeinschaft aufbauen. So schaffen wir das notwendige Vertrauen, um langfristig erfolgreich an der Spitze zu bleiben.

Mit freundlichen Grüßen

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Dr. Wulf H. Bernotat', with a stylized flourish at the end.

Dr. Wulf H. Bernotat



Dr. Gaul

Dr. Teyssen

Dr. Bernotat

Dr. Bergmann

Dr. Schipporeit

Dr. Krüper



Dr. Wulf H. Bernotat

geb. 1948 in Göttingen,
Mitglied des Vorstandes seit 2003
Vorsitzender, Düsseldorf

Dr. Burckhard Bergmann

geb. 1943 in Sendenhorst/Beckum,
Mitglied des Vorstandes seit 2003
Upstream-Geschäft, Marktmanagement,
Regulierungsmanagement Konzern, Düsseldorf

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, Marktmanagement,
Regulierungsmanagement Konzern, Düsseldorf

Generalbevollmächtigte

Dr. Peter Blau, Düsseldorf
Gert von der Groeben, Düsseldorf
Heinrich Montag, Düsseldorf
Dr. Rolf Pohlig, Düsseldorf
Hans Gisbert Ulmke, Düsseldorf



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

In den vier Sitzungen des Aufsichtsrates im Jahr 2004 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 Vorgänge, die für E.ON von besonderer Bedeutung waren. Der Aufsichtsratsvorsitzende wurde außerdem laufend über alle wichtigen Geschäftsvorfälle und die Entwicklung der Finanzkennzahlen informiert.

Schwerpunkte unserer Beratungen waren weitere strukturelle Maßnahmen und strategische Wachstumsschritte in den Market Units, die geplante energiewirtschaftliche Kooperation in Russland, die Entwicklung der energiepolitischen Rahmenbedingungen, die wirtschaftliche Lage der Konzerngesellschaften, die Mittelfristplanung und die Weiterentwicklung der Corporate Governance.

Strukturmaßnahmen und Wachstumsschritte in den Market Units

Wesentliche Themen unserer Erörterungen im Rahmen der strukturellen Maßnahmen und Wachstumsschritte in den Market Units waren:

- der Erwerb einer Mehrheitsbeteiligung am rumänischen Gasverteiler DISTRIGAZ Nord
- die Akquisition der Mehrheit am Gasgeschäft von MOL in Ungarn
- der Erwerb von Beteiligungen an Stromregionalversorgern in Rumänien und Bulgarien
- die Abgabe weiterer Degussa-Anteile an die RAG
- die eingeleiteten Schritte im Verkaufsprozess für die nicht zum Kerngeschäft gehörende Ruhrgas Industries und
- die Einleitung des Prozesses zur Abgabe von Viterra

Breiten Raum nahmen unsere Beratungen über die zukünftige Gas-Upstream-Strategie des E.ON-Konzerns, über die Chancen und Risiken des russischen Energiemarktes sowie die Vertiefung der Zusammenarbeit mit Gazprom im Rahmen strategischer Projekte ein.

Energiepolitische Rahmenbedingungen

Der Vorstand informierte uns detailliert über die Entwicklung der energiepolitischen Rahmenbedingungen für die Strom- und Gaswirtschaft. In diesem Zusammenhang haben wir uns intensiv mit den diesbezüglichen Gesetzgebungs- und Regulierungsverfahren sowie deren Auswirkungen auf die Energiewirtschaft befasst. Wesentliche Themen waren die künftige Gestaltung der Regulierung des Strom- und Gasmarktes in Deutschland, der im Jahr 2005 beginnende europaweite Emissionshandel im Rahmen der nationalen Allokationspläne, die neue Regulierungsperiode für Stromnetznutzungsentgelte in Großbritannien, die Novellen des Energiewirtschaftsgesetzes und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie die sich daraus ergebenden Konsequenzen.

Wirtschaftliche Lage und Mittelfristplanung

Schließlich erörterten wir im vergangenen Jahr ausführlich die wirtschaftliche Lage der Konzerngesellschaften, insbesondere vor dem Hintergrund der Preisentwicklung auf den Energiemärkten. Eingehend berieten wir ferner die Mittelfristplanung des Konzerns für die Jahre 2005 bis 2007. Der Vorstand unterrichtete uns darüber hinaus, in welchem Umfang derivative Finanzinstrumente eingesetzt wurden.

Corporate Governance

Die Weiterentwicklung der Corporate Governance bei E.ON haben wir regelmäßig behandelt. Wir haben überprüft, dass die Corporate-Governance-Grundsätze gemäß der am 11. Dezember 2003 abgegebenen Entsprechenserklärung im Geschäftsjahr 2004 von der E.ON AG eingehalten wurden. Für das abgelaufene Geschäftsjahr veröffentlicht die E.ON AG die Bezüge des Aufsichtsrates und des Vorstands individualisiert (siehe S. 161–162). Die insoweit angepasste Entsprechenserklärung zum Corporate-Governance-Kodex gemäß Paragraph 161 Aktiengesetz ist im Corporate-Governance-Kapitel auf Seite 174 des Geschäftsberichts wiedergegeben und im Internet unter www.eon.com veröffentlicht.

Ergänzend zu den operativen und strategischen Themen berichtete uns der Vorstand ausführlich über die Ergebnisse und Folgemaßnahmen der konzernweiten Mitarbeiterbefragung sowie über die Schaffung einer gemeinsamen Unternehmensidentität unter dem Motto „OneE.ON“.

In der Dezember-Sitzung hat der Vorstand uns ferner eingehend über die Neuregelungen des Wertpapierhandelsgesetzes im Zusammenhang mit dem am 30. Oktober 2004 in Kraft getretenen Anlegerschutzverbesserungsgesetz informiert. Wesentliche Punkte betreffen die Directors' Dealings, das Insiderrecht und das Führen eines Insiderverzeichnisses.

Sitzungen der Ausschüsse

Das Präsidium des Aufsichtsrates hat in vier Sitzungen Berichte des Vorstandes erhalten und ausführlich besprochen. Insbesondere wurden Vorstandspersonalia, Struktur und Höhe der Vorstandsbezüge sowie die aktienbasierten Vergütungskomponenten diskutiert. Darüber hinaus hat der Finanz- und Investitionsausschuss in zwei Sitzungen Investi-

tionsvorhaben sowie die mittelfristige Planung des Konzerns behandelt. Zwischen den Sitzungsterminen hat der Ausschuss Beschlüsse zu wichtigen Transaktionen gefasst bzw. vorbereitet. Der Prüfungsausschuss erörterte in vier Sitzungen insbesondere den Jahresabschluss, die Quartalsabschlüsse, Fragen der Rechnungslegung, des Risikomanagements und der Zusammenarbeit mit den Abschlussprüfern. Ferner befasste sich der Ausschuss ausführlich mit der Umsetzung der „Internal Controls“ gemäß der Section 404 des Sarbanes-Oxley-Act (SOA) und den nach SOA geltenden Regeln für die Genehmigung nicht prüfungsbezogener Dienstleistungen des Abschlussprüfers.

Feststellung des Jahresabschlusses

Der Jahresabschluss der E.ON AG zum 31. Dezember 2004 sowie der mit dem Konzernlagebericht zusammengefasste Lagebericht wurden durch den von der Hauptversammlung gewählten und vom Aufsichtsrat beauftragten Abschlussprüfer, 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 Risikofrüherkennungssystem 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 Aufsichtsrates ausgehändigt. Sie wurden im Prüfungsausschuss und in der Bilanzsitzung des Aufsichtsrates – jeweils in Gegenwart des Abschlussprüfers – ausführlich besprochen.

Den Jahresabschluss der E.ON AG und den Konzernabschluss, den zusammengefassten Lagebericht und den Vorschlag des Vorstandes 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 Vorstandes, der eine Dividende von 2,35 € pro dividendenberechtigte Aktie vorsieht, schließen wir uns an.

Am 15. August 2004 verstarb im Alter von 72 Jahren unser ehemaliges Vorstandsmitglied Professor Dr. Carl Heinrich Krauch. Er war von 1980 bis 1993 Vorsitzender des Vorstandes der Hüls AG und Vorstandsmitglied der VEBA AG. Unter seiner Führung nahm der Chemiebereich unseres Konzerns eine lang anhaltende Aufwärtsentwicklung. Er wird uns in guter Erinnerung bleiben.

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

Düsseldorf, den 9. März 2005
Der Aufsichtsrat

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'U. Hartmann', followed by a long horizontal line.

Ulrich Hartmann
Vorsitzender

Ehrenvorsitzender des Aufsichtsrates

Prof. Dr. Günter Vogelsang
 Düsseldorf

Aufsichtsrat

Ulrich Hartmann
 Vorsitzender des Aufsichtsrates
 der E.ON AG, Düsseldorf

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

Günter Adam
 Vorsitzender des Gesamtbetriebsrates
 der Degussa AG, Hanau

Dr. Karl-Hermann Baumann
 bis zum 27.1.2005 Vorsitzender
 des Aufsichtsrates der Siemens AG,
 München

Ralf Blauth
 Vorsitzender des Konzernbetriebsrates
 der Degussa AG, 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

Eva Kirchhof
 Dipl.-Physikerin, Marl

Seppel Kraus
 Gewerkschaftssekretär, München

Prof. Dr. Ulrich Lehner
 Vorsitzender der Geschäftsführung der
 Henkel KGaA, Düsseldorf

Dr. Klaus Liesen
 Ehrenvorsitzender des Aufsichtsrates
 der E.ON Ruhrgas AG, Essen

Peter Obramski
 Gewerkschaftssekretär, Gelsenkirchen

Ulrich Otte
 Vorsitzender des Gesamtbetriebsrates
 der E.ON Energie AG, München

Klaus-Dieter Raschke
 Vorsitzender des Konzernbetriebsrates
 der E.ON Energie AG, Nordenham

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

Prof. Dr. Wilhelm Simson
 München

Gerhard Skupke
 Vorsitzender des Gesamtbetriebsrates
 der E.DIS AG, Fürstenwalde

Dr. Georg Frhr. von Waldenfels
 Staatsminister a.D., Rechtsanwalt,
 München

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

Florian Schreinert ist davon überzeugt, dass im Europa von morgen Grenzen immer weiter verschwimmen. Als Mitarbeiter des Technischen Service Strom bei E.ON Hanse hat er zur Optimierung der Netzanbindung des Baltic Cable an das deutsche Stromnetz beigetragen.

„Zwischen Skandinavien und Norddeutschland bestehen seit dem Zeitalter der Hanse viele wirtschaftliche und kulturelle Verbindungen. Das Baltic Cable, ein leistungsstarkes Hochspannungskabel durch die Ostsee, ist für den Stromaustausch zwischen Zentraleuropa und Skandinavien eine bedeutende Brücke. Unter der Projektleitung der Kollegen von E.ON Netz haben wir von E.ON Hanse im vergangenen Jahr einige Umspannwerke im Großraum Lübeck optimiert und dadurch die Verbindung mit dem deutschen Stromnetz über das Seekabel verbessert. Als Regionalversorger konnten wir so dazu beitragen, die Market-Unit-übergreifende Zusammenarbeit im Konzern weiterzuentwickeln.“





Januar

E.ON vollzieht die Übernahme von Midlands Electricity und ist alleinige Eigentümerin des britischen Stromverteilers.

E.ON veräußert die 27,4-prozentige EWE-Beteiligung an die beiden EWE-Hauptaktionäre Energieverband Elbe-Weser Beteiligungsholding und Weser-Ems Energiebeteiligungen. 32,1 Prozent der VNG-Beteiligung werden an EWE, die verbleibenden 10 Prozent an ostdeutsche Kommunen verkauft. Damit sind alle Veräußerungsaufgaben aus der Ministererlaubnis zum Ruhrgas-Erwerb erfüllt.

März

E.ON kauft ausstehende Anleihen von E.ON UK und deren Tochtergesellschaften mit einem Nominalwert von ca. 1,2 Mrd € zurück.

April

Moody's Investors Service hebt das Kreditrating der E.ON AG von A1 auf Aa3 mit stabilem Ausblick an.

Die Verteilungsgeschäfte von East Midlands und Midlands Electricity in Großbritannien werden zusammengeführt und in Central Networks umbenannt.

Mai

E.ON gibt vereinbarungsgemäß weitere 3,6 Prozent ihrer Degussa-Anteile an die RAG ab und hält mit Wirkung vom 1. Juni 2004 noch einen Anteil von 42,9 Prozent an Degussa.

Juni

Die Kentucky Public Service Commission (KPSC) genehmigt die von LG&E Energy und Kentucky Utilities Company beantragten Tarifierhöhungen im Strom- und Gasgeschäft.

E.ON erwirbt die restlichen Anteile an Graninge und ist damit alleinige Eigentümerin des viertgrößten schwedischen Energieversorgers.

Juli

Ruhrgas wird in E.ON Ruhrgas und Powergen in E.ON UK umbenannt.

E.ON und OAO Gazprom unterschreiben ein Memorandum of Understanding, in dem die weitere Vertiefung der erfolgreichen Zusammenarbeit im Bereich strategischer Projekte vereinbart wird. Diese Projekte entlang der Wertschöpfungskette in der Gaswirtschaft sowie im Strombereich entsprechen dem integrierten E.ON-Geschäftsmodell.



September

E.ON verständigt sich mit dem norwegischen Energieversorger Statkraft grundsätzlich auf den Verkauf von schwedischen Wasserkraftwerken mit einer jährlichen Erzeugungskapazität von rund 1,6 Mrd kWh an Statkraft. Weiterhin verständigen sich E.ON und Statkraft darauf, dass Sydkraft mit der Marke E.ON auftreten kann. Sydkraft soll in E.ON Sverige umbenannt werden.

E.ON schließt die erste konzernweite Mitarbeiterbefragung mit einer Beteiligung von über 74 Prozent ab.



Oktober

E.ON schließt mit dem rumänischen Wirtschaftsministerium eine Vereinbarung über den Erwerb einer Mehrheitsbeteiligung am Gasverteiler Distrigaz Nord ab.

E.ON unterzeichnet mit der bulgarischen Regierung den Vertrag zum Erwerb von Mehrheitsbeteiligungen an den Regionalversorgern Gorna Oryahovitza und Varna.

November

E.ON schließt Verträge über Beteiligungen am Gasgeschäft des größten ungarischen Gas- und Ölunternehmens Mol ab.

Dezember

E.ON vereinbart mit einem internationalen Bankenkonsortium eine syndizierte Kreditlinie in Höhe von 10 Mrd €. Sie ersetzt die vorherige Kreditlinie über 12,5 Mrd €.

E.ON schließt die Verhandlungen mit der rumänischen Regierung zum Erwerb einer Mehrheitsbeteiligung an dem Regionalversorger Electrica Moldova ab.

- Erfreuliche Ergebnisentwicklung im internationalen Geschäft
- Adjusted EBIT deutlich über Vorjahr
- Operativer Cashflow über Vorjahresniveau
- Dividendenerhöhung auf 2,35 € vorgesehen
- Weiterer Zuwachs beim Adjusted EBIT für das Jahr 2005 erwartet

E.ON-Konzern			
in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Umsatz	49.103	46.427	+6
Adjusted EBITDA ²⁾	10.520	9.458	+11
Adjusted EBIT ²⁾	7.361	6.228	+18
Konzernüberschuss	4.339	4.647	-7
ROCE ³⁾ (in %)	11,3	9,9	+1,4 ⁴⁾
Operativer Cashflow ⁵⁾	5.972	5.538	+8
Netto-Finanzposition ⁶⁾	-5.483	-7.855	+30
Investitionen	5.285	9.196	-43
Mitarbeiter (31.12.)	69.710	67.102	+4

1) E.ON Ruhrgas für den Zeitraum 1.2. bis 31.12.2003
 2) Non-GAAP financial measure, Überleitung zum Konzernüberschuss siehe S. 25
 3) Non-GAAP financial measure, Ableitung siehe Kapitel Wertentwicklung
 4) Veränderung in Prozentpunkten
 5) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten
 6) Non-GAAP financial measure, Überleitung siehe S. 29

Organisation Anfang 2004 neu ausgerichtet

Im Rahmen der Umsetzung der im konzernweiten Struktur- und Strategieprojekt on-top entwickelten Konzernstruktur haben wir unsere Organisation mit Wirkung zum 1. Januar 2004 nach fünf definierten Zielmärkten ausgerichtet.

Entsprechend dieser internen Organisations- und Berichtsstruktur unterscheiden wir im Rahmen der Segmentberichterstattung zwischen den Bereichen Energie und weitere Aktivitäten. Das Kerngeschäft Energie umfasst die Market Units Central Europe, Pan-European Gas, UK, Nordic und US-Midwest, die durch das Corporate Center geführt und koordiniert werden.

Central Europe fokussiert sich auf das integrierte Stromgeschäft sowie das Downstream-Gasgeschäft in Zentraleuropa.

Pan-European Gas ist für das europäische Upstream- und Midstream-Gasgeschäft verantwortlich. Daneben hält die Market Unit überwiegend Minderheitsbeteiligungen an Gesellschaften im Downstream-Gasgeschäft.

UK umfasst das integrierte Energiegeschäft in Großbritannien.

Nordic konzentriert sich auf das integrierte Energiegeschäft in Nordeuropa.

US-Midwest ist hauptsächlich im regulierten Energiemarkt in Kentucky/USA tätig.

Das Corporate Center umfasst die direkt von der E.ON AG geführten Beteiligungen, die E.ON AG selbst und auf Konzernebene durchzuführende Konsolidierungen.

Zur besseren Vergleichbarkeit haben wir für das Vorjahr Pro-forma-Zahlen – ohne Auswirkungen auf die konsolidierten Konzernzahlen – entsprechend der neuen Market-Unit-Struktur ermittelt.

Darüber hinaus verwenden wir anstelle des Betriebsergebnisses seit Anfang des Jahres 2004 ein um Sondereffekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen und Steuern (Adjusted EBIT) als operative Steuerungsgröße und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft unserer Geschäfte. Das von E.ON verwendete Adjusted EBIT ist am besten geeignet, die operative Leistung der einzelnen Market Units zu beurteilen.

Das Adjusted EBIT wird um Buchgewinne und -verluste aus Desinvestitionen, Restrukturierungsaufwendungen sowie andere nicht operative Aufwendungen und Erträge mit einmaligem bzw. seltenem Charakter bereinigt. Darüber hinaus werden Effekte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten im nicht operativen Ergebnis ausgewiesen. Außerdem wird das Zinsergebnis nach wirtschaftlichen Kriterien abgegrenzt. Insbesondere der Zinsanteil aus der

Zuführung zu den Pensionsrückstellungen wird aus dem Personalaufwand in das Zinsergebnis umgegliedert. Analog werden Zinsanteile aus der Dotierung weiterer langfristiger Rückstellungen behandelt, sofern sie nach US-GAAP in anderen Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung auszuweisen sind.

Integration zentrales Thema im Geschäftsjahr 2004

Nach den bedeutenden Akquisitionen der Powergen-Gruppe (jetzt E.ON UK und LG&E Energy) im zweiten Halbjahr 2002 und von Ruhrgas (jetzt E.ON Ruhrgas) Anfang 2003 haben wir uns im Jahr 2004 verstärkt auf den erweiterten Austausch von Know-how, die konzernübergreifende Zusammenarbeit, die Integration von Strom und Gas und die Einbindung neuer Gesellschaften konzentriert. Darüber hinaus haben wir Wachstumschancen in unseren Zielmärkten genutzt, um unsere dort bestehenden Positionen abzurunden und zu verbessern.

E.ON Energie, die Führungsgesellschaft der Market Unit Central Europe, hat im Rahmen der Ausrichtung auf die Zielmärkte mehrere Beteiligungen an andere Konzerngesellschaften abgegeben. Hierzu zählen zum Beispiel die Beteiligungen an der Thüga und den nordeuropäischen Konzerngesellschaften.

Zur weiteren Stärkung der Marktposition in Zentraleuropa Ost hat E.ON Energie im September 2003 die Mehrheit an den tschechischen Regionalversorgungsunternehmen JME und JCE erworben. Ferner wurden im Oktober 2004 Verträge zum Erwerb von Beteiligungen an den beiden bulgarischen Regionalversorgern Gorna Oryahovitz und Varna unterzeichnet; die erstmalige Konsolidierung der Gesellschaften wird im ersten Halbjahr 2005 erwartet. In Rumänien hat E.ON Energie von der Regierung den Zuschlag für die Akquisition einer Beteiligung an Electrica Moldova erhalten. Die Transaktion wird voraussichtlich im zweiten Quartal 2005 vollzogen.

Die Führungsgesellschaft der Market Unit Pan-European Gas, E.ON Ruhrgas, gehört seit dem 1. Februar 2003 zum E.ON-Konzern. Anfang 2004 hat E.ON Ruhrgas die Thüga und einige kleinere Beteiligungen von E.ON Energie übernommen. Im Herbst 2004 schloss E.ON Ruhrgas die Vereinbarung über den Erwerb einer Mehrheitsbeteiligung am rumänischen Gasverteiler

Distrigaz Nord ab. Ferner schloss E.ON Ruhrgas eine Vereinbarung über die mehrheitliche Beteiligung am Gasgeschäft des größten ungarischen Öl- und Gasunternehmens Mol. E.ON Ruhrgas soll je 75 Prozent (minus 1 Aktie) an den Mol-Gesellschaften für Gashandel und Gasspeicherung sowie 50 Prozent an einer Gasimportgesellschaft erwerben. Vorbehaltlich der Zustimmung der zuständigen Behörden soll die Transaktion im Jahr 2005 abgeschlossen werden. Darüber hinaus hat Mol gegenüber E.ON Ruhrgas eine Put-Option zur Abgabe einer Beteiligung von bis zu 75 Prozent (minus 1 Aktie) an der Mol-Gastransportgesellschaft.

E.ON UK, die Führungsgesellschaft der Market Unit UK, vollzog nach der erfolgreichen Integration des im Herbst 2002 erworbenen TXU-Vertriebsgeschäfts zur weiteren Stärkung der Verteilungsaktivitäten im Januar 2004 die Übernahme des britischen Stromverteilers Midlands Electricity.

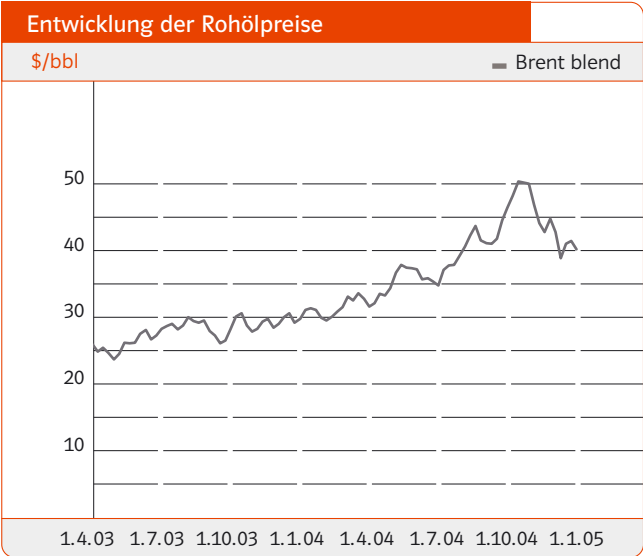
E.ON Nordic wurde zum Jahresbeginn als Führungsgesellschaft für die Market Unit Nordic etabliert. Bereits Ende des Jahres 2003 wurde die Mehrheit an Graninge, dem viertgrößten Energieversorger Schwedens, übernommen.

LG&E Energy übernahm ebenfalls Anfang 2004 die Rolle der Führungsgesellschaft für die Market Unit US-Midwest und berichtet seitdem direkt an das Corporate Center.

Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Weltwirtschaft entwickelte sich im Jahr 2004 sehr dynamisch. Das globale Bruttoinlandsprodukt (BIP) stieg mit real 5,0 Prozent so stark wie seit 30 Jahren nicht mehr. Der Welt-handel nahm nach Schätzungen des Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung im Jahr 2004 um 8,8 Prozent zu, wobei diese globale Zuwachsraten deutlich unterschiedliche Tendenzen in den einzelnen Regionen der Welt widerspiegelt. Eine besondere Dynamik war in China und den südostasiatischen Schwellenländern zu verzeichnen, wo das reale BIP um 9,2 Prozent bzw. 5,7 Prozent zunahm. Risikofaktor für die globale wirtschaftliche Entwicklung war der Anstieg der Energie- und Rohstoffpreise, und hier insbesondere der des Rohölpreises. Im Jahresverlauf 2004 stieg der Preis für die Sorte Brent von 31 \$ auf bis zu 50 \$ je Barrel. Treiber dieser Preisentwicklung waren sowohl die starke konjunkturgetriebene Nachfrage nach Rohöl aus Asien als auch Produktionsschwierigkeiten durch die anhaltende Krise im Irak und politische Unruhen in anderen Förderländern. Sollte sich der Ölpreis nachhaltig auf

einem höheren Niveau einpendeln, ist mit einer schwächeren wirtschaftlichen Entwicklung zu rechnen. Der Sachverständigenrat zitiert Untersuchungen, wonach ein dauerhafter Anstieg des Rohölpreises um 10 Prozent das globale Wachstum um rund 0,1 Prozentpunkte innerhalb der nächsten drei Jahre dämpft. Trotz der kräftigen konjunkturellen Erholung und der skizzierten Entwicklung der Rohölpreise lag die globale Inflationsrate lediglich bei 3,8 Prozent und erreichte damit einen der niedrigsten Werte der letzten 35 Jahre.



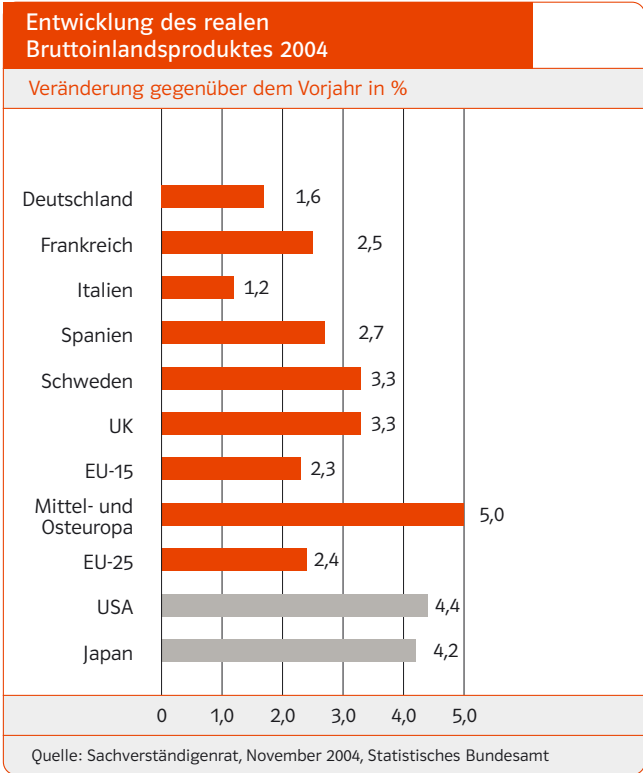
Angetrieben wurde das weltwirtschaftliche Wachstum vor allem durch die robuste US-Konjunktur. Sie bezog ihre Stärke aus der Kombination von lockerer Geldpolitik mit teilweise negativen kurzfristigen Realzinsen und einer weiterhin expansiven Fiskalpolitik mit einem steigenden Budgetdefizit. Getragen wird das US-Wachstum ferner von einem Beschäftigungszuwachs und großen Produktivitätszuwächsen. Vor diesem Hintergrund boomt die private Investitionstätigkeit. Getrieben durch die starke Binnennachfrage stieg die Importtätigkeit, so dass sich das Leistungsbilanzdefizit weiter vergrößerte. Die Stimmungsindikatoren der Wirtschaft signalisieren weiterhin ein expansives Investitionsklima in einem weitgehend inflationsfreien Umfeld mit einer Preissteigerungsrate von 2,5 Prozent im Jahr 2004.

Die Konjunktur im Euro-Raum entwickelte sich zwar besser als in den vergangenen Jahren, jedoch nicht mit der Dynamik anderer Regionen der Welt. Impulse kamen wiederum aus dem Export. In einigen Ländern war auch ein spürbarer Anstieg der Binnennachfrage zu beobachten. Hingegen fielen die Nachfrage nach Investitionsgütern und vor allem der

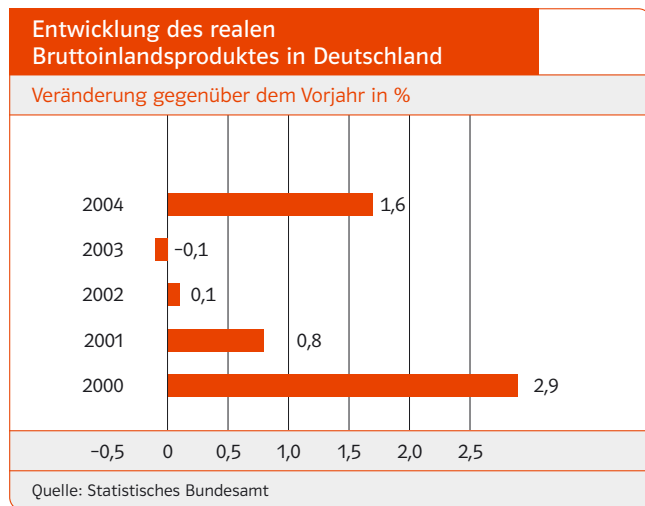
private Konsum weit schwächer aus als in anderen Regionen. Trotz des Preisdrucks auf den Energiemärkten rechnet der Sachverständigenrat im Jahr 2004 nicht mit einem Inflations-schub. Die Verbraucherpreise sollen lediglich mit einer Rate von 2,1 Prozent und damit im gleichen Ausmaß wie im Jahr 2003 steigen.

Deutlich günstiger entwickelte sich die Konjunktur im Groß-britannien. Dort trugen der Staat, die Konsumenten und die Investoren zum Wachstum der Binnennachfrage bei.

Skandinavien mit Ausnahme Dänemarks realisierte auch auf-grund der robusten Binnennachfrage ein über dem EU-Durch-schnitt liegendes Wachstum. Die Beitrittsländer verzeichne-ten ebenfalls einen kräftigen Aufschwungprozess mit gesamt-wirtschaftlichen Wachstumsraten zwischen 3 und 8 Prozent (Ausnahme: Malta), gespeist sowohl aus der Export- als auch der Binnennachfrage.

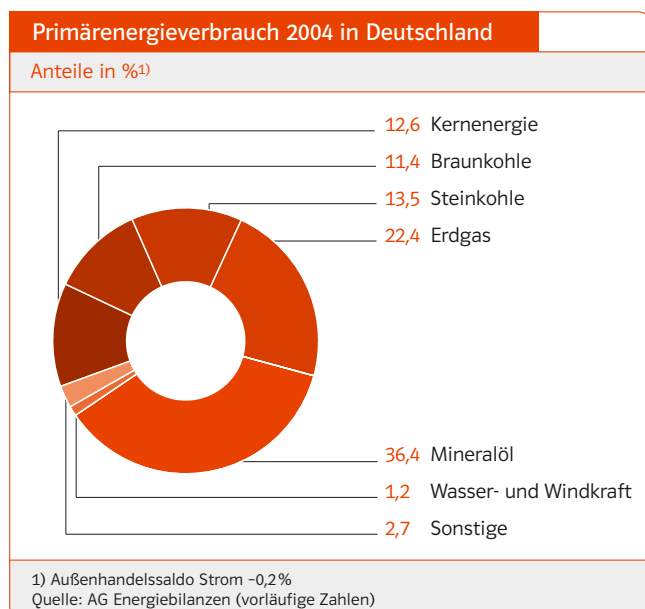


Die sich in Deutschland Ende 2003 abzeichnende wirtschaftliche Erholung setzte sich zwar im Jahr 2004 fort, zeigte aber keinerlei Dynamik. Im Unterschied zu früheren Konjunkturzyklen sprang der Impuls der gestiegenen Auslandsnachfrage bisher nicht auf die Binnenkonjunktur über, so dass Deutschland im Ergebnis eine gesplante Konjunktur aufwies: Stark positiven Exportimpulsen standen eine stagnierende Konsum- und eine sinkende Investitionsnachfrage gegenüber. Die Fiskalpolitik wirkte ebenfalls nicht stimulierend. Trotz der im Jahr 2004 gestiegenen Energiepreise nahmen die Verbraucherpreise im Jahr 2004 nur um 1,6 Prozent zu. Dies ist insbesondere auf die enttäuschende Binnennachfrage zurückzuführen.

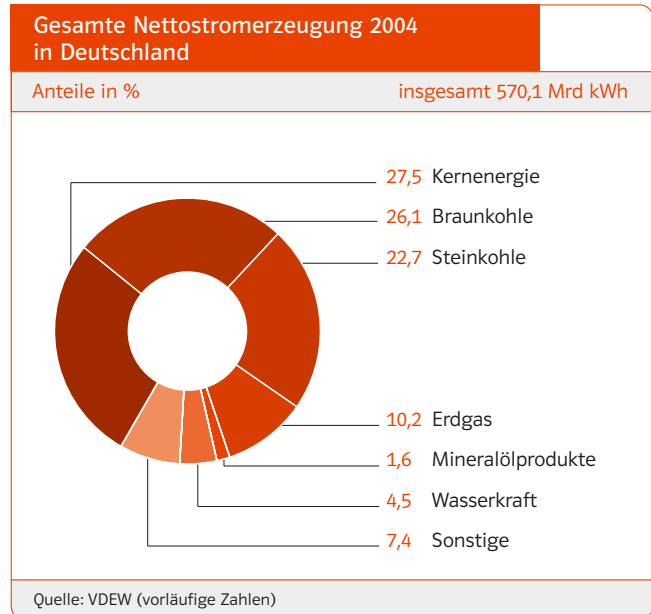


Branchensituation

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland blieb nach ersten Berechnungen im Jahr 2004 mit rund 493 Mio Tonnen Steinkohleeinheiten (SKE) auf dem Niveau des Vorjahres. Die Anteile der einzelnen Energieträger am Primärenergieverbrauch blieben gegenüber dem Vorjahr im Wesentlichen unverändert.



Die gesamte Nettostromerzeugung in Deutschland lag bei 570,1 Mrd kWh. Der größte Anteil davon wurde mit Kernenergie und Kohle erzeugt.



Die Strompreise an den Spotmärkten erreichten im Jahresdurchschnitt 2004 nicht ganz das Vorjahresniveau, da durch die gemäßigten Sommertemperaturen und die hohen Kraftwerksverfügbarkeiten eine Wiederholung der extremen Preisausschläge des Vorjahres im Jahr 2004 ausblieb. Die Forward-Produkte haben sich aufgrund der hohen Brennstoffpreise und der zumindest teilweise bereits berücksichtigten Kostenbelastung aus dem CO₂-Emissionsrechtshandel auf einem hohen Preisniveau gehalten.

Der Erdgasverbrauch in Deutschland ist im Jahr 2004 wiederum leicht angestiegen: Mit rund 996 Mrd kWh lag er geringfügig über dem Wert des Vorjahres. Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch lag bei 22,4 Prozent. In der Industrie wurde konjunkturbedingt mehr Erdgas eingesetzt. Während der Einsatz in Kraftwerken etwa auf dem Vorjahresniveau lag, ging die Nachfrage der privaten Haushalte aufgrund der höheren Temperaturen in der Heizperiode leicht zurück. Verglichen mit der Entwicklung der Ölpreise war der Preisanstieg von Erdgas moderater. Die langfristig vereinbarten, ölpreisgebundenen Erdgasimportpreise wiesen deutlich geringere Schwankungen auf als die volatilen Erdgaspreise an den Spotmärkten.

Nach der politischen Wende in Osteuropa öffnete sich unvermittelt ein neuer und sich rasch entwickelnder Energiemarkt. Länder wie Ungarn, Tschechien und die Slowakei zeigen eine hohe Dynamik sowohl im allgemeinen Wirtschaftswachstum als auch im Stromverbrauch.

Der Stromverbrauch in England und Wales lag im Jahr 2004 mit 315 Mrd kWh über dem Vorjahreswert von 305 Mrd kWh. Der Gasabsatz stieg im Vergleich zum Vorjahr um 8 Prozent auf 1.082 Mrd kWh. Die Forward-Preise für Strom setzten die Mitte des Jahres 2002 begonnene Aufwärtsbewegung fort. Die Forward-Base-load-Preise für Lieferungen im vierten Quartal 2005 stiegen von ca. 23 £/MWh im Januar 2004 auf den Höchststand von 40 £/MWh im Oktober 2004. Bis Dezember 2004 gingen sie wieder auf 32 £/MWh zurück. Verantwortlich hierfür waren das im Verhältnis zur Nachfrage geringere Kapazitätsangebot sowie gestiegene Kosten für Brennstoffe und Umweltschutzmaßnahmen einschließlich der Kosten im Rahmen des Emissionsrechtehandels. Die Forward-Preise für Gas legten im Vergleich zum Vorjahr ebenfalls erheblich zu. Sie waren im Jahr 2004 sehr volatil. Dies ist insbesondere auf die höheren Ölpreise und die Angebots-Nachfrage-Situation in Großbritannien zurückzuführen. Der durchschnittliche Spot-Preis stieg gegenüber dem Jahr 2003 um 21 Prozent auf 8,2 £/MWh (24 pence pro therm).

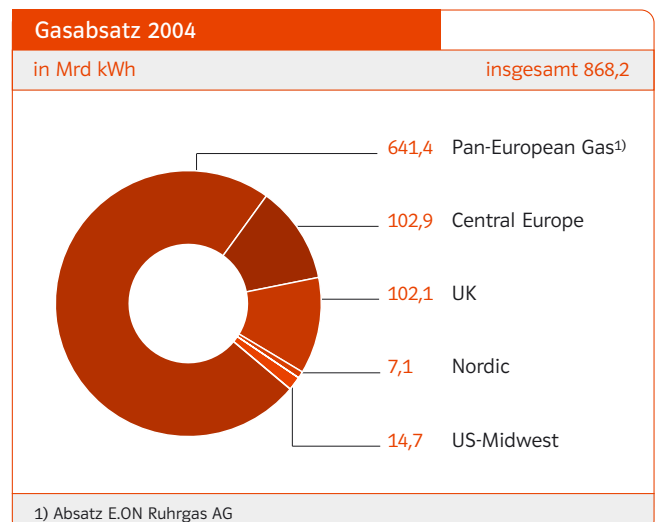
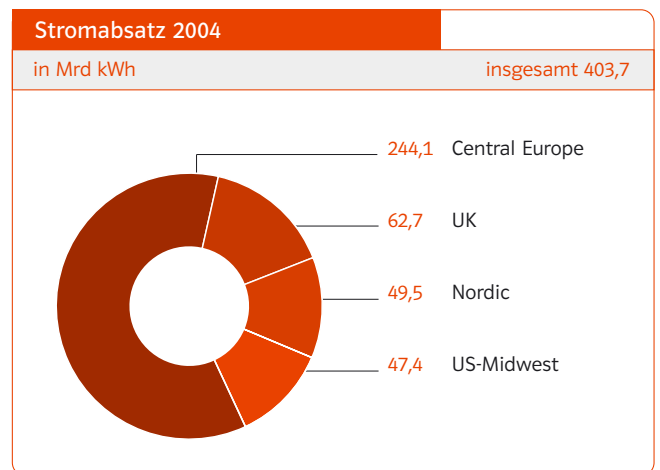
Die Bedingungen im Strommarkt von Skandinavien haben sich im Jahr 2004 gegenüber dem Vorjahr erheblich verändert. Die Nachfrage hat im Jahr 2004 nur leicht, die Stromerzeugung aus Kern- und Wasserkraft aber signifikant zugenommen. Nach zwei Jahren mit niedrigen Wasserständen der Reservoirs in Schweden und Norwegen hat sich die Situation bis zum Ende des Jahres 2004 wieder normalisiert. Starke Regenfälle in der zweiten Jahreshälfte brachten die Wasserstände im Dezember erstmals seit 2002 auf einen normalen Stand. Die Erzeugung aus Kernkraft erreichte gegenüber dem Vorjahr, das von einigen längeren Stillständen geprägt war, ein hohes Niveau. Vor diesem Hintergrund sind trotz hoher Kohle- und Ölpreise die durchschnittlichen jährlichen Spotpreise an der skandinavischen Strombörse Nordpool um mehr als 20 Prozent gefallen.

Die Großhandelsstrompreise im Mittleren Westen der USA sind im Jahr 2004 gestiegen. Sie lagen bei rund 37 \$/MWh im Vergleich zu 31 \$/MWh im Vorjahr. Verantwortlich hierfür waren unter anderem die von 5,50 \$ auf 5,90 \$ gestiegenen durchschnittlichen Großhandelspreise für Gas. Die Gaspreise wurden weiterhin durch die angespannte Marktsituation in

Nordamerika beeinflusst. Durch die witterungsbedingt geringere Nachfrage stiegen im Vergleich zum Vorjahr die Vorräte in den Gasspeichern. Dadurch konnte die verringerte Gasproduktion im Golf von Mexiko, die durch den Hurrikan Ivan verursacht wurde, kompensiert werden.

Strom- und Gasabsatz gestiegen

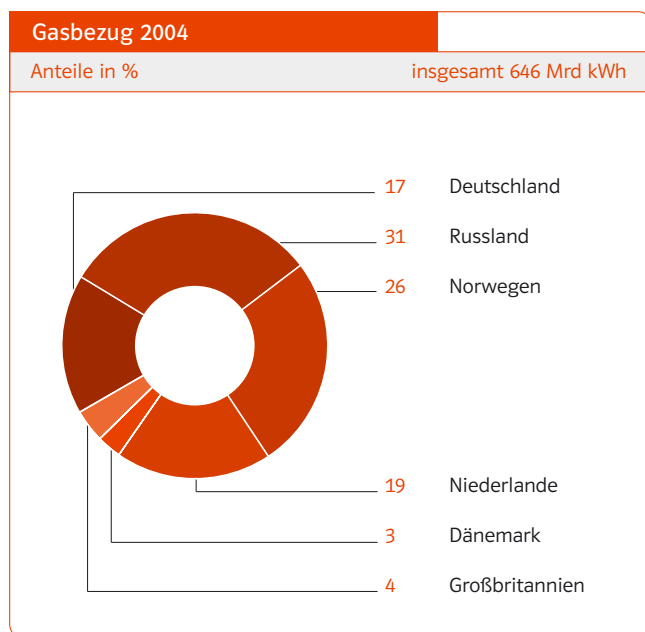
Im Jahr 2004 konnten wir im Konzern die Stromlieferungen im Wesentlichen durch die Einbeziehung der tschechischen Stromregionalversorger JME und JCE sowie des schwedischen Energieversorgungsunternehmens Graninge um 3 Prozent steigern. Der Gasabsatz lag aufgrund von Zuwächsen im Auslandsgeschäft bei Pan-European Gas insgesamt um 2 Prozent über dem Vorjahreswert.



Strom- und Gasbeschaffung

In eigenen Kraftwerken erzeugte die Market Unit Central Europe mit 131 Mrd kWh rund 52 Prozent des Strombedarfs. Von Gemeinschaftskraftwerken und Fremden bezog Central Europe mit 123 Mrd kWh rund 18 Prozent mehr Strom als im Vorjahr. Insgesamt erhöhte sich die Strombeschaffung um 6 Prozent auf 254 Mrd kWh.

Pan-European Gas bezog das Erdgas nach wie vor aus deutscher Produktion und aus fünf Exportländern. Das Gesamtaufkommen von insgesamt 646 Mrd kWh verteilte sich dabei wie folgt:



Die Market Unit UK erzeugte mit 35 Mrd kWh mehr als die Hälfte des Strombedarfs (65 Mrd kWh) in eigenen Kraftwerken. Von Gemeinschaftskraftwerken und Fremden bezog UK 30 Mrd kWh.

Nordic erzeugte zwei Drittel des Strombedarfs von 51 Mrd kWh in eigenen Kraftwerken. Der Bezug von Gemeinschaftskraftwerken und Fremden lag bei 18 Mrd kWh.

Bei US-Midwest belief sich die Erzeugung in eigenen und geleasteten Kraftwerken auf 46 Mrd kWh, von Fremden bezog die Market Unit 5 Mrd kWh.

Konzernumsatz gesteigert

Der Konzernumsatz stieg vor allem durch die erstmals ganzjährig wirksame Vollkonsolidierung von E.ON Ruhrgas und einiger europäischer Energieversorgungsunternehmen. Im Jahr 2003 wurden E.ON Ruhrgas seit dem 1. Februar, JME und JCE seit dem 1. Oktober und Graninge seit dem 1. November konsolidiert. Midlands Electricity wird seit dem 16. Januar 2004 einbezogen.

Die Umsatzsteigerung der Market Unit Central Europe gegenüber dem Vorjahr resultiert zu rund einem Drittel aus der Vollkonsolidierung von JME und JCE. Darüber hinaus wirkten sich höhere Absätze von gesetzlich geförderten Mengen gemäß des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) sowie die erhaltenen Strompreise in Deutschland positiv auf den Umsatz aus.

Konzernumsatz			
in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Central Europe	20.752	19.253	+8
Pan-European Gas	14.426	12.973 ²⁾	+11
UK	8.490	7.923	+7
Nordic	3.347	2.824	+19
US-Midwest	1.913	1.971	-3
Corporate Center	-813	-596	-
Kerngeschäft Energie	48.115	44.348	+8
Weitere Aktivitäten³⁾	988	2.079	-52
Konzernumsatz	49.103	46.427	+6

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur
 2) E.ON Ruhrgas für den Zeitraum 1.2. bis 31.12.2003
 3) enthält Degussa vom 1.1. bis 31.1.2003 und Viterra

Pan-European Gas steigerte im Jahr 2004 den Umsatz deutlich. Dabei ist zu beachten, dass die Market Unit im Geschäftsjahr 2003 erst ab dem 1. Februar konsolidiert wurde.

In der Market Unit UK resultierte der Umsatzanstieg insbesondere aus der erstmaligen Konsolidierung von Midlands Electricity, Tarifierhöhungen im Endkundengeschäft und positiven Wechselkurseffekten. Gegenläufig wirkte das geringere Absatzvolumen im Vertriebsgeschäft.

Der Umsatz von Nordic stieg durch die Konsolidierung von Graninge und durch höhere Erzeugungsmengen im bestehenden Kraftwerkspark.

Im Geschäftsjahr 2004 sank der Umsatz von US-Midwest um 3 Prozent auf 1.913 Mio €. Grund für den Rückgang ist der schwache US-Dollar-Wechselkurs gegenüber dem Euro. In Landeswährung dagegen stieg der Umsatz aufgrund des höheren Absatzes an Endkunden im regulierten Geschäft um 7 Prozent.

Der Umsatz der weiteren Aktivitäten ging konsolidierungsbedingt erheblich zurück. Diese Aktivitäten umfassen unsere Beteiligungen Viterra und Degussa. Seit dem 1. Februar 2003 wird Degussa nur noch at equity in unseren Konzernabschluss einbezogen und ihr Umsatz deshalb nicht mehr berücksichtigt. Der Umsatz von Viterra sank um 9 Prozent auf 988 Mio €.

Adjusted EBIT deutlich über Vorjahresniveau

Im Jahr 2004 konnten wir das Adjusted EBIT um 1.133 Mio € bzw. 18 Prozent steigern. Dazu haben fast alle Market Units beigetragen. Lediglich bei Pan-European Gas lag das Adjusted EBIT geringfügig unter dem temperaturbedingt außergewöhnlich hohen Vorjahresniveau. Unsere internationalen Aktivitäten konnten deutliche Ergebniszuwächse erwirtschaften. Der Anstieg des Adjusted EBIT ist im Wesentlichen auf die erstmals ganzjährige Einbeziehung unserer erfolgreichen Akquisitionen, Sondereffekte bei der Market Unit Central Europe und operative Verbesserungen zurückzuführen.

Adjusted EBIT			
in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Central Europe	3.602	2.979	+21
Pan-European Gas	1.428	1.463 ²⁾	-2
UK	1.017	610	+67
Nordic	701	546	+28
US-Midwest	349	317	+10
Corporate Center	-314	-319	-
Kerngeschäft Energie	6.783	5.596	+21
Weitere Aktivitäten³⁾	578	632	-9
Adjusted EBIT⁴⁾	7.361	6.228	+18

¹⁾ Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur
²⁾ E.ON Ruhrgas für den Zeitraum 1.2. bis 31.12.2003
³⁾ enthält Viterra und die seit 1.2.2003 at equity bewertete Degussa
⁴⁾ Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Konzernüberschuss
 siehe Tabelle auf Seite 25

Das Adjusted EBIT von Central Europe profitierte insbesondere von der Auflösung von Vorsorgepositionen, die unter anderem mit dem Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz zusammenhängen (siehe auch S. 62). Zusätzlich wirkten sich die Weitergabe der höheren Stromhandelspreise an die Endkunden und geringere Belastungen bei den Brennstoff- und Entsorgungskosten im Kernenergiebereich positiv aus. Das Ergebnis im Vorjahr war zudem durch einmalige Ausgleichszahlungen im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung belastet.

Bei Pan-European Gas erreichte das Adjusted EBIT für 12 Monate 2004 nicht ganz das Niveau des Vorjahres, in dem nur 11 Monate einbezogen wurden. Wesentliche Faktoren für diese Entwicklung waren höhere Spitzentemperaturen und

niedrigere Verkaufspreise als im Vorjahr. Darüber hinaus folgen die Bezugskosten aufgrund der vertraglichen Anpassungsmechanismen den steigenden Ölpreisen schneller als die Verkaufspreise.

Die erhebliche Verbesserung des Adjusted EBIT bei UK resultiert im Wesentlichen aus der Konsolidierung des im Januar 2004 erworbenen Stromverteilungsgeschäfts von Midlands Electricity, aus Effizienzsteigerungen im Rahmen der Integration des im Jahr 2002 erworbenen TXU-Geschäfts und höheren Ergebnissen im Endkundengeschäft. Negativ wirkten sich höhere Bezugskosten für Kohle und Gas aus.

Nordic erhöhte das Adjusted EBIT ebenfalls deutlich. Hierzu trägt die Konsolidierung von Gräninge maßgeblich bei. Darüber hinaus profitierte das Ergebnis von höheren Erzeugungsmengen aus Wasser- und Kernkraft sowie besseren Strommargen im Endkundengeschäft.

Die Market Unit US-Midwest konnte das Adjusted EBIT um 10 Prozent – in US-Dollar sogar um 21 Prozent – verbessern. Gründe hierfür waren insbesondere der gestiegene Absatz an Endkunden sowie die von der Kentucky Public Service Commission genehmigten höheren Strom- und Gaspreise.

Die weiteren Aktivitäten beinhalten unsere Beteiligungen Viterra und Degussa. Viterra erzielte ein Adjusted EBIT von 471 Mio € gegenüber 456 Mio € im Vorjahr. Seit dem 1. Februar 2003 fließt das Degussa-Ergebnis im Rahmen der Equity-Bewertung nur anteilig nach Steuern und Fremdantheilen in das Adjusted EBIT des Konzerns ein. Der Ergebnisbeitrag von Degussa lag im Jahr 2004 bei 107 Mio € (Vorjahr: 176 Mio €).

Konzernüberschuss unter hohem Vorjahresniveau

Beim Konzernüberschuss (nach Steuern und nach Anteilen Konzernfremder) konnten wir das hohe Vorjahresniveau nicht ganz erreichen, weil – insbesondere beim Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten – erheblich niedrigere Buchgewinne als im Vorjahr anfielen.

Das wirtschaftliche Zinsergebnis verbesserte sich im Geschäftsjahr 2004 um 523 Mio €. Dabei wirkte sich vor allem die Novellierung der Endlager-Vorausleistungsverordnung mit einem Einmaleffekt in Höhe von rund 270 Mio € positiv aus.

Nettobuchgewinne unter Vorjahreswert

Die Nettobuchgewinne lagen im Berichtszeitraum unter dem Vorjahresniveau. Sie stammen aus dem Verkauf der Beteiligungen an EWE und VNG (insgesamt 317 Mio €), der Veräußerung von Wertpapieren (221 Mio €) und der Abgabe weiterer Degussa-Anteile (51 Mio €). Im Vorjahr betrafen die Buchgewinne den Verkauf von Anteilen an Bouygues Telecom (840 Mio €), die Veräußerung von Degussa-Anteilen (168 Mio €) sowie den Verkauf von Wertpapieren bei Central Europe (165 Mio €). Darüber hinaus fielen bei Central Europe und UK im Jahr 2003 rund 160 Mio € Buchgewinne aus der Veräußerung von Beteiligungen an. Dem stand ein Buchverlust aus der Veräußerung von HypoVereinsbank-Anteilen in Höhe von 76 Mio € bei Central Europe gegenüber.

Die Restrukturierungsaufwendungen sanken im Vergleich zum Vorjahr auf 108 Mio €. Sie entstanden insbesondere bei der Integration von Midlands Electricity und den Fusionen mehrerer Regionalversorger zu E.ON Hanse und E.ON Westfalen Weser. Im Vorjahr betraf der Aufwand ebenso die Zusammenfassung der Regionalversorger und die Einbeziehung der TXU-Aktivitäten.

Sonstiges nicht operatives Ergebnis durch Derivatebewertung geprägt

Das sonstige nicht operative Ergebnis enthält im Jahr 2004 insbesondere positive Effekte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten, die vor allem aus den Hedgingaktivitäten der Market Unit UK entstanden sind. Die Derivate dienen der Absicherung des operativen Geschäfts gegen Preisschwankungen. Zum Jahresende 2004 resultiert aus der Marktbewertung von Derivaten ein Ergebnisbeitrag von rund 290 Mio €. Zum Stichtag 30. September 2004 betrug der Ergebnisbeitrag aufgrund des stark gestiegenen Gaspreises noch rund 890 Mio €. Dem standen unter anderem außerplanmäßige Wertminderungen auf Grundstücke und Wertpapiere des Umlaufvermögens bei Central Europe sowie außerplanmäßige Belastungen bei Beteiligungen von Central Europe und UK gegenüber. Im Vorjahr schloss das sonstige nicht operative Ergebnis neben positiven Effekten aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten vor allem die Equity-Bewertung unserer RAG-Anteile ein.

Die von Degussa in ihrem Geschäftsbereich Feinchemie vorgenommene Wertberichtigung belastete unser sonstiges nicht operatives Vorjahresergebnis.

Der Anstieg des Steueraufwandes um 823 Mio € im Geschäftsjahr 2004 beruht insbesondere auf den operativen Ergebnisverbesserungen.

Das Ergebnis aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften betraf im Jahr 2003 im Wesentlichen den US-amerikanischen Standard zur Bilanzierung von Stilllegungsverpflichtungen für Anlagegegenstände mit langfristiger Nutzungsdauer.

Konzernüberschuss			
in Mio €	2004	2003	+/- %
Adjusted EBITDA¹⁾	10.520	9.458	+11
Adjusted EBIT-wirksame Abschreibungen ²⁾	-3.159	-3.230	-
Adjusted EBIT¹⁾	7.361	6.228	+18
Wirtschaftliches Zinsergebnis ³⁾	-1.140	-1.663	-
Nettobuchgewinne	589	1.257	-
Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement	-108	-479	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	97	195	-
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	6.799	5.538	+23
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-1.947	-1.124	-
Anteile Konzernfremder	-504	-464	-
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	4.348	3.950	+10
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-9	1.137	-
Ergebnis aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-	-440	-
Konzernüberschuss	4.339	4.647	-7

¹⁾ Non-GAAP financial measure
²⁾ Erläuterung siehe Fußnote ¹⁾ unter der Tabelle auf Seite 158
³⁾ Überleitung siehe Seite 160

Dividendenerhöhung auf 2,35 € vorgesehen

Der Jahresabschluss der E.ON AG ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches und des Aktiengesetzes aufgestellt. Der Jahresüberschuss beträgt 2.923 Mio €. Nach Einstellung von 1.374 Mio € in die anderen Gewinnrücklagen ergibt sich ein Bilanzgewinn von 1.549 Mio €.

Bilanz der E.ON AG (Kurzfassung)		
in Mio €	31.12.2004	31.12.2003
Sachanlagen	185	191
Finanzanlagen	22.129	22.266
Anlagevermögen	22.314	22.457
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	5.140	6.524
Übrige Forderungen	2.133	1.588
Liquide Mittel	384	251
Umlaufvermögen	7.657	8.363
Gesamtvermögen	29.971	30.820
Eigenkapital	13.268	11.657
Sonderposten mit Rücklageanteil	342	415
Rückstellungen	1.517	2.126
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	10.686	14.170
Übrige Verbindlichkeiten	4.158	2.452
Gesamtkapital	29.971	30.820

Gewinn- und Verlustrechnung der E.ON AG (Kurzfassung)		
in Mio €	2004	2003
Beteiligungsergebnis	3.522	3.018
Zinsergebnis	-705	-793
Übrige Aufwendungen und Erträge	-82	-30
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	2.735	2.195
Steuern	188	-271
Jahresüberschuss	2.923	1.924
Einstellung in die Gewinnrücklagen	-1.374	-612
Bilanzgewinn	1.549	1.312

Wir schlagen der Hauptversammlung am 27. April 2005 vor, aus dem Bilanzgewinn eine Dividende von 2,35 € je dividendenberechtigte Stückaktie auszuschütten. Dies entspricht einer Steigerung um 18 Prozent. Damit liegt die Dividendentwicklung über der im Rahmen des on-top-Projekts formulierten Vorgabe. Wir können die Dividende insbesondere aufgrund der erfreulichen operativen Ergebnisentwicklung bereits zum sechsten Mal in Folge erhöhen. Auf diese Weise verbessern wir weiter die Attraktivität der E.ON-Aktie.

Der vom Abschlussprüfer PwC Deutsche Revision Aktiengesellschaft, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Düsseldorf, mit dem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehene vollständige Jahresabschluss der E.ON AG wird im Bundesanzeiger veröffentlicht und beim Handelsregister des Amtsgerichts Düsseldorf, HRB 22 315, hinterlegt. Er kann als Sonderdruck bei der E.ON AG angefordert werden. Im Internet ist er unter www.eon.com abrufbar.

Investitionen deutlich unter Vorjahresniveau

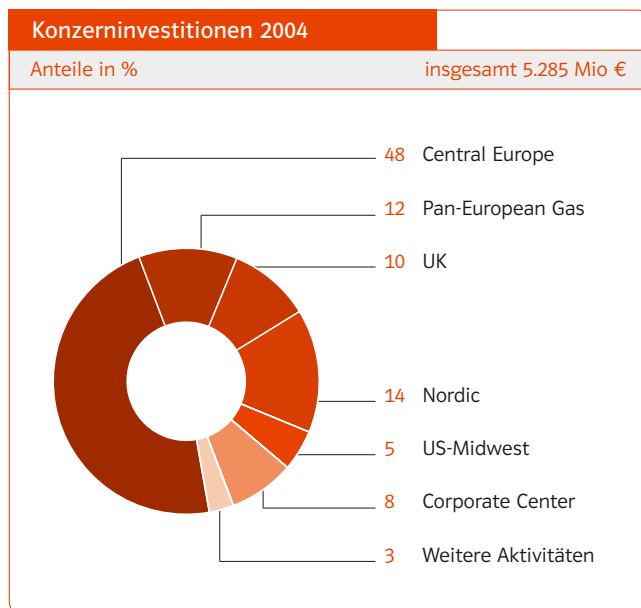
Im E.ON-Konzern lagen die Investitionen im Jahr 2004 um 3,9 Mrd € bzw. 43 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Der hohe Vorjahreswert beinhaltet im Wesentlichen die Ausgaben für die Akquisition von E.ON Ruhrgas-Anteilen im Corporate Center. In immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen wurden wie im Vorjahr 2,7 Mrd € investiert. Die Investitionen in Finanzanlagen betrugen 2,6 Mrd € gegenüber 6,5 Mrd € im Vorjahr, darin sind 0,1 Mrd € (Vorjahr: 0,4 Mrd €) für Investitionen in at equity bewertete Unternehmen enthalten.

Konzerninvestitionen			
in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Central Europe	2.527	2.126	+19
Pan-European Gas	660	667 ²⁾	-1
UK	503	388	+30
Nordic	740	1.265	-42
US-Midwest	277	443	-37
Corporate Center	434	4.147	-90
Kerngeschäft Energie	5.141	9.036	-43
Weitere Aktivitäten³⁾	144	160	-10
Konzerninvestitionen	5.285	9.196	-43
davon Ausland	3.288	3.058	+8

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur
 2) E.ON Ruhrgas für den Zeitraum 1.2. bis 31.12.2003
 3) enthält Viterra und die seit 1.2.2003 at equity bewertete Degussa

Die Market Unit Central Europe investierte 19 Prozent mehr als im Vorjahr. Auf Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen entfielen 1.388 Mio € (Vorjahr: 1.255 Mio €) und in Finanzanlagen 1.139 Mio € (Vorjahr: 871 Mio €). Der Großteil der Sachanlageinvestitionen floss in die Bereiche Stromerzeugung und -verteilung. Die Investitionen in Finanzanlagen betreffen zu großen Teilen den Erwerb der Mehrheit an Ferngas Salzgitter, von Anteilen an den bulgarischen Stromversorgungsunternehmen Varna und Gorna Oryahovitz sowie weiterer Anteile an verschiedenen Versorgungsunternehmen in Tschechien und Ungarn.

Die Market Unit Pan-European Gas investierte im Berichtszeitraum 2004 rund 145 Mio € in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte, im Wesentlichen in den weiteren Ausbau des Transportsystems. Im Geschäftsjahr 2004 betrugen die Investitionen in Finanzanlagen 515 Mio € und hatten damit einen Anteil von 78 Prozent an den Gesamtinvestitionen. Das größte Einzelprojekt war dabei die Übernahme des 3,4-prozentigen E.ON-Anteils aus dem Squeeze-out-Verfahren bei Thüga.



Mit 503 Mio € lagen die Investitionen von E.ON UK im Berichtszeitraum um 115 Mio € über dem Vorjahr. Der Anstieg ist hauptsächlich auf Investitionen in das neu erworbene Geschäft von Midlands Electricity zurückzuführen. Die Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen entfielen insbesondere auf den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die Verbesserung des Verteilungsnetzes sowie die Instandhaltung konventioneller Kraftwerke.

Die Market Unit Nordic investierte 350 Mio € in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen für die Instandhaltung der Kraftwerke sowie für den Ausbau und die Erweiterung des Verteilungsnetzes. Investitionen in Finanzanlagen von 390 Mio € betrafen hauptsächlich die Akquisition zusätzlicher Graninge-Anteile, an der Sydkraft nun 100 Prozent hält.

Die Investitionen der Market Unit US-Midwest betrugen 277 Mio € im Vergleich zu 443 Mio € im Vorjahr. Der Rückgang resultiert aus geringeren Ausgaben für Umweltschutzmaßnahmen und geringeren Investitionen für Gasturbinen.

Die Investitionen bei den weiteren Aktivitäten betreffen im Jahr 2004 ausschließlich Viterra. Bei dieser Gesellschaft erhöhten sich die Investitionen um 16 Prozent auf 144 Mio €.

Finanzlage

E.ON stellt die Finanzlage des Konzerns unter anderem mit den Kennzahlen operativer Cashflow, Free Cashflow und Netto-Finanzposition dar. Als Free Cashflow bezeichnen wir den operativen Cashflow nach Abzug der Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen. Dieser Überschuss steht insbesondere für Wachstumsinvestitionen, Dividenden, Tilgungen und Geldanlagen zur Verfügung. Die Netto-Finanzposition ist der Saldo aus der Brutto-Finanzverschuldung und dem vorhandenen Finanzvermögen. Diese Kennzahlen erhöhen das Verständnis der Finanzlage und insbesondere der Liquiditätsentwicklung des E.ON-Konzerns.

Konzern-Kapitalflussrechnung (Kurzfassung)		
in Mio €	2004	2003
Operativer Cashflow	5.972	5.538
Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-596	39
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-4.461	-3.545
Veränderung der Zahlungsmittel fortgeführter Aktivitäten	915	2.032
Liquide Mittel zum 31. Dezember	12.016	10.795

Der operative Cashflow lag im Jahr 2004 über dem Vorjahresniveau. Hierzu trug ausschließlich das Kerngeschäft Energie bei.

Operativer Cashflow			
in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/-
Central Europe	2.938	4.081	-1.143
Pan-European Gas	1.016	1.027 ²⁾	-11
UK	633	315	+318
Nordic	957	773	+184
US-Midwest	182	188	-6
Corporate Center	241	-855	+1.096
Kerngeschäft Energie	5.967	5.529	+438
Weitere Aktivitäten³⁾	5	9	-4
Operativer Cashflow⁴⁾	5.972	5.538	+434
Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	2.712	2.660	+52
Free Cashflow⁵⁾	3.260	2.878	+382

¹⁾ Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur
²⁾ E.ON Ruhrgas für den Zeitraum 1. 2. bis 31.12. 2003
³⁾ enthält Viterra und Degussa vom 1.1. bis 31.1.2003
⁴⁾ entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten
⁵⁾ Non-GAAP financial measure

Der operative Cashflow der Market Unit Central Europe ging zurück, weil veränderte Zahlungsmodalitäten zu erhöhten Auszahlungen für die Wiederaufbereitung von Kernbrennstoffen führten. Darüber hinaus wurden im Vorjahr höhere konzerninterne Steuergutschriften vorgenommen.

Die Market Unit Pan-European Gas verzeichnet einen operativen Cashflow, der trotz der Konsolidierung der vollen 12 Monate im Jahr 2004 (Vorjahr: Februar-Dezember) unter dem Vorjahr liegt. Ursachen sind vor allem höhere Steuerverrechnungen, höhere Spitzentemperaturen und niedrigere Verkaufspreise. Darüber hinaus folgen die Bezugskosten aufgrund der vertraglichen Anpassungsmechanismen den steigenden Ölpreisen schneller als die Verkaufspreise.

Bei der Market Unit UK stieg der operative Cashflow stark an. Dies ist auf die Konsolidierung von Midlands Electricity im Jahr 2004 sowie auf Preisanpassungen im Retailbereich zurückzuführen. Ferner fielen Sondereffekte, die im Vorjahr zu Belastungen führten, nicht an. Hierzu zählten unter anderem Ausgleichszahlungen für die Auflösung von Zinsswaps sowie eines Gasvertrags.

Der deutliche Cashflow-Anstieg der Market Unit Nordic ist durch die Konsolidierung von Graninge und eine höhere Stromproduktion bedingt. Des Weiteren führte der Rückgang des Working Capitals zu einer Erhöhung des Cashflows.

Trotz des stark gesunkenen US-Dollars liegt der operative Cashflow der Market Unit US-Midwest auf dem Niveau des Vorjahres.

Im Corporate Center nahm der operative Cashflow im Wesentlichen wegen positiver Effekte aus konzerninternen Steuerverrechnungen und geringeren Netto-Zinsauszahlungen zu.

Jeweils im ersten Quartal eines Kalenderjahres werden – trotz saisonüblich hoher Absätze – wegen der Abrechnungszyklen bei Central Europe, UK und US-Midwest geringere

Cashflow-Überschüsse erzielt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Forderungen zunehmen und Finanzmittel für bezogene Lieferungen und Leistungen abfließen. Dagegen erfolgt insbesondere im zweiten und dritten Quartal eines Jahres ein entsprechender abrechnungsbedingter Abbau des Working Capitals, der zu signifikanten Cashflow-Überschüssen führt, obwohl die Absätze in diesen Quartalen – mit Ausnahme bei der Market Unit US-Midwest – üblicherweise zurückgehen. Das vierte Quartal ist wiederum durch den Aufbau des Working Capitals beeinflusst. Bei Pan-European Gas wird dagegen der operative Cashflow weitestgehend im ersten Quartal erwirtschaftet, während im vierten Quartal ein Mittelabfluss durch Erdgassteuervorauszahlungen erfolgt. Ein besonders hoher Teil der Investitionsauszahlungen für immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen wird bei den Market Units im vierten Quartal eines Jahres fällig.

Aufgrund der stabilen Investitionstätigkeit in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen liegt auch der Free Cashflow deutlich über dem Vorjahreswert.

Im Vergleich zum Stand per 31. Dezember 2003 hat sich die Netto-Finanzposition ebenfalls weiter verbessert. Dies ist vor allem auf den hohen Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit und auf die Erlöse aus dem Verkauf von Anteilen an VNG und EWE sowie Immobilienverkäufen von Viterra zurückzuführen. Gegenläufig wirkten Finanzmittelabflüsse, die Konsolidierung übernommener Finanzschulden im Rahmen der Erwerbe von Midlands Electricity und der restlichen Graninge-Anteile sowie Investitionen in Sachanlagen und in Beteiligungen. Darüber hinaus führte die Dividendenzahlung zu einem Finanzmittelabfluss.

Der Netto-Zinsaufwand lag über dem Vorjahresniveau. Die Finanzkennzahl Adjusted EBITDA/Netto-Zinsaufwand hat sich durch den deutlichen Anstieg des Adjusted EBITDA trotz des höheren Netto-Zinsaufwands weiter verbessert.

Netto-Finanzposition E.ON-Konzern

in Mio €	31.12.2004	31.12.2003
Einlagen bei Kreditinstituten	4.233	3.807
Wertpapiere/Fonds des Umlaufvermögens	7.783	6.988
Summe liquide Mittel	12.016	10.795
Wertpapiere/Fonds des Anlagevermögens	834	981
Finanzvermögen	12.850	11.776
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	-4.050	-4.789
Anleihen	-9.148	-11.506
Commercial Papers	-3.631	-2.168
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	-1.504	-1.168
Summe Finanzschulden	-18.333	-19.631
Netto-Finanzposition¹⁾	-5.483	-7.855

1) Non-GAAP financial measure, Überleitung siehe unten stehende Tabelle

Überleitung Netto-Finanzposition E.ON-Konzern

in Mio €	31.12.2004	31.12.2003
Liquide Mittel laut Bilanz	12.016	10.795
Finanzanlagen laut Bilanz	17.263	17.725
davon Ausleihungen	-1.438	-1.785
davon Beteiligungen	-14.420	-14.361
davon Anteile an verbundenen Unternehmen	-571	-598
= Finanzvermögen	12.850	11.776
Finanzverbindlichkeiten laut Bilanz	-20.301	-21.787
davon gegenüber verbundenen Unternehmen aus Finanzgeschäft	134	231
davon gegenüber Beteiligungsunternehmen aus Finanzgeschäft	1.834	1.925
= Summe Finanzschulden	-18.333	-19.631
Netto-Finanzposition	-5.483	-7.855

Finanzkennzahlen E.ON-Konzern

in Mio €	2004	2003
Netto-Zinsaufwand¹⁾	657	637
Adjusted EBITDA²⁾	10.520	9.458
Operativer Cashflow³⁾	5.972	5.538
Adjusted EBITDA/Netto-Zinsaufwand	16,0x	14,8x
Adjusted EBITDA/Netto-Finanzposition	192 %	120 %
Netto-Finanzposition/operativer Cashflow	0,9 x	1,4 x

1) Non-GAAP financial measure, Überleitung zum Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung siehe Seite 160

2) Non-GAAP financial measure, Überleitung zum Konzernüberschuss siehe S. 25

3) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten

Finanzpolitik

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

Im März 2004 wurden ausstehende Anleihen von E.ON UK und deren Tochtergesellschaften mit einem Nominalwert von ca. 1,2 Mrd € zurückgekauft. Die Transaktion ist Teil der zentralisierten Finanzierungspolitik von E.ON und führt zu nennenswerten Einsparungen bei den Finanzierungskosten.

Die E.ON AG hat im Dezember 2004 mit einem internationalen Bankenkonsortium eine syndizierte Kreditlinie in Höhe von 10 Mrd € vereinbart. Diese Kreditlinie ersetzt die bis dahin bestehende Kreditlinie in Höhe von 12,5 Mrd €. Mit der neuen Kreditlinie nutzte E.ON die nochmals verbesserten Konditionen am Kreditmarkt. Zum Ende des Jahres 2004 hat die E.ON AG darüber hinaus mit einzelnen Banken fest zugesagte kurzfristige Kreditlinien (0,2 Mrd €) vereinbart. Zusätzlich stehen uns ein Commercial Paper- (10 Mrd €) und ein Medium Term Note-Programm (20 Mrd €) zur Verfügung. Zum Jahresende 2004 waren vom Commercial Paper-Programm 3,4 Mrd € in Anspruch genommen. Im Rahmen des Medium Term Note-Programms standen zum Jahresende Schuldverschreibungen in Höhe von rund 7 Mrd € aus.

E.ON-Anleihen haben von Standard & Poor's seit dem 4. Juni 2004 ein Langfrist-Rating von AA- (stable) und von Moody's seit dem 30. April 2004 ein Langfrist-Rating von Aa3 (stable). Die von E.ON emittierten Commercial Paper haben ein Kurzfrist-Rating von A-1+ (Standard & Poor's) und P-1 (Moody's). Wir wollen mindestens ein „starkes A“-Rating beibehalten.

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 2004 37.643 Mio €. Die Marktwerte dieser Sicherungsgeschäfte beliefen sich auf 841 Mio €. Der deutliche Anstieg der Derivatetätigkeit im Zins- und Währungsbereich ist im Wesentlichen auf die Umstrukturierung der langfristigen Finanzverbindlichkeiten in eine kürzere Zinsbindung zurückzuführen. Zusätzlich wurden Fremdwährungsgeschäfte zur Sicherung von Fremdwährungsforderungen und -verbindlichkeiten sowie zur Sicherung von Auslandsbeteiligungen abgeschlossen.

Zur Begrenzung der Risiken aus der Änderung von Rohstoff- und Produktpreisen setzen wir ebenfalls derivative Finanzinstrumente ein. Im Energiebereich werden im Wesentlichen 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 2004 betrugen die Nominalwerte der Energiederivate 25.251 Mio €. Der Marktwert aller Energiederivate beläuft sich auf 383 Mio €.

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

Vermögens- und Kapitalstruktur

Im Jahr 2004 führte im Wesentlichen der Erwerb von Midlands Electricity und die stichtagsbezogene Marktbewertung unserer Gazprom-Beteiligung zu einem Anstieg des langfristig gebundenen Vermögens um 1,3 Mrd €. Das kurzfristig gebundene Vermögen nahm um 0,9 Mrd € zu. Damit erhöhte sich die Bilanzsumme um 2,2 Mrd € auf 114,1 Mrd €. Die Eigenkapitalquote erhöhte sich gegenüber dem Vorjahr (27 Prozent) auf 29 Prozent. Das langfristige Fremdkapital ging um 0,8 Mrd € auf 52,7 Mrd € zurück.

Die nachfolgenden Finanzkennziffern zeigen, dass der E.ON-Konzern auch Ende 2004 eine sehr gute Vermögens- und Kapitalstruktur aufwies:

- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 38,1 Prozent durch Eigenkapital gedeckt (Vorjahreswert: 34,3 Prozent).
- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 102,4 Prozent (Vorjahr: 101 Prozent) durch langfristiges Kapital finanziert.

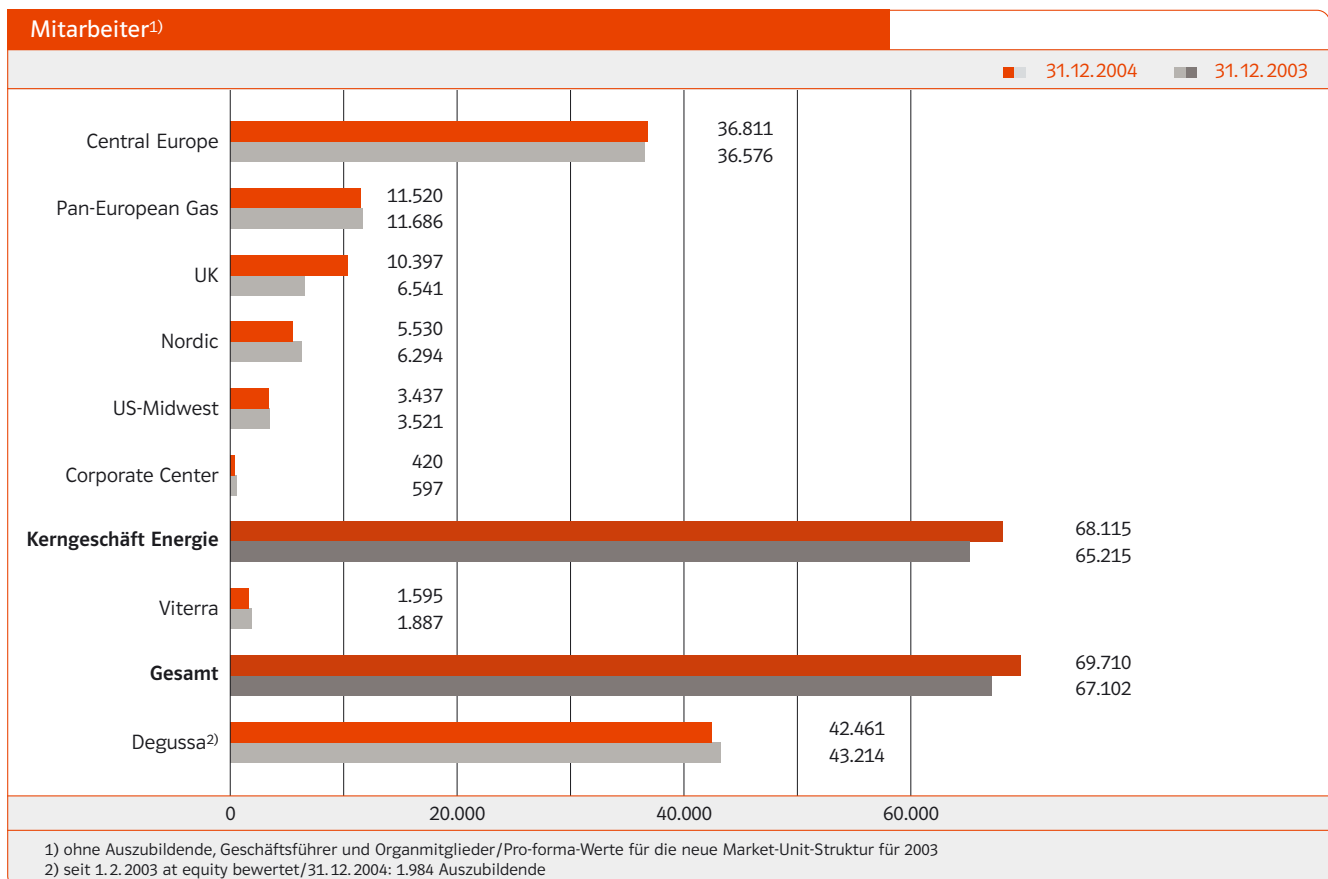
Konzernbilanzstruktur				
in Mrd €	31.12.2004	%	31.12.2003	%
Langfristige Aktiva	88,3	77	87,0	78
Kurzfristige Aktiva	25,8	23	24,9	22
Aktiva	114,1	100	111,9	100
Eigenkapital	33,6	29	29,8	27
Anteile Konzernfremder	4,1	4	4,6	4
Langfristiges Fremdkapital	52,7	46	53,5	48
Kurzfristiges Fremdkapital	23,7	21	24,0	21
Passiva	114,1	100	111,9	100

Mitarbeiter

Am 31. Dezember 2004 waren im E.ON-Konzern weltweit 69.710 Mitarbeiter beschäftigt. Hinzu kommen 2.471 Auszubildende sowie 303 Vorstände und Geschäftsführer. Im Ausland arbeiteten zu diesem Zeitpunkt 32.819 Mitarbeiter (47 Prozent). Die Belegschaft ist seit dem 31. Dezember 2003 um 2.608 Personen angestiegen. Diese Entwicklung ist hauptsächlich

auf den Erwerb von Midlands Electricity bei UK (3.700 Mitarbeiter) im ersten Quartal 2004 zurückzuführen.

Der Aufwand für Löhne und Gehälter einschließlich der sozialen Abgaben betrug im Jahr 2004 rund 4,7 Mrd € (Vorjahr: 4,9 Mrd € einschließlich 259 Mio € bei Degussa für den Januar).



Forschung und Entwicklung

Der Forschungs- und Entwicklungsaufwand im E.ON-Konzern lag im Jahr 2004 bei 55 Mio € (Vorjahr: 69 Mio €). Insgesamt arbeiteten im E.ON-Konzern 1.007 Mitarbeiter im Bereich Forschung und Entwicklung, davon 582 bei Central Europe, 400 bei Pan-European Gas, 16 bei UK und 9 bei Nordic. Die Market Units sind in vielen Forschungs- und Entwicklungsprojekten tätig.

In der Großkraftwerkstechnik engagiert sich Central Europe zum Beispiel seit vielen Jahren in Projekten zur Erhöhung des Wirkungsgrades zukünftiger Kraftwerksgenerationen und zur Weiterentwicklung der CO₂-emissionsarmen Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen.

Pan-European Gas beteiligt sich beispielsweise an einem Forschungsprojekt, in dem untersucht wird, wie mit kleinen erdgasbetriebenen Brennstoffzellenanlagen die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme künftig auch in Einfamilienhäusern möglich ist.

Die Market Unit UK hat ihre Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten im Technologiezentrum Power Technology zusammengefasst. E.ON UK verfügt dort über die fachliche Ingenieurkompetenz und die erforderlichen Versuchseinrichtungen. Power Technology unterstützt sowohl E.ON UK als auch konzernfremde Kunden mit Beratungsleistungen rund um die Stromerzeugung in Kraftwerken.

Verantwortung für Gesellschaft und Umwelt für E.ON von zentraler Bedeutung

Der Verantwortung von Unternehmen für Gesellschaft und Umwelt kommt gerade in der Energiewirtschaft eine besondere Bedeutung zu. Wir stellen uns dem Anspruch unserer Stakeholder an eine nachhaltige Entwicklung.

Unser Engagement für die Gesellschaft reicht über Umweltthemen, zu denen auch die Förderung von neuen Technologien für zentrale und dezentrale Kraftwerke oder für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gehört, hinaus. Wir sind aktive Mitglieder der Gesellschaft in den Regionen, in denen wir arbeiten. An unseren Standorten sind wir aktive Partner bei der Gestaltung von wirtschaftlicher Entwicklung und Strukturwandel. Die Förderung von Jugend und Ausbildung sowie die Unterstützung von gemeinnützigen Vereinen, Stiftungen, Kunst und Kultur gehören nicht nur zu unserer Unternehmenskultur, sondern sind auch Teil unserer gesellschaftlichen Verantwortung.

Im Bereich Umweltschutz haben wir zum Beispiel die Effizienz unserer Kraftwerke über Jahre konsequent verbessert. So konnten wir die klimarelevanten CO₂-Emissionen im Kraftwerkspark der heutigen E.ON seit 1990 spezifisch um 22 Prozent verringern, in den europäischen Unternehmensteilen sogar um 32 Prozent.

Mehr Informationen zu unserem Engagement für die Umwelt, als Arbeitgeber und als Teil der Gesellschaft enthält der Bericht „Energie.Effizienz.Engagement.“ Er steht auch im Internet unter www.eon.com zur Verfügung.

Wichtige Ereignisse nach Schluss des Geschäftsjahres

- Am 8. und 9. Januar 2005 hat ein Sturm in Südschweden in einigen Gebieten das Stromverteilungsnetz erheblich beschädigt. Am Morgen des 9. Januar 2005 waren rund 250.000 Sydkraft-Kunden ohne Strom. Die Wiederherstellung der Versorgung nahm teilweise mehrere Wochen in Anspruch. Die Kosten für Reparaturarbeiten und Entschädigungsleistungen an Kunden werden derzeit auf 164 Mio € geschätzt.
- Fortum Power and Heat Oy (Fortum), Espoo, Finnland, hat gegenüber E.ON Nordic am 17. Januar 2005 eine Call Option hinsichtlich der E.ON Nordic-Beteiligung an E.ON Finland ausgeübt. E.ON Nordic hält 65,6 Prozent der Anteile an E.ON Finland; diese Beteiligung an der damaligen Espoon Sähkö – heute E.ON Finland – hatte E.ON Nordic im September 2001 unter anderem von der finnischen Stadt Espoo erworben. Gleichzeitig haben die Stadt, die weiterhin an E.ON Finland mit einem Anteil von 34,2 Prozent beteiligt ist, und E.ON Nordic eine Aktionärsvereinbarung abgeschlossen. Diese Vereinbarung enthält rechtliche Beschränkungen für den Fall, dass einer der beiden Vertragspartner seine Anteile veräußern will. Im April 2002 hatte E.ON Energie von Fortum eine Beteiligung am deutschen Energieversorger Elektrizitätswerke Wesertal erworben. In diesem Zusammenhang wurde Fortum die Call Option hinsichtlich der E.ON Nordic-Beteiligung an E.ON Finland eingeräumt, die an die Erfüllung bestimmter rechtlicher Voraussetzungen, die sich aus der Aktionärsvereinbarung ergeben, geknüpft ist. Bei Abschluss der Optionsvereinbarung war Fortum der Inhalt der Aktionärsvereinbarung mit der Stadt Espoo bekannt; diese Aktionärsvereinbarung wurde im Laufe der Zeit geändert, enthält aber immer noch Übertragungsbeschränkungen. E.ON Nordic hat Fortum geantwortet, dass eine Übertragung der E.ON Finland-Anteile angesichts der Position der Stadt, die auf der Aktionärsvereinbarung basiert, nicht möglich ist. Am 3. Februar hat Fortum bei der Internationalen Handelskammer die Durchführung eines Schiedsverfahrens beantragt.

- E.ON UK hat am 25. Januar 2005 angekündigt, dass die E.ON AG ihr eine Zahlung von 420 Mio £ in ihren wichtigsten Altersvorsorgeplan im Jahr 2005 ermöglicht. Diese Zahlung wird an die E.ON Holding Group of the Electricity Supply Pension Scheme (ESPS) geleistet. Dadurch soll die Zusammenführung der bisher vier unabhängigen Bereiche erleichtert werden. Hierzu gehören Powergen, East Midlands Electricity, Midlands Electricity und TXU. Die Zahlung wird einen wesentlichen Anteil der versicherungsmathematischen Unterdeckung kompensieren und die Finanzierung des Altersvorsorgeplans für alle vier Bereiche verbessern.

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 mit einem umfassenden 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 kontinuierlich auf Effektivität und Effizienz überprüft.

Die Wirksamkeit unseres Risikofrüherkennungssystems wird regelmäßig durch unsere interne Revision und 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 umfangreiche 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 durch ein geeignetes Fondsmanagement gesteuert werden. Die Überwachung und Steuerung von Liquiditätsrisiken erfolgt im Rahmen kurz- und langfristiger Finanzplanungen.

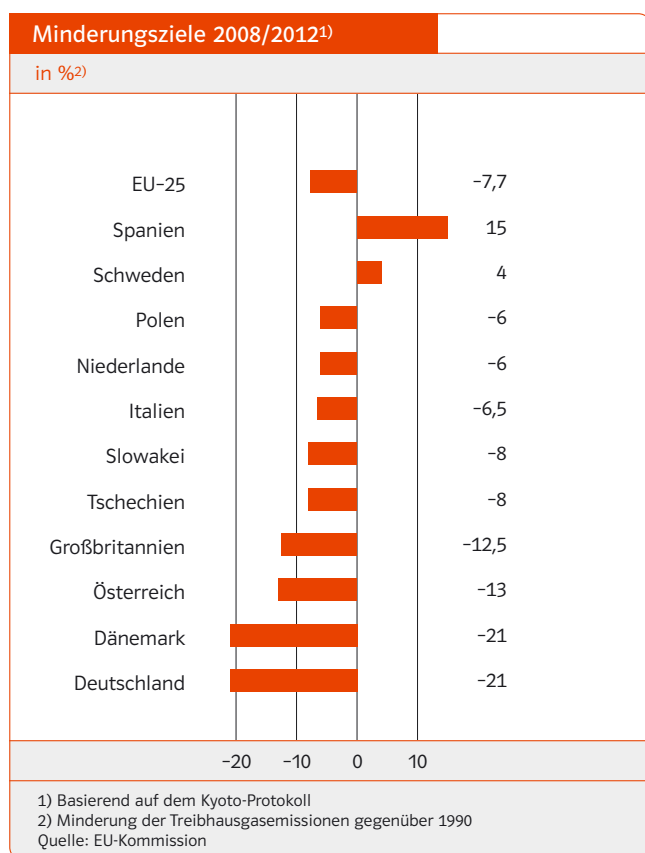
Externe Risiken

Das internationale Marktumfeld, in dem sich unsere Market Units bewegen, ist durch allgemeine konjunkturelle Risiken und zunehmende Wettbewerbsintensität gekennzeichnet. Unser Strom- und Gasgeschäft ist auf den liberalisierten Märkten Preis- und Absatzrisiken ausgesetzt. Durch ein umfassendes Vertriebscontrolling und ein intensives Kundenmanagement minimieren wir diese Risiken. Darüber hinaus steuern wir Marktpreisänderungsrisiken im Energiebereich auch durch den Einsatz von Derivaten im Strom-, Gas-, Kohle- und Ölbereich. Die eingesetzten derivativen Finanzinstrumente werden im Rahmen detailliert festgelegter Richtlinien überwacht.

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

Bei der Umsetzung der europäischen Richtlinien zur vollständigen Marktöffnung der Strom- und Gasmärkte werden künftig in Deutschland im Rahmen der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes die Bedingungen des Netzzugangs und der Entgeltfindung im Strom- und Gasmarkt reguliert. Die betriebswirtschaftliche Auswirkung einer solchen Regulierung von Netzzugang und Netzentgelten in Deutschland ist derzeit noch nicht absehbar. Wir erwarten, dass es dadurch zu einer Senkung der Netzentgelte und zu einer Intensivierung des Wettbewerbs kommen wird, in welchem Umfang ist jedoch derzeit noch nicht absehbar.

Am 1. Januar 2005 begann der EU-weite Handel mit CO₂-Zertifikaten, 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 und damit der größte Teil unseres Kraftwerksparks in Europa. Aufgrund der mittlerweile erfolgten Zuteilung von Emissionszertifikaten können wir nicht ausschließen, dass die Anzahl der zugeteilten Zertifikate für die Stromerzeugung innerhalb des E.ON-Konzerns nicht vollständig ausreichend ist und wir deshalb eventuell Zertifikate auf dem sich bildenden Markt zukaufen müssen.



Bei folgenden Punkten besteht derzeit ebenfalls Unsicherheit:

- Debatte über die Bildung eines Rückstellungsfonds: Die Debatte im Rahmen des Kernenergie-Richtlinien-Pakets der Europäischen Kommission wurde zwar ohne die Verabschiedung einer entsprechenden Richtlinie beendet, es ist aber nicht auszuschließen, dass diese Debatte in Zukunft wieder aufleben wird.
- Belastung des Strom- und Gaspreises durch staatliche Eingriffe und damit verbundene Abwälzungsrisiken: Durch verschiedene staatliche Eingriffe wie z.B. die Förderung erneuerbarer Energien oder die Energiesteuern entstehen für E.ON Belastungen des Strom- und Gaspreises. Eine Erhöhung dieser Kosten kann eventuell nicht oder nur mit zeitlicher Verzögerung an die Kunden weitergegeben werden.

Wir verfolgen das Ziel, durch intensiven und konstruktiven Dialog mit Vertretern aus Recht und Politik sachlich, kompetent 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 wird durch den Einsatz qualifizierter interner und externer Experten sowie durch diverse technologische Sicherungsmaßnahmen gewährleistet. Daneben begegnet der E.ON-Konzern den Risiken aus unberechtigtem Datenzugriff, Datenmissbrauch und Datenverlust mit diversen Gegenmaßnahmen technischer und organisatorischer Art.

Im Berichtszeitraum hat sich die Risikolage des E.ON-Konzerns gegenüber dem Vorjahr nicht wesentlich verändert. Aus heutiger Sicht sind für die Zukunft keine Risiken erkennbar, die den Fortbestand des Konzerns oder einzelner Market Units gefährden könnten.

Ausblick

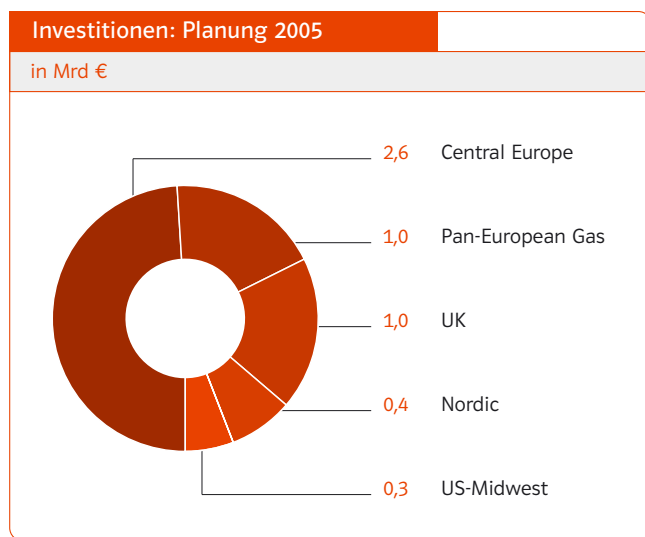
Für das Jahr 2005 rechnet der Sachverständigenrat mit einer global leicht abgeschwächten Fortsetzung des wirtschaftlichen Aufschwungprozesses. Ursachen sind eine erwartete restriktivere Fiskal- und Geldpolitik in einigen Ländern sowie die dämpfenden Effekte der höheren Energiepreise. Dies gilt sowohl für die Boomländer in Asien als auch für die USA. In den USA bleiben aber weiterhin, wenn auch abgeschwächt, der private Konsum und die Investitionstätigkeit Stütze des Aufschwunges mit einem geschätzten Zuwachs des BIP von 3,3 Prozent.

Für den Euro-Raum wird in Folge der abgeschwächten weltwirtschaftlichen Entwicklung nicht mehr mit einem weiteren Exportboom gerechnet. Demgegenüber soll die Binnennachfrage anziehen, so dass insgesamt für das Jahr 2005 mit demselben Wachstum wie im Jahr 2004 – jedoch binnenmarktgetrieben – gerechnet werden kann. Auch für Großbritannien und Skandinavien wird eine leichte Abschwächung der Wachstumsprozesse erwartet. Insgesamt wird dort der wirtschaftliche Zuwachs immer noch über dem EU-15-Durchschnitt liegen. Gleiches gilt für die neuen Mitgliedsländer.

Die konjunkturelle Entwicklung in Deutschland dürfte sich im Jahr 2005 abschwächen, da die Exportimpulse schwächer ausfallen werden und die Binnennachfrage zwar leicht anzieht, aber weit von einem dynamischen Wachstumsprozess entfernt ist. Allgemeine Verunsicherung hemmt weiterhin Konsumenten und Investoren, so dass eine binnenmarktgetriebene Aufwärtsbewegung nicht gesehen wird. Der Sachverständigenrat erwartet ein wirtschaftliches Wachstum in Deutschland von real 1,4 Prozent.

Auch im Jahr 2005 wollen wir die Konzentration auf unser Kerngeschäft Energie weiter vorantreiben. Wir gehen davon aus, unsere Beteiligungen Viterra und Ruhrgas Industries im Jahr 2005 zu veräußern.

Die Investitionsplanung für das Jahr 2005 folgt unserer Strategie, bestehende Geschäfte zu integrieren und ihre Effizienz zu steigern. 60 Prozent der gesamten Investitionen werden im Ausland getätigt.



Im Jahr 2005 wird der geplante Verkauf von Ruhrgas Industries zu einem Rückgang der Belegschaft um rund 7.400 Personen führen. Dieser Effekt wird jedoch durch die Einbeziehung neuer Beteiligungen in der Slowakei, Ungarn, Bulgarien und Rumänien nahezu vollständig kompensiert, so dass die Mitarbeiterzahl im Kerngeschäft Energie annähernd konstant bleibt. Durch die vorgesehene vollständige Abgabe von Viterra wird sich die Konzernbelegschaft um rund 1.600 Mitarbeiter vermindern.

Für das Jahr 2005 rechnen wir damit, das Adjusted EBIT des E.ON-Konzerns gegenüber dem Rekordergebnis des Jahres 2004 nochmals leicht steigern zu können. Ob der hohe Konzernüberschuss des Vorjahres wieder erreicht werden kann, wird entscheidend von den Buchgewinnen aus der Veräußerung von Viterra und Ruhrgas Industries sowie von den Effekten aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten zum Jahresende beeinflusst.

Zu den Market Units im Einzelnen

Für die Market Unit Central Europe gehen wir davon aus, dass für das Jahr 2005 das Adjusted EBIT geringfügig über dem Vorjahreswert liegen wird. Wir rechnen damit, den Wegfall positiver Einmaleffekte aus dem Jahr 2004 sowie die regulatorischen Risiken im Netzbereich durch die Umsetzung konzernweiter Optimierungsprogramme, die Realisierung regionaler Synergien und durch weitere operative Verbesserungen kompensieren zu können.

In der Market Unit Pan-European Gas rechnen wir für das Jahr 2005 mit einem Anstieg des Adjusted EBIT. Mit der geplanten Integration der neuen Gesellschaften Distrigaz Nord in Rumänien und Mol in Ungarn wird das Geschäft in diesen Märkten ausgebaut.

Bereinigt um das veräußerte Asian Asset Management-Geschäft erwarten wir für die Market Unit UK ein Adjusted EBIT auf Vorjahresniveau.

Verglichen mit dem Rekordergebnis 2004 rechnen wir bei der Market Unit Nordic mit einem leichten Rückgang des Adjusted EBIT. Ursächlich hierfür ist im Wesentlichen die geplante Veräußerung von Wasserkraftwerken an Statkraft. Die Kosten infolge des Sturms wirken sich nicht auf das Adjusted EBIT aus, da dieses Ereignis außergewöhnlichen Charakter hat.

Für die Market Unit US-Midwest gehen wir für das Jahr 2005 davon aus, dass das Adjusted EBIT in lokaler Währung auf dem Vorjahresniveau liegen wird. Die positiven Effekte aus den Tarifierhöhungen werden aus heutiger Sicht durch höhere Kohlebezugskosten im unregulierten Geschäft und wegfallende Ergebnisbeiträge aus den veräußerten Kraftwerksbeteiligungen im Nicht-Kerngeschäft kompensiert.





Tania Volo weiß, worauf Kunden in Italien Wert legen: auf Qualität, Vielfalt und persönlichen Service. Als Geschäftsführerin von Thüga Italia war es ganz nach ihrem Geschmack, an der Integration der E.ON-Aktivitäten in Italien mitzuwirken.

„E.ON hat in Italien viel vor: Unseren Anteil im Gasmarkt wollen wir verdoppeln. Die Integration von 54 kleinen Gasgesellschaften zu nur sechs Unternehmen hat dafür die Voraussetzung geschaffen. Gleichzeitig helfen uns die neuen, klareren Strukturen dabei, deutlich effektiver zu werden. Unser Gas erhalten wir dabei auch von E.ON Ruhrgas, während wir im Strombereich mit E.ON Italia zusammenarbeiten. Dadurch nutzen wir die Vorteile des Konzernverbunds und können den Service für unsere bislang rund 750.000 Kunden verbessern.“

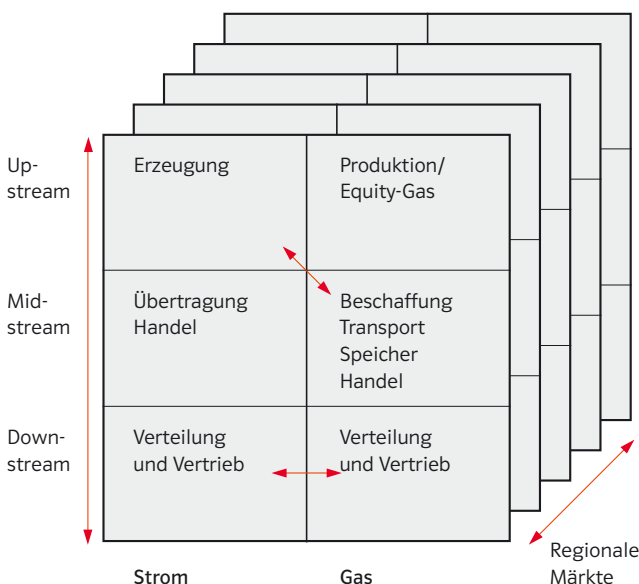
Integriertes Geschäftsmodell

Basis der strategischen Ausrichtung von E.ON ist ein integriertes Geschäftsmodell über alle Wertschöpfungsstufen des Strom- und Gasgeschäfts hinweg. Unternehmerische Wertsteigerung erreichen wir für unsere Aktionäre über drei Ebenen der Integration.

Die **vertikale Integration** von der Erzeugung in Kraftwerken und Gasproduktion (Upstream) via Übertragung und Großhandel (Midstream) bis zum Vertrieb beim Endkunden (Downstream) ermöglicht uns die Geschäftsoptimierung und Risikosteuerung.

Die **horizontale Integration** zwischen Strom und Gas generiert aus dem Zusammenwachsen beider Energieträger insbesondere durch die zunehmend wichtigere Rolle von Gas in der Stromerzeugung sowie auf der Vertriebsstufe Synergie- und Wachstumspotenziale.

Die zunehmende **regionale Integration** und Erweiterung Europas eröffnet uns Wachstumspotenziale und bietet zunehmend Möglichkeiten zur Risiko- und Asset-Optimierung sowie zur Nutzung energiewirtschaftlicher Synergien und von Größenvorteilen.

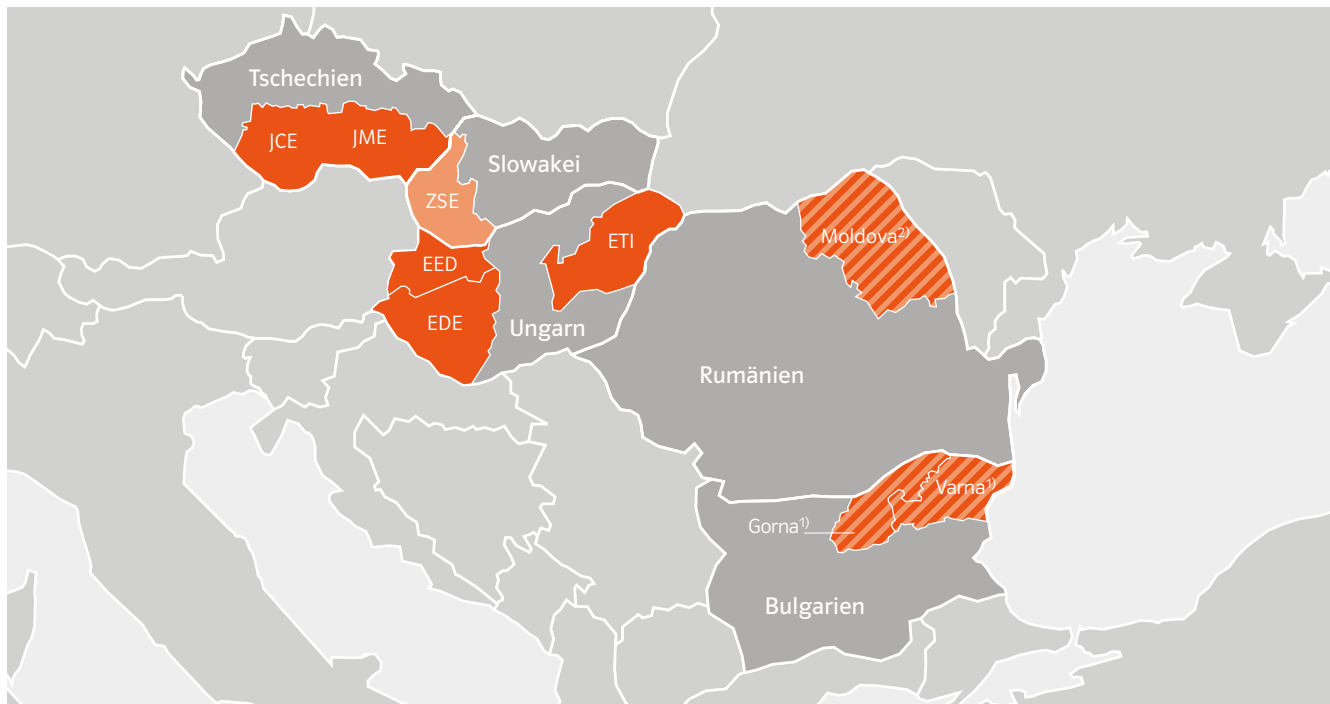


Basierend auf diesem Geschäftsmodell haben wir unsere strategische Ausrichtung in ihren wesentlichen Eckpunkten wie folgt festgelegt:

- Marktorientierte Organisation, um die bestmöglichen Voraussetzungen zur Hebung der Synergiepotenziale aus der vollständigen Umsetzung des integrierten Geschäftsmodells zu schaffen. Diese wird flankiert durch die Weiterentwicklung unserer Markenstrategie und die Implementierung einer konzernweiten E.ON-Identität
- Kontinuierliche Steigerung der Ertragskraft und der Rentabilität, vor allem durch Integrationsmaßnahmen. Zusätzlich nutzen wir den Austausch der internationalen Erfahrungen innerhalb des E.ON-Konzerns. Er liefert wichtige Anregungen, die im Rahmen konzernweiter Operational-Excellence-Programme in konkrete Effizienzsteigerungsmaßnahmen umgesetzt werden
- Stärkung unserer führenden Wettbewerbspositionen in den fünf Zielmärkten Central Europe, Pan-European Gas, UK, Nordic und US-Midwest durch fokussierte Investitionen
- Ausbau eines diversifizierten Erzeugungsportfolios, das auch Kernenergie und erneuerbare Energien umfasst, sowie den Aufbau eines Equity-Gas-Portfolios
- Erschließung wertsteigernder Wachstumspotenziale in neuen Märkten wie Italien und Russland
- Stärkung unserer Position als gesellschaftlich verantwortungsvolles Unternehmen

Die strategische Zwischenbilanz zeigt, dass wir im Geschäftsjahr 2004 in allen Punkten wesentliche Fortschritte erzielt haben. Die marktorientierte Organisationsstruktur ist umgesetzt und hat die Performance sowie die Wettbewerbsposition der Market Units weiter verbessert.

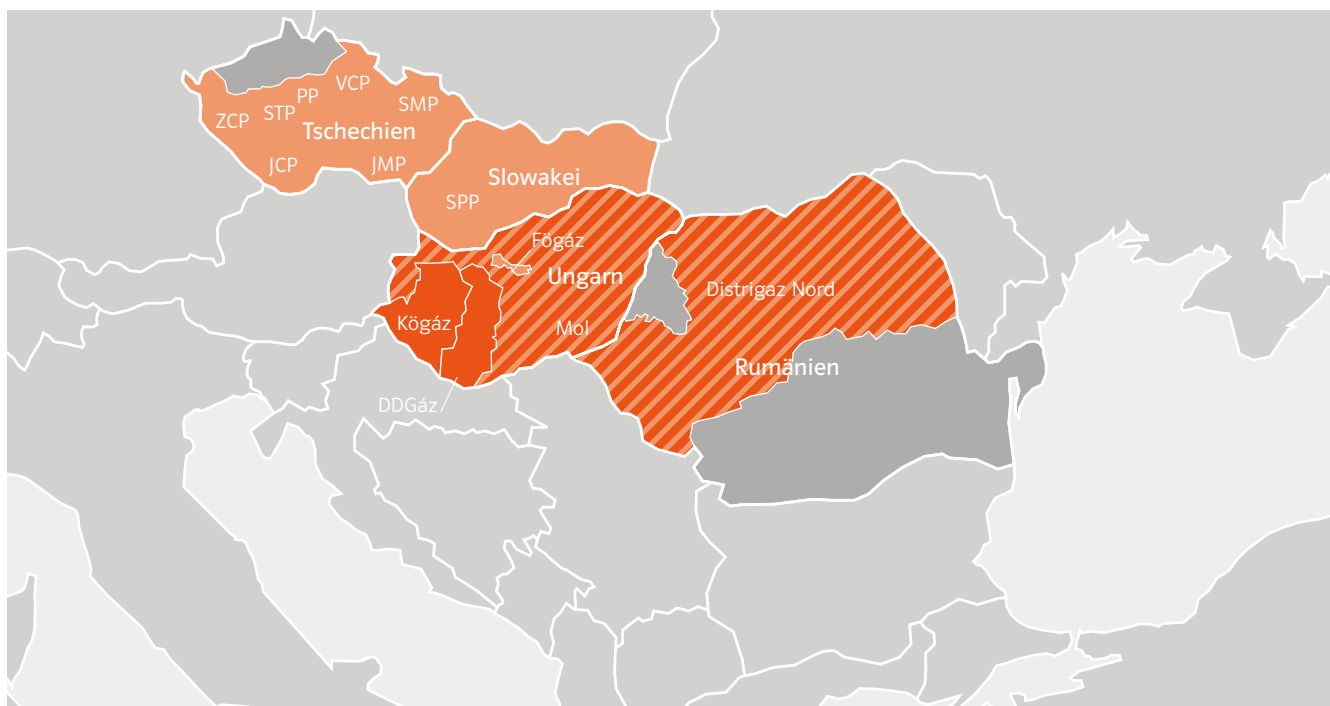
Beteiligungen in Osteuropa: Strom



■ Mehrheitsbeteiligung
 ■ Minderheitsbeteiligung (Unternehmerische Führung bei E.ON)

▨ 1) Abschluss der Transaktion im Jahr 2005 erwartet
 2) E.ON bevorzugter Bieter

Beteiligungen in Osteuropa: Gas



■ Minderheitsbeteiligung
 ■ Mehrheitsbeteiligung (abhängig von der Zustimmung der Kartellbehörden)

▨ Abschluss der Transaktion im Jahr 2005 erwartet

Ausbau der führenden Positionen der Market Units

Die von E.ON Energie geführte Market Unit Central Europe ist im Jahr 2004 insbesondere bei der Konsolidierung der Vertriebsaktivitäten sowie beim Ausbau der Marktpositionen im östlichen Zentraleuropa deutlich vorangekommen. Wichtige Wachstumsschritte sind dabei die Übernahme noch ausstehender Anteile an den drei Stromversorgern in Ungarn, der Zuschlag für die zwei Nord-Ost-Versorger in Bulgarien sowie die sich abzeichnende Mehrheit an einem Stromversorger in Rumänien. Auf Basis der führenden Marktpositionen sind die Schwerpunkte der strategischen Entwicklung:

- Weitere Steigerung der Effizienz im westlichen Zentraleuropa (Deutschland, Niederlande) über Optimierungsprojekte und weitere regionale Konsolidierung unter Berücksichtigung der anstehenden politischen Rahmenbedingungen (Emissionshandel, Einführung eines Regulators, Förderung der regenerativen Energien)
- Ausbau und Optimierung des Portfolios im östlichen Zentraleuropa durch Integration neuer Geschäfte, länderübergreifende energiewirtschaftliche Optimierung und Aufbau eigener Erzeugungskapazitäten

Die Market Unit Pan-European Gas hat die Auflagen der Ministerien zur Übernahme der E.ON Ruhrgas (unter anderem Gas-Release-Programm, Mengenfreigaben, Unbundling des Transportnetzes) inzwischen erfüllt. Trotz der damit verbundenen Mengenverluste ist es gelungen, insgesamt den Gasabsatz in Europa zu steigern, wozu das Neugeschäft mit E.ON UK erheblich beiträgt. Gleichzeitig werden mit dem beabsichtigten Erwerb der Mehrheit an Distrigaz Nord in Rumänien und am Gasgeschäft von Mol in Ungarn die Chancen durch die Öffnung der zentralosteuropäischen Märkte erfolgreich genutzt. Neben der Integration neu erworbener Aktivitäten bleiben wesentliche strategische Ziele:

- Verteidigung der starken Midstream-Position in Deutschland durch kundenspezifische Vereinbarungen sowie Erschließung neuer Wachstumssegmente (gasgefeuerte Stromerzeugung, Erdgasfahrzeuge)
- Stärkung der Wettbewerbsposition im europäischen Ausland durch selektive Akquisitionen und Aufbau von Lieferpositionen
- Diversifizierung des Beschaffungsportfolios durch Ausweitung der Eigenproduktion von Gas auf langfristig 15 bis 20 Prozent der gesamten Beschaffungsmenge; Zielregionen sind die Nordsee sowie Russland

Die von E.ON UK geführte Market Unit UK ist durch die erfolgreiche Integration des Stromverteilers Midlands Electricity nun die Nummer 2 im integrierten Stromgeschäft und im Downstream-Gasgeschäft in Großbritannien. Schwerpunkte der strategischen Weiterentwicklung sind:

- Wertmaximierung auf der Vertriebsstufe durch Kostenmanagement und differenzierte Produktangebote, insbesondere im Hinblick auf die Strom-Gas-Konvergenz
- Optimierung und selektiver Ausbau des Erzeugungsportfolios unter Berücksichtigung der politischen Rahmenbedingungen mit Fokus auf erneuerbaren Energien
- Flexibilisierung bei der Gasbeschaffung durch die Erweiterung der Gasinfrastruktur

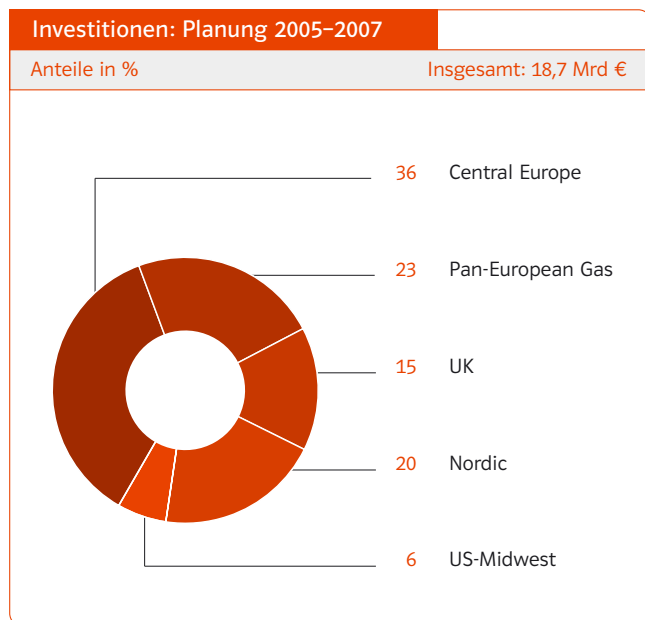
Die von E.ON Nordic geführte Market Unit Nordic hat ihre Position in der Spitzengruppe im skandinavischen Energiemarkt durch die Integration von Gräninge weiter gefestigt. In den kommenden Jahren bleiben strategische Schwerpunkte:

- Stärkung der Wettbewerbsposition durch weitere Performanceverbesserungen und Akquisitionen mit Synergiepotenzial auf allen Wertschöpfungsstufen
- Erweiterung der Stromerzeugungskapazitäten, um die steigende Nachfrage zu befriedigen

Die von LG&E Energy geführte Market Unit US-Midwest ist Marktführer im nahezu vollständig regulierten Strom- und Gasmarkt des Bundesstaates Kentucky. Bei LG&E Energy liegt der strategische Fokus auf der Optimierung des bestehenden Geschäfts und weiteren Performancesteigerungen. Dies schließt auch den Ausbau der Erzeugungskapazität ein, falls das Nachfragewachstum und die Regulierung eine unseren strengen Investitionskriterien entsprechende Rendite ermöglichen.

Wachstumspotenzial Russland

Die Bedeutung von Russland für die zukünftige Gasversorgung Nordwest- und Zentraleuropas und damit für unsere Zielmärkte wird weiter steigen. Außerdem bietet der russische Energiemarkt aufgrund seiner Größe strom- und gasseitig ein interessantes Wachstumsfeld. Deshalb prüfen wir auf Basis der seit Jahrzehnten bestehenden Geschäftsbeziehungen von E.ON Ruhrgas und dem russischen Gasunternehmen Gazprom gemeinsame energiewirtschaftliche Projekte. In einem am 8. Juli 2004 unterzeichneten Memorandum of Understanding wurden dazu vier potenzielle Kooperationsbereiche definiert: Gasförderung in Russland, Gastransport nach Europa, Gasvertrieb in Europa und Stromgeschäft in und außerhalb Russlands.



Investitionsplan

Die Investitionsplanung spiegelt unsere strategische Ausrichtung wider. Im Mittelpunkt der Investitionsplanung stehen die Integration und Effizienzsteigerung existierender Geschäfte sowie selektives Wachstum im Kerngeschäft Energie. Der E.ON-Konzern plant im Mittelfristzeitraum 2005–2007 Investitionen in Höhe von 18,7 Mrd €. Mit 12,6 Mrd € entfällt der überwiegende Teil hiervon auf Sachanlagen. Schwerpunkte sind dabei die Modernisierung und Instandhaltung der Strom- und Gasnetze sowie Investitionen in umweltschonende Stromerzeugung. Bei den geplanten Investitionen in Finanzanlagen von 6,1 Mrd € stehen die Abrundung bestehender Beteiligungen in den Zielmärkten und der Ausbau von Beteiligungen in der Erdgasproduktion im Vordergrund, um die Versorgungssicherheit weiter zu steigern.

Die Market Unit Central Europe plant für den Zeitraum 2005–2007 Investitionen in Höhe von 6,8 Mrd €. Davon entfallen 5,9 Mrd € auf Sachanlagen. Schwerpunkte sind die Stromerzeugung und der Ausbau der Stromnetze, um das hohe Niveau der Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten. Die Investitionen in Finanzanlagen von 0,9 Mrd € sind insbesondere zur Aufstockung bestehender Beteiligungen in Mittel- und Osteuropa vorgesehen. Größtes Einzelengagement ist die Mehrheitsaufstockung bei ZSE im Falle der Ausübung einer Put-Option durch den slowakischen Staat. Daneben sind Mehrheitsbeteiligungen an zwei Stromverteilern in Bulgarien und zwei Gasverteilern in Ungarn in der Planung vorgesehen.

Für die Market Unit Pan-European Gas sind Investitionen von 4,3 Mrd € vorgesehen. Rund zwei Drittel der geplanten Investitionen entfallen auf Beteiligungen. Größtes Einzelprojekt ist die Beteiligung an der Gassparte der ungarischen Öl- und Gasgesellschaft MOL. Daneben soll durch einen Ausbau des Upstream-Engagements der Anteil der Eigenproduktion am Gasbezug gesteigert werden. Die erwarteten Sachanlageinvestitionen von 1,4 Mrd € dienen vor allem dem Ausbau von Gasnetzen und -speichern.

In der Market Unit UK sind Investitionen von 2,8 Mrd € geplant. Nach der erfolgreichen Integration von TXU und Midlands Electricity soll vornehmlich in die Modernisierung der Netzinfrastruktur und in die Stromerzeugung investiert werden. Geplant sind der Bau eines umweltschonenden Gaskraftwerks am Standort Grain sowie die Errichtung von Windkraft- und Biomasseanlagen.

Die Market Unit Nordic erwartet Investitionen von 3,7 Mrd €. Davon sind 2,2 Mrd € für die unterstellte Ausübung der Put-Option des Mitgesellschafters Statkraft bei Sydkraft vorgesehen. Die Sachinvestitionen in Höhe von 1,5 Mrd € dienen im Wesentlichen der Leistungssteigerung von Kraftwerken und der Verbesserung des Stromnetzes.

Die Market Unit US-Midwest sieht ausschließlich Sachanlageinvestitionen vor. Die erwarteten 1,2 Mrd € entfallen unter anderem auf Umweltschutzmaßnahmen und die ersten Bauabschnitte eines modernen 750-Megawatt-Kohlekraftwerkes.

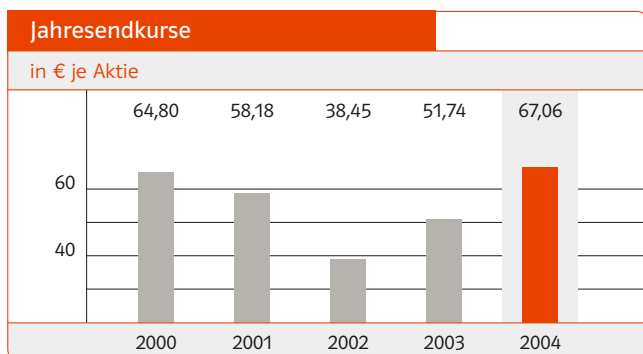
Die E.ON-Aktie ist an allen deutschen Börsen und an der New York Stock Exchange notiert. In den USA wird die E.ON-Aktie über so genannte American Depositary Receipts (ADRs) gehandelt. Das von uns beantragte Delisting der E.ON-Aktie bei der Schweizer Börse wurde am 17. Januar 2005 abgeschlossen. Der letzte Handelstag war der 14. Januar 2005. Die E.ON-Aktie ist in allen wichtigen europäischen Aktienindizes enthalten.

Kennzahlen je Aktie			
in €	2004	2003	+/- %
Jahresendkurs	67,06	51,74	+30
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	6,62	6,04	+10
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-0,01	1,74	-
Dividende	2,35	2,00	+18
Bilanzielles Eigenkapital (31.12.) ¹⁾	50,93	45,39	+12

1) ohne Anteile Konzernfremder

Wertentwicklung der E.ON-Aktie im Jahr 2004 erheblich über Aktienmarkt

In einem weiterhin schwierigen Umfeld stieg der Wert der E.ON-Aktie um 29,6 Prozent und schnitt damit im Vergleich zum europäischen Aktienmarkt (EuroStoxx50 +9,4 Prozent) spürbar besser ab. Berücksichtigt man die Wiederanlage der Bardividende, nahm der Wert eines E.ON-Aktiendepots im Jahr 2004 um 34,0 Prozent zu und entwickelte sich damit deutlich besser als der deutsche Aktienmarkt (DAX +7,3 Prozent). Im Vergleich zum europäischen Branchenindex Stoxx Utilities (+29,4 Prozent) entwickelte sich die E.ON-Aktie geringfügig besser.



E.ON-Aktien-Performance langfristig überdurchschnittlich

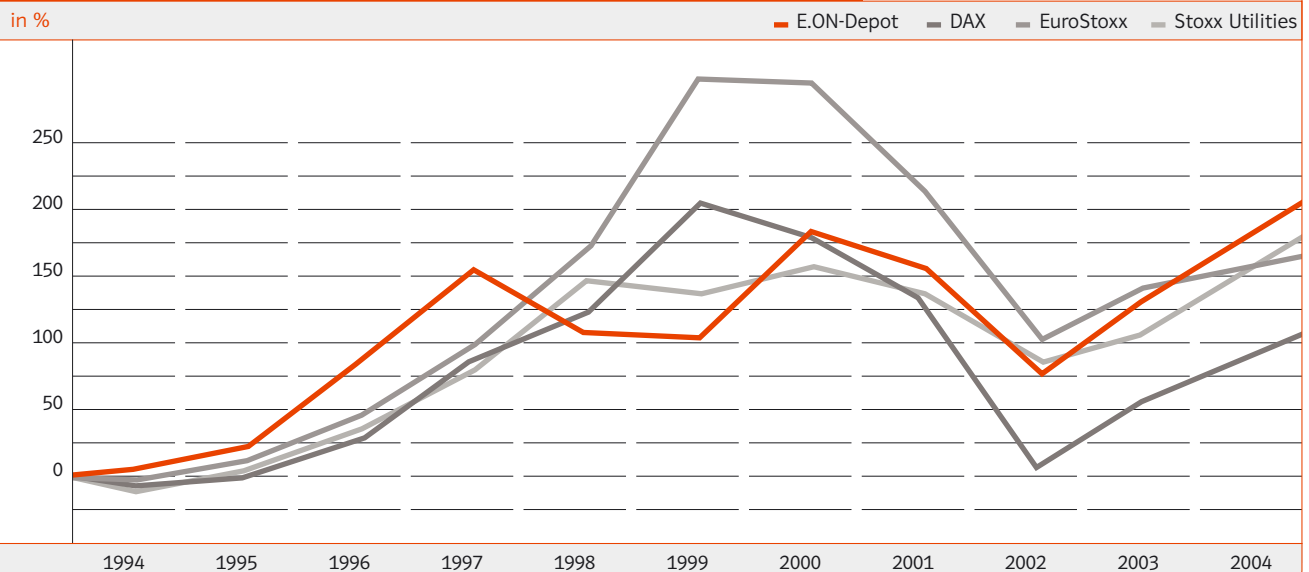
Das Vermögen eines langfristig orientierten E.ON-Aktionärs, der Ende 1994 E.ON-Aktien im Wert von 5.000 € gekauft hatte, stieg seitdem inklusive wiederangelegter Dividenden auf mehr als 15.500 €. Mit einer Rendite von 12,1 Prozent pro Jahr erzielte die E.ON-Aktie eine höhere Wertsteigerung als der deutsche Aktienmarkt (DAX +7,3 Prozent). Sowohl der europäische Gesamtmarkt, gemessen am EuroStoxx mit +10,7 Prozent pro Jahr, als auch der europäische Branchenindex Stoxx Utilities mit +11,4 Prozent blieben hinter der Entwicklung der E.ON-Aktie zurück.

Ein Anleger, der Ende 1999 E.ON-Aktien im Wert von 5.000 € gekauft hatte, erzielte inklusive wiederangelegter Bardividenden einen Wertzuwachs von 60,5 Prozent. Die Performance des deutschen Aktienmarktes (DAX -38,8 Prozent), des europäischen Gesamtmarktes (EuroStoxx50 -34,2 Prozent) und die anderer europäischer Versorger (Stoxx Utilities +12,5 Prozent) blieb deutlich hinter der Performance der E.ON-Aktie zurück.

Dividende auf 2,35 € erhöht

Für das Geschäftsjahr 2004 wird der Hauptversammlung die Ausschüttung einer von 2,00 € um 18 Prozent auf 2,35 € je Aktie erhöhten Bardividende vorgeschlagen. Seit 2000 stieg die Dividende damit um 74 Prozent von 1,35 € auf 2,35 € bzw. um durchschnittlich 14,8 Prozent pro Jahr. Bezogen auf den Jahresendkurs 2004 beträgt die Dividendenrendite 3,5 Prozent.

Wertentwicklung der E.ON-Aktie im Marktvergleich



Kennzahlen zur E.ON-Aktie

je Aktie		2000	2001	2002	2003	2004
Ergebnis aus Konzernüberschuss	€	5,07	3,81	4,26	7,11	6,61
Dividende	€	1,35	1,60	1,75	2,00	2,35
Dividendensumme	Mio €	972	1.100	1.142	1.312	1.549
Höchstkurs	€	66,55	64,50	59,97	51,74	67,06
Tiefstkurs	€	41,01	46,91	38,16	34,67	49,27
Jahresendkurs	€	64,80	58,18	38,45	51,74	67,06
Ausstehende Stückaktien	Mio	621	674	652	656	659
Börsenwert ¹⁾	Mrd €	40,2	39,2	25,1	33,9	44,2
Bilanzielles Eigenkapital ²⁾	€	38,61	36,30	39,33	45,39	50,93
Marktwert/Buchkurs ³⁾	%	168	160	98	114	132
Umsatz in E.ON-Aktien ⁴⁾	Mrd €	28,6	38,3	39,9	38,5	46,1
Umsatz deutsche Aktien	Mrd €	1.179,9	1.025,7	859,9	807,8	877,7
Anteil E.ON	%	2,4	3,7	4,6	4,8	5,3

1) Börsenwert auf Basis ausstehender Stückaktien

2) ohne Anteile Konzernfremder

3) Aktienkurs am Jahresende in Prozent des bilanziellen Eigenkapitals (ohne Anteile Konzernfremder) je Aktie

4) an allen deutschen Börsen inkl. XETRA

E.ON-Anleihen

Im Rahmen des Medium Term Note-Programmes hat E.ON im Mai 2002 auf dem internationalen Anleihenmarkt erstmals mehrere Anleihen in Euro und Pfund Sterling begeben. Ihr Gegenwert betrug 7,3 Mrd €. Die Anleihen haben sich seither im Sekundärmarkt sehr gut entwickelt; die Risikoaufschläge (Spreads) der Anleihen haben sich erheblich verringert.

Die E.ON-Anleihen sind in allen relevanten Anleihen-Indizes enthalten. Die Aufnahme in diese Indizes unterliegt strengen Auswahlkriterien wie z. B. Rating, Laufzeit und Mindestvolumen.

Ratings der E.ON AG			
	Lang- fristiges Rating	Kurz- fristiges Rating	Ausblick
Moody's	Aa3	P-1	stabil
Standard & Poor's	AA-	A-1+	stabil
Fitch ¹⁾	AA-	F-1+	stabil
1) Unsolicited Rating. Nicht in Auftrag gegebenes Rating.			

Investor Relations

Im Jahr 2004 haben wir unsere Investor-Relations-Arbeit weiter intensiviert. Unsere gängigen Kommunikationsinstrumente – wie Telefon- und Analystenkonferenzen, Roadshows und Einzelgespräche – haben wir um neue Angebote ergänzt. Damit entsprechen wir den Anforderungen nach mehr Informationen und größerer Transparenz. In Verbindung mit unserer Analystenkonferenz zum Geschäftsjahr 2003 haben wir im März zum ersten Mal einen Capital Market Day – mit dem Fokus auf E.ON Ruhrgas – abgehalten. Nach positiver Resonanz von Analysten und Investoren setzen wir derartige Veranstaltungen fort. Im September 2004 haben wir die Market Unit Central Europe am Standort von E.ON Energie in München präsentiert. Im Juni 2005 werden wir eine Veranstaltung zur Market Unit UK durchführen, im Jahr 2006 zur Market Unit Nordic.

Darüber hinaus haben wir den Investoren und Analysten ermöglicht, gezielt operativ tätige Einheiten zu besuchen, um einen direkten Einblick in die Geschäfte des E.ON-Konzerns zu bekommen. Ferner haben wir uns im Jahr 2004 verstärkt bei Veranstaltungen für private Anleger präsentiert. Wir wollen unser Engagement für diese Anlegergruppe weiter ausbauen.

Dem Gleichbehandlungsprinzip von institutionellen und privaten Anlegern werden wir über das Internet gerecht. Investor Relations und Unternehmenskommunikation haben im vergangenen Jahr die unter www.eon.com zur Verfügung stehenden Informationen kontinuierlich erweitert. So können zum Beispiel alle an unserem Unternehmen interessierten Anleger Telefonkonferenzen, Analystenkonferenzen sowie Ausschnitte der Hauptversammlung live verfolgen.

Im Jahr 2005 will unser Investor-Relations-Team weiterhin zu den besten europäischen IR-Teams gehören und wird die Investor-Relations-Arbeit mit dem gleichen Engagement fortführen wie im vergangenen Jahr.

Konzernweit einheitliches Wertmanagement zur Steuerung unserer Geschäftsfelder

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

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 Performance-Maß der Value Added als Indikator für den absoluten Wertbeitrag eines Geschäftsfeldes zum Einsatz.

Anpassung der Kapitalkosten aufgrund des anhaltend niedrigen Zinsniveaus

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 Finanzierungskonditionen des E.ON-Konzerns nach Steuern an.

Aufgrund des spürbaren und bereits länger anhaltenden Rückgangs des Zinsniveaus haben wir unsere Kapitalkosten im Jahr 2004 nach unten angepasst. Nach Steuern sinken die Kapitalkosten für den Konzern von 6,2 Prozent auf 5,9 Prozent. Die Kapitalkosten vor Steuern betragen nun 9,0 Prozent nach 9,5 Prozent im Vorjahr. Das im Rahmen von on-top gesetzte Renditeziel von mindestens 10,5 Prozent im Jahr 2006 bleibt von dieser Kapitalkostenanpassung unberührt.

Die nebenstehende Tabelle zeigt die Herleitung der Kapitalkosten vor und nach Steuern für das Jahr 2004 im Vergleich zum Vorjahr.

Auf Market Unit-Ebene werden die Kapitalkosten in der gleichen Weise wie auf Konzern-Ebene abgeleitet. Unsere Renditeanforderungen für die einzelnen Market Units variieren zwischen 8,0 Prozent und 9,2 Prozent vor Steuern.

Kapitalkosten		
	2004	2003
Risikoloser Zinssatz	5,1 %	5,6 %
Marktprämie ¹⁾	5,0 %	5,0 %
Beta-Faktor ²⁾	0,7	0,7
Eigenkapitalkosten nach Steuern	8,6 %	9,1 %
Fremdkapitalkosten vor Steuern	5,6 %	5,9 %
Tax Shield (35 %) ³⁾	-2,0 %	-2,1 %
Fremdkapitalkosten nach Steuern	3,6 %	3,8 %
Anteil Eigenkapital	45 %	45 %
Anteil Fremdkapital	55 %	55 %
Kapitalkosten nach Steuern	5,9 %	6,2 %
Steuersatz	35 %	35 %
Kapitalkosten vor Steuern	9,0 %	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 Tax Shield wird die steuerliche Abzugsfähigkeit der Fremdkapitalzinsen in den Kapitalkosten berücksichtigt.

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 bereinigten Ergebnis vor Zinsen und Steuern (Adjusted Earnings before Interest and Taxes = Adjusted EBIT) und dem investierten Kapital (Capital Employed) berechnet. Mit der Ergebnisgröße Adjusted EBIT haben wir eine Kennzahl gewählt, die frei von steuerlichen und finanzwirtschaftlichen Einflüssen ist. Einmalige oder seltene Einflüsse werden ebenfalls aus dem Adjusted EBIT eliminiert. Hierzu zählen insbesondere Buchgewinne und Restrukturierungsaufwendungen.

E.ON-ROCE		
in Mio €	2004	2003
Adjusted EBIT¹⁾	7.361	6.228
Goodwill, Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	61.805	60.905
+ Beteiligungen	14.991	14.959
+ Kumulierte Goodwill-Abschreibungen	458	475
+ Vorräte	2.647	2.477
+ Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	6.534	6.217
+ Übriges unverzinsliches Umlaufvermögen inkl. aktiver latenter Steuern und Rechnungsabgrenzungsposten	11.572	11.131
- Unverzinsliche Rückstellungen ²⁾	11.141	12.292
- Unverzinsliche Verbindlichkeiten inkl. passiver latenter Steuern und Rechnungsabgrenzungsposten	21.706	21.272
= Capital Employed zum Stichtag 31. 12.	65.160	62.600
Capital Employed im Jahresdurchschnitt³⁾	64.987	62.684
ROCE⁴⁾	11,3 %	9,9 %
Kapitalkosten	9,0 %	9,5 %
Value Added⁴⁾	1.495	251

1) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Konzernüberschuss siehe S. 25
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. 134-139).
3) Um innerjährliche Schwankungen in der Kapitalbindung besser abzubilden, ermitteln wir das durchschnittliche Capital Employed als Mittelwert von Jahresanfangs- und -endbestand sowie der Bestände an den drei Quartalsstichtagen. Das Capital Employed betrug zum 31.3.2004 65.066 Mio €, zum 30.6.2004 65.135 Mio € und zum 30.9.2004 65.230 Mio €. Bei der Ermittlung des durchschnittlichen Capital Employed des Jahres 2004 haben wir außerdem berücksichtigt, dass das Unternehmen Midlands Electricity bereits im Januar 2004 erworben wurde und sich somit bereits im ersten Quartal die Kapitalbindung erhöht hat.
4) Non-GAAP financial measure

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.

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.

Renditeentwicklung im Geschäftsjahr 2004

Unsere Strategie der Integration und Steigerung der Ertragskraft spiegelt sich bereits in der Wertentwicklung des Konzerns wider. Im Geschäftsjahr 2004 konnten wir unsere Rendite und den Value Added deutlich steigern. Mit einem ROCE von 11,3 Prozent lagen wir erheblich über den Kapitalkosten. Darüber hinaus haben wir das im Rahmen von on-top gesetzte Ziel eines ROCE von mindestens 10,5 Prozent im Jahr 2006 schon jetzt erreicht.

ROCE nach Geschäftsbereichen						
in Mio €	Central Europe		Pan-European Gas		UK	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Adjusted EBIT	3.602	2.979	1.428	1.463	1.017	610
÷ Capital Employed	16.938	17.037	15.251	13.847	11.446	8.829
= ROCE	21,3 %	17,5 %	9,4 %	10,6 %	8,9 %	6,9 %
Kapitalkosten	9,0 %	9,9 %	8,2 %	9,0 %	9,2 %	10,0 %
Value Added	2.083	1.295	183	222	-34	-274

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 % bzw. ab 1. Juni 2004 von 42,9 %. Diesem Kapital steht als Ertrag das Beteiligungsergebnis (nach Steuern) gegenüber. Die Anpassung der Konsolidierungsmethode wirkt sich auch auf die Kapitalkosten aus. Diese entsprechen ab 2003 den Eigenkapitalkosten nach Steuern.

Central Europe steigert Rendite

Central Europe hat im Jahr 2004 die Rentabilität und den Value Added weiter verbessert. Dazu trugen alle Geschäftsfelder bei. Das Ergebnis profitierte von gestiegenen Strom-großhandelspreisen sowie geringeren Brennstoff- und Ent-sorgungskosten im Kernenergiebereich. Darüber hinaus wirk-ten sich Sondereffekte aus der Auflösung von Vorsorgeposi-tionen positiv aus.

Die hohe Rendite von Central Europe ist auch auf die stark ab-geschriebenen Sachanlagen zurückzuführen. Das mittel-fristige Investitionsprogramm wird vor allem in Deutschland zu einer höheren Kapitalbindung führen.

Rendite von Pan-European Gas weiterhin deutlich über Kapitalkosten

Im Jahr 2004 liegt der ROCE von Pan-European Gas mit 9,4 Pro-zent wieder über den Kapitalkosten. Im Vergleich zum Vorjahr ging die Rendite zurück.

Die Kapitalbindung hat im Wesentlichen durch die erstmals ganzjährige Konsolidierung von E.ON Ruhrgas zugenommen. Im Vorjahr wurde E.ON Ruhrgas erst ab Februar vollkonsolidiert.

Das Ergebnis konnte das Vorjahresniveau nicht ganz erreichen. Diese Entwicklung war beeinflusst durch temperaturbedingt geringere Leistungserlöse sowie den stark gestiegenen Öl-preis. Dieser schlägt sich schneller auf der Bezugs- als auf der Absatzseite nieder.

Renditeverbesserung bei der Market Unit UK

Der Aufwärtstrend in Großbritannien hält an; die Rendite stieg erneut auf nunmehr 8,9 Prozent vor Steuern. Im nicht-regulierten Geschäft wurden durch die Integration der TXU-Vertriebsaktivitäten weitere Kosteneinsparungen erzielt. Auch die Übernahme von Midlands Electricity im Januar 2004 trug zur Renditeverbesserung bei.

Nordic übertrifft Kapitalkosten

Mit 9,6 Prozent erwirtschaftete Nordic eine Rendite über Kapitalkosten. Gegenüber dem Vorjahr wurde die Rentabilität bei erhöhter Kapitalbindung verbessert. Sowohl die Strom-margen im Endkundengeschäft als auch die Erzeugungsmengen konnten gesteigert werden. Der deutliche Anstieg der Kapitalbasis resultiert insbesondere aus der erstmals ganzjährigen Konsolidierung von Gräninge.

Rendite von US-Midwest leicht verbessert

Die Rendite des US-Geschäfts profitierte von der Tarifierhö-hung im regulierten Geschäft. Negative Einflüsse aus den Frühjahrs- und Sommerstürmen konnten hierdurch mehr als ausgeglichen werden. Die Rendite stieg auf 5,4 Prozent.

Nordic		US-Midwest		Viterra		Degussa ¹⁾		Corporate Center		E.ON-Konzern	
2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
701	546	349	317	471	456	107	176	-314	-319	7.361	6.228
7.333	6.618	6.441	6.999	3.649	4.295	2.229	3.181	1.700	1.878	64.987	62.684
9,6 %	8,3 %	5,4 %	4,5 %	12,9 %	10,6 %	4,8 %	5,5 %	-	-	11,3 %	9,9 %
9,0 %	9,0 %	8,0 %	9,6 %	7,3 %	7,6 %	9,6 %	10,1 %	-	-	9,0 %	9,5 %
44	-46	-167	-357	204	129	-107	-146	-	-	1.495	251

Stanislav Votruba findet, dass man in der entspannten Atmosphäre tschechischer Caféhäuser besonders gut über spannende Themen nachdenken kann. Als Spezialist für Netzverwaltung bei JCE hat er das Integrationsprojekt ZEUS mit koordiniert.

„Mein Heimatland Tschechien, Ungarn und die Slowakei wachsen als noch junge EU-Mitglieder wirtschaftlich immer stärker zusammen. Grenzüberschreitende Integration steht auch bei der Stromversorgung auf der Tagesordnung. Im Projekt ZEUS haben wir zusammen mit den E.ON-Kollegen aus den Nachbarländern gemeinsame optimierte Arbeitsprozesse für Wartung, Instandhaltung und Ausbau unserer Stromnetze entwickelt. So können wir unsere Netze enger verknüpfen und Synergien nutzen – für mich ein gelungenes Beispiel dafür, wie wir uns im Konzern gegenseitig unterstützen und voneinander lernen können.“





HOSPODÁŘSKÉ NOVINY

Ricevní: Přelstí čas diplomacie

Mitarbeiter ¹⁾			
	31.12.2004	31.12.2003	+/- %
Central Europe	36.811	36.576	+1
Pan European Gas	11.520	11.686	-1
UK	10.397	6.541	+59
Nordic	5.530	6.294	-12
US-Midwest	3.437	3.521	-2
Corporate Center/ Sonstige	420	597	-30
Kerngeschäft Energie	68.115	65.215	+4
Viterra	1.595	1.887	-15
Gesamt	69.710	67.102	+4
Degussa ²⁾	42.461	43.214	-2

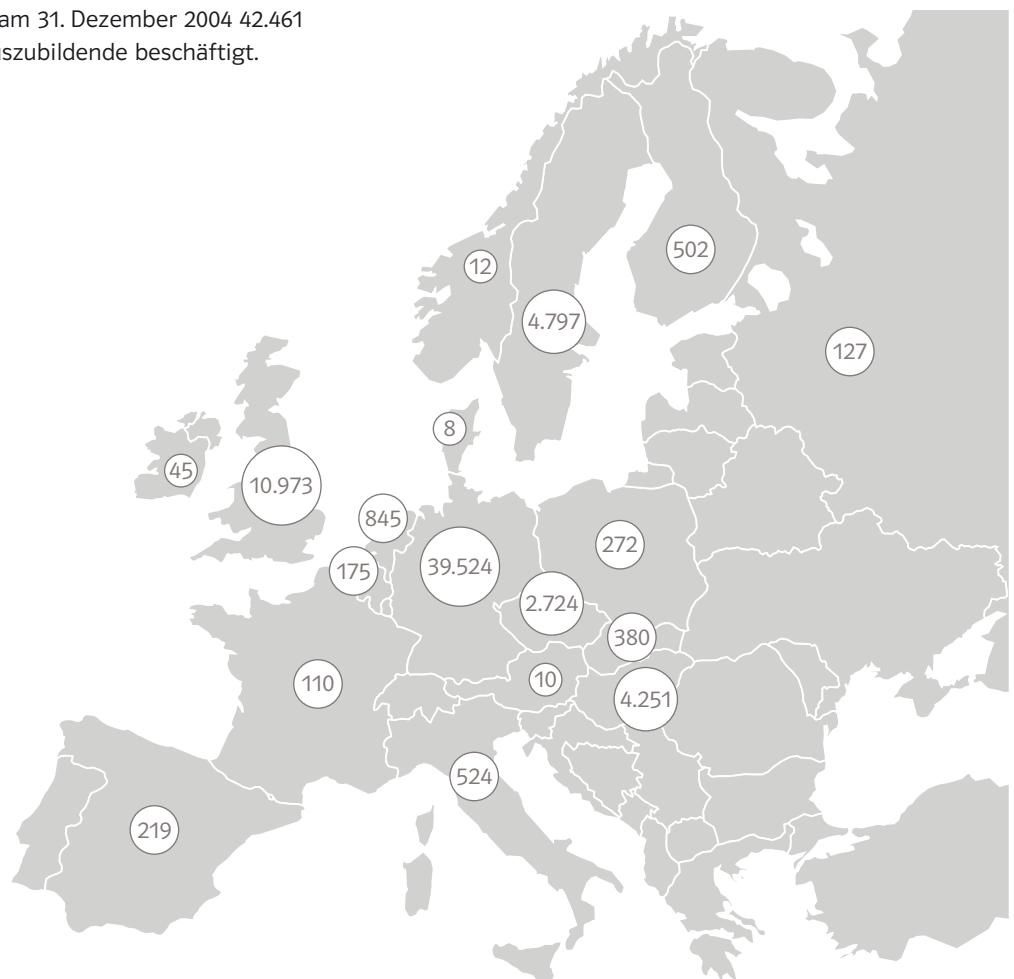
1) ohne Auszubildende, Geschäftsführer und Organmitglieder/
Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur für das Jahr 2003
2) seit 1.2.2003 at equity bewertet/31.12.2004: 1.984 Auszubildende

Im E.ON-Konzern waren Ende 2004 weltweit 69.710 Mitarbeiter beschäftigt, zuzüglich 303 Vorstände und Geschäftsführer und 2.471 Auszubildende. Insgesamt waren das 2.608 Mitarbeiter mehr als im Vorjahr (3,9 Prozent). Diese Entwicklung ist hauptsächlich auf den Erwerb von Midlands Electricity bei UK (3.700 Mitarbeiter) im ersten Quartal 2004 zurückzuführen. Bei Degussa waren am 31. Dezember 2004 42.461 Mitarbeiter zuzüglich 1.984 Auszubildende beschäftigt.

Demgegenüber verringerte sich die Zahl der Beschäftigten in der Market Unit Nordic gegenüber dem Jahresende 2003 um insgesamt 764 Mitarbeiter. Maßgeblich hierfür waren die Veräußerung zweier kleinerer schwedischer Beteiligungen sowie die Beendigung befristeter Arbeitsverträge.

Im Segment Corporate Center ging die Beschäftigtenzahl aufgrund der Veräußerung einer nicht zum Kerngeschäft gehörenden Beteiligung im ersten Quartal 2004 seit dem 31. Dezember 2003 um 30 Prozent auf insgesamt 420 Mitarbeiter zurück.

Bei Viterra ist im Vergleich zum Ende des Jahres 2003 ein Personalarückgang um 292 Mitarbeiter (15,5 Prozent) zu verzeichnen. Dieser ist in erster Linie durch weitere Restrukturierungsmaßnahmen begründet.



Geografische Struktur

Im Vergleich zum Vorjahr stieg die Zahl der im Ausland beschäftigten Mitarbeiter auf insgesamt 32.819 Mitarbeiter bzw. 47,1 Prozent (2003: 29.499 Mitarbeiter; 44,3 Prozent). Auch dies ist vor allem auf den Erwerb von Midlands Electricity bei UK (3.700 Mitarbeiter) im ersten Quartal 2004 zurückzuführen.

Mitarbeiter ¹⁾	
	31.12.2004
Europa (gesamt)	65.498
Nordamerika	5.784
Süd-/Mittelamerika	911
Asien	4
Südafrika	142
Australien	145
Gesamt	72.484

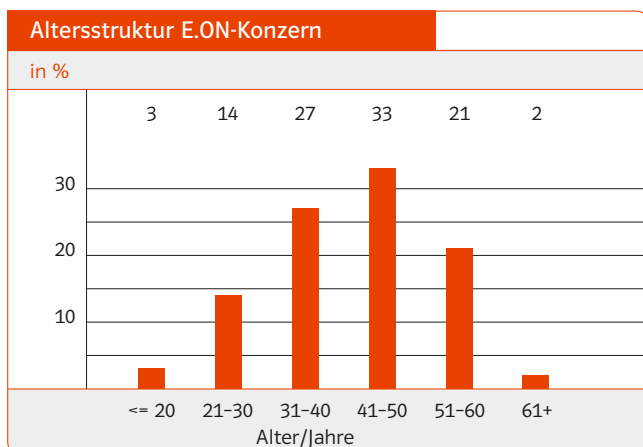
1) einschließlich Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende

Anteil weiblicher Mitarbeiter, Altersstruktur, Teilzeitbeschäftigung

Der Frauenanteil an der Belegschaft lag zum 31. Dezember 2004 bei insgesamt rund 26 Prozent.

Zum Ende des Jahres 2004 ist die Altersstruktur im E.ON-Konzern ausgewogen. Das Durchschnittsalter liegt bei rund 41 Jahren und die durchschnittliche Betriebszugehörigkeit beträgt rund 15 Jahre.

Insgesamt 4.867 Mitarbeiter (2003: 4.097) waren am Jahresende im E.ON-Konzern in Teilzeit beschäftigt, davon 3.301 Frauen (68 Prozent).



Integration im E.ON-Konzern

Mit der Einführung der neuen Konzernstruktur haben Integrationsprozesse die Personalarbeit des Jahres 2004 maßgeblich mit bestimmt. Eine Intensivierung der Zusammenarbeit zwischen den Market Units sowie die Durchführung und Planung konzernweiter Projekte, wie zum Beispiel der E.ON-Mitarbeiterbefragung oder des konzernweiten Trainee-Programms, machen dies deutlich.

OneE.ON – gemeinsame Identität

Ein Projekt hat in diesem Zusammenhang eine besondere Bedeutung: OneE.ON. Unter diesem Motto sollen zukünftig alle identitätsbildenden Aktivitäten im E.ON-Konzern integriert werden. OneE.ON wird dabei als Prozess verstanden, der die Integration über ein gemeinsames Verständnis von Werten und Verhaltensweisen vorantreibt und unsere Wettbewerbsfähigkeit durch eine gemeinsame Unternehmenskultur stärkt. Im Jahr 2004 haben bereits zahlreiche Veranstaltungen im gesamten Konzern stattgefunden. Führungskräfte, Mitarbeiter und Betriebsräte haben dabei ihr Verständnis von unserer Vision – nämlich E.ON zum weltweit führenden Strom- und Gasunternehmen zu machen –, unserer Mission sowie unseren Werten und Verhaltensweisen intensiv diskutiert. Das gemeinsam erarbeitete Konzept hat der E.ON-Vorstand im Januar 2005 verabschiedet. Ab Frühjahr werden sich alle Mitarbeiter des Konzerns in ihrem persönlichen Arbeitsumfeld mit OneE.ON auseinandersetzen.

E.ON-Mitarbeiterbefragung

Im Jahr 2004 wurde erstmalig eine konzernweite Mitarbeiterbefragung durchgeführt. Weltweit nutzten 74,4 Prozent der Mitarbeiter die Möglichkeit, ihre Meinung zu arbeitsbezogenen Themen zu äußern. Die Mitarbeiterbefragung diente der Standortbestimmung und unterstützt den konzernweiten Integrationsprozess. Meinungen zu wichtigen Themenbereichen wurden erfasst und Anstöße für zukünftige Verbesserungen gegeben. Neben der sehr guten Beteiligungsquote zeigten die Ergebnisse eine hohe Identifikation mit dem Unternehmen. Die Ergebnisse wurden in insgesamt mehr als 5.000 Einzelergebnisberichten bis auf Teamebene heruntergebrochen. In Gesprächen zwischen Führungskräften und Mitarbeitern wurden anschließend Schwerpunktthemen identifiziert und Verbesserungsmaßnahmen entwickelt. Die E.ON-Mitarbeiterbefragung soll zukünftig regelmäßig durchgeführt werden. Dies soll zu fortlaufenden Verbesserungen und zur Umsetzung der gemeinsamen Unternehmenskultur beitragen.

Konzernweites Trainee-Programm

Ein neues, konzernweites Trainee-Programm (E.ON Graduate Program) wird bestehende Trainee-Programme im Konzern ablösen. Im Rahmen des Programms gibt E.ON erfolgreichen Hochschulabsolventen die Möglichkeit, internationale Erfahrungen zu sammeln. Das Programm umfasst einen Zeitraum von 18 Monaten, in dem 30 Trainees in unterschiedlichen Fachbereichen und Geschäftsfeldern im In- und Ausland eingesetzt werden.

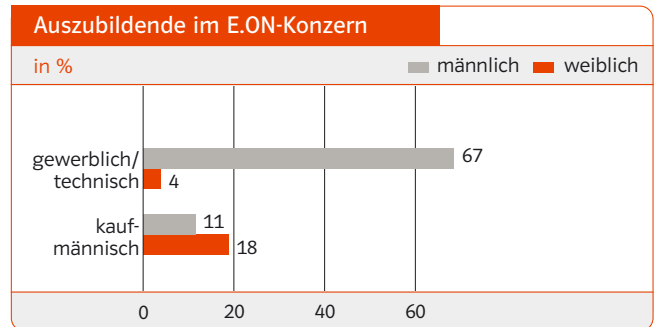
Personaltransfers

Die Förderung internationaler Personaltransfers ist nicht zuletzt aufgrund der weiteren Internationalisierung unseres Konzerns, vor allem durch den Ausbau der Osteuropa-Aktivitäten, ein immer wichtiger werdender Bestandteil unserer Personalpolitik. Die Expatriates leisten im Rahmen ihrer Tätigkeit einen aktiven Beitrag zur Konzernintegration. Interkulturelle Kompetenzen und internationale Netzwerke sind darüber hinaus eine wichtige Voraussetzung für die Realisierung von Best Practice über Unternehmens- und Landesgrenzen hinweg.

Ausbildung

Einen traditionell hohen Stellenwert nimmt bei E.ON die Ausbildung junger Menschen ein. Wie schon im vergangenen Jahr hat sich E.ON auch im Jahr 2004 seiner gesellschaftlichen Verantwortung gestellt und sein Engagement durch eine Ausbildungsinitiative erneut verstärkt. Im Rahmen dieser Initiative wird über die bereits bestehenden Angebote im Ausbildungsbereich hinaus weiteren 300 jungen Menschen eine Perspektive in Form einer Ausbildung (60 Plätze) oder ausbildungsvorbereitender Praktika (240 Plätze) geboten. Zum 31. Dezember 2004 beschäftigte E.ON insgesamt 2.471 Auszubildende in Deutschland, davon 550 weibliche Auszubildende (22,2 Prozent).

Auszubildende	
	31.12.2004
Central Europe	2.128
Pan-European Gas	262
Corporate Center/Sonstige	8
Kerngeschäft Energie	2.398
Viterra	73
Insgesamt	2.471
Degussa	1.984



Job-Grading

Im Jahr 2004 wurde für die oberen Führungskräfte das Projekt Job-Grading abgeschlossen. Die Top-200-Positionen im E.ON-Konzern wurden mittels eines einheitlichen Stellenbewertungssystems bewertet und damit transparent und vergleichbar gemacht. Die Ergebnisse bilden die Grundlage einer gemeinsamen Vergütungsstrategie, wobei zunächst das kurzfristige Anreizsystem angepasst wird. In einem nächsten Schritt werden weitere 1.200 Positionen des mittleren Managements bewertet. Die damit geschaffene Transparenz wird künftig die Besetzung konzernweiter Führungspositionen erleichtern.

Personal- und Führungskräfteentwicklung

Vor dem Hintergrund der zunehmenden Internationalisierung kommt der Identifizierung konzernweit einsetzbarer Nachwuchskräfte (Emerging Leaders) und ihrer Förderung besondere Bedeutung zu. Durch Veranstaltungen wie den E.ON Campus, die kontinuierliche Zusammenarbeit in Foren und spezifische Seminare der E.ON Academy wird diese Zielgruppe auf die Übernahme internationaler Führungspositionen vorbereitet. Ziel ist ein konzernweit integrierter Entwicklungs- und Betreuungsprozess über alle Hierarchie-Ebenen hinweg bis hin ins Top-Management.

Die Top-200-Führungskräfte (Executives) des Konzerns werden seit dem Jahr 2004 zentral durch das Corporate Center betreut. Der Vorstand steht mit diesen oberen Führungskräften in einem kontinuierlichen Dialog, um wichtige strategische Schritte, Diskussionen und Projekte auf eine breite fachliche Basis zu stellen und die Umsetzung gemeinsam voranzutreiben. Darüber hinaus erfolgt für diese Zielgruppe eine systematische Nachfolge-, Laufbahn- und Entwicklungsplanung, die auf konzernweiten Standards beruht. Mit dieser konsistenten und nachhaltigen Managementbetreuung wird die Performance des Unternehmens und seiner Führungskräfte gesichert sowie kontinuierlich und zielgerichtet weiterentwickelt.

E.ON Academy

Die E.ON Academy hat als Unternehmens-Universität des E.ON-Konzerns für nominierte Executives, Senior Managers und Emerging Leaders im Konzern (2004: 1.240 Führungskräfte) ein gezieltes Bildungsprogramm (Leadership Development-Curriculum) erarbeitet und durchgeführt.

Im Auftrag von Market Units, Business Units und Querschnittsfunktionen des Konzerns hat sie als Competence Center für Management-Ausbildung in Co-Produktion Bildungsprogramme und Fachkonferenzen mit insgesamt 1.050 Trainingstagen im Jahr 2004 realisiert.

Ferner hat sie als Management Forum der E.ON-Führungskräfte zum Strategie-Dialog und zur intellektuellen Auseinandersetzung mit Experten und Meinungsbildnern in Wirtschaft, Wissenschaft, Politik und Kultur beigetragen.

Das Angebot elektronischer Selbstlern-Programme und die elektronische Bibliothek der Academy mit derzeit ca. 20.000 Beiträgen wurden in wachsendem Maße angenommen. Die verfügbare Management-Literatur ist dabei allen E.ON-Mitarbeitern zugänglich.

E.ON InvestmentPlan – Bausteine für eine langfristige Vermögensbildung

Der E.ON InvestmentPlan bietet den Mitarbeitern deutscher Konzerngesellschaften bereits seit dem Jahr 2000 erfolgreich Möglichkeiten zur individuellen Vermögensbildung. Auf diese Weise können Mitarbeiter Anteile an speziell aufgelegten Aktien- und Rentenfonds zu günstigen Anlagekonditionen erwerben. Ende des Jahres 2004 investierten über 5.000 Mitarbeiter in Aktienfonds sowie rund 3.000 Mitarbeiter in Rentenfonds. Das zusätzliche Angebot, im Rahmen dieses InvestmentPlans einmal jährlich E.ON-Mitarbeiteraktien zu zeichnen, wurde auch im Jahr 2004 in großem Umfang genutzt. 14.862 Mitarbeiter zeichneten 211.815 Mitarbeiteraktien.

Um den E.ON InvestmentPlan für die Zukunft noch attraktiver und transparenter zu gestalten, wurde er im Jahr 2004 in enger Zusammenarbeit mit dem Konzernbetriebsrat grundlegend überarbeitet. Ab 2005 wird insbesondere die Investition in Mitarbeiteraktien gefördert, um die Mitarbeiter zukünftig noch stärker am Unternehmenserfolg zu beteiligen.

Altersversorgung

Unabhängig von Formen und Finanzierung der betrieblichen Altersversorgung schaffen die Unternehmen mit ihren Beiträgen eine wichtige Grundlage für die Versorgung der Mitarbeiter nach dem Ende des aktiven Berufslebens. Betriebliche Altersversorgung ist damit ein wichtiges personalpolitisches Instrument zur Gewinnung und Bindung qualifizierter Mitarbeiter. Die langfristige Sicherung der betrieblichen Altersversorgung erfordert dabei eine ständige Weiterentwicklung der eingesetzten Instrumente und Systeme. So wurden beispielsweise im Jahr 2004 bei E.ON Energie im Rahmen eines Harmonisierungsprojektes über 100 Altsysteme in ein neues, unternehmenseinheitliches Betriebsrentensystem überführt.

Der Gesamtbetrag unserer Altersversorgungsverpflichtungen betrug Ende 2004 insgesamt 15,9 Mrd €. Die Finanzierung, nach Abzug des noch nicht zu verrechnenden versicherungsmathematischen Verlustes von 0,9 Mrd €, erfolgt sowohl durch Bildung von Pensionsrückstellungen (57 Prozent) als auch durch Plan Assets (43 Prozent). Insgesamt sind unsere Altersversorgungsverpflichtungen solide finanziert.

Europabetriebsrat

Die weiter fortschreitende Internationalisierung von E.ON macht grenzübergreifende Zusammenarbeit im Personalmanagement immer wichtiger. Aus diesem Grund ist es notwendig, auch bereits bestehende Gremien und Abstimmungsprozesse den sich verändernden Konzernstrukturen anzupassen. Um eine angemessene Vertretung aller europäischen Mitarbeiter des Konzerns zu gewährleisten, haben Konzernleitung und Arbeitnehmervertreter den E.ON-Europabetriebsrat neu ausgerichtet. Die erste Sitzung des neu konstituierten Gremiums mit insgesamt 25 Delegierten fand im November 2004 statt.

Auszeichnungen für beispielhafte Personalarbeit

Eine zunehmende Rolle spielen auch im E.ON-Konzern die Themen Vereinbarkeit von Familie und Beruf sowie die Förderung und Erhaltung eines diskriminierungsfreien Arbeitsumfeldes. E.ON Ruhrgas wurde als einer der besten Arbeitgeber Europas ausgezeichnet und hat ebenso wie E.ON Energie von der gemeinnützigen Hertie-Stiftung das Grundzertifikat zum Audit Beruf & Familie erhalten. Für ihre beispielhafte Personalpolitik ist die amerikanische E.ON-Tochter LG&E Energy mit dem EVE Award (Exemplary Voluntary Efforts) des U.S. Department of Labor ausgezeichnet worden. Die Verschiedenartigkeit der Mitarbeiter wird dabei gezielt gefördert, um höhere Flexibilität, Kreativität und Innovationskraft zu erreichen.

Die nationalen Gesetzgeber und auch die europäischen Behörden haben im vergangenen Jahr wiederum eine Vielzahl von Gesetzen mit energiepolitischen Zielen angestoßen oder verabschiedet. Neben der Begleitung der unterschiedlichen Gesetzgebungsvorhaben im Detail treten wir dafür ein, dass das energiepolitische Dreieck bestehend aus Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Preisgünstigkeit durch die Gesetzgebung im Gleichgewicht bleibt.

E.ON vertritt Balance in der Energiepolitik



Europa

Emissionshandel

Mit dem Start des EU-weiten CO₂-Emissionshandels zum 1. Januar 2005 soll ein wichtiger Beitrag zur Erreichung des CO₂-Minderungsziels (siehe Grafik auf Seite 34) in der EU im Rahmen des Kyoto-Protokolls gewährleistet werden. Das vergangene Jahr war durch intensive Vorbereitungen auf das Handelssystem in den verschiedenen EU-Mitgliedstaaten und in unseren Market Units gekennzeichnet. Im Jahr 2005 wird das Instrument des europäischen Emissionshandels erstmals eingeführt. Die erste Kyoto-Handelsperiode läuft von 2008 bis 2012. Sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene wird vor dem Hintergrund der Erfahrungen mit dem CO₂-Emissionshandel mit Modifikationen für die erste Handelsperiode zu rechnen sein.

Richtlinie zur Versorgungssicherheit

Am 19. Mai 2004 ist die europäische Richtlinie zur Versorgungssicherheit bei Erdgas in Kraft getreten. Die Umsetzungsfrist beträgt zwei Jahre. Im Gegensatz zum ursprünglichen Kommissionsentwurf wird das Thema entsprechend dem Subsidiaritätsprinzip vorrangig den Mitgliedstaaten überlassen. Kernpunkt der Richtlinie ist ein Krisenmechanismus, der bei sehr gravierenden Versorgungsunterbrechungen in einem dreistufigen Verfahren zunächst die Unternehmen, darauf aufbauend den Mitgliedstaat und nur in letzter Konsequenz die EU einbezieht.

Deutschland

Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes

Im Mittelpunkt der politischen Diskussion in Deutschland stand im Jahr 2004 die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Damit werden die EU-Binnenmarktrichtlinien Strom und Gas aus dem Jahr 2003 in nationales Recht umgesetzt. Seit Ende November 2004 laufen die Beratungen im Deutschen Bundestag. Die Novelle des EnWG wird voraussichtlich Mitte 2005 in Kraft treten.

Nach dem vorliegenden Gesetzentwurf wird künftig eine Regulierungsbehörde die Modalitäten des Netzzugangs und die Höhe der Netzentgelte überwachen. Hinzu kommen Regelungen zur Entflechtung von integrierten Versorgungsunternehmen, die vor allem unsere Regionalversorgungsunternehmen betreffen. Darüber hinaus werden den Netzbetreibern umfangreiche Berichtspflichten auferlegt. Besondere Bedeutung für die künftige Anwendung des Gesetzes haben die Verordnungen zu Netzzugang und Netzentgelt jeweils für Strom und Gas. Nach Vorschlag der Bundesregierung soll im Strombereich das bewährte transaktionsunabhängige Netzzugangsmodell der Verbändevereinbarung (VV II + Strom) weitgehend übernommen werden. Im Gasbereich soll mit dem Entry-exit-Modell für die Ferngas- und regionale Verteilebene ein neues, pfadunabhängiges Modell eingeführt werden. Hierbei können Ein- und Ausspeisepunkte getrennt voneinander gebucht werden. Die Regulierung soll durch die bisherige Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post (RegTP) übernommen werden.

Gegenstand der derzeitigen Diskussion ist die Ermittlung der Netzentgelte für den Strom- und Gasbereich. Nach Vorschlag der Bundesregierung sollen künftig Netzentgeltanhebungen vorab von der Regulierungsbehörde genehmigt werden. Der Bundesrat hat in seiner Stellungnahme zu dem Gesetz sogar für eine Vorabgenehmigung aller Netzentgelte plädiert. Über einen Vergleich der Netzbetreiber soll die Regulierungsbehörde bei ineffizienten Netzbetreibern Preissenkungen veranlassen und damit den Druck zu Effizienzsteigerungen erhöhen können. Zusätzlich soll die Regulierungsbehörde den gesetzlichen Auftrag bekommen, ein Modell für eine Anreizregulierung zu entwickeln. Damit sollen den Unternehmen Anreize gegeben werden, ihre Effizienz überdurchschnittlich zu verbessern. Die Energiebranche ist bereit, an der Entwicklung einer Anreizregulierung konstruktiv mitzuarbeiten. Für die Ferngasunternehmen wird außerdem darüber diskutiert, ob und in welcher Form das bewährte Vergleichsmarktprinzip von der Regulierungsbehörde weiter angewandt werden soll.

Förderung erneuerbarer Energien

Am 1. August 2004 ist die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in Kraft getreten. Danach soll der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis zum Jahr

2020 auf mindestens 20 Prozent steigen. Die EEG-Novelle enthält Regelungen für einen bundesweiten Ausgleich des Regenergieaufwandes und zur Vereinbarung eines Einspeisemanagements. Damit wird die Integration der erneuerbaren Energien in die Stromversorgung verbessert. Erneuerbare Energien werden aber weiterhin auf Basis gesetzlich garantierter Mindestvergütungen gefördert. Ergänzend wurden dabei zahlreiche Sonderzuschläge zum Ausgleich von Technologie- oder Standortnachteilen neu eingeführt. Somit wird die EEG-Novelle in den nächsten Jahren zu einem weiteren Anstieg der EEG-Förderung und der dadurch bedingten Kostenbelastung für die Stromverbraucher führen. Wie eine Studie im Auftrag der Deutschen Energieagentur (Dena) zeigt, würde der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien ohne eine deutliche Verstärkung des Stromnetzes die Versorgungssicherheit ernsthaft gefährden. Grundsätzlich muss die Förderung erneuerbarer Energien auch effizienter und marktnäher gestaltet werden, um die finanzielle Belastung für die Stromverbraucher zu begrenzen und die erneuerbaren Energien wettbewerbsfähig zu machen.

Großbritannien

Die britische Regierung sieht im Klimaschutz das zentrale Ziel ihrer Energie- und Umweltpolitik. Sie hat angekündigt, dies auch zu einem Schlüsselthema während ihrer Präsidentschaft der G8-Konferenz und während ihres Ratsvorsitzes in der EU in der zweiten Hälfte dieses Jahres zu machen.

Im April 2004 veröffentlichte die britische Regierung einen Plan zur Verbesserung der Energieeffizienz sowie ein Strategiepapier für den Sektor der Kraft-Wärme-Kopplung, um die CO₂-Emissionen aus Stromerzeugung und Energieverbrauch zu reduzieren. Zusätzlich hat die Regierung ein Energieeffizienzprogramm für die Zeit von 2005 bis 2008 eingeführt. Als Konsequenz werden die Energielieferanten die Investitionen zur Energieeinsparung im Haushaltssektor gegenüber dem vorangegangenen Maßnahmenpaket verdoppeln müssen.

Die britische Regierung beabsichtigt, das Ausbauziel für erneuerbare Energien zu erhöhen. Ihr Anteil an der gesamten Stromerzeugung soll auf 15,4 Prozent im Jahr 2016 steigen. Die Förderung der erneuerbaren Energien erfolgt unabhängig von der eingesetzten Technologie. Somit bleibt es dem Markt überlassen, die effizientesten und wirtschaftlichsten Technologien zur Erfüllung dieser Verpflichtung einzusetzen.

Im Juli 2004 trat der Energy Act 2004 in Kraft. Dieser sieht vor, dass der schottische Elektrizitätsmarkt in den wettbewerblichen Elektrizitätsmarkt von England und Wales integriert werden soll. Der Großhandelsmarkt und der Übertragungsnetzzugang sollen zum 1. April 2005 integriert werden.

Die Entgelte für Kunden im Stromverteilnetz beruhen auf veröffentlichten Tarifen, die von den Netzbetreibern in Übereinstimmung mit den Preiskontrollformeln des Energie-regulierers Ofgem ermittelt werden. Zum 1. April 2005 werden aktualisierte Preiskontrollen in Kraft treten. Das Verfahren zur Neufestlegung der Preiskontrollen wurde von Ofgem bereits 2002 begonnen. Im November 2004 präsentierte Ofgem den endgültigen Vorschlag für die neuen Preiskontrollen, die von April 2005 bis März 2010 gültig sein werden. Darin werden die zulässigen Gesamterlöse festgelegt, die zur Finanzierung von Netzinvestitionen sowie des Netzbetriebs erforderlich sind. Ferner enthält der Vorschlag Effizienz- und Qualitätszielvorgaben für die Zeit bis März 2010. Der endgültige Vorschlag wurde von allen Stromverteilnetzbetreibern in Großbritannien – einschließlich Central Networks – prinzipiell akzeptiert.

Schweden

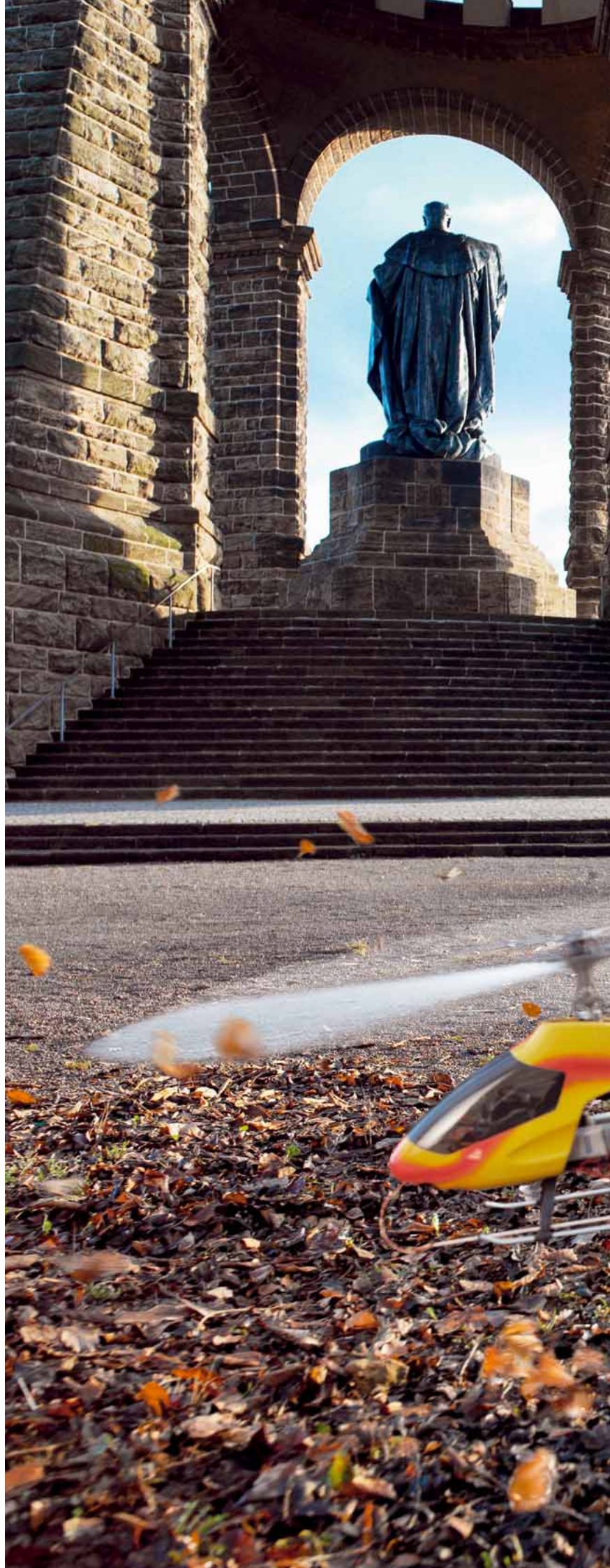
Im April 2004 hatte die schwedische Regierung mit den Kernenergiebetreibern Gespräche über den weiteren Betrieb der Kernkraftwerke begonnen. Mitte Oktober 2004 wurden diese Gespräche von der Regierung abgebrochen und der Beschluss verkündet, das Kernkraftwerk Barsebäck II zum 31. Mai 2005 zu schließen. Als Kompensation für die Schließung von Barsebäck II wird der Anteil von Sydkraft am Kernkraftwerk Ringhals von 25,8 Prozent auf rund 29,6 Prozent ansteigen. Die Schließung des Kernkraftwerks Barsebäck II wird es notwendig machen, zusätzliche fossile Stromerzeugung im Süden Schwedens in Betrieb zu nehmen und über Netzverstärkungsmaßnahmen den großräumigen Stromtransport zu erleichtern.

Derzeit wird die schwedische Regulierung der Netzentgelte überarbeitet, um eine deutliche Absenkung der Netzentgelte zu erreichen. Die bisherigen Vorschläge stoßen jedoch auf breite Kritik in der gesamten Stromwirtschaft und würden bei unveränderter Verabschiedung zu einer Klagewelle führen.

Weiterhin wurde im Jahr 2004 ein Gesetz verabschiedet, nach dem die monatliche Ablesung der Stromzähler in Schweden für alle Verbraucher ab Juli 2009 möglich sein muss. Um diese gesetzliche Vorgabe zu erfüllen, müssen bis dahin bei allen 5,2 Millionen Kunden in Schweden die Messgeräte ersetzt werden.

Frank Rösener begeistert sich auch außerhalb seines Berufs für Technik. Als Bereichsleiter Netzführung bei E.ON Westfalen Weser hat er in einem Pilotprojekt zur Einsatzsteuerung von Netztechnikern mitgearbeitet.

„Moderne Kommunikationstechnik macht vieles leichter. Mit Unterstützung von E.ON@future haben die Regionalversorger im E.ON Energie-Konzern gemeinsam eine Lösung realisiert, die Netztechniker flexibel mit ihren täglichen Einsatzinformationen versorgt. Über einen Computer zu Hause erhalten sie alle nötigen Informationen, um bei Arbeitsbeginn direkt zum Einsatzort fahren zu können. Die Arbeitsergebnisse werden dann über mobile Geräte erfasst. Zurzeit tauschen wir die unterschiedlichen Lösungen aller Market Units aus, damit letztlich alle Netztechniker aus dem gesamten Konzern von diesem Know-how profitieren können.“





- Adjusted EBIT um 21 Prozent erhöht
- Marktstellung in Zentraleuropa West gefestigt
- Position in Zentraleuropa Ost ausgebaut
- Für das Jahr 2005 Adjusted EBIT geringfügig über Vorjahresniveau erwartet

Central Europe			
in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Umsatz	20.752	19.253	+8
davon Energiesteuer	1.051	1.015	+4
Adjusted EBITDA	4.908	4.471	+10
Adjusted EBIT	3.602	2.979	+21
ROCE (in %)	21,3	17,5	+3,8 ²⁾
Kapitalkosten (in %)	9,0	9,9	-0,9 ²⁾
Operativer Cashflow	2.938	4.081	-28
Investitionen	2.527	2.126	+19
Mitarbeiter (31.12.)	36.811	36.576	+1

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur
2) Veränderung in Prozentpunkten

Die Market Unit Central Europe mit E.ON Energie als Führungsgesellschaft ist im E.ON-Konzern für das integrierte Stromgeschäft sowie das Downstream-Gasgeschäft in Zentraleuropa verantwortlich.

Das Geschäftsfeld Zentraleuropa West Strom und Gas (Deutschland, Niederlande) umfasst

- die Erzeugung in konventionellen, in nuklearen und in Wasserkraftwerken,
- den Stromtransport über Hoch- und Höchstspannungsnetze,
- Regionale Verteilung von Strom, Gas und Wärme sowie
- den Stromhandel und den Strom-, Gas- und Wärmevertrieb.

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa Ost (2004: Tschechien, Slowakei, Ungarn) sind die Beteiligungen an den dortigen regionalen Energieversorgern zusammengefasst.

Im Geschäftsjahr 2004 versorgte E.ON Energie – einschließlich wesentlicher Minderheitsbeteiligungen – rund 14 Millionen Kunden im In- und Ausland mit Strom und Gas, davon rund 5,5 Millionen Kunden in Zentraleuropa Ost.

Integration erworbener Beteiligungen und Optimierung des bestehenden Portfolios von besonderer Bedeutung

Im Rahmen der Ausrichtung auf die neue Market-Unit-Struktur des E.ON-Konzerns hat E.ON Energie Beteiligungen von E.ON Ruhrgas und Thüga im Bereich Gasverteilung in Süddeutschland, in Tschechien und in Ungarn übernommen. Die Beteiligungen an Sydkraft und E.ON Finland wurden auf die neue eigenständige Market Unit Nordic übertragen. Thüga wurde auf die Market Unit Pan-European Gas übertragen.

Im Geschäftsbereich Zentraleuropa West Strom und Gas setzte E.ON Energie bei ihren bestehenden Beteiligungen die Bündelung des Strom- und Gasgeschäfts weiter fort – heute bieten in Deutschland sechs der sieben Regionalversorgungsunternehmen Strom und Gas aus einer Hand an.

Im Geschäftsbereich Zentraleuropa Ost konnten die Marktpositionen in der Strom- und Gasversorgung weiter gefestigt werden. Durch die Akquisitionen in Bulgarien und den sich abzeichnenden Eintritt in den rumänischen Markt wird eine selektive Ausweitung des Portfolios erreicht.

Zugleich hat E.ON Energie mehrere Integrations- und Optimierungsprojekte erfolgreich abgeschlossen. Inhalt dieser Projekte war die grenzüberschreitende Vereinheitlichung der Geschäftsprozesse bei den Beteiligungen in Ungarn, der Slowakei und der Tschechischen Republik im Strom- und Gasbereich. Zielrichtung war dabei insbesondere auch, die neue Struktur so auszugestalten, dass eine zukünftige Integration von Regionalversorgern im Gasbereich nach entsprechendem Mehrheitserwerb jederzeit ohne Reibungsverluste erfolgen kann.

Position in Zentraleuropa West gefestigt

Die Position auf dem deutschen Markt konnte unter anderem durch die Weiterentwicklung von E.ON Bayern zu einem schlagkräftigen, integrierten Regionalversorgungsunternehmen weiter gestärkt werden. Anfang 2004 wurde das Geschäft der Gesellschaft durch die Übernahme von Strombetrieben der Thüga mit rund 100.000 Kunden deutlich erweitert. Im Rahmen eines im März 2004 abgeschlossenen Gesamtvergleichs konnten verschiedene Spruchstellen- und Klageverfahren erfolgreich abgeschlossen werden. Darunter fielen auch Anfechtungsklagen, die gegen den Squeeze-out-Beschluss bei E.ON Bayern gerichtet waren. Die Übertragung der E.ON Bayern-Aktien auf E.ON Energie in Folge des Squeeze-out erfolgte mit Eintragung des Beschlusses in das Handelsregister am 1. Juli 2004.

Ebenso gelang es E.ON Energie, die Beteiligung an Avacon zu erhöhen. Nach der vollständigen Integration der Ferngas Salzgitter (FSG) in die Market Unit Central Europe konnten Avacon und FSG verschmolzen werden. Mit Eintragung ins Handelsregister im Dezember 2004 erhöhte sich die Beteiligung von E.ON Energie an Avacon auf rund 69,6 Prozent.

Die Thüringer Energie (TEAG) konnte ihre Position bei verschiedenen Stadtwerken weiter verbessern. Im Jahr 2004 wurden gemeinsame Beteiligungen von TEAG und Thüga an fünf Thüringer Stadtwerken bei der TEAG gebündelt. Das Unternehmen kann damit seine strategische Position durch intensivere Vernetzung mit den Stadtwerken stärken und Entscheidungsabläufe vereinfachen.

Im Januar 2004 hat E.ON Energie ihre EWE-Beteiligung an die beiden EWE-Hauptaktionäre Energieverband Elbe-Weser Beteiligungsholding und Weser-Ems Energiebeteiligungen veräußert. Damit waren alle Veräußerungsaufgaben aus der Ministererlaubnis zum Ruhrgas-Erwerb durch E.ON erfüllt.

In Zentraleuropa Ost Optimierung und selektive Ausweitung des Portfolios

Im Geschäftsbereich Zentraleuropa Ost konnte E.ON Energie bestehende Beteiligungen stärken und ausbauen. In Tschechien besitzt Central Europe nach der erfolgreichen Übernahme der Stromverteiler JME und JCE im Herbst 2003 und einer weiteren Aufstockung der Beteiligungen auf 99 bzw. 98,7 Prozent im Dezember 2004 mittlerweile einen Marktanteil von rund 22 Prozent an der tschechischen Stromverteilung. Im Jahr 2004 wurden Maßnahmen eingeleitet, um Effizienzsteigerungen und damit auch Kosteneinsparungen zu erreichen. Zur weiteren Bündelung der Aktivitäten in Tschechien wurde die Minderheitsbeteiligung an dem Gasunternehmen ZCP von E.ON Ruhrgas auf E.ON Energie übertragen.

Beim slowakischen Stromverteiler ZSE wurden im Jahr 2004 Projekte zur Optimierung der Prozesse und zur Vorbereitung auf die Markttöffnung für alle Geschäftskunden ab Januar 2005 durchgeführt. E.ON Energie hat bei einer Beteiligung in Höhe von 49 Prozent an ZSE die unternehmerische Führung. ZSE hat in der Slowakei einen Marktanteil von rund 40 Prozent.

In Ungarn ist E.ON Energie mit 45 Prozent Marktanteil führend in der Stromversorgung. Seit Mitte des Jahres 2004 treten alle ungarischen Gesellschaften einheitlich unter der Dachmarke E.ON auf. Innerhalb kurzer Zeit wurde ein erfreulich hoher Bekanntheitsgrad erreicht. E.ON Hungária hat die noch ausstehenden Anteile an den Stromversorgern Edász, Dedász und Titász erworben und hält nun jeweils 100 Prozent der Anteile. Im Zuge der Übernahmen fand ein Delisting verbunden mit Squeeze-outs statt, um Berichtspflichten zu reduzieren und Umstrukturierungsmaßnahmen zu erleichtern. Seit dem 1. Juli 2004 ist der liberalisierte Markt allen Geschäftskunden zugänglich. Die auf dem freien Markt tätige Vertriebsgesellschaft trägt wesentlich zu der positiven Geschäftsentwicklung in Ungarn bei. Ferner fand eine weitere Konzentration der Gasversorgungsaktivitäten in Ungarn statt. Die bisher von E.ON Ruhrgas gehaltene Minderheitsbeteiligung an dem Budapester Versorger Fögáz wurde auf E.ON Hungária übertragen.

Darüber hinaus ist beabsichtigt, die Minderheitsbeteiligung an dem Gasversorgungsunternehmen DDGáz auf eine Mehrheitsbeteiligung zu erhöhen, wobei die Genehmigung durch die Kartellbehörde hierzu noch aussteht. Zusätzlich ist beabsichtigt, die bislang an Kögáz bestehende 31,2-prozentige Beteiligung im Rahmen eines Beteiligungstauschs zur erhöhen. Bei erfolgreichem Abschluss könnte E.ON Energie die Anteile an Kögáz auf eine Mehrheit aufstocken.

Eintritt in den bulgarischen Markt erreicht

Zu den wichtigen Ereignissen des Jahres 2004 im Bereich der Auslandsaktivitäten gehörte die Vorbereitung für den Eintritt in den bulgarischen Markt. E.ON Energie erwarb die regionalen Stromversorgungsunternehmen Varna und Gorna Oryahovitsa im Nordosten Bulgariens. Die beiden Unternehmen erzielten im Jahr 2003 insgesamt einen Umsatz von rund 215 Mio € bei einem Absatz von 4,9 Mrd kWh Strom und 1,1 Millionen Kunden. Ihr Marktanteil am bulgarischen Verteilungsmarkt beträgt 25 Prozent und sichert E.ON eine starke Position im bulgarischen Strommarkt. Die Verhandlungen mit der bulgarischen Privatisierungsagentur wurden Ende Oktober 2004 abgeschlossen. Die Beteiligungen an den Regionalversorgungsunternehmen von jeweils 67 Prozent werden direkt nach Abschluss der Transaktion im ersten Halbjahr 2005 von E.ON Energie auf die neu gegründete E.ON Bulgaria übertragen. Diese Gesellschaft soll vor Ort die weitere Marktentwicklung in Bulgarien steuern sowie die Integrationsprojekte koordinieren.

Darüber hinaus zeichnet sich der Eintritt in den rumänischen Markt ab – E.ON Energie konnte die Verhandlungen zum Erwerb einer Mehrheitsbeteiligung an Electrica Moldova, einem regionalen Stromversorger, abschließen. Electrica Moldova hat 2003 einen Umsatz von rund 200 Mio €, bei einem Absatz von 4 Mrd kWh Strom und 1,3 Millionen Kunden erzielt und verfügt über rund 11 Prozent am rumänischen Verteilungsmarkt. Es ist davon auszugehen, dass die Vertragsunterzeichnung und die Anteilsübertragung im zweiten Quartal 2005 stattfinden wird. Das Versorgungsgebiet von Electrica Moldova überschneidet sich mit dem Versorgungsgebiet des Gasverteilers Distrigaz Nord, an dem sich E.ON Ruhrgas mit 51 Prozent beteiligen wird.

Strombeschaffung und Stromabsatz

Strombeschaffung ¹⁾			
in Mrd kWh	2004	2003 ²⁾	+/- %
Eigenerzeugung	131,3	137,1	-4
Bezug	123,0	103,9	+18
von Gemeinschaftskraftwerken	11,2	10,6	+6
von Fremden	111,8	93,3	+20
Strombeschaffung	254,3	241,0	+6
Netzverluste	-10,2	-9,2	-
Stromabsatz	244,1	231,8	+5

1) ohne Handelsaktivitäten
2) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur

In eigenen Kraftwerken haben wir etwa 52 Prozent unseres Strombedarfs erzeugt (Vorjahr: 57 Prozent). Dabei kann Central Europe die Vorteile eines flexiblen Erzeugungsmixes nutzen. Von Gemeinschaftskraftwerken und Fremden bezog Central Europe rund 19 Mrd kWh mehr als im Vorjahr. Der Anstieg des Fremdbezugs ist hauptsächlich auf die erstmals ganzjährige Einbeziehung von JME und JCE sowie die gestiegene Einspeisung von gesetzlich geförderten Mengen gemäß des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) zurückzuführen. Daneben erhöhten sich die Bezüge durch die geringere Eigenherzeugung aus Kernenergie aufgrund der Ende vergangenen Jahres erfolgten Stilllegung des Kernkraftwerks Stade.

Stromabsatz ¹⁾			
in Mrd kWh	2004	2003 ²⁾	+/- %
Privatkunden und kleinere Geschäftskunden	41,1	39,4	+4
Industrie- und Geschäftskunden	72,1	62,6	+15
Vertriebspartner	130,9	129,8	+1
Stromabsatz	244,1	231,8	+5

1) ohne Handelsaktivitäten
2) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur

Der Stromabsatz der Market Unit Central Europe hat sich vorwiegend durch die erstmals ganzjährige Einbeziehung der tschechischen Regionalversorger JME und JCE (9 Mrd kWh) insgesamt um rund 12 Mrd kWh erhöht.

Anteil der Primärenergieträger an der Eigenerzeugung		
in %	2004	2003
Kernenergie	46,9	47,4
Steinkohle	33,7	33,0
Braunkohle	6,5	7,2
Wasserkraft	5,5	4,8
Sonstige Energieträger	7,4	7,6

Im Jahr 2004 wurden 80,6 Prozent (Vorjahr: 80,4 Prozent) der Eigenerzeugung aus Kernenergie und Steinkohle gedeckt. Der Wegfall des Kernkraftwerks Stade konnte durch die höhere Verfügbarkeit der anderen Kernkraftwerke nicht vollständig kompensiert werden, so dass der Anteil der Kernenergie leicht sank. Während der Anteil der Steinkohle um 0,7 Prozentpunkte stieg, ging die Erzeugung aus Braunkohle um 0,7 Prozentpunkte zurück. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft nahm von 4,8 Prozent auf 5,5 Prozent zu. Im Jahr 2003 waren in Folge der Hitzewelle geringere Wassermengen verfügbar. Der Anteil sonstiger Energieträger ging auf 7,4 Prozent (Vorjahr: 7,6 Prozent) zurück.

Gasabsatz ¹⁾			
in Mrd kWh	2004	2003 ²⁾	+/- %
Privatkunden und kleinere Geschäftskunden	29,0	31,2	-7
Industrie- und Geschäftskunden	42,1	43,2	-3
Vertriebspartner	31,8	38,0	-16
Gasabsatz	102,9	112,4	-8
1) ohne Handelsaktivitäten 2) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur			

Der Gasabsatz der Regionalversorger lag im Berichtszeitraum unter anderem aufgrund der vergleichsweise milderen Temperaturen im ersten Quartal um 9,5 Mrd kWh unter dem Vorjahresniveau. Gleichzeitig konnte eine verstärkte Wettbewerbsintensität insbesondere bei Vertriebspartnern und Industriekunden festgestellt werden. Einige dieser Kunden gehen dazu über, ihren Gasbezug durch den Einkauf von Teilmengen im liberalisierten Markt zu diversifizieren.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern ¹⁾										
in Mio €	Zentraleuropa West				Zentraleuropa Ost		Sonstiges/Konsolidierung		Central Europe	
	Strom		Gas		2004	2003	2004	2003	2004	2003
	2004	2003	2004	2003						
Umsatz ²⁾	14.597	13.662	2.979	3.152	1.877	1.308	248	116	19.701	18.238
Adjusted EBITDA	3.784	3.622	511	484	377	262	236	103	4.908	4.471
Adjusted EBIT	2.996	2.530	315	289	235	172	56	-12	3.602	2.979
1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur für 2003 2) ohne Energiesteuer/Handelsumsätze netto										

Umsatz und Adjusted EBIT gesteigert

Die Umsatzsteigerung der Market Unit Central Europe in Höhe von 8 Prozent gegenüber dem Vorjahr resultiert zu rund einem Drittel aus der Vollkonsolidierung von JME und JCE. Darüber hinaus wirkten sich der höhere Absatz von EEG-Mengen sowie die erhaltenen Strompreise in Deutschland positiv auf den Umsatz aus. Im Gasgeschäft ging der Umsatz im Wesentlichen witterungsbedingt zurück.

Das Adjusted EBIT lag um 623 Mio € über dem Vorjahreswert. Die einzelnen Geschäftsfelder entwickelten sich wie in obiger Tabelle angeben.

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West Strom stieg das Adjusted EBIT um 466 Mio € (+18 Prozent). Rund 150 Mio € resultieren aus der Auflösung von Vorsorgepositionen. Diese betreffen die unter Berücksichtigung der neueren Rechtsprechung ausdrücklich zugestandene Möglichkeit der Weitergabe von Mehrbelastungen aus dem Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

(KWK-G) sowie die ergebniswirksame Auflösung von Rückstellungen für Rückforderungsansprüche wegen vermeintlich überhöhter Netznutzungsentgelte. Die Ergebnisbelastung, die im Jahr 2003 durch Ausgleichszahlungen im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung entstanden war, trat im Berichtsjahr aufgrund von energiewirtschaftlichen Optimierungen nicht mehr auf. Ohne Berücksichtigung dieser Sondereffekte würde die Ergebnisverbesserung rund 8 Prozent betragen.

Zu diesem verbleibenden Ergebnisanstieg trugen unter anderem die Weitergabe der höheren Stromhandelspreise an die Endkunden und die geringfügig höheren Absatzmengen bei. Im Kernenergiebereich wirkten sich zusätzlich geringere Belastungen bei den Brennstoff- und Entsorgungskosten positiv aus. Gegenläufig wirkten gestiegene Kosten für konventionelle Brennstoffe sowie Aufwendungen für Verpflichtungen im Netzbereich. Darüber hinaus wirkte sich im Vorjahr ein aufgrund der günstigen Marktsituation hohes Handelsergebnis positiv aus.

Das Adjusted EBIT des Geschäftsfeldes Zentraleuropa West Gas liegt 26 Mio € über dem Vorjahreswert. Der witterungsbedingt niedrigere Absatz gegenüber dem Vorjahreszeitraum konnte durch stabile Absatzpreise und optimiertes Beschaffungsmanagement aufgefangen werden.

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa Ost ist der Anstieg des Adjusted EBIT von 63 Mio € auf die positive Margenentwicklung in Ungarn und auf die volle Einbeziehung von JME und JCE im Berichtszeitraum zurückzuführen.

Der Ergebnisbeitrag des Geschäftsfeldes Sonstiges/Konsolidierung liegt im Wesentlichen durch die Auflösung einer Vorlageposition 68 Mio € über dem Vorjahreswert.

Handelspartner an allen wichtigen Strombörsen in Kontinentaleuropa

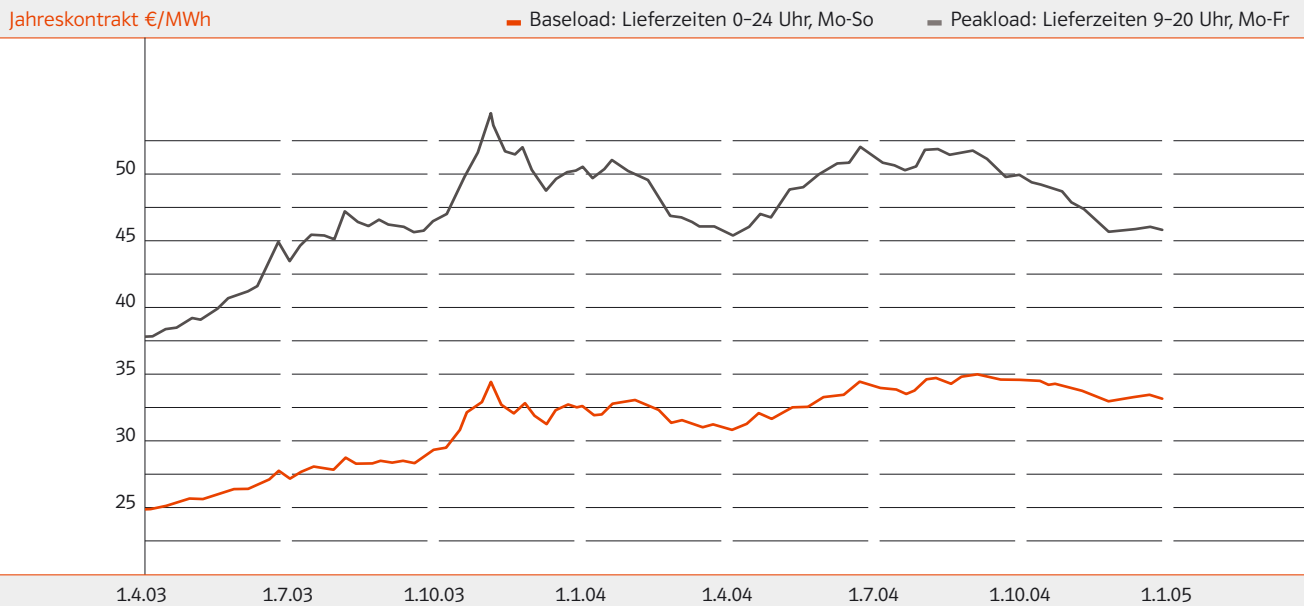
E.ON Sales & Trading (EST) bietet als Wholesale-Gesellschaft den Vertrieb an Großkunden und den Stromhandel aus einer Hand an. Das Vertriebsgeschäft hat sich 2004 positiv entwickelt. Das Unternehmen konnte seine starke Stellung in Deutschland festigen und hat sich auch in den europäischen Nachbarmärkten, insbesondere in Frankreich und Österreich, erfolgreich positioniert.

Die Stromhandelsaktivitäten der EST tragen wesentlich zum optimalen Einsatz der konzerneigenen Kraftwerke und zur Sicherstellung der Strombeschaffung im gesamten europäischen Markt bei. EST ist an allen wichtigen europäischen Strombörsen in Kontinentaleuropa als Handelsteilnehmer präsent und ist eines der führenden Handelsunternehmen im zentraleuropäischen Energiemarkt. Die Handelsschwerpunkte liegen in Deutschland, Österreich, den Beneluxstaaten und Frankreich. Wichtige Märkte sind darüber hinaus die süd- und osteuropäischen Länder wie Italien, Ungarn, Tschechien und die Slowakei. Für eine reibungslose Durchführung des 2005 beginnenden Emissionshandels bei Central Europe hat EST die notwendigen Vorkehrungen getroffen und ist auf den operativen Handel mit CO₂-Zertifikaten vorbereitet. EST stellt als Handelsplattform den zentralen Zugang zum Zertifikatemarkt dar und bietet darüber hinaus auch anderen vom Emissionshandel betroffenen Unternehmen entsprechende Dienstleistungen an.

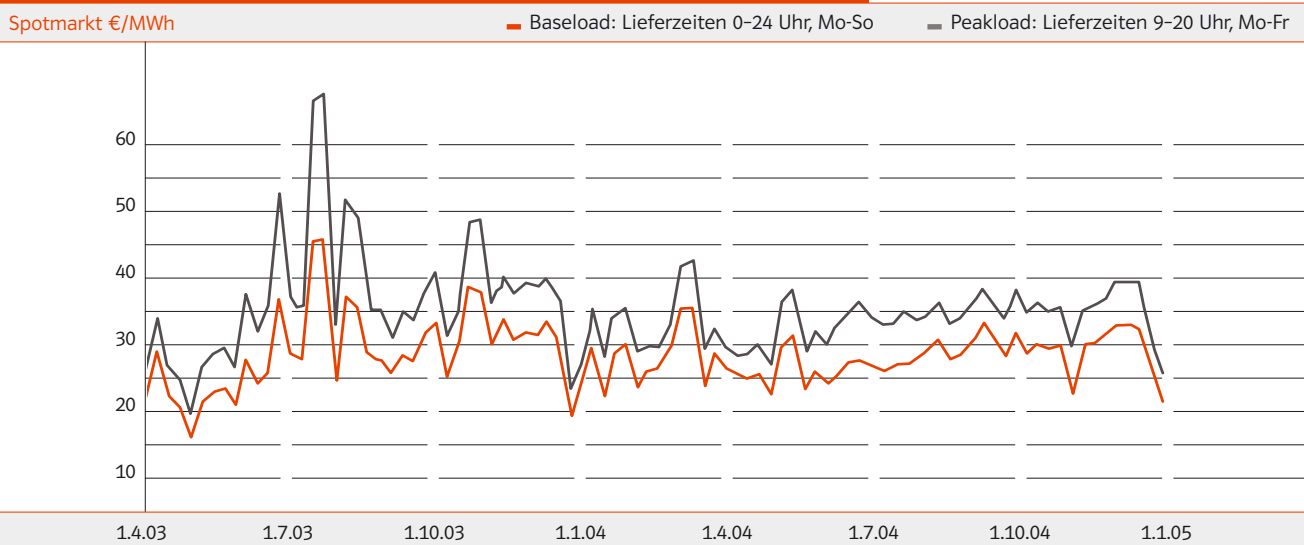
Stromhandelsvolumen			
in Mrd kWh	2004	2003	+/- %
Verkauf	162,7	208,9	-22
Einkauf	146,8	202,7	-28
Insgesamt	309,5	411,6	-25

Die nachfolgenden Grafiken zeigen die Entwicklung der Strom-Forward- und Spot-Preise in Deutschland.

Entwicklung der Forward-Preise in Deutschland



Entwicklung der Spot-Preise in Deutschland



Erzeugungsmix ausgewogen

Die Kernkraftwerke von Central Europe zeichneten sich auch im Geschäftsjahr 2004 durch einen sicheren und zuverlässigen Betrieb aus. Die mittlere Verfügbarkeit erreichte mit 90,5 Prozent erneut einen Spitzenwert im internationalen Vergleich. Die Gesamterzeugung lag bei 62 Mrd kWh.

Zurechenbare Kraftwerksleistungen		
in MW	31.12.2004	31.12.2003 ¹⁾
Kernenergie	8.473	8.473
Braunkohle	1.313	1.313
Steinkohle	7.510	7.416
Erdgas	3.849	3.487
Öl	1.152	1.152
Wasserkraft	3.113	3.108
Sonstige	191	181
Inland	25.601	25.130
Steinkohle	1.040	1.040
Erdgas	895	786
Sonstige	6	6
Ausland	1.941	1.832
Insgesamt	27.542	26.962

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur

Die Central-Europe-Kraftwerke auf Basis von Kohle, Öl und Gas sowie erneuerbaren Energien wie Biomasse und Wind speisen Jahr für Jahr mit einer Leistung von 15.000 MW über 50 Mrd kWh in die Versorgungsnetze ein. Central Europe ist damit einer der größten konventionellen Stromerzeuger in Deutschland. Für den bevorstehenden Emissionshandel ist die Market Unit gut gerüstet: Die in den vergangenen vier Jahren eingeleiteten Maßnahmen zur Minderung der CO₂-Emissionen wurden weiter forciert. Im Jahr 2004 vorgenommene Modernisierungsmaßnahmen im Kraftwerk Farge und vier neue Biomassekraftwerke ermöglichen Einsparungen von jährlich insgesamt 580.000 Tonnen CO₂.

Im Bereich Wasserkraft sorgt Central Europe mit 88 eigenen und 45 betriebsgeführten Kraftwerken für eine kostengünstige und umweltfreundliche Stromerzeugung. Die Erzeugung aus Laufwasser- und Speicherkraftwerken betrug im Berichtszeitraum etwa 8 Mrd kWh und lag damit rund 2 Prozent unter dem langjährigen Mittel. Dies resultierte vor allem aus dem gegenüber einem normalen Jahr witterungsbedingt geringeren Schmelzwasserzufluss im Frühjahr und den insgesamt geringeren Niederschlagsmengen im ersten Halbjahr 2004.

Internationale Stromdrehscheibe

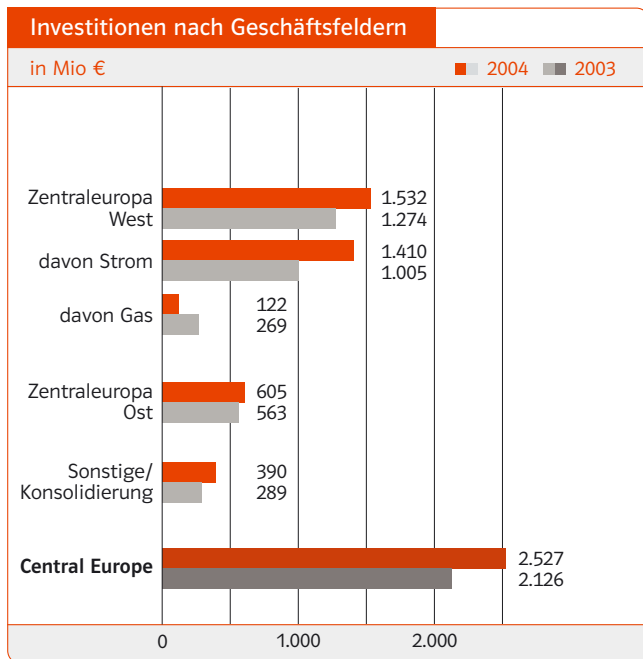
Das Übertragungsnetz von Central Europe (E.ON Netz) steht allen Nutzern zu gleichen Bedingungen für Stromtransporte zur Verfügung. Im Jahr 2004 haben mehr als 200 Stromlieferanten das Netz als Marktplattform für den Transport elektrischer Energie genutzt. Die Menge der transportierten Energie betrug in diesem Jahr 138 Mrd kWh. Die Netzhöchstlast wurde mit 21.185 MW gemessen und war um 1,8 Prozent höher als im Vorjahr.

Das Netzgebiet deckt mit einer Fläche von 150.000 Quadratkilometern mehr als 40 Prozent der Fläche Deutschlands ab. Auf rund 32.500 Kilometern Stromkreislänge (380/220/110 kV) wird für bis zu 20 Millionen Menschen Energie sicher transportiert. Das Übertragungsnetz fungiert als internationale Stromdrehscheibe und bietet leistungsfähige Anbindungen an die in- und ausländischen Nachbarregionen wie Dänemark, die Niederlande, Österreich und Tschechien.

Im Jahr 2004 gab es keine größeren Netzstörungen im Übertragungsnetz. Allerdings stellt sich wegen der – wenn auch verlangsamt – weiter wachsenden Windkrafteinspeisung die Frage, wie künftig die Systemstabilität gewährleistet werden kann. Die hohe Windenergieeinspeisung, insbesondere im Norden der Regelzone, belastet die Leitungen und andere technische Einrichtungen von E.ON Netz zeitweise bis an die Kapazitätsgrenzen.

Investitionen

Die Investitionen lagen mit 2,5 Mrd € um 19 Prozent über dem Niveau des Vorjahres (2,1 Mrd €). Sie betreffen mit rund 1,4 Mrd € immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen (Vorjahr 1,3 Mrd €). Hier lag der Schwerpunkt der Investitionstätigkeit im Bereich der Stromerzeugung und -verteilung in Zentraleuropa West.



Die Investitionen in Finanzanlagen in Höhe von 1,1 Mrd € sind im Vergleich zum Vorjahr ebenfalls leicht angestiegen. Schwerpunkt hierbei bildete die Übernahme der Ferngas Salzgitter AG mit einer anschließenden weiteren Anteilsaufstockung zur Vorbereitung der Fusion mit Avacon. Die Investitionen in Zentraleuropa Ost beinhalten neben konzerninternen Transaktionen im Wesentlichen Zahlungen im Zusammenhang mit dem Erwerb der bulgarischen Regionalversorger Varna und Gorna Oryahovitz. Darüber hinaus erwarb E.ON Energie weitere Anteile an den tschechischen Gesellschaften JME und JCE sowie an den bereits vollkonsolidierten ungarischen Versorgungsunternehmen Dedász, Edász und Titász im Rahmen eines Squeeze-outs.

Neue Technologien

Der Betrieb energietechnischer Anlagen für Erzeugung, Transport und Verteilung ist eine wesentliche Grundlage des Geschäfts der Market Unit Central Europe. Vor dem Hintergrund der anstehenden Investitionen zur Erneuerung des Kraftwerks-parks und der Stromnetze sind belastbare Einschätzungen der zukünftigen Bedeutung technischer Innovationen ein wichtiger Erfolgsfaktor des Unternehmens. Deshalb beteiligt sich Central Europe 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 zum Beispiel seit vielen Jahren in Projekten zur Erhöhung des Wirkungsgrades zukünftiger Kraftwerksgenerationen. Ein aktueller Forschungsschwerpunkt auf dem Weg zum 700°C-Dampfkraftwerk ist die praktische Erprobung von Komponenten aus neuen Hochtemperaturwerkstoffen unter realen Betriebsbedingungen im EKW-Kraftwerk Scholven.

Weitere Beispiele für die Arbeit im Bereich neuer Technologien:

- E.ON Energie beteiligt sich an der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit gestarteten COORETEC-Initiative in diversen Projekten zur Entwicklung der CO₂-Abtrennung in fossil befeuerten Kraftwerken
- In der von den Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg gestarteten Forschungsinitiative „Kraftwerk des 21. Jahrhunderts“ kooperiert E.ON Energie mit Universitäten in mehreren Projekten zur optimalen Gestaltung zukünftiger Kohle- und Gaskraftwerke sowie kleiner Kraft-Wärme-Kopplungssysteme
- Im Bereich der Nukleartechnik investiert E.ON Energie jährlich mehrere Millionen Euro in Forschungsprojekte, die dem Erhalt des hohen Sicherheitsstands der deutschen Kernkraftwerke dienen
- In Feldtests und Demonstrationsprojekten erprobt E.ON Energie zur Zeit über 40 Brennstoffzellenaggregate zur Hausenergieversorgung und industriellen Kraft-Wärme-Kopplung mit elektrischen Leistungen zwischen 1 kW und 250 kW

Ausblick

Ausgehend von dem sehr guten Ergebnis im Jahr 2004, das erheblich von Sondereffekten geprägt war, erwarten wir für das Jahr 2005, dass das Adjusted EBIT geringfügig über dem Vorjahreswert liegen wird. Wir rechnen damit, die Einmal-effekte aus dem Jahr 2004 sowie die Risiken im Netzbereich auf Basis der neuen Regulierung durch die Umsetzung konzernweiter Optimierungsprogramme, die Realisierung regionaler Synergien und durch operative Verbesserungen kompensieren zu können.

- Adjusted EBIT knapp unter Vorjahreswert
- Marktposition in Mittel- und Osteuropa gestärkt
- Für das Jahr 2005 Steigerung beim Adjusted EBIT erwartet

Pan-European Gas			
in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Umsatz	14.426	12.973	+11
davon Gas-/Stromsteuer	2.923	2.555	+14
Adjusted EBITDA	1.900	1.896	-
Adjusted EBIT	1.428	1.463	-2
ROCE (in %)	9,4	10,6	-1,2 ²⁾
Kapitalkosten (in %)	8,2	9,0	-0,8 ²⁾
Operativer Cashflow	1.016	1.027	-1
Investitionen	660	667	-1
Mitarbeiter (31.12.)	11.520	11.686	-1

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur/1.2. bis 31.12.2003
2) Veränderung in Prozentpunkten

In der Market Unit Pan-European Gas ist das europäische Upstream- und Midstream-Gasgeschäft zusammengefasst. Daneben hält die Market Unit überwiegend Minderheitsbeteiligungen an Gesellschaften im Downstream-Gasgeschäft. Als Führungsgesellschaft ist E.ON Ruhrgas für das Management der vertikal integrierten Wertschöpfungskette im Gasgeschäft verantwortlich. E.ON Ruhrgas E&P beteiligt sich im Upstream-Bereich an der Gasförderung. Im Midstream-Geschäft bündelt die E.ON Ruhrgas AG Gaseinkauf, Gasverkauf und Gasspeicherung und ist Eigentümerin eines Gastransportsystems, dessen Instandhaltung und Optimierung sie durchführt. Der Gastransport wird von E.ON Ruhrgas Transport vermarktet. Für Downstream-Beteiligungen sind E.ON Ruhrgas International und Thüga zuständig. Während sich Thüga überwiegend auf deutsche Minderheitsbeteiligungen und italienische Mehrheitsbeteiligungen an regionalen Energieversorgern konzentriert, liegt der Fokus von E.ON Ruhrgas International auf Energiebeteiligungen im übrigen europäischen Ausland.

Auflagen aus Ministererlaubnis erfüllt

Im Rahmen der Erfüllung der Auflagen aus der Ministererlaubnis zur Ruhrgas-Übernahme wurde Ende Januar 2004 die 42,1-prozentige Beteiligung an der VNG-Verbundnetz Gas, Leipzig, veräußert. Käufer waren die EWE in Oldenburg, mit 32,1 Prozent und elf ostdeutsche Stadtwerke, die die übrigen 10 Prozent erwarben. Damit waren alle Veräußerungsauflagen der Ministererlaubnis erfüllt.

Eine Wettbewerbsauflage aus der Ministererlaubnis ist das Gas-Release-Programm. Danach ist E.ON Ruhrgas verpflichtet, Gas aus den langfristigen Importverträgen zu versteigern. E.ON Ruhrgas bietet in sechs separaten jährlichen Auktionen insgesamt 200 Mrd kWh Erdgas an. Im Mai 2004 hat E.ON Ruhrgas in der zweiten Auktion rund 35 Mrd kWh Erdgas aus ihren langfristigen Lieferverträgen versteigert. In der internetgestützten Auktion bekamen sieben Bieter den Zuschlag.

Konzernweite Zusammenarbeit

Mit der Integration von E.ON Ruhrgas in den E.ON-Konzern wurden die Zuständigkeiten im E.ON-Konzern neu geordnet: Im Januar 2004 hat E.ON UK das Industriekundengeschäft von E.ON Ruhrgas in Großbritannien übernommen. In Abstimmung mit E.ON UK wurden zusätzliche Transportkapazitäten nach Großbritannien gesichert. Dazu hat E.ON Ruhrgas einen Gesellschaftsanteil von 20 Prozent an der Gesellschaft für die neue Offshore-Gasleitung von Nordholland nach Großbritannien mit einer Gesamtlänge von 235 km übernommen. Ferner sind im Jahr 2004 langfristige Gaslieferverträge mit den Market Units UK und Nordic geschlossen worden. Mit E.ON UK ist ein 10-Jahres-Vertrag geschlossen worden, unter dem ab Oktober 2004 die Lieferungen aufgenommen wurden.

Die schwedische Sydkraft wird ab Oktober 2005 durch E.ON Ruhrgas beliefert. Gemeinsam mit Sydkraft wird seit April 2004 in Dänemark der erste Industriekunde mit Erdgas versorgt. Außerdem wurden neue Lieferverträge mit einem dänischen Weiterverteiler geschlossen.

In Italien übernahm E.ON Ruhrgas zur Jahresmitte die Teilbelieferung der Thüga Italia-Gruppe. Daneben wurden neue Verträge über die Lieferung weiterer Mengen an italienische Weiterverteiler und einen Industriekunden unterzeichnet.

Für die E.ON Energie-Tochter Avacon übernahm E.ON Ruhrgas im Herbst 2004 die Betriebsführung des Erdgas-Untertage-speichers Lehrte. Hierdurch können erfolgreich Synergien im Konzern genutzt werden.

Im Rahmen der Best-Practice-Aktivitäten im E.ON-Konzern wird das bei E.ON Ruhrgas entwickelte und eingesetzte Normen-informationssystem auch von Unternehmen der Market Unit Central Europe genutzt. Es ermöglicht allen Mitarbeitern, auf einen zentralen, aktuellen Bestand technischer Normen zurückzugreifen.

Akquisitionen in Mittel- und Osteuropa

Entsprechend der Strategie des E.ON-Konzerns, die Marktposition in Mittel- und Osteuropa durch gezielte Zukäufe zu stärken, wurde im Oktober eine Vereinbarung über den Erwerb einer Mehrheitsbeteiligung am rumänischen Gasverteiler Distrigaz Nord abgeschlossen. Im Rahmen der Privatisierung soll zunächst für 125 Mio € eine 30-prozentige Beteiligung an Distrigaz Nord erworben werden, die im Zuge einer Kapitalerhöhung von 178 Mio € auf 51 Prozent erhöht wird. Die restlichen 49 Prozent des Aktienkapitals verbleiben im Staatsbesitz.

Im November folgte eine Vereinbarung über die Mehrheitsbeteiligung am Gasgeschäft des größten ungarischen Gas- und Ölunternehmens MOL in Budapest. Erworben werden sollen je 75 Prozent (minus 1 Aktie) an den MOL-Gesellschaften für Gashandel und -speicherung sowie 50 Prozent an einer Gasimportgesellschaft. Vorbehaltlich der Zustimmung der zuständigen Behörden soll die Transaktion im zweiten Halbjahr 2005 abgeschlossen werden. Darüber hinaus hat MOL eine zweijährige Putoption zur Abgabe einer Beteiligung von bis zu 75 Prozent (minus 1 Aktie) am Gastransportgeschäft und für die verbleibenden 25 Prozent plus eine Aktie an den Gesellschaften für Gashandel und -speicherung. Das gesamte Transaktionsvolumen beträgt bis zu rund 2,1 Mrd €.

Gaspreisentwicklung 2004

Die Energiepreise stiegen im Geschäftsjahr weltweit deutlich an. Verglichen mit der Entwicklung der Ölpreise war der Preisanstieg von Erdgas moderater. Auch die Verkaufspreise von E.ON Ruhrgas wurden im Berichtsjahr dem höheren Niveau angepasst. Die Erdgasimportpreise, die im Wesentlichen auf langfristig vereinbarten, ölpreisgebundenen Bezugsverträgen beruhen, wiesen deutlich geringere Schwankungen auf als die volatilen Erdgaspreise an den Spotmärkten.

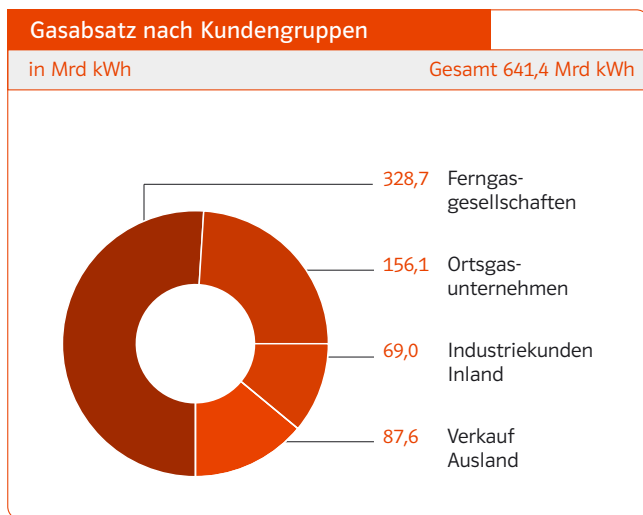
Gasabsatz E.ON Ruhrgas AG

Die Wettbewerbsintensität im Erdgasmarkt nahm im Jahr 2004 weiter zu. E.ON Ruhrgas gelang es in diesem Umfeld, die führende Position im deutschen Markt zu behaupten und das Geschäft im europäischen Ausland deutlich auszubauen. Im Berichtszeitraum setzte die E.ON Ruhrgas AG insgesamt 641,4 Mrd kWh Gas ab und damit 24 Mrd kWh oder 3,9 Prozent mehr als im Vorjahr. Das Plus resultierte im Wesentlichen aus den Absatzzuwächsen im Auslandsgeschäft. E.ON Ruhrgas hat die Berichterstattung zum Gasabsatz seit Januar 2004 unter anderem wegen der im Rahmen des Unbundlings erfolgten Ausgliederung des E.ON Ruhrgas Transportgeschäftes geändert. Für Dritte transportierte Gasmengen werden jetzt aus dem Gasabsatz herausgerechnet. Gemäß der neuen Berichterstattung belief sich der vergleichbare Gasabsatz der E.ON Ruhrgas AG im Jahr 2003 auf 617,4 Mrd kWh. An Kunden im Ausland lieferte die E.ON Ruhrgas AG 87,6 Mrd kWh Gas. Das Absatzplus im Auslandsgeschäft von rund 35 Prozent im Vergleich zum Vorjahr resultierte vor allem aus Steigerungen im kurzfristigen Gashandelsgeschäft sowie aus Lieferungen nach Großbritannien, Österreich und in die Schweiz. Erstmals wurden im Jahr 2004 auch Kunden in Dänemark und Italien beliefert. Die Lieferungen nach Frankreich wurden weiter ausgebaut. Aufgrund des überproportionalen Wachstums des internationalen Geschäfts erhöhte sich der Auslandsanteil am Gesamtabsatz der E.ON Ruhrgas AG von 10,6 Prozent auf 13,7 Prozent. Neben den genannten Ländern wurde im Jahr 2004 Erdgas nach Benelux, Liechtenstein, Ungarn, Polen und Schweden exportiert. E.ON Ruhrgas belieferte im Berichtszeitraum Kunden in 13 Ländern mit Erdgas.

Gasabsatz ¹⁾			
in Mrd kWh	2004	2003	+/- %
1. Quartal	211,2	226,5	-7
2. Quartal	125,4	112,8	+11
3. Quartal	105,8	82,2	+29
4. Quartal	199,0	195,9	+2
Gesamt	641,4	617,4	+4
1) Absatz E.ON Ruhrgas AG für jeweils 12 Monate			

Kundenstruktur

Die größte Kundengruppe bildeten wie in den Vorjahren die Ferngasunternehmen mit einem Anteil von 51 Prozent am Gesamtumsatz (2003: 53 Prozent). Auf Ortsgasunternehmen entfielen 24 Prozent des Absatzes (2003: 26 Prozent). Der Industriekundenanteil am Absatz betrug rund 11 Prozent.



Gasabsatz Downstream-Beteiligungen

Der Gasabsatz der Gesellschaften, an denen E.ON Ruhrgas International und Thüga AG mehrheitlich beteiligt sind, stieg um 10 Prozent. Der deutliche Zuwachs im Thüga-Teilkonzern ist insbesondere auf die erstmalige ganzjährige Einbeziehung (im Vorjahr elf Monate) der entsprechenden Gesellschaften der Thüga Italia sowie auf Veränderungen im Konsolidierungskreis der Thüga Italia zurückzuführen. Bei E.ON Ruhrgas International hat sich der Absatz analog zum übrigen Markt entwickelt.

Gasabsatz Downstream-Beteiligungen ¹⁾			
in Mrd kWh	2004	2003	+/- %
Thüga	20,9	16,3	+28
E.ON Ruhrgas International	30,1	30,1	-
Gasabsatz Downstream-Beteiligungen	51,0	46,4	+10
1) Nicht konsolidierte Absätze			

Eckdaten nach Geschäftsfeldern ¹⁾								
in Mio €	Up-/Midstream		Downstream-Beteiligungen		Sonstiges/Konsolidierung		Pan-European Gas	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Umsatz	9.274	8.360	1.358	1.326	871	732	11.503	10.418
Adjusted EBITDA	1.142	1.159	634	616	124	121	1.900	1.896
Adjusted EBIT	862	923	486	484	80	56	1.428	1.463
1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur für 1.2. bis 31.12.2003; ausschließlich Gas-/Stromsteuer								

Umsatz gesteigert, Adjusted EBIT knapp unter Vorjahreswert

Im E.ON-Konzernabschluss beinhalten die Umsatz- und Ergebniszahlen von E.ON Ruhrgas im Geschäftsjahr 2004 die Werte für E.ON Ruhrgas und Thüga für volle zwölf Monate. Im Geschäftsjahr 2003 (Pro forma) sind die Werte für E.ON Ruhrgas mit elf Monaten und die Werte für Thüga mit zwölf Monaten enthalten.

Der Umsatz (netto) stieg von 10.418 Mio € im Geschäftsjahr 2003 um 10 Prozent auf 11.503 Mio € im Geschäftsjahr 2004. Der Anstieg des Umsatzes ist in allen Geschäftsfeldern im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass E.ON Ruhrgas im Jahr 2004 erstmals mit zwölf Monaten in den Konzernabschluss von E.ON eingeht.

Das Adjusted EBIT sank im Geschäftsjahr 2004 um 35 Mio € oder 2 Prozent. Die einzelnen Geschäftsfelder entwickelten sich wie folgt:

Aus dem Geschäftsfeld Up-/Midstream resultiert ein Rückgang von 61 Mio €. Dies ist insbesondere auf geringere Leistungserlöse infolge der höheren Temperaturen im Jahr 2004 und Preiseffekte durch einen stärkeren Anstieg der einkaufsseitigen Referenzpreise im Verhältnis zu den Verkaufspreisen zurückzuführen. Dagegen wirkten sich Konsolidierungskreisänderungen (erstmalige Berücksichtigung E.ON Ruhrgas Norge) sowie Mengeneffekte positiv aus.

Das Adjusted EBIT im Geschäftsfeld Downstream lag 2 Mio € über dem Vorjahreswert. Der Wegfall der Beteiligungsergebnisse von VNG und Bayerngas durch die Verkäufe in den Jahren 2003 bzw. 2004 wurde durch die im Jahr 2004 höheren übrigen Beteiligungsergebnisse ausgeglichen.

Im Geschäftsfeld Sonstiges/Konsolidierung stieg das Adjusted EBIT um 24 Mio €. Der Anstieg ist insbesondere auf die Belastung des Vorjahresergebnisses durch einen einmaligen Effekt aus der Kaufpreisverteilung zurückzuführen.

Erdgas als moderne Heizenergie weiter gefragt

Der Trend zum Erdgas als moderne und umweltschonende Heizenergie setzte sich auch im Berichtsjahr fort: Rund 47 Prozent der deutschen Wohnungen wurden Ende 2004 mit Erdgas beheizt, etwa 300.000 Wohnungen kamen im Jahresverlauf hinzu. Bei den im Jahr 2004 zum Bau genehmigten neuen Wohnungen lag der Erdgasanteil mit rund 75 Prozent erneut auf dem hohen Niveau des Vorjahrs. Erdgas baute damit seine führende Position auf dem Wärmemarkt weiter aus.

Russland und Norwegen wichtigste Lieferländer

Im Geschäftsjahr bezog die E.ON Ruhrgas AG insgesamt 646,0 Mrd kWh Erdgas von in- und ausländischen Produzenten. Wichtigste Lieferländer waren Russland und Norwegen. Rückgrat der Erdgasbeschaffung bei E.ON Ruhrgas sind langfristige Lieferverträge mit fairem Risikoausgleich zwischen Produzenten und Importeuren. Ergänzt wird dies durch kurzfristige Handelsgeschäfte, die ihren Schwerpunkt in Großbritannien haben und der Optimierung des Portfolios dienen.

Erdgasaufkommen nach Regionen ¹⁾		
in Mrd kWh	2004	%
Russland	201,3	31
Norwegen	169,6	26
Niederlande	124,1	19
Inländische Produktion	108,6	17
Großbritannien	22,8	4
Dänemark	19,3	3
Andere	0,3	-

1) Erdgasaufkommen der E.ON Ruhrgas AG, insgesamt 646 Mrd kWh

Gasleitungssystem erweitert

E.ON Ruhrgas baute das Gasleitungsnetz im Berichtsjahr auf insgesamt 11.280 km aus. Insgesamt betreute E.ON Ruhrgas zum Ende des Berichtsjahrs 12.665 km Leitung, davon 1.072 km für Dritte. Hinzu kommen 27 Verdichterstationen der E.ON Ruhrgas und ihrer Projektgesellschaften mit zusammen 833 MW installierter Antriebsleistung. Zum Ausgleich der saisonalen Absatzschwankungen verfügt E.ON Ruhrgas aus Erdgasuntertagespeichern über eine Arbeitsgaskapazität von 5,2 Mrd m³. Durch technische Maßnahmen wurde die maximale Ausspeicherleistung im Geschäftsjahr von 5,7 Mio m³/h auf 5,9 Mio m³/h erhöht.

Für eine sichere und effiziente Betreuung des gesamten technischen Systems wurden die betrieblichen Prozesse weiter optimiert sowie neue Systeme und Techniken entwickelt und eingesetzt. Mit dem neuen Dispatching-Anwendungs- und -informationssystem DAISY zum Beispiel steht dem Dispatching ein modernes, flexibles System für die Netzsteuerung und -überwachung zur Verfügung, das auch Unbundling-Gesichtspunkte mit berücksichtigt.

Einigung im Marathon-Verfahren erzielt

Ende April hat sich E.ON Ruhrgas mit der Generaldirektion Wettbewerb der Europäischen Kommission über die Beendigung des so genannten „Marathon-Verfahrens“ verständigt. Das Verfahren der EU-Kommission gegen eine Reihe europäischer Gasgesellschaften war ursprünglich auf eine Beschwerde des amerikanischen Öl- und Gasproduzenten Marathon aus dem Jahr 1996 zurückzuführen. Trotz zwischenzeitlicher außergerichtlicher Einigung mit Marathon und Rücknahme der Beschwerde hat die Generaldirektion Wettbewerb das Verfahren von Amts wegen weitergeführt. Grundlage der Einigung bildet ein Entry-Exit-Modell für den Zugang zum Gastransportnetz der E.ON Ruhrgas, das am 1. November 2004 eingeführt wurde. Für E.ON Ruhrgas war eine Lösung wichtig, die notwendige Anreize für einen sicheren Betrieb, Erhalt und Ausbau des Leitungsnetzes gewährleistet. Die zwischen E.ON Ruhrgas und der Generaldirektion Wettbewerb gefundene Lösung enthält Elemente des von der deutschen Gaswirtschaft vorgestellten Entry-Exit-Modells. Insgesamt werden Flexibilität und Transparenz für die Netznutzungskunden nochmals erhöht.

Transportgeschäft ausgegliedert

Anfang 2004 gliederte E.ON Ruhrgas ihr Transportgeschäft in die E.ON Ruhrgas Transport aus. Das neue Tochterunternehmen ist für das gesamte Transportgeschäft von E.ON Ruhrgas verantwortlich. Damit ist auch der eigene Handel Transportkunde. Als Netzbetreiber verfügt E.ON Ruhrgas Transport über das E.ON Ruhrgas-Netz und hat auch für den Ausbau der Infrastruktur weitreichende Befugnisse. Die neue Gesellschaft deckt alle für ein eigenständiges Transportgeschäft wichtigen Funktionen ab: Dazu gehören neben der Betreuung der Transportkunden und dem Transportmanagement auch die Transportabrechnung, die Gestaltung der Netzzugangsentgelte, Transportvertragsrecht sowie Planung und Controlling. E.ON Ruhrgas Transport bezieht verschiedene technische und kaufmännische Leistungen über Dienstleistungsverträge von der E.ON Ruhrgas AG. Das im November 2004 eingeführte Entry-Exit-System von E.ON Ruhrgas Transport erlaubt den Kunden Einspeise- und Ausspeisekapazität unabhängig voneinander, in unterschiedlicher Höhe und zu unterschiedlichen Zeitpunkten zu buchen. Gebuchte Kapazitäten können kurzfristig verlagert und mit denen anderer Transportkunden kombiniert werden. Die Entgeltstruktur gilt für fünf Zonen, in die das Leitungsnetz eingeteilt ist. Zusätzliche Möglichkeiten erhalten die Kunden durch die lokalen Ausspeisezonen, innerhalb derer sie Kapazitäten flexibel nutzen können. In das neue Entry-Exit-System wurde auch das Leitungsnetz von Ferngas Nordbayern aufgenommen. Weiteren Gasgesellschaften, an denen E.ON Ruhrgas minderheitlich beteiligt ist, wurde die Aufnahme in das Entry-Exit-System angeboten. Das Transportgeschäft entwickelt sich seit Sommer 2000 lebhaft. Im Jahr 2004 wurden weitere 167 Transportverträge abgeschlossen, so dass sich die Zahl der insgesamt abgeschlossenen Verträge bis Ende 2004 auf mehr als 520 erhöht hat.

Investitionen

Investitionen nach Geschäftsfeldern			
in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Up-/Midstream	82	347	-76
Downstream-Beteiligungen	531	271	+96
Sonstige/Konsolidierung	47	49	-4
Pan-European Gas	660	667	-1

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur/1.2. bis 31.12.2003

Die Market Unit Pan-European Gas investierte im Berichtszeitraum 2004 rund 145 Mio € in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte, im Wesentlichen in den weiteren Ausbau des Transportsystems. Die im Geschäftsjahr 2004 mit 78 Prozent dominanten Investitionen in Finanzanlagen betrugen 515 Mio €. Das größte Einzelprojekt war dabei die Übernahme des 3,4-prozentigen E.ON-Anteils aus dem Squeeze-out-Verfahren bei Thüga.

Entwicklungsprozess Brennstoffzellen-Gerätetechnik

Im Rahmen des laufenden EU-Projektes „Virtual Fuel Cell Power Plant“ wurde die Feldtesterprobung des Vaillant Brennstoffzellenheizgerätes mit bereits überarbeiteten Prototypen wesentlich intensiviert. Insgesamt werden 31 Geräte der Generation EURO 1 und EURO 2 in verschiedenen europäischen Ländern eingesetzt. Die vorliegenden Daten zeigen den beträchtlichen Fortschritt in Bezug auf Zuverlässigkeit und Wirkungsgrad und lieferten wertvolle Erkenntnisse über die Anforderungen an die Betriebsführung im Sinne eines virtuellen Kraftwerkes. Die Langzeiterfahrungen sind ein wichtiger Schritt in dem Entwicklungsprozess in Richtung einer praxistauglichen Brennstoffzellen-Gerätetechnik.

Ausblick

Die Market Unit Pan-European Gas erwartet für das laufende Jahr eine positive Geschäftsentwicklung und insgesamt einen Anstieg des Adjusted EBIT. Mit der Integration der neuen Gesellschaften Distrigaz Nord in Rumänien und Mol in Ungarn wird das Geschäft in diesen Märkten ausgebaut. Außerdem wird die Versorgung von E.ON-Konzerngesellschaften mit Gas ausgedehnt: Nachdem E.ON UK bereits seit Oktober 2004 beliefert wird, werden ab Oktober 2005 die Lieferungen an Sydkraft in Schweden aufgenommen. Der 2004 eingeleitete Verkaufsprozess für Ruhrgas Industries soll 2005 zum Abschluss gebracht werden.



David Morris verbringt seine Tea-Time gerne mal an einem ruhigen Platz in Coventry. Als Energiehändler bei E.ON UK hat er mit E.ON Ruhrgas einen Gasliefervertrag ausgearbeitet.

„Unseren Erdgaslieferanten haben wir jetzt im eigenen Konzern. E.ON Ruhrgas hat für die nächsten Jahre unsere Versorgung mit Erdgas teilweise übernommen. Daraus ergeben sich viele Vorteile: Wir können flexibler auf Bedarfsschwankungen reagieren und stärken gleichzeitig die Position von E.ON Ruhrgas als paneuropäischer Erdgaslieferant. Das stärkt unsere Wettbewerbsfähigkeit und verbessert die Zuverlässigkeit unserer Erdgasversorgung. Für Großbritannien, das in den nächsten Jahren einen großen Teil seines Erdgasverbrauchs durch Importe decken muss, ist unsere Integration in den E.ON-Konzern damit ein klarer Vorteil.“



- Adjusted EBIT um 67 Prozent gesteigert
- Erwerb von Midlands Electricity vollzogen
- Markenname E.ON eingeführt
- Für das Jahr 2005 Adjusted EBIT auf Vorjahresniveau erwartet

UK			
in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Umsatz	8.490	7.923	+7
Adjusted EBITDA	1.592	1.036	+54
Adjusted EBIT	1.017	610	+67
ROCE (in %)	8,9	6,9	+2,0 ²⁾
Kapitalkosten (in %)	9,2	10,0	-0,8 ²⁾
Operativer Cashflow	633	315	+101
Investitionen	503	388	+30
Mitarbeiter (31.12.)	10.397	6.541	+59

1) Pro-forma-Werte für die neue Market Unit-Struktur
2) Veränderung in Prozentpunkten

Die Market Unit UK ist für das integrierte Energiegeschäft in England, Wales und Schottland verantwortlich. Das regulierte Geschäft beinhaltet die Stromverteilung (Central Networks). Zum unregulierten Geschäft zählen Energiegroßhandel und Endkunden. Die Energiegroßhandelsaktivitäten umfassen die Stromerzeugung, den integrierten Energiehandel, den Betrieb und die Wartung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die Entwicklung und den Betrieb von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die Betriebsführung von Kraftwerken. Im Endkundengeschäft werden Strom- und Gasdienstleistungen an Haushalts- und kleinere Geschäftskunden sowie Industrie- und Gewerbekunden verkauft. Zum 31. Dezember 2004 belieferte E.ON UK etwa 8,8 Millionen Kunden. Davon waren 8,7 Millionen Haushalts- und kleinere Geschäftskunden und 0,1 Millionen Industrie- und Gewerbekunden.

Erwerb von Midlands Electricity vollzogen

Am 16. Januar 2004 erwarb E.ON UK für 1,7 Mrd € den britischen Stromverteiler Midlands Electricity von Aquila Sterling Holdings. Durch diese Akquisition hat E.ON UK die Zahl der Kunden im Verteilungsgeschäft auf jetzt 4,8 Millionen nahezu verdoppelt. Die Verteilungsgeschäfte von East Midlands und Midlands wurden zusammengeführt und am 5. April 2004 in Central Networks umbenannt.

Im Jahresverlauf wurde ein Integrationsprogramm durchgeführt. Das neue Geschäftsmodell mit zentraler Steuerung und lokaler Bereitstellung von Dienstleistungen ermöglicht, bis Mitte 2005 die Zahl der Standorte von 52 auf 34 zu reduzieren. Darüber hinaus wurden im Jahr 2004 bereits gemeinsame Abrechnungs- und Finanzsysteme in Betrieb genommen. Diese Effizienzsteigerungen führten dazu, dass die Belegschaft um rund 700 Mitarbeiter – im Wesentlichen in der Verwaltung – verringert werden konnte.

Bei der Transaktion erwarb E.ON UK in Großbritannien auch eine Reihe anderer Aktivitäten. Hierzu zählen ein Contracting- und ein Ablese-Geschäft sowie Minderheitsbeteiligungen an Gesellschaften, die drei Kraftwerke in Großbritannien, in der Türkei und Pakistan betreiben. Am 9. Februar 2005 hat E.ON UK die 40-prozentige Kraftwerksbeteiligung (586 MW) in Pakistan veräußert. E.ON UK rechnet damit, die Anteile in der Türkei im Jahr 2005 zu verkaufen. Die Beteiligung in Großbritannien wurde bereits teilweise im Jahr 2004 veräußert.

Weitere Integrationsprogramme durchgeführt

Im Jahr 2003 schloss E.ON UK im Endkundengeschäft die Integration der im Herbst 2002 erworbenen TXU-Aktivitäten in das bestehende Geschäft weitgehend ab. 2004 wurde damit begonnen, die gesamte TXU-Kundenbasis, die von dem außenstehenden Dienstleister Vertex betreut wurde, auf die Systeme von E.ON UK umzustellen. Dies soll gewährleisten, dass alle Endkunden die gleichen Produkte und Dienstleistungen erhalten.

tungen erhalten können. Zusätzlich werden daraus Kosteneinsparungen von jährlich 20 Mio £ erwartet, die aus geringerem Betreuungsaufwand und niedrigeren Lizenzgebühren für die vormals zwei Systeme stammen. Das Projekt soll im ersten Halbjahr 2005 abgeschlossen sein.

Im Januar 2004 führte E.ON UK seine Energiehandels- und Stromerzeugungsaktivitäten zum Energiegroßhandels-geschäft zusammen. Rund 1.500 Mitarbeiter betreiben den Kraftwerkspark, steuern das Großhandels-Commodity-Portfolio und führen das Geschäft im Bereich erneuerbare Energien von E.ON UK. Durch diese Integration wurden Verantwortlichkeiten besser geregelt und Schnittstellen zwischen Gruppen optimiert. Ferner ist bei der Entscheidungsfindung der Fokus stärker auf strategische Prioritäten ausgerichtet. Die wesentlichen Teile des Integrationsprojekts konnten im ersten Halbjahr 2004 abgeschlossen werden. Die Integration führt zu steigenden Kosteneinsparungen beim Betrieb von Anlagen und eröffnet die Möglichkeit, Revisionen im Bereich Infrastruktur langfristig planen und durchführen zu können.

Am 5. Juli 2004 wurde die Market Unit UK, einschließlich des Energiegroßhandelsgeschäfts sowie der Zentral- bzw. Service-Funktionen von Powergen in E.ON UK umbenannt. Das Industrie- und Gewerbekundengeschäft firmiert seitdem mit dem Markennamen E.ON Energy. Für die Haushalts- und kleineren Geschäftskunden wird die Marke Powergen zunächst beibehalten, in den nächsten Jahren aber schrittweise vom Markt genommen.

Verkauf des Asian Asset Management-Geschäfts vollzogen

Im Jahr 2004 hat E.ON UK den Verkauf des 35-prozentigen Anteils an PT Jawa Power, der Eigentümerin eines 1.220-MW-Kraftwerks in Paiton/Indonesien, vollzogen. Dazu gehörte auch der Verkauf von 100 Prozent der Anteile an der Betreiber- und Instandhaltungsgesellschaft PT Jawa Power Timur.

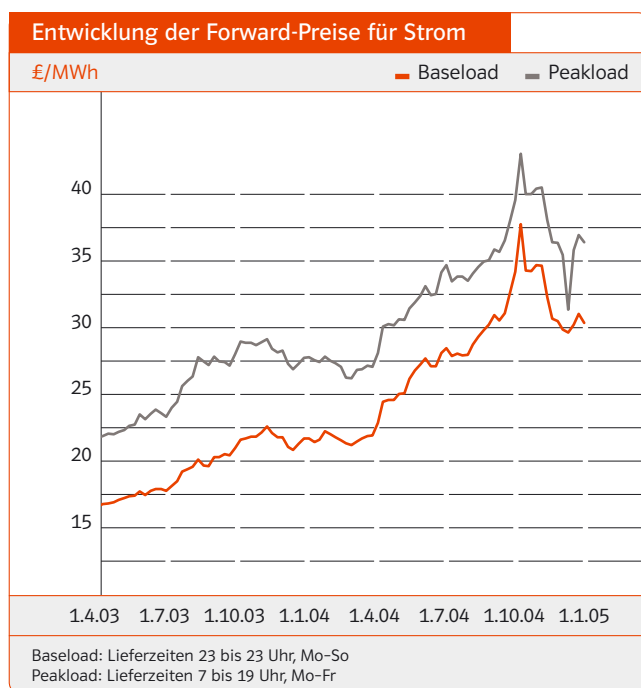
Gas- und Strompreise gestiegen

Im Jahr 2004 sind die Forward-Preise für Strom deutlich gestiegen. Verantwortlich hierfür waren höhere Kosten für Brennstoffe und für Maßnahmen im Bereich Umweltschutz. Die Forward-Preise für Gas legten im Vergleich zum Vorjahr ebenfalls erheblich zu. Dies ist insbesondere auf die höheren Ölpreise zurückzuführen.

Angesichts der gestiegenen Großhandelspreise für Energie hat E.ON UK im Jahr 2004 die Endkundenpreise für Strom um 16,4 Prozent und für Gas um 18,5 Prozent angehoben. Gleichzeitig hat E.ON UK ein Maßnahmenbündel bekannt gegeben,

mit dem die Belastung für sozial schwache Kunden gemildert werden soll. Andere Anbieter im britischen Energiemarkt haben ihre Preise in ähnlicher Größenordnung angepasst.

Im Jahresverlauf nahm die Kundenzahl um insgesamt 0,1 Millionen zu. Dies spiegelt den im vierten Quartal 2004 gestiegenen Gasabsatz infolge der angekündigten Preiserhöhungen von Wettbewerbern wider.



Strom- und Gasabsatz

Der Absatzrückgang im Stromgeschäft betrifft im Wesentlichen industrielle und gewerbliche Kunden. E.ON UK verfolgte hier insbesondere im ersten Halbjahr 2004 eine margenorientierte Vertriebspolitik.

Absatz ¹⁾			
in Mrd kWh	2004	2003	+/- %
Haushalts- und kleinere Geschäftskunden	36,2	37,4	-3
Industrie- und Gewerbekunden	26,5	34,6	-23
Stromabsatz	62,7	72,0	-13
Haushalts- und kleinere Geschäftskunden	66,2	66,8	-1
Industrie- und Gewerbekunden	35,9	35,6	+1
Gasabsatz	102,1	102,4	-

1) ohne Großhandels- und Handelsaktivitäten

Stromerzeugung und -bezug

Im Vergleich zum Vorjahr ist die Erzeugung in eigenen Kraftwerken zurückgegangen, weil die Kraftwerke Drakelow und High Marnham im Jahr 2003 vom Netz genommen wurden. Im Berichtszeitraum stammten 53 Prozent der gesamten Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken.

Stromerzeugung und -bezug			
in Mrd kWh	2004	2003	+/- %
Eigenerzeugung	34,9	35,9	-3
Bezug	29,8	38,4	-22
von Gemeinschaftskraftwerken	2,0	4,3	-53
von Fremden	27,8	34,1	-18
Strombeschaffung	64,7	74,3	-13
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-2,0	-2,3	-
Stromabsatz	62,7	72,0	-13

Zurechenbare Kraftwerksleistungen		
in MW	31.12.2004	31.12.2003
Steinkohle	4.910	4.910
Erdgas	1.980	2.380
Öl, Wasser- und Windkraft, Sonstige ¹⁾	1.788	1.711
KWK	587	613
Insgesamt	9.265	9.614

1) einschließlich Windpark Scroby Sands

Die zurechenbare Kraftwerksleistung von E.ON UK lag am 31. Dezember 2004 bei 9.265 MW. Der Rückgang um 349 MW gegenüber dem Jahresende 2003 ist insbesondere auf die Konservierung des Kraftwerks Killingholme zurückzuführen. Dies wurde durch die Übernahme des Siemens-Anteils am Cottam Development Centre teilweise kompensiert.

E.ON UK überprüft regelmäßig die Wirtschaftlichkeit aller Anlagen, um auf veränderte Marktbedingungen entsprechend reagieren zu können. So hat E.ON UK im Jahr 2004 vier Gasturbinen konserviert und zwei ölgefeuerte Anlagen in Grain (1.300 MW) vom Netz genommen, um dem im Verhältnis zur Nachfrage hohen Kapazitätsangebot und den rückläufigen Energiepreisen zu begegnen. Die beiden ölgefeuerten Anlagen in Grain wurden im Herbst, als die Nachfrage wieder stieg und die Großhandelsenergiepreise sich erholten, wieder in Betrieb genommen. Im Jahr 2005 sollen beide Blöcke in Killingholme mit einer Leistung von insgesamt 900 MW wieder angefahren werden. Zusätzlich hat E.ON UK kürzlich beantragt, das ölgefeuerte Kraftwerk in Grain durch ein modernes Gaskraftwerk zu ersetzen.

Die britische Regierung beabsichtigt das Ausbauziel für erneuerbare Energien zu erhöhen. Deshalb verfolgt E.ON UK weiterhin das Ziel, ein ausgeglichenes Portfolio zwischen Strombezugsverträgen und eigenen Anlagen im Bereich der erneuerbaren Energien zu erreichen. E.ON UK arbeitet an Projekten für Wind- und Biomassekraftwerke mit einer Kapazität von 755 MW. Zusätzlich prüft E.ON UK fortlaufend andere geeignete Technologien, ob sie wirtschaftlich betrieben werden können.

Der neue europaweite Emissionsrechtehandel startete am 1. Januar 2005. Um sich darauf vorzubereiten, hat E.ON UK zusätzliche Kompetenz im Risikomanagement aufgebaut. Dies umfasst insbesondere Aktivitäten wie das Management von Verbindlichkeiten, die Erstellung von Prognosen sowie den Handel und die Abrechnung.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern								
in Mio €	Reguliertes Geschäft		Unreguliertes Geschäft		Sonstiges/ Konsolidierung		UK	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Umsatz	941	438	7.788	7.682	-239	-197	8.490	7.923
Adjusted EBITDA	594	296	1.036	757	-38	-17	1.592	1.036
Adjusted EBIT	446	225	626	412	-55	-27	1.017	610

Umsatz und Adjusted EBIT gesteigert

Der Umsatzanstieg im Vergleich zum Vorjahr resultierte insbesondere aus der erstmaligen Konsolidierung von Midlands Electricity, Tarifierhöhungen im Endkundengeschäft und positiven Wechselkurseffekten. Gegenläufig wirkte das geringere Absatzvolumen im Vertriebsgeschäft. E.ON UK erzielte ein Adjusted EBIT von 1.017 Mio €. Davon entfielen 446 Mio € auf das regulierte Geschäft und 626 Mio € auf das unregulierte Geschäft.

Die Verbesserung des Adjusted EBIT im regulierten Geschäft um 221 Mio € resultierte im Wesentlichen aus der Konsolidierung des im Januar 2004 erworbenen Stromverteilungsgeschäfts von Midlands Electricity.

Im unregulierten Geschäft erhöhte sich das Adjusted EBIT um 214 Mio €. Gründe hierfür waren Effizienzsteigerungen aus der Integration des im Jahr 2002 erworbenen TXU-Geschäfts und höhere Ergebnisse im Endkundengeschäft. Diese wurden durch höhere Kohle- und Gasbezugskosten teilweise ausgeglichen.

Investitionen

Die Investitionen von E.ON UK lagen bei 503 Mio € (Vorjahr: 388 Mio €). Der Anstieg ist hauptsächlich auf Investitionen in das neu erworbene Geschäft von Midlands Electricity zurückzuführen. Die Investitionen entfielen insbesondere auf den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die Verbesserung des Verteilungsnetzes sowie die Instandhaltung konventioneller Kraftwerke. Der Bau des 60-MW-Scroby Sands-Offshore-Windparks wurde im Jahr 2004 abgeschlos-

Investitionen nach Geschäftsfeldern			
in Mio €	2004	2003	+/- %
Reguliertes Geschäft	255	117	+118
Unreguliertes Geschäft	233	254	-8
Sonstiges/Konsolidierung	15	17	-12
UK	503	388	+30

sen. Die Anlage wurde Ende 2004 offiziell übernommen. Von den Investitionen entfielen 511 Mio € auf immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen und -8 Mio € auf Finanzanlagen. Die im Rahmen der Akquisition von Midlands Electricity übernommenen liquiden Mittel überstiegen den Kaufpreis für das Eigenkapital.

Ausblick

Bereinigt um das veräußerte Asian Asset Management-Geschäft erwarten wir für die Market Unit UK, dass das Adjusted EBIT auf dem Vorjahresniveau liegen wird.

- Adjusted EBIT erheblich gesteigert
- Integration von Graninge erfolgreich abgeschlossen
- Für das Jahr 2005 leichter Rückgang beim Adjusted EBIT erwartet

Nordic			
in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Umsatz	3.347	2.824	+19
davon Energiesteuer	395	324	+22
Adjusted EBITDA	1.121	933	+20
Adjusted EBIT	701	546	+28
ROCE (in %)	9,6	8,3	+1,3 ²⁾
Kapitalkosten (in %)	9,0	9,0	-
Operativer Cashflow	957	773	+24
Investitionen	740	1.265	-42
Mitarbeiter (31.12.)	5.530	6.294	-12

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur
2) Veränderung in Prozentpunkten

Die Market Unit Nordic ist für das integrierte Energiegeschäft in Nordeuropa, vor allem in Schweden und Finnland, verantwortlich. Das operative Geschäft wird von Sydkraft und E.ON Finland geführt.

Die Aktivitäten umfassen

- Stromerzeugung
- Strom- und Gasverteilung
- Endkundengeschäft in den Bereichen Strom-, Gas- und Wärmeversorgung
- Energiehandel
- Wärmeerzeugung

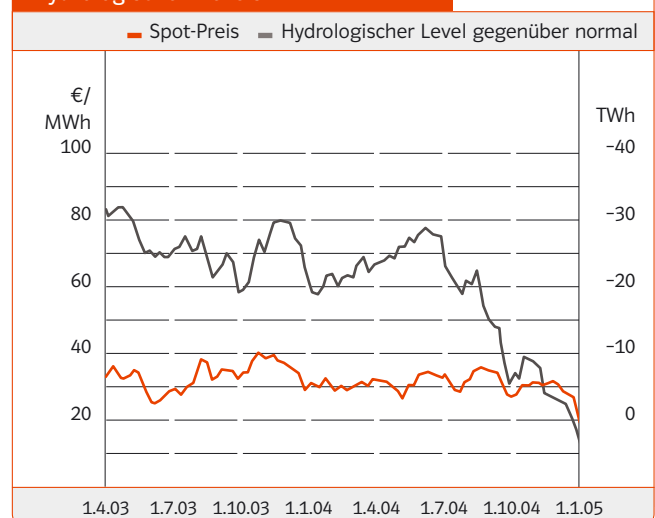
Marktentwicklung

Der Strommarkt in Skandinavien ist geprägt von hartem Wettbewerb im Endkundengeschäft. Die Wechselbereitschaft der Kunden ist sehr hoch. In Folge der niedrigeren Spot-Preise sind auch die durchschnittlichen Strompreise im Endkundengeschäft im Jahr 2004 gesunken.

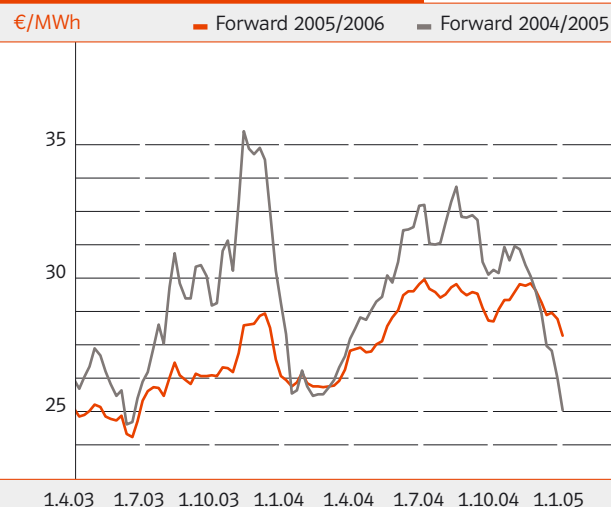
In Skandinavien liegt der Anteil von Gas am Primärenergieverbrauch bei 15 Prozent. In Schweden beträgt dieser Anteil insgesamt zwar nur 2 Prozent, in Gebieten, die über ein ausgebauten Gasnetz verfügen, jedoch nahezu 20 Prozent. Der schwedische Gasmarkt wird aufgrund der geplanten Erweiterung des Gasnetzes in Mittelschweden weiter an Bedeutung gewinnen.

Die Fernwärmeversorgung ist ein wichtiger Teil des integrierten Energiegeschäfts in den Ländern Nordeuropas. Die Wärmärkte sind geographisch voneinander getrennt und konzentrieren sich auf dicht besiedelte Regionen.

Entwicklung der Spot-Preise und des hydrologischen Levels



Entwicklung der Forward-Preise



Integration von Grange erfolgreich vorangetrieben

Die Geschäftsentwicklung der Market Unit Nordic war durch die Vollkonsolidierung und Integration von Grange geprägt. Ferner führten höhere Erzeugungsmengen aus Kern- und Wasserkraft zu einem wesentlich besseren Ergebnis als im Vorjahr. Das Geschäft der Stromverteilungsaktivitäten entwickelte sich im Jahr 2004 ebenfalls positiv.

Die Integration von Grange wurde im Verlauf des Jahres erfolgreich vorangetrieben. Die Grange-Aktivitäten konnten mit den entsprechenden Geschäftsfeldern von Sydkraft zusammengeführt werden. Über die ursprünglichen Planungen hinaus wurde Synergiepotenzial identifiziert, das im Wesentlichen Effizienzsteigerungen in der Verwaltung sowie im Endkunden- und Verteilungsgeschäft betrifft. Schon abgeschlossene Maßnahmen umfassen Restrukturierungen im Personalbereich, Verbesserungen der IT-Systeme sowie Harmonisierung von Gebühren und Preisen im Endkundengeschäft.

Stromabsatz deutlich gesteigert

Stromabsatz			
in Mrd kWh	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Privatkunden	9,1	6,6	+38
Geschäftskunden	14,5	13,5	+7
Vertriebspartner/Nordpool	25,9	20,4	+27
Gesamt	49,5	40,5	+22

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur

Die Market Unit Nordic steigerte ihren Stromabsatz um 9 Mrd kWh gegenüber dem Vorjahr. An Privat- und Geschäftskunden konnte vor allem aufgrund der Einbeziehung von Grange 3,5 Mrd kWh mehr Strom abgesetzt werden. Lieferungen an Vertriebs- und Handelspartner (Nordpool) nahmen aufgrund höherer Erzeugung im bestehenden Wasser- und Kernkraftportfolio zu.

Eigenerzeugung deckt zwei Drittel des Strombedarfs

Strombeschaffung			
in Mrd kWh	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Eigenerzeugung	33,1	25,6	+29
Bezug	18,4	16,7	+10
von Gemeinschaftskraftwerken	11,0	10,0	+10
von Fremden	7,4	6,7	+10
Strombeschaffung	51,5	42,3	+22
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-2,0	-1,8	-
Stromabsatz	49,5	40,5	+22

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur

Zurechenbare Kraftwerksleistungen		
in MW	31.12.2004	31.12.2003 ¹⁾
Kernkraft	2.590	2.586
Wasserkraft	3.127	3.120
Öl und Sonstige	2.254	2.220
Insgesamt	7.971	7.926

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur

Nordic erzeugte zwei Drittel des Stromabsatzes in eigenen Kraftwerken. Durch die Einbeziehung von Grange konnte die Erzeugungsmenge um 2,5 Mrd kWh gesteigert werden. Im bestehenden Kraftwerkspark erhöhte sich die Stromerzeugung darüber hinaus um 5 Mrd kWh. Dies ist zum einen auf die sehr hohe Verfügbarkeit der Kernkraftwerke im Jahr 2004 zurückzuführen. Zum anderen konnte aufgrund der höheren Wasserstände die Erzeugung aus Wasserkraft gesteigert werden.

Gas- und Wärmeabsatz			
in Mrd kWh	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Gasabsatz	7,1	7,0	+1
Wärmeabsatz	10,2	9,3	+10

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur

Der Gasabsatz stieg um 0,1 Mrd kWh gegenüber dem Vorjahr. Der Wärmeabsatz nahm im Vergleich zum Jahr 2003 um 0,9 Mrd kWh zu. Grund hierfür war insbesondere die Einbeziehung von Graninge.

Umsatz und Adjusted EBIT erhöht

Der Umsatzzuwachs von 452 Mio € ist insbesondere auf die Einbeziehung von Graninge und den erhöhten Stromabsatz zurückzuführen.

Das Adjusted EBIT lag mit 701 Mio € um 155 Mio € über dem Vorjahreswert. Gründe sind die höheren Erzeugungsmengen aus Kern- und Wasserkraft sowie bessere Ergebnisse im Endkundengeschäft mit Strom und Wärme. Deutlich niedrigere Spotpreise konnten durch den Verkauf größerer Strommengen auf dem Forward-Markt kompensiert werden. Die Forwardpreise waren im Vergleich zum Jahr 2003 höher. Die Vollkonsolidierung von Graninge trug 110 Mio € zum Adjusted EBIT bei. Im Vorjahr lag der Ergebnisbeitrag im Rahmen der at equity-Bewertung – bis Ende Oktober 2003 – bei 47 Mio €. Das Adjusted EBIT im Geschäftsfeld Finnland ging vor allem wegen geringerer Ergebnisse im Energiehandel zurück.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern ¹⁾						
in Mio €	Schweden		Finnland		Nordic	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Umsatz	2.714	2.216	238	284	2.952	2.500
Adjusted EBITDA	1.045	834	76	99	1.121	933
Adjusted EBIT	662	484	39	62	701	546

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur/ ausschließlich Energiesteuern

Investitionen

Die Market Unit Nordic investierte im Jahr 2004 insgesamt 350 Mio € in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen für die Instandhaltung der Kraftwerke sowie den Ausbau und die Erweiterung des Verteilungsnetzes. Investitionen in Finanzanlagen in Höhe von 390 Mio € betrafen hauptsächlich die Akquisition zusätzlicher Graninge-Anteile, an der Sydkraft nun 100 Prozent hält.

Investitionen			
in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Schweden	701	1.237	-43
Finnland	39	28	+39
Nordic	740	1.265	-42
1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur			

E.ON hat sich mit dem norwegischen Energieversorger Statkraft grundsätzlich auf den Verkauf von Erzeugungskapazitäten geeinigt. Danach ist vorgesehen, dass Sydkraft Wasserkraftwerke mit einer jährlichen Erzeugungskapazität von rund 1,6 Mrd kWh an ihren Minderheitsaktionär Statkraft veräußern wird. Als Kaufpreis sind rund 500 Mio € vorgesehen.

Weiterhin haben sich E.ON und Statkraft darauf verständigt, dass Sydkraft im Jahr 2005 mit der Marke E.ON auftreten kann. Sydkraft soll in E.ON Sverige umbenannt werden.

Ausblick

Verglichen mit dem Rekordergebnis 2004 rechnen wir bei der Market Unit Nordic mit einem leichten Rückgang des Adjusted EBIT. Grund hierfür ist im Wesentlichen die geplante Veräußerung von Wasserkraftwerken an Statkraft.

Die finanziellen Auswirkungen des Sturms im Januar 2005 werden auf rund 164 Mio € geschätzt. Die entstehenden Kosten wirken sich nicht auf das Adjusted EBIT aus, da dieses Ereignis außergewöhnlichen Charakter hat.





Sharon Dodson schätzt die Landschaft in ihrer Heimat – Natur, so weit das Auge reicht. Als Umweltmanagerin von LG&E Energy arbeitet sie bei der Planung des neuen Kraftwerks Trimble County 2 mit.

„Bei der Planung für unser neues Kraftwerk Trimble County 2 nutzen wir das bei E.ON Engineering gebündelte Know-how des Konzerns in Sachen Technik und Umweltschutz. Dadurch sind die Entwicklungskosten für uns deutlich geringer. Für mich als Umweltmanagerin ist aber besonders wichtig, dass unser neues Kraftwerk dank seiner hochmodernen Technik die Natur weit über die gesetzlichen Anforderungen hinaus schonen wird. Unsere Zugehörigkeit zum E.ON-Konzern ermöglicht es uns also, Wirtschaftlichkeit und Umweltschutz hervorragend miteinander zu vereinen.“

- Adjusted EBIT um 10 Prozent gesteigert
- Tarifierhöhungen seit Juli 2004 wirksam
- Für das Jahr 2005 Adjusted EBIT auf Vorjahresniveau erwartet

US-Midwest			
in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Umsatz	1.913	1.971	-3
Adjusted EBITDA	544	517	+5
Adjusted EBIT	349	317	+10
ROCE (in %)	5,4	4,5	+0,9 ²⁾
Kapitalkosten (in %)	8,0	9,6	-1,6 ²⁾
Operativer Cashflow	182	188	-3
Investitionen	277	443	-37
Mitarbeiter (31.12.)	3.437	3.521	-2
1) Pro-forma-Werte für die neue Market Unit-Struktur			
2) Veränderung in Prozentpunkten			

Das regulierte Geschäft wird von den beiden Gesellschaften Louisville Gas and Electric Company (LG&E) und Kentucky Utilities Company (KU) betreut, die von LG&E Energy geführt werden. Beide Energieunternehmen arbeiten mit einem vertikal integrierten Geschäftsmodell. Die Aktivitäten umfassen Stromerzeugung, -übertragung, -verteilung und -vertrieb. Zusätzlich bietet LG&E Dienstleistungen in der Gasverteilung innerhalb ihres Versorgungsgebiets an.

LG&E und KU setzen Strom an rund 907.000 Kunden, hauptsächlich in Kentucky, ab. Die Unternehmen beliefern unterschiedliche Kundengruppen wie Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden sowie Stadtwerke.

Zusätzlich versorgt LG&E rund 318.000 Kunden in Kentucky mit Gas. Das Unternehmen unterhält auch unterirdische Gasspeicher mit einer Kapazität von zurzeit 15,1 Mrd m³.

Das unregulierte Geschäft umfasst vor allem die Aktivitäten von Western Kentucky Energy (WKE), Argentine Gas Distribution und LG&E Power Inc. (LPI).

WKE betreibt im Rahmen eines Leasingvertrags mit einer Laufzeit von 25 Jahren die Kraftwerke der Big Rivers Electric Corporation (BREC) und eine kohlegefeuerte Anlage der Stadt Henderson, Kentucky.

Außerdem versorgt US-Midwest über Minderheitsbeteiligungen an drei Gasverteilungsgesellschaften in Argentinien mehr als 2 Millionen Kunden mit Gas.

LPI betreibt eigene unabhängige Kraftwerke in North Carolina. LG&E Energy hat den Verkaufsprozess für die LPI-Aktivitäten eingeleitet.

Wichtige Ereignisse

Am 29. Dezember 2003 haben LG&E und KU bei der Kentucky Public Service Commission (KPSC) Tarifierhöhungen für das regulierte Geschäft beantragt. Am 30. Juni 2004 genehmigte die KPSC die Anhebung der Grundpreise für Strom und Gas von LG&E und der Grundpreise für Strom von KU. Die Tarifierhöhungen gelten seit 1. Juli 2004. Der Generalstaatsanwalt von Kentucky hat die Tarifierhöhungen und den dazu führenden behördlichen Prozess in Frage gestellt.

US-Midwest hat den Verkaufsprozess für einige Beteiligungen – einschließlich der von LPI – eingeleitet bzw. zum Teil abgeschlossen. Im Jahr 2004 veräußerten LG&E Energy ihren 46-prozentigen Anteil an einem Windpark in Tarifa/Spanien und LPI ihren 33-prozentigen Anteil an einem Windpark in Texas. Im Januar 2005 gab LPI ihre Beteiligung von 50 Prozent an einer gasgefeuerten Anlage in Gregory, Texas, ab. Darüber hinaus verhandelt LPI derzeit den Verkauf ihrer verbleibenden 50-Prozent-Beteiligung an einer kohlegefeuerten Anlage in der Nähe von Roanoke Rapids, North Carolina.

Konzernweite Zusammenarbeit

LG&E Energy und E.ON Engineering arbeiten bei einigen Projekten – insbesondere im Zusammenhang mit Umweltschutzmaßnahmen und Kapazitätserweiterungen – intensiv zusammen. E.ON Engineering ist zum Beispiel eng in Rauchgasentschwefelungs-Projekte für die Standorte Trimble County, Ghent und Brown eingebunden. Für die Projektarbeit werden im Jahr 2005 mehrere Ingenieure von E.ON Engineering in Louisville arbeiten.

Absatz			
in Mrd kWh	2004	2003	+/- %
Reguliertes Geschäft	36,1	35,4	+2
Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden	31,9	31,0	+3
Off-System-Geschäft ¹⁾	4,2	4,4	-5
Unreguliertes Geschäft	11,3	10,8	+5
Stromabsatz	47,4	46,2	+3
Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden	14,3	15,1	-5
Off-System-Geschäft ¹⁾	0,4	0,6	-33
Gasabsatz	14,7	15,7	-6

1) Verkauf überschüssiger Strommengen an Kunden außerhalb des eigenen Versorgungsgebietes

Strom- und Gasabsatz

Im regulierten Geschäft lag der Stromabsatz im Jahr 2004 um 0,7 Mrd kWh über dem Vorjahresniveau. Maßgeblich hierfür war ein Absatzplus bei den Stromendkunden aufgrund der vergleichsweise hohen Temperaturen im Frühjahr. Der Gasabsatz sank vor allem aufgrund der milden Witterung zu Beginn des Jahres um 1 Mrd kWh.

Die vergleichsweise hohen Temperaturen im Frühjahr und eine verbesserte Kraftwerksleistung führten zu einem um 0,5 Mrd kWh höheren Stromabsatz im unregulierten Geschäft.

Die Eigenerzeugung der Market Unit US-Midwest wurde zu 99 Prozent von Kohlekraftwerken gedeckt. Die zurechenbare Kraftwerksleistung stieg im Vergleich zum Vorjahresende um 600 MW auf 9.666 MW. Diese Erhöhung ist im Wesentlichen auf die Inbetriebnahme von vier Gasturbinen zurückzuführen.

Stromerzeugung und -bezug

Stromerzeugung und -bezug			
in Mrd kWh	2004	2003	+/- %
Eigenerzeugung	45,5	44,1	+3
Eigene Kraftwerke	34,4	33,5	+3
Geleaste Kraftwerke	11,1	10,6	+5
Bezug	5,0	4,8	+4
Strombeschaffung	50,5	48,9	+3
Betriebsverbrauch, Netzverluste	-3,1	-2,7	-
Stromabsatz	47,4	46,2	+3

Zurechenbare Kraftwerksleistung

Zurechenbare Kraftwerksleistungen			
in MW	31.12.2004	31.12.2003	+/- %
Kohle	5.294	5.318	-
Erdgas, Öl- und Wasserkraft	2.316	1.676	+38
Reguliertes Geschäft	7.610	6.994	+9
Unreguliertes Geschäft	2.056	2.079	-1
US-Midwest	9.666	9.073	+7

Eckdaten nach Geschäftsfeldern						
in Mio €	Reguliertes Geschäft		Unreguliertes Geschäft/ Sonstiges		US-Midwest	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Umsatz	1.643	1.663	270	308	1.913	1.971
Adjusted EBITDA	520	496	24	21	544	517
Adjusted EBIT	339	306	10	11	349	317

Adjusted EBIT um 10 Prozent gesteigert

Im Jahr 2004 sank der Umsatz von US-Midwest um 3 Prozent auf 1.913 Mio €. Grund für den Rückgang ist der schwache US-Dollar-Wechselkurs gegenüber dem Euro. In Landeswährung dagegen stieg der Umsatz aufgrund des höheren Absatzes an Endkunden im regulierten Geschäft um 7 Prozent. Diese Entwicklung wurde durch die Mitte 2004 angehobenen Tarife für Strom und Gas unterstützt. Die Market Unit US-Midwest konnte das Adjusted EBIT um 10 Prozent – in US-Dollar sogar um 21 Prozent – steigern.

Das Adjusted EBIT im regulierten Geschäft verbesserte sich im Vergleich zum Vorjahr vor allem durch die seit 1. Juli 2004 geltenden höheren Strom- und Gaspreise. Auch vergleichsweise hohe Temperaturen im Frühjahr trugen zu dem um 3 Prozent gestiegenen Absatz an Endkunden bei. Darüber hinaus übertraf der Ergebnisbeitrag des Off-System-Geschäfts aufgrund höherer Stromhandelspreise das Vorjahresniveau. Gegenläufig wirkten der schwache US-Dollar-Wechselkurs sowie schwere Frühjahrs- und Sommerstürme, die das Verteilungsnetz erheblich beschädigten.

Im unregulierten Geschäft lag das Adjusted EBIT auf dem Vorjahresniveau.

Ausblick

Für die Market Unit US-Midwest gehen wir für das Jahr 2005 davon aus, dass das Adjusted EBIT in lokaler Währung auf dem Vorjahresniveau liegen wird. Die positiven Effekte aus den Tarifierhöhungen werden dabei aus heutiger Sicht durch höhere Kohlebezugskosten im unregulierten Geschäft und die wegfallenden Ergebnisbeiträge der veräußerten LPI-Aktivitäten kompensiert.

Investitionen

Investitionen			
in Mio €	2004	2003	+/- %
Reguliertes Geschäft	242	392	-38
Unreguliertes Geschäft/ Sonstiges	35	51	-31
US-Midwest	277	443	-37

Der Rückgang der Investitionen im Vergleich zum Vorjahr resultiert aus geringeren Ausgaben für Umweltschutzmaßnahmen und niedrigeren Baukosten für Gasturbinen.

Vittera			
in Mio €	2004	2003	+/- %
Umsatz	988	1.085	-9
Adjusted EBITDA	621	643	-3
Adjusted EBIT	471	456	+3
ROCE (in %)	12,9	10,6	+2,3 ¹⁾
Kapitalkosten (in %)	7,3	7,6	-0,3 ¹⁾
Operativer Cashflow	5	102	-95
Investitionen	144	124	+16
Mitarbeiter (31.12.)	1.595	1.887	-15

1) Veränderung in Prozentpunkten

Fokussierung auf das Immobiliengeschäft abgeschlossen

Nach der Veräußerung der Serviceaktivitäten in den vergangenen Jahren präsentiert sich Vittera als fokussiertes und klar ausgerichtetes Immobilienunternehmen. Die Aktivitäten sind auf das Kerngeschäft Wohnimmobilien und das Geschäftsfeld Projektentwicklung konzentriert.

Im Kerngeschäft Wohnimmobilien verfolgt Vittera eine Handelsstrategie. Diese umfasst den Ankauf privatisierungsfähiger Wohnungsbestände, deren wertsteigernde und auf den Vertrieb ausgerichtete Bewirtschaftung sowie den anschließenden Vertrieb der Wohnungen an Mieter, Selbstnutzer und Kapitalanleger. Veräußert werden Eigentumswohnungen, Ein- und Zweifamilienhäuser, einzelne Mehrfamilienhäuser sowie Wohnanlagen.

Weitere Anteile an Deutschbau übernommen

Gegen Ende des Geschäftsjahres erwarb Vittera weitere 49,1 Prozent der Anteile an Deutschbau und verfügt nunmehr über insgesamt 99,1 Prozent der Anteile. Die direkte Führung der Deutschbau-Wohnungsbestände ermöglicht Vittera eine noch effektivere Umsetzung der Handelsstrategie. Die Wohnungsbestände der Deutschbau befinden sich überwiegend außerhalb des Ruhrgebiets und verteilen sich auf das gesamte übrige Bundesgebiet. Damit sind sie ein wichtiger Bestandteil der regionalen Diversifizierung des Vittera-Wohnungsbestandes.

Vittera ist auf den wesentlichen Wohnungsmärkten in Deutschland mit insgesamt rund 138.000 Wohnungen vertreten:

- im Ruhrgebiet durch Vittera mit fünf Niederlassungen (rund 79.000 Wohnungen)
- in der Rhein-Main-Region mit Vittera Rhein-Main (rund 19.000 Wohnungen)
- im übrigen Bundesgebiet mit der Deutschbau (rund 40.000 Wohnungen)

Wohnungsverkäufe nochmals erhöht

Im Geschäftsfeld Wohnimmobilien gelang es Vittera im Jahr 2004, die Wohnungsverkäufe gegenüber dem hohen Niveau des Vorjahres noch einmal zu erhöhen. Die Anzahl der verkauften Wohnungen stieg um 5 Prozent auf rund 14.000 Wohneinheiten.

Projektentwicklung in einem schwierigen Marktumfeld gut positioniert

Das Geschäftsfeld Projektentwicklung wurde im Vorjahr neu ausgerichtet. Vittera konzentriert sich jetzt auf die Entwicklung und den Vertrieb von Büroimmobilien und Eigentumswohnungen in Innenstadtlagen von Ballungszentren wie München, Frankfurt, Düsseldorf, Hamburg, Berlin sowie in den osteuropäischen Zentren Warschau und Prag.

Adjusted EBIT über Vorjahresniveau

Im Geschäftsjahr 2004 sank der Umsatz um 9 Prozent auf 988 Mio €. Ursachen hierfür waren vor allem geringere Mietumsätze infolge der Wohnungsverkäufe, geringere Umsätze bei Vittera Development im Geschosswohnungsbau sowie wegfallende Umsätze aus der zum Ende 2003 eingestellten Geschäftstätigkeit von Vittera Baupartner.

Beim Adjusted EBIT hat Vittera mit 471 Mio € das hohe Vorjahresniveau übertroffen. Dies ist im Wesentlichen durch Optimierungen bei der Bewirtschaftung sowie der Vertriebsaktivitäten begründet. Rückläufige Erträge aus Logistikimmobilien bei Vittera Development wurden hierdurch überkompensiert. Das Ergebnis von Vittera Development war im Vorjahr insbesondere durch den Verkauf des Logistikparks Rudná in der Nähe von Prag geprägt.

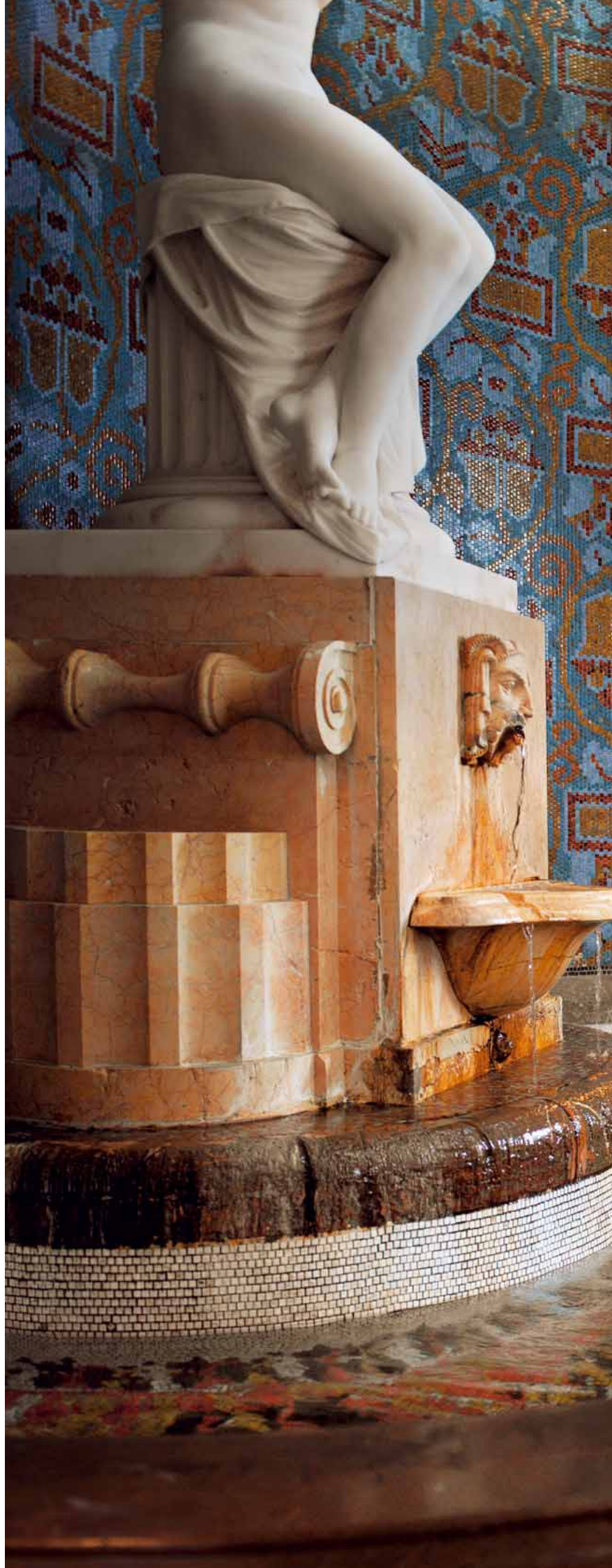
Ausblick

Nach den außergewöhnlichen Verkaufserfolgen im Jahr 2004 geht Vittera für das Jahr 2005 von rückläufigen Verkaufszahlen aus. Das Adjusted EBIT wird somit das hohe Vorjahresniveau voraussichtlich nicht erreichen.

Im Jahr 2004 haben wir die geplante Abgabe von Vittera eingeleitet. Ziel ist es, diesen Prozess im Verlauf des Jahres 2005 abzuschließen.

Adrienn Szeles empfindet so manche Tradition als Quelle der Inspiration. Als Koordinatorin im Call Center unseres ungarischen Energieversorgers E.ON Dél-dunántúli Áramszolgáltató berät sie Strom- und Gaskunden.

„Immer mehr Kunden wollen Strom und Gas aus einer Hand – auch bei uns in Ungarn. In unserem Call Center betreuen wir Kunden, die ihren Strom von E.ON Dél-dunántúli Áramszolgáltató und ihr Gas von Kögáz beziehen. Auch die Strom- und Gaszähler in den Haushalten werden jetzt immer gleichzeitig abgelesen. Durch diese Integration von Strom und Gas arbeiten wir wesentlich effektiver und sparen Zeit, die wir nutzen, um unsere Kunden individueller zu betreuen.“





Wir haben die von der E.ON AG, Düsseldorf, aufgestellte konsolidierte Bilanz und die zugehörige konsolidierte Gewinn- und Verlustrechnung, Eigenkapitalveränderungsrechnung, Kapitalflussrechnung sowie Anhangangaben (Konzernabschluss) für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2004 geprüft. Aufstellung und Inhalt des Konzernabschlusses nach den US-amerikanischen Rechnungslegungsgrundsätzen (United States Generally Accepted Accounting Principles – US-GAAP) liegen in der Verantwortung des Vorstands der Gesellschaft. Unsere Aufgabe ist es, auf der Grundlage der von uns durchgeführten Prüfung zu beurteilen, ob der Konzernabschluss den US-GAAP entspricht.

Wir haben unsere Konzernabschlussprüfung nach den deutschen Prüfungsvorschriften und unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung vorgenommen. Danach ist die Prüfung so zu planen und durchzuführen, dass mit hinreichender Sicherheit beurteilt werden kann, ob der Konzernabschluss 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 im Konzernabschluss auf der Basis von Stichproben beurteilt. Die Prüfung beinhaltet die Beurteilung der angewandten Bilanzierungsgrundsätze und der wesentlichen Einschätzungen des Vorstands sowie die Würdigung der Gesamtdarstellung des Konzernabschlusses. Wir sind der Auffassung, dass unsere Prüfung eine hinreichend sichere Grundlage für unsere Beurteilung bildet.

Nach unserer Überzeugung vermittelt der Konzernabschluss in Übereinstimmung mit den US-GAAP ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns sowie der Zahlungsströme des Geschäftsjahres.

Unsere Prüfung, die sich auch auf den vom Vorstand für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2004 aufgestellten Konzernlagebericht, der mit dem Lagebericht der Gesellschaft zusammengefasst ist, erstreckt hat, hat zu keinen Einwendungen geführt. Nach unserer Überzeugung gibt der zusammengefasste Konzernlagebericht zusammen mit den übrigen Angaben des Konzernabschlusses 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 bis 31. Dezember 2004 die Voraussetzungen für eine Befreiung der Gesellschaft von der Aufstellung eines Konzernabschlusses und Konzernlageberichts nach deutschem Recht erfüllen.

Düsseldorf, den 17. Februar 2005

PwC Deutsche Revision
Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Brebeck
Wirtschaftsprüfer

Laue
Wirtschaftsprüfer

Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns			
in Mio €	Anhang	2004	2003
Umsatzerlöse	(32)	49.103	46.427
Strom- und Mineralölsteuer		-4.358	-3.886
Umsatzerlöse nach Abzug von Strom- und Mineralölsteuer		44.745	42.541
Herstellungs- und Anschaffungskosten der umgesetzten Lieferungen und Leistungen	(5)	-33.353	-32.780
Bruttoergebnis vom Umsatz		11.392	9.761
Vertriebskosten		-4.387	-4.556
Allgemeine Verwaltungskosten		-1.508	-1.399
Sonstige betriebliche Erträge	(6)	6.656	6.968
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(6)	-4.921	-4.877
Finanzergebnis	(7)	-433	-359
Goodwill Impairment	(13 a)	-	-
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit		6.799	5.538
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	(8)	-1.947	-1.124
Anteile Konzernfremder	(9)	-504	-464
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten		4.348	3.950
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	(4)	-9	1.137
Ergebnis aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften		-	-440
Konzernüberschuss		4.339	4.647
Ergebnis je Aktie (in €) – unverwässert und verwässert	(12)		
aus fortgeführten Aktivitäten		6,62	6,04
aus nicht fortgeführten Aktivitäten		-0,01	1,74
aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften		-	-0,67
aus Konzernüberschuss		6,61	7,11

Bilanz des E.ON-Konzerns

in Mio €	Anhang	31. Dezember	
		2004	2003
Aktiva			
Goodwill	(13 a)	14.454	13.955
Immaterielle Vermögensgegenstände	(13 a)	3.788	4.153
Sachanlagen	(13 b)	43.563	42.797
Finanzanlagen	(13 c)	17.263	17.725
Anlagevermögen		79.068	78.630
Vorräte	(14)	2.647	2.477
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögensgegenstände	(15)	2.124	2.192
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögensgegenstände	(15)	15.759	15.833
Vermögen der abzugebenden Aktivitäten	(4)	553	-
Liquide Mittel (davon Zahlungsmittel < 3 Monate 2004: 4.176; 2003: 3.321)	(16)	12.016	10.795
Umlaufvermögen		33.099	31.297
Aktive latente Steuern	(8)	1.551	1.525
Aktiver Rechnungsabgrenzungsposten	(17)	344	398
Summe Aktiva (davon kurzfristig 2004: 25.839; 2003: 24.883)		114.062	111.850

Bilanz des E.ON-Konzerns

in Mio €	Anhang	31. Dezember	
		2004	2003
Passiva			
Gezeichnetes Kapital	(18)	1.799	1.799
Kapitalrücklage	(19)	11.746	11.564
Gewinnrücklagen	(20)	20.003	16.976
Kumuliertes Other Comprehensive Income	(21)	268	-309
Eigene Anteile	(18)	-256	-256
Eigenkapital		33.560	29.774
Anteile Konzernfremder	(22)	4.144	4.625
Pensionsrückstellungen	(23)	8.589	7.442
Sonstige Rückstellungen	(24)	25.653	26.886
Rückstellungen		34.242	34.328
Finanzverbindlichkeiten	(25)	20.301	21.787
Betriebliche Verbindlichkeiten	(25)	14.054	13.903
Verbindlichkeiten		34.355	35.690
Schulden der abzugebenden Aktivitäten	(4)	54	-
Passive latente Steuern	(8)	6.605	6.265
Passiver Rechnungsabgrenzungsposten	(17)	1.102	1.168
Summe Passiva ohne Eigenkapital (davon kurzfristig 2004: 23.734; 2003: 23.999)		80.502	82.076
Summe Passiva		114.062	111.850

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns

in Mio €	2004	2003
Konzernüberschuss	4.339	4.647
Anteile Konzernfremder	504	464
Überleitung zum Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten		
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	9	-1.137
Ab-/Zuschreibungen auf das Anlagevermögen	3.256	3.272
Veränderung der Rückstellungen	-482	1.586
Veränderung der latenten Steuern	20	-132
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	-7	-156
Ergebnis aus dem Abgang von		
Beteiligungen	-407	-1.289
sonstigen Finanzanlagen	-35	-
immateriellen Vermögensgegenständen und Sachanlagen	-458	-526
Veränderungen von Posten des Umlaufvermögens und der sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten		
Vorräte	-207	299
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	-225	172
Sonstige betriebliche Forderungen	-53	411
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	-92	-598
Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	-190	-1.475
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (operativer Cashflow)	5.972	5.538
Einzahlungen aus dem Abgang von		
Beteiligungen	1.632	5.290
sonstigen Finanzanlagen	721	992
immateriellen Vermögensgegenständen und Sachanlagen	1.104	753
Auszahlungen für Investitionen in		
Beteiligungen	-2.277	-6.296
sonstige Finanzanlagen	-296	-240
immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	-2.712	-2.660
Veränderung der Wertpapiere des Umlaufvermögens (>3 Monate)	-385	428
Veränderung sonstiger Geldanlagen des Umlaufvermögens	1.617	1.772
Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-596	39
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen einschließlich Konzernfremder	-18	-
Ein-/Auszahlungen für den Verkauf/Erwerb eigener Anteile	-	7
Gezahlte Dividenden		
an Aktionäre der E.ON AG	-1.312	-1.142
an Konzernfremde	-286	-479
Einzahlungen aus dem Zugang von Finanzverbindlichkeiten	3.931	2.564
Auszahlungen für die Tilgung von Finanzverbindlichkeiten	-6.776	-4.495
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-4.461	-3.545
Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel (<3 Monate) fortgeführter Aktivitäten	915	2.032
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel (<3 Monate)	-60	-43
Zahlungsmittel (<3 Monate) zum Jahresanfang	3.321	1.342
Zahlungsmittel (<3 Monate) nicht fortgeführter Aktivitäten zum Jahresanfang	-	-10
Zahlungsmittel (<3 Monate) fortgeführter Aktivitäten zum Jahresende	4.176	3.321
Finanzmittel des Umlaufvermögens (>3 Monate) fortgeführter Aktivitäten zum Jahresende	7.840	7.474
Finanzmittel des Umlaufvermögens (>3 Monate) nicht fortgeführter Aktivitäten zum Jahresende	-	-
Zahlungsmittel (<3 Monate) nicht fortgeführter Aktivitäten zum Jahresende	-	-
Liquide Mittel laut Bilanz	12.016	10.795

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		
Stand zum 1. Januar 2003	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
Stand zum 31. Dezember 2003	1.799	11.564	16.976	-1.021	1.184	-492	20	-256	29.774
Zurückgekauft/ verkaufte eigene Anteile									-
Kapitalerhöhung		182							182
Gezahlte Dividenden			-1.312						-1.312
Konzernüberschuss			4.339						4.339
Other Comprehensive Income				125	994	-598	56		577
Summe Comprehensive Income									4.916
Stand zum 31. Dezember 2004	1.799	11.746	20.003	-896	2.178	-1.090	76	-256	33.560

(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.

Der E.ON-Konzern (E.ON oder Konzern) ist ein in Deutschland ansässiger, international aufgestellter Energiekonzern mit integrierten Strom- und Gasaktivitäten. Die Organisation innerhalb des Konzerns wurde mit Wirkung zum 1. Januar 2004 nach fünf definierten Zielmärkten ausgerichtet:

- Die Market Unit Central Europe unter Führung der E.ON Energie AG (E.ON Energie), München, fokussiert sich auf das integrierte Stromgeschäft sowie das Downstream-Gasgeschäft in Zentraleuropa.
- Pan-European Gas ist für das Upstream- und Midstream-Gasgeschäft verantwortlich. Daneben hält die Market Unit überwiegend Minderheitsbeteiligungen an Gesellschaften im Downstream-Gasgeschäft. Führungsgesellschaft dieser Market Unit ist die E.ON Ruhrgas AG (E.ON Ruhrgas), Essen (vormals: Ruhrgas AG).
- Die Market Unit UK umfasst das integrierte Energiegeschäft in Großbritannien. Geführt wird diese Market Unit durch die E.ON UK plc (E.ON UK), Coventry, Großbritannien (vormals: Powergen UK plc).
- Die Market Unit Nordic, geführt von der E.ON Nordic AB (E.ON Nordic), Malmö, Schweden, konzentriert sich auf das integrierte Energiegeschäft in Nordeuropa. Das operative Geschäft wird durch die integrierten Energieunternehmen Sydkraft AB (Sydkraft), Malmö, Schweden, und E.ON Finland Oyj (E.ON Finland), Espoo, Finnland, vorrangig in Schweden und Finnland ausgeführt.

- US-Midwest unter Führung der LG&E Energy LLC (LG&E Energy), Louisville, Kentucky/USA, ist hauptsächlich im regulierten Energiemarkt in Kentucky tätig.

Das Corporate Center umfasst die direkt von der E.ON AG gehaltenen Beteiligungen, die E.ON AG selbst sowie die auf Konzernebene durchzuführenden Konsolidierungen.

Diese Market Units bilden das Kerngeschäft Energie und sind gleichzeitig Segmente im Sinne von SFAS 131. Ferner ist auch das Corporate Center dem Kerngeschäft Energie zugeordnet. Die weiteren Aktivitäten des E.ON-Konzerns umfassen die Aktivitäten der at equity bewerteten Degussa AG (Degussa), Düsseldorf (konsolidiert bis 31. Januar 2003), sowie der Viterro AG (Viterro), Essen. Bezüglich weiterer Informationen zu den Market Units wird auf die Textziffer 32 verwiesen.

E.ON nimmt die Befreiungsmöglichkeit nach § 292a 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 aufgestellt 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 2b) 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 (revised December 2003)

- „Consolidation of Variable Interest Entities – an Interpretation of ARB No. 51“ (FIN 46R) die Unternehmen zu konsolidieren, an denen E.ON unabhängig von der Mehrheit der Stimmrechte im Hinblick auf die wirtschaftlichen Interessen die Position des Meistbegünstigten innehat (so genannte Zweckgesellschaften; „Variable Interest Entities“).
- 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 22315, 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 wesentlich sind.

Unternehmenszusammenschlüsse

Nach SFAS 141 „Business Combinations“ (SFAS 141) sind sämtliche Unternehmenszusammenschlüsse nach der Erwerbsmethode („Purchase Method“) zu bilanzieren, d.h., die erworbenen Vermögenswerte 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.

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	2004	2003	2004	2003
Schweizer Franken	CHF	1,54	1,56	1,54	1,52
Britisches Pfund	GBP	0,71	0,70	0,68	0,69
Japanischer Yen	JPY	141,03	133,72	134,42	130,96
Schwedische Krone	SEK	9,02	9,08	9,12	9,12
US-Dollar	USD	1,36	1,25	1,24	1,13

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 der Market Units Central Europe, Pan-European Gas, UK, Nordic und US-Midwest resultieren überwiegend aus den Verkäufen von Strom und Gas an Industriekunden, gewerbliche Abnehmer und Endverbraucher. Darüber hinaus bestehen Erlöse aus der Verteilung von Strom sowie aus Lieferungen von Dampf und Wärme.

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.

Weitere Aktivitäten

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. Die Gesellschaft führt Dienstleistungen zu längerfristig festgelegten Konditionen aus (insbesondere Miet- und Dienstleistungsverträge); die Umsätze werden entsprechend der zugrunde liegenden Vertragslaufzeiten realisiert oder sobald die entsprechenden Leistungen erbracht worden sind.

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 in Deutschland auch die Erdgassteuer. Diese wird grundsätzlich bei Bezug bzw. bei Auslieferung aus den Erdgasspeichern fällig. Dabei bilden die Erdgas Mengen 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 sowie die Abschreibungen auf die Gegenstände des Sachanlagevermögens, die zur Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Übertragung von Strom und Gas 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 der Market Unit Central Europe 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 137 Mio € (2003: 138 Mio €).

Aufwendungen für Forschung und Entwicklung

Aufwendungen für Forschung und Entwicklung in Höhe von 55 Mio € (2003: 69 Mio €) werden sofort erfolgswirksam in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen 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 Vermögenswerte

Goodwill

Gemäß SFAS 142 „Goodwill and Other Intangible Assets“ (SFAS 142) darf der Goodwill nicht planmäßig über die voraussichtliche Nutzungsdauer abgeschrieben werden, sondern muss mindestens jährlich einer Wertminderungsprüfung („Impairment-Test“) unterzogen werden. Bei Eintritt besonderer Ereignisse, die zu einer Verringerung des Marktwertes der jeweiligen Berichtseinheit („Reporting Unit“) führen können, ist auch unterjährig ein Impairment-Test durchzuführen. 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 ihrem 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 Vermögenswerte 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.

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

Immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmbarer Nutzungsdauer

Nach SFAS 142 werden immaterielle Vermögenswerte (außer Goodwill) über ihre voraussichtliche Nutzungsdauer abgeschrieben, es sei denn, ihre Nutzungsdauer wird als unbestimmbar klassifiziert. Immaterielle Vermögenswerte mit einer unbestimmbaren Nutzungsdauer werden jährlich – bzw. im Falle von Ereignissen, die auf eine Wertminderung hindeuten können – auch unterjährig auf ihre Werthaltigkeit überprüft. Dieser Impairment-Test für immaterielle Vermögenswerte 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 Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer

Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer werden eingeteilt in die Kategorien marketingbezogen, kundenbezogen, vertraglich bedingt sowie technologiebezogen. Sie werden zu Anschaffungskosten bewertet und planmäßig linear über ihre jeweilige Nutzungsdauer, die grundsätzlich 5 bis 25 Jahre beträgt, abgeschrieben.

In Übereinstimmung mit SFAS 144 „Accounting for the Impairment or Disposal of Long-Lived Assets“ (SFAS 144) werden immaterielle Vermögenswerte 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 Vermögenswerten 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 den 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 der Gesellschaft zuzurechnen, werden solche Transaktionen als Capital Lease erfasst und das Leasingobjekt einschließlich der Verbindlichkeit bei der Gesellschaft 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 berichtigt. 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.

Unter den Vorräten werden ebenfalls die Emissionsrechte im Rahmen von nationalen und internationalen Emissionshandelsystemen ausgewiesen. Die Emissionsrechte werden für die gesamte Allokationsperiode bei Zugang des Zuteilungsbescheides der zuständigen nationalen Behörden mit den Anschaffungskosten aktiviert. Die Bewertung erfolgt zu fortgeführten Anschaffungskosten (gegebenenfalls einschließlich Anschaffungsnebenkosten).

Forderungen und sonstige Vermögenswerte

Die Bewertung der Forderungen und sonstigen Vermögenswerte 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

Nicht fortgeführte Aktivitäten (so genannte „Discontinued Operations“) liegen vor, wenn sie sich auf die Aktivitäten eines Berichts- oder operativen Segments oder einer entsprechenden Untereinheit („Component of an Entity“) beziehen,

die entweder zur Veräußerung bestimmt oder bereits veräußert sind. Die Vermögenswerte und Schulden dieser Einheiten müssen sich hinsichtlich ihrer Aktivitäten und Zahlungsströme deutlich von den anderen Einheiten des Konzerns abgrenzen. Darüber hinaus dürfen dem bilanzierenden Konzern keine wesentlichen Pflichten und Rechte („Continuing Involvement“) mehr aus den Aktivitäten der als Discontinued Operation klassifizierten Einheit zustehen.

Die Posten der Vermögenswerte und Schulden der abzugebenden Aktivitäten beinhalten auch Gruppen von langfristigen Vermögenswerten, die mit anderen im Zusammenhang stehenden Vermögenswerten und Schulden zur Veräußerung in Form einer einzelnen Transaktion bestimmt sind (so genannte „Disposal Groups“). SFAS 144 fordert für die Qualifizierung als Disposal Group die Erfüllung definierter Kriterien und legt fest, unter welchen Bedingungen eine geplante Transaktion zum Ausweis von Discontinued Operations führt.

Gewinne oder Verluste aus der Veräußerung der Aktivitäten einer Discontinued Operation werden ebenso wie Gewinne oder Verluste aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit dieser nicht fortgeführten Aktivitäten als „Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten“ gesondert ausgewiesen. Die Vorjahreswerte werden entsprechend angepasst. In der Kapitalflussrechnung werden die Zahlungsströme der nicht fortgeführten Aktivitäten herausgerechnet. Für nicht fortgeführte Aktivitäten werden die entsprechenden vorjährigen Bilanzposten nicht angepasst, da SFAS 144 eine Anpassung nicht erlaubt.

Aufwendungen und Erträge von abzugebenden Aktivitäten, die nicht als Discontinued Operations zu klassifizieren sind, werden bis zur endgültigen Veräußerung im „Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten“ ausgewiesen.

Auf einzelne zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte (so genannte „Assets Held for Sale“) bzw. Vermögenswerte von Disposal Groups werden ab dem Zeitpunkt ihrer Klassifizierung als Asset Held for Sale bzw. Disposal Group keine planmäßigen Abschreibungen mehr vorgenommen. Solche Vermögenswerte sind zum Buchwert oder dem niedrigeren beizulegenden Zeitwert zu bilanzieren. Liegt dieser Marktwert abzüglich der Veräußerungskosten unter dem zum Zeitpunkt der Klassifizierung ausgewiesenen Buchwert, wird eine außerplanmäßige Abschreibung erfasst. Der Marktwert wird auf der Basis diskontierter Einzahlungsüberschüsse ermittelt. Der zugrunde liegende Zinssatz wird unter Berücksichtigung der Art des Vermögenswertes 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.

Vermögenswerte und Schulden unter US-Regulierung

Die Rechnungslegung der Versorgungsunternehmen Louisville Gas and Electric Company und Kentucky Utilities Company (gemeinsam: LG&E Energy), Louisville, Kentucky/USA, der Market Unit US-Midwest unterliegt den US-Regulierungsvorschriften und 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 (Vermögenswerte unter US-Regulierung), da davon ausgegangen wird, dass diese Kosten zukünftig in Form von Tarifierpassungen 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 erhält US-Midwest zurzeit eine Verzinsung auf alle Vermögenswerte unter US-Regulierung. Die Ausnahmen betreffen bestimmte Vermögenswerte mit Tarifgestaltungen, die Rückflüsse innerhalb von zwölf Monaten vorsehen. Ferner wird aus Vermögenswerten unter US-Regulierung, die im Zusammenhang mit Zahlungsverpflichtungen aus der Stilllegung oder Veräußerung von Gegenständen des Sachanlagevermögens stehen, keine Verzinsung erwirtschaftet. Vielmehr werden diese Vermögenswerte mit den zugehörigen Schulden saldiert, wenn die entsprechenden Gegenstände des Sachanlagevermögens stillgelegt oder veräußert werden.

Vermögenswerte und Schulden unter US-Regulierung sind in den Positionen „Betriebliche Forderungen und sonstige Vermögenswerte“ 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 (revised 2003) „Employers' Disclosures about Pensions and Other Postretirement Benefits“ (SFAS 132R) 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 Verpflichtungsumfanges. 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 15) sowie in Höhe von rund 14 Mio € ein Vermögensgegenstand unter US-Regulierung eingebucht. In der Gewinn- und Verlustrechnung von E.ON ergab sich insgesamt aus der Erstanwendung von SFAS 143 eine kumulierte Anpassung von 448 Mio € nach latenten Steuern (734 Mio € vor latenten Steuern).

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 Zusammenhang mit bestimmten 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 Vermögenswerten und Schulden im Konzernabschluss und in den Steuerbilanzen ergibt. SFAS 109 verlangt außerdem die Bildung aktiver latenter Steuern auf Verlustvorträge. Für aktive latente Steuern, deren Realisierung in einem überschaubaren Zeitraum nicht zu erwarten ist, werden Wertberichtigungen vorgenommen.

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 (2003: 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 der gesetzliche Körperschaftsteuersatz – begrenzt für den Veranlagungszeitraum 2003 – von 25 Prozent auf 26,5 Prozent angehoben. Dem entsprechend wurde im Jahr 2002 für alle temporären Differenzen, die sich in 2003 umgekehrt haben, ein Steuersatz von 40 Prozent angesetzt. Für ausländische Gesellschaften werden die jeweiligen nationalen Steuersätze zugrunde gelegt.

Die wichtigsten temporären Differenzen sind in Textziffer 8 angegeben.

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 eingebetteter derivativer 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. In Bezug auf Aktienpreisrisiken werden Swaps abgeschlossen. Die eingesetzten Instrumente im Commoditybereich umfassen sowohl physisch als auch finanziell zu erfüllende strom-, gas-, kohle-, ölpreis- und emissionsrechtbezogene Optionen und Termingeschäfte. Im Rahmen der operativen Geschäftstätigkeit im Commoditybereich werden Derivate und Emissionsrechte auch zu Handelszwecken erworben. Die Ergebnisse aus diesen Handelsinstrumenten werden saldiert ausgewiesen.

Nach SFAS 133 sind sämtliche Derivate zum Marktwert zu bewerten und in der Bilanz als Vermögenswerte 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 Sicherungsinstruments in einer Bandbreite von 80 bis 125 Prozent der gegenläufigen Marktwertveränderung des Grundgeschäfts bewegt. Bei Vorliegen bestimmter 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 Cashflow 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 Cashflow 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 Vermögenswerten 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 (vgl. Textziffer 32).

Verwendung von Schätzungen

Die Erstellung des Konzernabschlusses erfordert Schätzungen und Annahmen, welche die angegebenen Beträge für Vermögenswerte, 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 werden an die aktuelle Darstellung angepasst.

Neue Veröffentlichungen zur Rechnungslegung

Mit SFAS 151 „Inventory Cost, an amendment of ARB No. 43, Chapter 4“ (SFAS 151) hat das FASB im November 2004 neue Vorschriften zur Bewertung des Vorratsvermögens veröffentlicht. Der Standard bekräftigt die Forderung, dass ungewöhnlich hohe Aufwendungen für Leerstand, Ausschuss, Fracht und Bearbeitung kein aktivierungsfähiger Bestandteil der Herstellungskosten sind, sondern direkt in der Periode ihres Anfalls ergebniswirksam erfasst werden müssen. Dementsprechend soll künftig die Schlüsselung der Fixkosten auf der Basis einer normalen Produktionskapazität erfolgen. SFAS 151 ist verpflichtend auf Geschäftsjahre anzuwenden, die nach dem 15. Dezember 2004 beginnen. E.ON erwartet aus der Erstanwendung keine wesentlichen Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage.

Im Dezember 2004 wurde durch das FASB SFAS 153 „Exchanges of Nonmonetary Assets, an amendment of APB Opinion No. 29“ (SFAS 153) veröffentlicht. Hiernach soll bei einem Tausch von nicht monetären Vermögenswerten grundsätzlich der beizulegende Zeitwert des erhaltenen Vermögenswertes (Fair Value) als Bewertungsgrundlage herangezogen werden. Die Fair-Value-Bewertung findet demnach Anwendung, wenn die Cashflow-Prognosen des bilanzierenden Unternehmens durch

die betreffende Transaktion beeinflusst werden. Eine Ausnahme der Regelungen des SFAS 153 ist der Austausch von Vermögenswerten im Rahmen von Joint Ventures im Bereich des gas- und ölproduzierenden Gewerbes. Da dieser Austausch regelmäßig der Risikodiversifizierung sowie einer Verbesserung der Kapazitätsauslastung dient, werden Gewinne und Verluste bei diesen Transaktionen nicht berücksichtigt. Die Regelungen sind verpflichtend für Berichtsperioden anzuwenden, die nach dem 15. Juni 2005 beginnen. Aus der Erstanwendung von SFAS 153 erwartet E.ON keine wesentlichen Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage.

Weiterhin hat das FASB im Dezember 2004 die überarbeitete Version des SFAS 123 (revised 2004) „Share-Based Payment“ (SFAS 123R) veröffentlicht. Für E.ON bedeutet dies, dass künftig die Verpflichtungen aus dem virtuellen Aktienoptionsprogramm zum Fair Value anstatt wie bisher mit dem inneren Wert zu bilanzieren und unverändert innerhalb der Erfolgsrechnung als Aufwand zu berücksichtigen sind. Die geänderten Vorschriften des SFAS 123R sind für große gelistete Unternehmen erstmals für Berichtsperioden verpflichtend anzuwenden, die nach dem 15. Juni 2005 beginnen. E.ON erwartet aus der Erstanwendung von SFAS 123R keine wesentlichen Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage.

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 ergebnisneutral 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 Vermögenswerte verbleibender passiver Unterschiedsbetrag ist sofort erfolgswirksam zu vereinnahmen. Ein passiver Unterschiedsbetrag aus der Konsolidierung ist nach HGB aufzulösen, wenn im Zeitpunkt des Anteilerwerbs 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 und quasi-permanenten Differenzen zwischen den Wertansätzen der Steuerbilanz und Konzernbilanz latente Steuern zu bilden (Temporary-Konzept). 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. Insoweit 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 zum 31. Dezember 2003	188	409	597
Zugänge	29	106	135
Abgänge	20	46	66
Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2004	197	469	666

Mit der Erstanwendung von FIN 46 zum 1. Juli 2003 wurden im E.ON-Konzern zwei gemeinschaftlich geführte Stromerzeugungsgesellschaften, zwei Immobilien-Leasinggesellschaften sowie zwei Unternehmen zur Verwaltung von Beteiligungen als Variable Interest Entities identifiziert und im Konzernabschluss konsolidiert. Eine weitere Zweckgesellschaft zur Verwaltung und Veräußerung von Immobilien wird seit Aufnahme der vertraglichen Beziehungen im Jahr 2003 voll konsolidiert. Nach Erwerb zusätzlicher Anteile fand FIN 46 in der überarbeiteten Fassung (FIN 46R) auf eine bisher gemeinschaftlich geführte Stromerzeugungsgesellschaft sowie eine Gesellschaft zur Verwaltung von Beteiligungen in 2004 keine Anwendung mehr. Zum 1. Oktober 2004 wurde eine weitere Stromerzeugungsgesellschaft aufgrund der Vorschriften des FIN 46R im E.ON-Konzern erstmals voll konsolidiert. Die in den E.ON-Konzern einbezogenen Zweckgesellschaften wiesen zum 31. Dezember 2004 Aktiva und Passiva in Höhe von jeweils 1.109 Mio € (2003: 1.564 Mio €) sowie ein Ergebnis von 91 Mio € (2003: -25 Mio €) vor Konsolidierung auf. 105 Mio € Anlage-

vermögen einer Variable Interest Entity dienen als Sicherheit für Verpflichtungen aus Finanzierungsleasing und Bankkrediten. Grundsätzlich bestehen Rückgriffsbeschränkungen für Gläubiger der konsolidierten Variable Interest Entities gegenüber dem Vermögen der konsolidierenden Gesellschaften. Bei zwei Variable Interest Entities gelten keine Rückgriffsbeschränkungen. Hier haften die konsolidierenden Gesellschaften in einer Höhe von 90 Mio €.

Darüber hinaus bestehen seit dem 1. Juli 2000 vertragliche Beziehungen zu einer weiteren Leasinggesellschaft im Energiesektor, die als Variable Interest Entity einzustufen ist, ohne dass eine Meistbegünstigung vorliegt. Diese Gesellschaft verfügte zum 31. Dezember 2004 über eine Bilanzsumme von 120 Mio € (2003: 148 Mio €) bei einem Ergebnisausweis von 29 Mio € (2003: 27 Mio €). Das maximale Verlustrisiko des E.ON-Konzerns aufgrund der Beziehung zu dieser Variable Interest Entity beträgt rund 15 Mio €. Die Realisierung dieser Verluste wird jedoch als unwahrscheinlich betrachtet.

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 46R beurteilt werden. Die 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.

Im Jahr 2004 wurden insgesamt 134 inländische und 78 ausländische assoziierte Unternehmen nach der Equity-Methode bewertet (2003: 135 bzw. 69). Unternehmenserwerbe, Veräußerungen, nicht fortgeführte Aktivitäten und Disposal Groups werden in Textziffer 4 erläutert.

(4) Unternehmenserwerbe, Veräußerungen, nicht fortgeführte Aktivitäten und Disposal Groups

Die folgenden Ausführungen zu Unternehmenserwerben, Veräußerungen, nicht fortgeführten Aktivitäten und Disposal Groups basieren auf den Rechnungslegungsstandards SFAS 141 und 144. 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 von E.ON mit einer Fokussierung auf die Strom- und Gasaktivitäten.

Unternehmenserwerbe im Jahr 2004:

Wesentliche Unternehmenserwerbe im Jahr 2004

UK

Midlands Electricity

E.ON UK hat am 16. Januar 2004 die Übernahme von 100 Prozent der Anteile an dem britischen Stromverteiler Midlands Electricity plc (Midlands Electricity), Worcester, Großbritannien, vollzogen. Der Kaufpreis einschließlich Anschaffungsnebenkosten betrug 1.706 Mio € (1.180 Mio GBP), wovon 55 Mio € an die Anteilseigner und 881 Mio € an Anleihegläubiger gezahlt wurden. Darüber hinaus wurden Finanzschulden im Gegenwert von 856 Mio € übernommen. Den Zahlungen an die Anteilseigner standen erworbene liquide Mittel in Höhe von 86 Mio € gegenüber. Die Gesellschaft wurde zum 16. Januar 2004 erstkonsolidiert.

Im Folgenden sind die wesentlichen Bilanzposten von Midlands Electricity zum Erwerbszeitpunkt dargestellt:

Wesentliche Bilanzposten – Midlands Electricity – (Kurzfassung)	
in Mio €	16. Januar 2004
Immaterielle Vermögensgegenstände	10
Goodwill	473
Sachanlagevermögen	1.745
Finanzanlagevermögen	34
Umlaufvermögen	197
Übrige Aktiva	20
Summe Vermögensgegenstände	2.479
Rückstellungen	178
Verbindlichkeiten	1.911
Übrige Passiva	335
Summe Schulden	2.424
Netto-Reinvermögen	55

Die nachfolgenden Pro-forma-Ergebnisgrößen von E.ON wurden unter der Annahme ermittelt, als wäre der vollständige Erwerb der Anteile an Midlands Electricity bereits zum 1. Januar 2004 bzw. 1. Januar 2003 und der Erwerb von E.ON Ruhrgas (zur Akquisition siehe Seite 108) bereits zum 1. Januar 2003 erfolgt. 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 ihrer jeweiligen Finanzierungsstruktur.

E.ON Pro-forma-Angaben		
in Mio €	2004	2003
Umsatzerlöse ¹⁾	44.769	44.434
Konzernüberschuss vor Ergebniseffekten aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	4.343	5.156
Konzernüberschuss	4.343	4.726
Ergebnis je Aktie (in €)	6,61	7,23
1) ohne Strom- und Mineralölsteuer		

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 2004

Central Europe

JME/JCE

Im Jahr 2003 wurde bereits die Mehrheit an zwei tschechischen Regionalversorgern, Jihomoravská energetika a.s. (JME), Brno, Tschechische Republik, und Jihočeská energetika a.s. (JCE), České Budějovice, Tschechische Republik, für insgesamt 207 Mio € erworben, und die beiden Gesellschaften wurden zum 1. Oktober 2003 erstkonsolidiert. Im Dezember 2004 wurden weitere Anteile an JME und JCE erworben; durch diese Transaktionen wurden die zum 31. Dezember 2003 bestehenden Beteiligungen an JME in Höhe von 85,7 Prozent auf 99,0 Prozent und an JCE von 84,7 Prozent auf 98,7 Prozent erhöht. Die Anschaffungskosten in 2004 betrugen 81 Mio €.

Zum 31. Dezember 2003 hatte sich aus den noch vorläufigen Kaufpreisaufteilungen ein Goodwill in Höhe von insgesamt 152 Mio € ergeben, der sich nach endgültiger Aufteilung der Kaufpreise auf 48 Mio € für die in 2003 erstkonsolidierten Tranchen reduzierte. Für die in 2004 erworbenen Anteile verblieb nach Kaufpreisaufteilung kein Goodwill.

E.ON Bayern

Die Hauptversammlung der E.ON Bayern AG (E.ON Bayern), Regensburg, hatte im Juni 2003 E.ON Energie ermächtigt, im Rahmen eines Squeeze-out-Verfahrens die noch ausstehenden Anteile von Minderheitsgesellschaftern zu erwerben. Nach Beendigung aller gegen das Squeeze-out-Verfahren gerichteten Anfechtungsklagen wurde der Squeeze-out in das Handelsregister im Juli 2004 eingetragen. Danach belief sich die Beteiligungsquote auf 100 Prozent.

Vor Durchführung des Squeeze-out hatte E.ON Energie im Jahr 2003 bereits rund 1,6 Prozent der E.ON Bayern-Aktien mit Anschaffungskosten in Höhe von 159 Mio € erworben. Aus diesem Erwerb, der im Wesentlichen im Juli 2003 durch Hingabe von E.ON-Aktien mit einem Kurswert von rund 153 Mio € getätigt wurde, ergab sich ein Goodwill in Höhe von 99 Mio €. Die Beteiligungsquote hatte sich durch diesen Erwerb in 2003 auf 98,9 Prozent erhöht.

Im Jahr 2004 entstanden im Zusammenhang mit der Übernahme der restlichen E.ON Bayern-Aktien Anschaffungskosten in Höhe von 189 Mio €, davon 165 Mio € aus der Hingabe von E.ON-Aktien. Der hieraus resultierende Goodwill betrug 148 Mio €.

Pan-European Gas

Thüga

Im Mai 2004 wurde das Squeeze-out-Verfahren für die noch ausstehenden Anteile von 3,4 Prozent an der Thüga Aktiengesellschaft (Thüga), München, abgeschlossen. Zum Kaufpreis von 223 Mio € einschließlich der Anschaffungsnebenkosten wurden die restlichen 2,9 Mio Aktien erworben. Aus der Erstkonsolidierung dieser Anteile ergab sich ein Goodwill von 106 Mio €.

Zum 1. Januar 2003 betrug die Beteiligungsquote an der Thüga im E.ON-Konzern 87,1 Prozent. Durch die Akquisition der E.ON Ruhrgas AG erwarb E.ON in 2003 weitere Anteile. Auf der außerordentlichen Hauptversammlung der Thüga am 28. November 2003 war beschlossen worden, dass E.ON AG die restlichen Aktien der Minderheitsaktionäre im Rahmen eines Squeeze-out-Verfahrens wie oben beschrieben erwirbt. Der Squeeze-out wurde im Mai 2004 in das Handelsregister eingetragen, so dass sich die Beteiligungsquote im E.ON-Konzern somit zum 31. Dezember 2004 auf 100 Prozent (2003: 96,6 Prozent) belief.

Nordic

Graninge

Sydskraft erhöhte im ersten Halbjahr 2004 ihre Beteiligung an Graninge AB (Graninge), Sollefteå, Schweden, durch den Erwerb der restlichen Anteile in drei Tranchen zu einem Kaufpreis von 307 Mio € (2,82 Mrd SEK) von 79,0 Prozent zum 31. Dezember 2003 auf 100 Prozent. Aus der Kaufpreisverteilung dieser restlichen Anteile ergab sich ein Goodwill von 76 Mio €.

In 2003 hatte E.ON ihre bereits zum 1. Januar 2003 bestehende Beteiligung an Graninge in Höhe von 36,3 Prozent nach Erteilung der kartellrechtlichen Genehmigung bis zum 31. Dezember 2003 auf 79,0 Prozent erhöht. Nach schwedischem Börsenrecht war im Anschluss an diesen Mehrheitserwerb im November 2003 den verbliebenen Minderheitsaktionären ein bis zum 16. Januar 2004 befristetes öffentliches Übernahmeangebot zu unterbreiten. Die Anschaffungskosten für die im Jahr 2003 erworbenen Anteile betrugen 628 Mio €. Graninge wurde zum 1. November 2003 erstkonsolidiert. Zum 31. Dezember 2004 belief sich der Goodwill für die 100-Prozent-Beteiligung an Graninge auf 233 Mio €.

E.ON hat sich mit dem norwegischen Energieversorger Statkraft SF (Statkraft), Oslo, Norwegen, grundsätzlich über einen Verkauf von Erzeugungskapazitäten aus Wasserkraft, die E.ON im Rahmen der Graninge-Akquisition erworben hatte, verständigt. Die Vertragsverhandlungen sollen voraussichtlich im ersten Halbjahr 2005 abgeschlossen werden. Bezüglich weiterer Erläuterungen wird auf Seite 108 verwiesen.

Weitere Aktivitäten

Viterra

Deutschbau

Viterra hat den Minderheitsgesellschaftern der Deutschbau-Holding GmbH (Deutschbau), Düsseldorf, ein unwiderrufliches Angebot zum Kauf aller Anteile dieser Anteilseigner – auch in Teilbeträgen – gemacht. Dieses Angebot kann nur bei Vorliegen bestimmter Bedingungen und nicht vor dem 30. September 2007 angenommen werden; die Annahme des Angebots ist Viterra mindestens ein Jahr vor der Annahme des Angebots schriftlich anzuzeigen. Ein weiterer Vertrag beinhaltet auch eine Kaufoption für Viterra oder einen von Viterra benannten Dritten über die restlichen Anteile, die ebenfalls erst ab dem 30. September 2007 ausgeübt werden kann. Die Annahme des Angebots ist mindestens sechs Monate vor dem Ausübungstichtag anzuzeigen und kann nur einheitlich für alle Anteile erfolgen.

Unabhängig davon hat Viterra den Minderheitsgesellschaftern im Oktober 2004 ein Angebot auf Kauf ihrer Anteile gemacht. Im Rahmen dieses Angebots wurden 98,6 Prozent der ausstehenden Anteile erworben. Der Kaufpreis belief sich auf 429 Mio €, wovon 62 Mio € im Anschluss an das Closing am 20. Dezember 2004 bar zu zahlen waren. 367 Mio € werden in fünf gleichen Jahresraten bis 2009 gezahlt, wobei die jeweils ausstehenden Beträge zu verzinsen sind. Damit wurde zum 31. Dezember 2004 die Deutschbau auf Basis einer Beteiligung von 99,1 Prozent voll konsolidiert.

Veräußerungen, nicht fortgeführte Aktivitäten und Disposal Groups im Jahr 2004:

Disposal Groups im Jahr 2004

Nordic

Graninge

E.ON hat sich, wie zuvor beschrieben, mit dem norwegischen Energieversorger Statkraft grundsätzlich über einen Verkauf eines Teils der Erzeugungskapazitäten aus Wasserkraft, die E.ON im Rahmen der Graninge-Akquisition erworben hat, verständigt. Als Kaufpreis sind rund 500 Mio € vorgesehen. Die nachfolgende Tabelle zeigt wesentliche von der Transaktion betroffene Bilanzposten, die in der Konzernbilanz zum 31. Dezember 2004 in den Positionen „Vermögen der abzugebenden Aktivitäten“ und „Schulden der abzugebenden Aktivitäten“ ausgewiesen werden.

Wesentliche Bilanzposten – Disposal Group Wasserkrafterzeugung Graninge – (Kurzfassung)	
in Mio €	31. Dezember 2004
Anlagevermögen	553
Umlaufvermögen und übrige Aktiva	–
Summe Vermögensgegenstände	553
Schulden	54
Netto-Reinvermögen	499

Unternehmenserwerbe im Jahr 2003:

Wesentliche Unternehmenserwerbe im Jahr 2003

E.ON AG

E.ON Ruhrgas

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

E.ON hatte sich mit den neun Unternehmen, die gegen die Ministererlaubnis zur E.ON Ruhrgas-Übernahme vor dem Oberlandesgericht Düsseldorf geklagt hatten, am 31. Januar 2003 außergerichtlich geeinigt. Alle Beschwerdeführer zogen ihre Klagen zurück. Damit konnte E.ON über den bereits zum 31. Dezember 2002 bestehenden Anteil an E.ON Ruhrgas von 38,5 Prozent hinaus durch die Übernahme der Anteile der Bergemann GmbH (Bergemann), Essen, zum 31. Januar 2003 über die Mehrheit der Anteile an E.ON Ruhrgas verfügen. Bis Anfang März 2003 wurden die restlichen E.ON Ruhrgas-Anteile erworben. Die gesamten Anschaffungskosten betrugen 10,2 Mrd €.

Die Erstkonsolidierung von E.ON Ruhrgas im E.ON-Konzernabschluss erfolgte zum 1. Februar 2003. Aus der Kaufpreisaufteilung ergab sich ein Goodwill in Höhe von 2,9 Mrd €.

Die folgende Tabelle fasst die wesentlichen Bilanzposten (ohne Goodwill) der E.ON Ruhrgas zum Zeitpunkt des Erwerbs zusammen:

Wesentliche Bilanzposten – E.ON 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

Veräußerungen, nicht fortgeführte Aktivitäten und Disposal Groups im Jahr 2003:

Wesentliche Veräußerungen im Jahr 2003

E.ON AG

Degussa

E.ON hatte mit Wirkung zum 31. Januar 2003 18,1 Prozentpunkte der Anteile am Grundkapital der Degussa 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 wurde. Aus der Abgabe wurde somit ein Ertrag von 168 Mio € realisiert. E.ON hielt danach noch einen Anteil von 46,5 Prozent an der Degussa, die ab dann at equity in den Konzernabschluss einbezogen wurde. 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 vorsah, dass RAG zum 31. Mai 2004 weitere 3,6 Prozentpunkte erwirbt, um eine Beteiligung von 50,1 Prozent am Grundkapital der Degussa zu erlangen. Diese Transaktion wurde zum 31. Mai 2004 vereinbarungsgemäß vollzogen. Bei einem Kaufpreis von 283 Mio € wurde aus dem Verkauf ein Ertrag von zunächst 84 Mio € erzielt, der anschließend um den Zwischengewinn in Höhe der prozentualen Beteiligung der E.ON an der RAG (39,2 Prozent) korrigiert werden musste. Aus der Abgabe wurde somit ein Ertrag von 51 Mio € realisiert. E.ON hält zum 31. Dezember 2004 noch einen Anteil von 42,9 Prozent an der Degussa.

Bouygues Telecom

E.ON hatte 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 hatte 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 hatte 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.

Central Europe/Pan-European Gas

Im Rahmen des Erwerbs von E.ON 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 E.ON 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 E.ON Ruhrgas mit 10,4 Prozent)
- Verbundnetz Gas AG (VNG), Leipzig (E.ON Energie mit 5,3 Prozent und E.ON Ruhrgas mit 36,8 Prozent)
- EWE Aktiengesellschaft (EWE), Oldenburg (E.ON Energie mit 27,4 Prozent)

Bayerngas

Ende Juli 2003 hatten E.ON Energie und E.ON 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 E.ON Ruhrgas gehaltenen Anteile an Bayerngas wurden im Rahmen der Erstkonsolidierung von E.ON Ruhrgas zu Zeitwerten angesetzt. Insoweit wurde aus der Weiterveräußerung dieser Anteile kein Ergebnis realisiert.

Gelsenwasser

E.ON Energie hatte 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 hatte 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 E.ON 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 E.ON Ruhrgas nur auf die weiterveräußerten swb-Anteile von E.ON Energie entfällt.

VNG/EWE

Am 26. Januar 2004 übernahmen die beiden EWE-Hauptaktionäre Energieverband Elbe-Weser Beteiligungsholding und Weser-Ems Energiebeteiligungen im Rahmen ihrer Vorerwerbsrechte die E.ON Energie-Beteiligung an EWE (27,4 Prozent). Der Aktienkauf- und Übertragungsvertrag vom 8. Dezember 2003 wurde damit wirksam vollzogen. E.ON erzielte aus der Abgabe der EWE-Anteile einen Erlös von rund 520 Mio € und einen Konzernbuchgewinn von 257 Mio €.

Am 28. Januar 2004 übernahm EWE 32,1 Prozent der VNG-Beteiligung. Die verbleibenden 10,0 Prozent wurden entsprechend den Auflagen der Ministererlaubnis ostdeutschen Kommunen zum gleichen Kaufpreis angeboten und von diesen ebenfalls am 28. Januar 2004 übernommen. Der Kaufpreis betrug rund 899 Mio €. E.ON erzielte hieraus einen Buchgewinn von 60 Mio € auf den ursprünglich von Central Europe gehaltenen 5,3-Prozent-Anteil an VNG. Der über Pan-European Gas gehaltene Anteil von 36,8 Prozent wurde im Rahmen der Kaufpreisverteilung nach dem Erwerb der Gesellschaft zum aktuellen Zeitwert angesetzt, so dass hieraus kein Buchgewinn entstand.

Die Veräußerungen der Anteile an VNG und EWE wurden im Dezember 2003 vertraglich vereinbart. Aufgrund der Gremienvorbehalte und behördlichen Genehmigungen wurden diese Veräußerungen jedoch erst im Geschäftsjahr 2004 wirksam.

Nicht fortgeführte Aktivitäten im Jahr 2003

Im Geschäftsjahr 2003 wurden 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 Viterro und US-Midwest bestimmte Aktivitäten und Vermögenswerte. Weiterhin wurde im Rahmen der Auflagen der Ministererlaubnis die Beteiligung von Central Europe an Gelsenwasser als zur Veräußerung bestimmter Vermögenswert klassifiziert. Die Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung und die Kapitalflussrechnung für 2003 einschließlich der entsprechenden Angaben im Anhang wurden um die nicht fortgeführten Aktivitäten bereinigt.

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 Öl-Explorations- und Förderaktivitäten. Dabei war angesichts der politischen Verhältnisse in Venezuela ein Vollzug des Verkaufs der venezolanischen Aktivitäten nicht absehbar. Im April 2003 hatten sich E.ON und BP daher über eine endgültige Abrechnung für VEBA Oel – unbeschadet der üblichen Gewährleistungen – verständigt. Danach ergab sich ein Gesamtpreis von rund 2,9 Mrd € für VEBA Oel; entsprechend realisierte E.ON neben dem Buchgewinn für das Geschäftsjahr 2002 im Geschäftsjahr 2003 noch einen Verlust vor Steuern in Höhe von 35 Mio € (Nachsteuerergebnis: –37 Mio €). Aufgrund der Inanspruchnahme aus Gewährleistungen im Geschäftsjahr 2004 ergab sich ein weiterer Verlust vor Steuern in Höhe von 19 Mio € (Nachsteuerergebnis: –19 Mio €).

MEMC

Mit Kaufvertrag vom 30. September 2001 hatte 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 €.

Central Europe

Gelsenwasser

Im September 2003 hatte Central Europe 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 war E.ON, wie bereits im Zusammenhang mit den Veräußerungen des Geschäftsjahres 2003 dargestellt, einem weiteren Teil der Ministerauflagen im Rahmen des Erwerbs der E.ON Ruhrgas nachgekommen.

Die folgende Tabelle zeigt wesentliche Posten der Gewinn- und Verlustrechnung aus nicht fortgeführten Aktivitäten des Segments Central Europe:

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

US-Midwest

CRC-Evans

CRC-Evans International Inc. (CRC-Evans), Houston, Texas/USA, wurde im Jahr 1999 als 100-prozentige Tochtergesellschaft von LG&E Energy erworben. 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 E.ON UK 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 € in 2003 lagen sowohl das Vorsteuerergebnis als auch das Ergebnis aus dieser nicht fortgeführten Aktivität im Geschäftsjahr 2003 deutlich unter 1 Mio €.

Weitere Aktivitäten

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 hatte 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 € vom Käufer übernommenen Verbindlichkeiten realisierte Viterra ein Ergebnis in Höhe von 641 Mio €. Aus der Auflösung von Rückstellungen, die im Vorjahr im Rahmen des Veräußerungsprozesses zu bilden waren, resultierte in 2004 ein Ertrag vor Steuern in Höhe von 10 Mio € (Nachsteuerergebnis: 10 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 – Viterra Energy Services/Viterra Contracting – (Kurzfassung)	
in Mio €	2003
Umsatzerlöse	202
Netto-Ergebnis aus dem Abgang	641
Sonstige Erträge/Aufwendungen, netto	-145
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	698
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-17
Anteile Konzernfremder	-
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	681

(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 €	2004	2003
Central Europe	13.813	13.394
Pan-European Gas	9.907	8.864
UK	6.365	6.474
Nordic	1.924	1.651
US-Midwest	1.320	1.374
Corporate Center	-787	-617
Kerngeschäft Energie	32.542	31.140
Weitere Aktivitäten	811	1.640
Summe	33.353	32.780

(6) Sonstige betriebliche Erträge und Aufwendungen

Die sonstigen betrieblichen Erträge setzen sich wie folgt zusammen:

Sonstige betriebliche Erträge		
in Mio €	2004	2003
Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	437	286
Erträge aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	1.030	1.604
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	1.901	1.342
Erträge aus Währungskursdifferenzen	2.159	2.177
Erträge aus sonstigen Lieferungen und Leistungen	118	117
Erträge aus der Entkonsolidierung	11	294
Übrige	1.000	1.148
Summe	6.656	6.968

In den sonstigen betrieblichen Erträgen sind periodenfremde Erträge in Höhe von 479 Mio € (2003: 344 Mio €) enthalten.

Die Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen betreffen vornehmlich Rückstellungen für drohende Verluste aus schwebenden Geschäften und noch nicht abgerechnete Lieferungen und Leistungen. Diese Rückstellungen waren jeweils aufzulösen, da eine Inanspruchnahme nach jeweiligem Ermessen als nicht wahrscheinlich anzusehen war.

Die Erträge aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens betreffen 2004 vor allem Abgänge aus dem Sachanlagevermögen der Viterra (414 Mio €), die Veräußerung von Anteilen an EWE und VNG (insgesamt 317 Mio €), den Verkauf von 3,6 Prozent der Anteile an der Degussa AG (51 Mio €), die Veräußerung von Anteilen an Union Fenosa (26 Mio €) sowie weitere Verkäufe von Beteiligungen der Market Unit Central Europe (57 Mio €). Im Vorjahr beinhaltete die Position im Wesentlichen Erträge aus der Veräußerung der Anteile an Bouygues Telecom (840 Mio €) sowie aus den Verkäufen von Beteiligungen bei Central Europe (150 Mio €) und Sachanlagen bei Viterra (433 Mio €). Bezüglich weiterer Erläuterungen wird auf Textziffer 4 verwiesen.

Die Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten betreffen die Marktbewertung und realisierte Erträge von Derivaten nach SFAS 133.

Die Erträge aus Währungskursdifferenzen resultieren im Wesentlichen aus der erfolgswirksamen Erfassung von Wechselkurseffekten aus Fremdwährungstransaktionen sowie aus realisierten Erträgen aus Währungsderivaten.

Die Erträge aus der Entkonsolidierung enthielten in 2003 den Buchgewinn aus der Veräußerung von rund 18,1 Prozentpunkten an der Degussa (168 Mio €).

Im Jahr 2004 sind in den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen in Höhe von 337 Mio € (2003: 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 €	2004	2003
Zuführungen zu Rückstellungen	246	282
Verluste aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	129	115
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	1.316	958
Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen	2.470	2.139
Sonstige Steuern	80	103
Abschreibungen auf Gegenstände des Umlaufvermögens	43	211
Übrige	637	1.069
Summe	4.921	4.877

In den sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind periodenfremde Aufwendungen in Höhe von 217 Mio € (2003: 354 Mio €) enthalten.

Die Zuführungen zu Rückstellungen betreffen 2004 und 2003 vor allem den Personalbereich.

Die Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten betreffen die Marktbewertung sowie realisierte Aufwendungen von Derivaten nach SFAS 133.

Die Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen resultieren aus der erfolgswirksamen Erfassung von Wechselkurseffekten aus Fremdwährungstransaktionen sowie im Wesentlichen aus realisierten Aufwendungen aus Währungsderivaten.

Die übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen beinhalten im Wesentlichen Verluste aus dem Verkauf von Wertpapieren des Umlaufvermögens in Höhe von 131 Mio € (2003: 265 Mio €) sowie externe Prüfungs- und Beratungskosten von 177 Mio € (2003: 163 Mio €).

(7) Finanzergebnis

Das Finanzergebnis setzt sich wie folgt zusammen:

Finanzergebnis		
in Mio €	2004	2003
Erträge aus Beteiligungen davon aus verbundenen Unternehmen: 41 (2003: 34)	195	172
Erträge aus Gewinnabführungsverträgen davon aus verbundenen Unternehmen: 5 (2003: 9)	5	18
Erträge aus at equity bewerteten Unternehmen davon aus verbundenen Unternehmen: 4 (2003: 16)	817	794
Aufwendungen aus at equity bewerteten Unternehmen davon aus verbundenen Unternehmen: -54 (2003: -3)	-168	-130
Aufwendungen aus Verlustübernahmen davon aus verbundenen Unternehmen: -8 (2003: -12)	-10	-19
Abschreibungen auf Beteiligungen	-77	-53
Beteiligungsergebnis	762	782
Erträge aus anderen Wertpapieren	36	48
Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	43	52
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge davon aus verbundenen Unternehmen: 9 (2003: 0)	579	678
Zinsen und ähnliche Aufwendungen davon an verbundene Unternehmen: -6 (2003: -12) davon SFAS 143 Aufzinsung: -499 (2003: -486)	-1.799	-1.885
Zinsergebnis	-1.141	-1.107
Abschreibungen auf Wertpapiere und Ausleihungen	-54	-34
Finanzergebnis	-433	-359

Das Beteiligungsergebnis des E.ON-Konzerns enthält vor allem die Ergebnisbeiträge im Kerngeschäft Energie. Der größte positive Einzelbeitrag im Jahr 2004 resultiert jedoch aus der at equity bewerteten Beteiligung an der Degussa (107 Mio € Ertrag aus at equity bewerteten Unternehmen). Im Vorjahr hatte Degussa noch einen negativen Einfluss auf das Beteiligungsergebnis, das vor allem aus der vorgenommenen Wertberichtigung auf den Geschäftsbereich Feinchemie resultierte. Über die direkte Beteiligung von E.ON am negativen Ergebnis der Degussa in Höhe von 187 Mio € ergab sich über die damalige Beteiligung von 46,5 Prozent eine Belastung in Höhe von 86 Mio €. Darüber hinaus ergaben sich über die indirekt von RAG gehaltene Beteiligung an Degussa weitere Verluste in Höhe von 73 Mio €, die sich aber aus der Equity-Bewertung der RAG in 2003 nur mit rund 15 Mio € ausgewirkt haben, da der Buchwert der RAG durch die Ergebnisfortschreibung nur auf maximal null zu reduzieren war.

In den Aufwendungen aus at equity bewerteten Unternehmen sind 86 Mio € (2003: 0 Mio €) außerplanmäßige Abschreibungen auf Firmenwerte aus der Equity-Bewertung enthalten.

Die Zinsaufwendungen haben sich im Berichtsjahr insbesondere durch die Reduzierung der Bruttofinanzverschuldung und aufgrund des gesunkenen Zinsniveaus vermindert. Die Zinsaufwendungen sind um die aktivierten Fremdkapitalzinsen in Höhe von 20 Mio € (2003: 22 Mio €) vermindert.

Im Zinsergebnis sind im Saldo 31 Mio € (2003: 24 Mio €) Zinsaufwendungen aus Finanzbeziehungen zu assoziierten Unternehmen und übrigen Beteiligungen enthalten.

(8) Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Für die Geschäftsjahre 2004 und 2003 setzen sich die Steuern vom Einkommen und vom Ertrag einschließlich der latenten Steuern wie folgt zusammen:

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag		
in Mio €	2004	2003
Laufende Ertragsteuern		
Inländische Körperschaftsteuer	1.039	403
Inländische Gewerbesteuer	492	297
Ausländische Ertragsteuern	392	283
Sonstige	4	12
Summe	1.927	995
Latente Steuern		
Inland	32	207
Ausland	-12	-78
Summe	20	129
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	1.947	1.124

Der Anstieg des Steueraufwandes um 823 Mio € beruht insbesondere auf operativen Ergebnisverbesserungen.

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, die nach dem 11. April 2003 und vor dem 1. Januar 2006 erfolgen. Dies führte bei der im Geschäftsjahr durchgeführten Dividendenausschüttung in Höhe von 1.312 Mio € (2003: 1.142 Mio €) zu einer steuerlichen Mehrbelastung von rund 219 Mio € (2003: 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. Ab dem Veranlagungszeitraum 2004 gelten 5 Prozent der entsprechenden Veräußerungsgewinne und der In- und Auslandsdividenden als nicht abziehbare Betriebsausgabe und unterliegen sowohl der Körperschaftsteuer als auch der Gewerbesteuer. Insgesamt führte dies im Vorjahr zu einem erstmaligen Ansatz passiver latenter Steuern in Höhe von 237 Mio €. Im laufenden Geschäftsjahr ergab sich aus der Gesetzesänderung ein Steueraufwand in Höhe von 200 Mio €. Für temporäre Differenzen bei ausländischen Gesellschaften, die durch ausländische Gesellschaften gehalten werden, wurden keine latenten Steuern ausgewiesen, weil die Ermittlung der latenten Steuern für diese temporären Differenzen nicht praktikabel ist.

Steuersatz- und Steuerrechtsänderungen in Finnland, den Niederlanden und in Österreich führten zu einem latenten Steuerertrag in Höhe von 10 Mio €. Im Vorjahr ergab sich ein latenter Steuerertrag in Höhe von 206 Mio € aufgrund von Steuersatzänderungen in Tschechien, Italien und Ungarn sowie aufgrund einer ab Mitte 2003 in Schweden geltenden Steuergesetzesänderung für die Besteuerung von Veräußerungsgewinnen bestimmter Kapitalgesellschaften.

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 vororganschaftlich verursachten Mehrabführungen von ehemals gemeinnützigen Wohnungsunternehmen gebildet worden war. Der Bundesfinanzhof (BFH) hat im Dezember 2002 die Entscheidungen der Vorinstanz bestätigt. Der BFH-Rechtsprechung aus Dezember 2002 folgend, hat die Finanzverwaltung im laufenden Geschäftsjahr die erlassenen Körperschaftsteuerbescheide für Vorjahre entsprechend geändert. Hieraus resultierten im laufenden Geschäftsjahr Steuererstattungen in Höhe von 351 Mio €.

Für Wirtschaftsjahre, die nach dem 31. Dezember 2003 enden, ist bei vororganschaftlichen Mehr- und Minderabführungen nunmehr die gesetzliche Neuregelung des § 14 Abs. 3 KStG in der Fassung des Richtlinien-Umsetzungsgesetzes (EURLUG) vom 9. Dezember 2004 anzuwenden. Danach sind Mehrabführungen, die ihre Ursache in steuerlich relevanten Sachverhalten aus der Zeit vor Abschluss des Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrages haben, nicht mehr als Gewinnabführung, sondern als Gewinnausschüttung zu behandeln und insoweit zu 5 Prozent steuerpflichtig. Entsprechende Minderabführungen gelten als Einlage des Organträgers in die Organgesellschaft. Die Steuergesetzänderung führte im Geschäftsjahr zu einem Steueraufwand in Höhe von 152 Mio €, einschließlich eines latenten Steuer aufwandes in Höhe von 87 Mio €.

Durch das im Jahr 2002 in Kraft getretene Flutopfersolidaritäts- gesetz wurde der Körperschaftsteuersatz zeitlich begrenzt für das Jahr 2003 von 25,0 auf 26,5 Prozent erhöht. Ab 2004 gilt wieder der Steuersatz von 25 Prozent (zuzüglich eines Solidari- tätszuschlages von 5,5 Prozent auf die Körperschaftsteuer).

Die Unterschiede zwischen dem für 2004 in Deutschland gelten- den Körperschaftsteuersatz von 25 Prozent (2003: 26,5 Prozent) und dem effektiven Steuersatz lassen sich wie folgt herleiten:

Überleitungsrechnung zum effektiven Steueraufwand/-ertrag/-satz				
	2004		2003	
	in Mio €	%	in Mio €	%
Körperschaftsteuer	1.700	25,0	1.468	26,5
Deutsche Gewerbesteuer, nach Körperschaftsteuer	460	6,8	72	1,3
Unterschied zu ausländischen Steuersätzen	167	2,4	74	1,3
Änderungen der Wertberichtigung	-199	-2,9	543	9,8
Änderungen des Steuersatzes/Steuerrechts	142	2,1	60	1,1
Steuereffekte auf:				
Steuerfreies Einkommen	-351	-5,2	-415	-7,5
Ergebnisse aus at equity bewerteten Unternehmen	-135	-2,0	-163	-2,9
Sonstiges ¹⁾	163	2,4	-515	-9,3
Effektiver Steueraufwand/-ertrag/-satz	1.947	28,6	1.124	20,3

1) insbesondere periodenfremde originäre/latente Steuern in Höhe von +53 Mio € (2003: -170 Mio €) und Steueraufwendungen aufgrund nicht abziehbarer Ausgaben Ausland in Höhe von +63 Mio € (2003: +49 Mio €)

Die Ertragsteuern, die im Zusammenhang mit den nicht fortgeführten Aktivitäten stehen, werden in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten“ ausgewiesen (vgl. auch Textziffer 4) und ergeben sich wie folgt:

Steueraufwand aus nicht fortgeführten Aktivitäten		
in Mio €	2004	2003
VEBA Oel	-	2
Viterra Energy Services/ Viterra Contracting	-	17
MEMC	-	9
Gelsenwasser	-	24
Summe	-	52

Das Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit teilt sich auf das In- und Ausland wie folgt auf:

Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit		
in Mio €	2004	2003
Inland	3.967	3.411
Ausland	2.832	2.127
Summe	6.799	5.538

Es ergeben sich die in der unten stehenden Tabelle dargestellten aktiven und passiven latenten Steuern zum 31. Dezember 2004 und 2003:

Aktive und passive latente Steuern		
in Mio €	31. Dezember	
	2004	2003
Aktive latente Steuern		
Immaterielle Vermögensgegenstände	167	144
Sachanlagen	376	516
Finanzanlagen	518	427
Vorräte	14	21
Forderungen	343	90
Rückstellungen	4.165	3.989
Verbindlichkeiten	1.591	1.600
Verlustvorträge	1.089	1.184
Steuergutschriften	34	35
Sonstige	440	280
Zwischensumme	8.737	8.286
Wertberichtigung	-509	-726
Summe	8.228	7.560
Passive latente Steuern		
Immaterielle Vermögensgegenstände	700	788
Sachanlagen	6.155	5.907
Finanzanlagen	1.114	630
Vorräte	98	96
Forderungen	2.141	1.694
Rückstellungen	1.086	1.021
Verbindlichkeiten	1.283	1.522
Sonstige	705	642
Summe	13.282	12.300
Aktive/Passive (-) latente Steuern, netto	-5.054	-4.740

Der Nettobetrag der latenten Steuern ergibt sich wie folgt:

Nettobetrag der aktiven und passiven latenten Steuern				
in Mio €	31. Dezember 2004		31. Dezember 2003	
	Summe	Davon langfristig	Summe	Davon langfristig
Aktive latente Steuern	2.060	1.865	2.251	2.123
Wertberichtigung	-509	-506	-726	-722
Nettobetrag der aktiven latenten Steuern	1.551	1.359	1.525	1.401
Abzüglich passive latente Steuern	6.605	5.779	6.265	5.744
Aktive/Passive (-) latente Steuern, netto	-5.054	-4.420	-4.740	-4.343

Durch den Erwerb von Midlands Electricity ergaben sich zum 31. Dezember 2004 aus der Kaufpreisverteilung passive latente Steuern in Höhe von 274 Mio €.

Im Rahmen des Erwerbes der E.ON Ruhrgas ergaben sich im Vorjahr aus der Kaufpreisverteilung passive latente Steuern zum 31. Dezember 2003 in Höhe von 1.395 Mio €.

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. Seither sind Verlustvorträge unter Berücksichtigung eines Sockelbetrages von 1 Mio € nur noch zu 60 Prozent des zu versteuernden Einkommens verrechenbar. Diese körperschaftsteuerliche Regelung zur Mindestbesteuerung trat mit Wirkung zum 1. Januar 2004 in Kraft und gilt entsprechend für gewerbesteuerliche Verlustvorträge.

Die steuerlichen Verlustvorträge am Jahresende setzen sich wie folgt zusammen:

Steuerliche Verlustvorträge		
	31. Dezember	
in Mio €	2004	2003
Inländische Verlustvorträge	4.487	6.118
Ausländische Verlustvorträge	1.158	513
Summe	5.645	6.631

Die inländischen Verlustvorträge sind auch nach Einführung der Mindestbesteuerung zeitlich unbegrenzt vortragsfähig. Aufgrund der zeitlich verzögerten Nutzungsmöglichkeit wurden im Vorjahr aktive latente Steuern auf körperschaftsteuerliche Verlustvorträge in Höhe von 200 Mio € und auf gewerbesteuerliche Verlustvorträge in Höhe von 288 Mio € wertberichtigt. Von den ausländischen Verlustvorträgen verfallen 65 Mio € in dem Zeitraum von 2006 bis 2009, 619 Mio € verfallen nach 2009 und 474 Mio € haben keine Verfallzeiten.

Die Steuergutschriften in Höhe von 34 Mio € betreffen ausschließlich das Ausland. Von den Steuergutschriften verfallen 8 Mio € im Jahr 2005, 6 Mio € verfallen zwischen 2006 und 2009, 8 Mio € verfallen nach 2009 und 12 Mio € haben keine Verfallzeiten.

(9) Konzernfremden Gesellschaftern zustehendes Ergebnis

Der den konzernfremden Gesellschaftern zustehende Anteil am Jahresergebnis betrifft mit 562 Mio € (2003: 552 Mio €) den Anteil am Jahresüberschuss und mit 58 Mio € (2003: 88 Mio €) den Anteil am Jahresfehlbetrag voll konsolidierter Tochterunternehmen.

(10) Personalbezogene Angaben

Personalaufwand

Der Personalaufwand hat sich wie folgt entwickelt:

Personalaufwand		
in Mio €	2004	2003
Löhne und Gehälter	3.334	3.500
Soziale Abgaben	560	590
Aufwendungen für Altersversorgung und Unterstützung, davon für Altersversorgung 768 (2003: 678)	818	816
Summe	4.712	4.906

Im Jahr 2004 wurden für die Ausgabe von Belegschaftsaktien im Konzern über die Börse insgesamt 211.815 Aktien bzw. 0,03 Prozent der Aktien der E.ON AG (2003: 196.920 bzw. 0,03 Prozent) zu einem durchschnittlichen Anschaffungspreis von 58,08 € (2003: 46,16 €) je Aktie erworben, die zu Vorzugspreisen zwischen 29,68 € und 53,31 € (2003: zwischen 22,85 € und 41,85 €) an die Mitarbeiter weitergegeben wurden. Der

Unterschiedsbetrag zwischen dem Anschaffungspreis durch den Arbeitgeber und dem Vorzugspreis der ausgegebenen Belegschaftsaktien wird in der Position „Löhne und Gehälter“ als Personalaufwand erfasst. Zur Entwicklung des Bestands an eigenen Aktien der E.ON AG werden weitere Informationen unter Textziffer 18 gegeben.

Seit dem Geschäftsjahr 2003 besteht bei der Market Unit UK ein Belegschaftsaktienprogramm auf Aktien der E.ON AG. Arbeitnehmer erhalten damit die Möglichkeit, E.ON-Aktien zu erwerben und zusätzlich Bonus-Aktien zu beziehen. Der Aufwand aus der Ausgabe der Bonus-Aktien wird ebenfalls unter „Löhne und Gehälter“ als Personalaufwand erfasst.

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 2004 wurde das Programm durch die Ausgabe einer sechsten Tranche fortgesetzt.

Nachdem die erste Tranche (1999 bis 2003) im Jahr 2002 vollständig ausgeübt wurde, bestehen im Geschäftsjahr 2004 noch folgende Verpflichtungen aus der zweiten bis sechsten Tranche:

Stock Appreciation Rights der E.ON AG					
	6. Tranche	5. Tranche	4. Tranche	3. Tranche	2. Tranche
Ausgabedatum	2. Jan. 2004	2. Jan. 2003	2. Jan. 2002	2. Jan. 2001	3. Jan. 2000
Laufzeit	7 Jahre	7 Jahre	7 Jahre	7 Jahre	7 Jahre
Sperrfrist	2 Jahre	2 Jahre	2 Jahre	2 Jahre	2 Jahre
Basiskurs (in €)	49,05	42,11	54,95	62,95	48,35
Teilnehmer im Jahr der Ausgabe	356	343	186	231	155
Anzahl ausgegebener Optionen (in Mio)	2,6	2,5	1,6	1,8	1,4
Ausübungsschwelle (Kursanstieg gegenüber Basiskurs in %)	10	10	10	20	20
Ausübungsschwelle (Mindestkurs in €)	53,96	46,32	60,45	75,54	58,02
Innerer Wert zum 31. Dezember 2004 (in €)	18,01	24,95	12,11	4,11	18,71
Maximaler Ausübungsgewinn (in €)	49,05	-	-	-	-
Restbestand SARs zum 31. Dezember 2004 (in Mio)	2,6	2,5	0,8	1,3	0,2
Rückstellung zum 31. Dezember 2004 (in Mio €)	23,8	62,3	9,8	5,3	3,6
Ausübungsgewinne im Geschäftsjahr 2004 (in Mio €)	0,1	0,7	7,4	-	6,9
Aufwand im Geschäftsjahr 2004 (in Mio €)	23,9	50,8	17,2	5,3	7,8

Teilnehmer am SAR-Programm der E.ON AG sind alle Vorstandsmitglieder der E.ON AG und bestimmte Führungskräfte der E.ON AG sowie der Market Units Central Europe, Pan-European Gas, UK, Nordic und US-Midwest sowie Viterra.

Voraussetzung für die Gewährung von SARs ist der Besitz einer bestimmten Anzahl von Aktien der E.ON AG, die bis zum Verfallstag 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 „Dow Jones STOXX Utilities Index (Price EUR)“ 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. Um die Effekte aus außerordentlichen, nicht vorhergesehenen Entwicklungen nach oben hin zu begrenzen, wurde der maximal mögliche Ausübungsgewinn je Option für die SARs ab der sechsten Tranche auf 100 Prozent des Basiskurses festgelegt.

Der Basiskurs entspricht seit der vierten Tranche dem Mittelwert der XETRA-Schlusskurse der E.ON-Aktie 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 2004 wurden 605.350 SARs der zweiten und 805.533 der vierten Tranche planmäßig ausgeübt. Darüber hinaus wurden 49.000 SARs der fünften und 6.666 SARs der sechsten Tranche in Übereinstimmung mit den Optionsbedingungen außerplanmäßig ausgeübt. Die Summe der Ausübungsgewinne für die Begünstigten betrug 15,1 Mio €. Die inneren Werte der zweiten bis sechsten Tranche sind in der Tabelle auf Seite 118 ausgewiesen. Entsprechend wurde die Rückstellung auf 104,8 Mio € aufwandswirksam erhöht.

Der Bestand an SARs aus dem Programm der E.ON AG hat sich seit 2001 wie folgt entwickelt:

Entwicklung des SAR-Programms der E.ON AG					
Anzahl der Optionen	6. Tranche	5. Tranche	4. Tranche	3. Tranche	2. Tranche
Bestand 1. Januar 2001	-	-	-	-	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
Ausgegeben 2004	2.643.847	12.107	-	-	-
Ausgeübt 2004	6.666	49.000	805.533	-	605.350
Verfallen 2004	-	-	-	-	-
Veränderungen des Konsolidierungskreises	-	-	-	-	-
Bestand 31. Dezember 2004	2.637.181	2.498.396	809.886	1.300.900	192.500
Ausübungsfähige SARs zum Jahresende	-	-	809.886	-	192.500

Zum Bilanzstichtag waren die SARs der fünften und sechsten Tranche nicht ausübungsfähig, weil die Sperrfristen noch nicht abgelaufen waren. Die dritte Tranche war aufgrund des noch nicht überwundenen Mindestkurses nicht ausübungsfähig.

Bezüglich der an Vorstandsmitglieder ausgegebenen SARs wird auf die ergänzenden Ausführungen in Textziffer 33 hingewiesen.

Mitarbeiter

Im Berichtsjahr beschäftigt die Gesellschaft durchschnittlich 70.918 Mitarbeiter (2003: 65.107). Dabei sind 2.224 (2003: 2.261) Auszubildende nicht berücksichtigt. Nach Segmenten setzt sich die Mitarbeiterzahl wie folgt zusammen:

Mitarbeiter	2004	2003
Central Europe	37.509	34.885
Pan-European Gas	11.451	11.425
UK	10.453	6.717
Nordic	5.908	5.726
US-Midwest	3.481	3.841
Corporate Center	418	594
Kerngeschäft Energie	69.220	63.188
Weitere Aktivitäten	1.698	1.919
Summe	70.918	65.107

(11) Sonstige Angaben

Materialaufwand

Der Materialaufwand beträgt 29.184 Mio € (2003: 28.848 Mio €).

Sonstige Steuern

Die sonstigen Steuern betragen insgesamt 80 Mio € (2003: 103 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 vorgeschriebene Erklärung am 16. Dezember 2004 abgegeben und den Aktionären durch Veröffentlichung auf der Internetseite 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 Internetseiten zugänglich gemacht:

- CONTIGAS Deutsche Energie-AG, 22. November 2004, www.contigas.de
- G. Kromschroder AG, 15. Dezember 2004, www.kromschroeder.de

Honorare und Dienstleistungen des Abschlussprüfers

Für die in den Geschäftsjahren 2004 und 2003 erbrachten Dienstleistungen des Abschlussprüfers, PwC Deutsche Revision AG (PwC), sind folgende Honorare angefallen:

Honorare des Abschlussprüfers	2004	2003
in Mio €		
Prüfung	41	31
Prüfungsnahe Leistungen	11	5
Steuerberatung	2	2
Übrige Leistungen	5	2
Summe	59	40

Die Prüfungshonorare umfassen vor allem die Honorare für die Konzernabschlussprüfung, 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 Prüfungsleistungen im Zusammenhang mit der nach dem Sarbanes-Oxley Act (Section 404) erforderlichen Dokumentation der internen Kontrollen, die projektbegleitende Prüfung des Übergangs auf die Rechnungslegung nach den International Financial Reporting Standards (IFRS), Prüfungsleistungen 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 Due-Diligence-Leistungen im Zusammenhang mit Akquisitionen und Desinvestitionen.

Die Honorare für Steuerberatung entfallen vor allem auf die Einzelfallberatung im Zusammenhang mit M&A-Transaktionen, die laufende Beratung im Zusammenhang mit der Erstellung

von Steuererklärungen und Prüfung von Steuerbescheiden sowie auf die Beratung in sonstigen nationalen und internationalen Steuerangelegenheiten.

Die übrigen Honorare betreffen im Wesentlichen die projektbegleitende fachliche Unterstützung im Zusammenhang mit der Einführung des Sarbanes-Oxley Act (Section 404).

(12) Ergebnis je Aktie

Das Ergebnis je Aktie (EPS) für den Konzernüberschuss wird wie folgt berechnet:

Ergebnis je Aktie		
in Mio €	2004	2003
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	4.348	3.950
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-9	1.137
Ergebnis aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-	-440
Konzernüberschuss	4.339	4.647
Anzahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt in Mio)	657	654
Ergebnis je Aktie (in €)		
aus fortgeführten Aktivitäten	6,62	6,04
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-0,01	1,74
aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-	-0,67
aus Konzernüberschuss	6,61	7,11

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.

(13) Anlagevermögen

Die nachfolgende Tabelle beinhaltet die Entwicklung des Anlagevermögens im Geschäftsjahr:

Anlagevermögen								
in Mio €	Anschaffungs- und Herstellungskosten							31. Dezember 2004
	1. Januar 2004	Währungs- unter- schiede	Verände- rungen Konsoli- dierungs- kreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchun- gen	Außerplan- mäßige Wert- minde- rungen	
Goodwill	14.270	-316	601	398	22	-173	-	14.758
Immaterielle Vermögensgegenstände	5.436	-7	91	123	57	-149	9	5.428
Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögensgegenstände	-	-	-	12	-	-5	-	7
Goodwill und immaterielle Vermögensgegenstände	19.706	-323	692	533	79	-327	9	20.193
Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten	19.185	44	253	379	769	-322	117	18.653
Technische Anlagen und Maschinen	69.736	-441	2.878	1.316	943	1.228	49	73.725
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	3.206	-12	108	175	315	60	-	3.222
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	1.333	-14	185	1.111	23	-1.243	1	1.348
Sachanlagen	93.460	-423	3.424	2.981	2.050	-277	167	96.948
Anteile an verbundenen Unternehmen	637	3	-24	175	171	17	38	599
Anteile an assoziierten Unternehmen	10.904	105	-19	397	925	116	147	10.431
Übrige Beteiligungen	3.073	6	-27	180	413	-223	36	2.560
Ausleihungen an verbundene Unternehmen	694	-	-18	59	35	-108	-	592
Ausleihungen an Beteiligungsunternehmen	325	2	-	59	44	-18	9	315
Sonstige Ausleihungen Summe	801	1	1	29	281	5	-	556
Wertpapiere des Anlagevermögens	678	-	10	338	560	-	-	466
Finanzanlagen	17.112	117	-77	1.237	2.429	-211	230	15.519
Summe	130.278	-629	4.039	4.751	4.558	-815	406	132.660

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 €	Central Europe	Pan-European Gas	UK	Nordic	US-Midwest	Corporate Center	Kern-geschäft Energie	Weitere Aktivi-täten	Summe
Nettobuchwert zum 1. Januar 2004	2.178	3.755	4.348	297	3.367	-	13.945	10	13.955
Zugänge/Abgänge	282	167	473	71	-	1	994	-	994
Sonstige Veränderungen ¹⁾	-155	-2	-42	-9	-287	-	-495	-	-495
Nettobuchwert zum 31. Dezember 2004	2.305	3.920	4.779	359	3.080	1	14.444	10	14.454

1) Die sonstigen Veränderungen beinhalten Umbuchungen und Wechselkursdifferenzen des Berichtsjahres.

	Kumulierte Abschreibungen								Nettobuchwerte		
	1. Januar 2004	Wäh- rungs- unter- schiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Zuschrei- bungen	Verände- rung OCI	31. Dezember 2004	31. Dezember 2004	31. Dezember 2003
	315	6	-17	-	-	-	-	-	304	14.454	13.955
	1.283	-6	33	381	24	-20	-	-	1.647	3.781	4.153
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-
	1.598	-	16	381	24	-20	-	-	1.951	18.242	18.108
	6.552	4	165	373	357	-24	-	-	6.713	11.940	12.633
	41.916	-169	1.284	1.903	451	-50	-	-	44.433	29.292	27.820
	2.177	26	69	187	253	10	-	-	2.216	1.006	1.029
	18	-	-	6	1	-	-	-	23	1.325	1.315
	50.663	-139	1.518	2.469	1.062	-64	-	-	53.385	43.563	42.797
	39	1	6	-	30	12	-	-	28	571	598
	536	1	-1	-	2	-55	-	16	495	9.936	10.368
	-920	-	1	-	10	-1	-	-994	-1.924	4.484	3.993
	-1	-	-	-	-	1	-	-	-	592	695
	29	-	-	-	9	-2	-	-	18	297	296
	7	-	-	-	2	2	-	-	7	549	794
	-303	-	-	-	-	-	-	-65	-368	834	981
	-613	2	6	-	53	-43	-	-1.043	-1.744	17.263	17.725
	51.648	-137	1.540	2.850	1.139	-127	-	-1.043	53.592	79.068	78.630

Im Rahmen des jährlichen Impairment-Tests werden die Marktwerte der Reporting Units mittels Bewertungsverfahren, welche die Daten der aktuellen Mittelfristplanung für interne Berichtszwecke der Gesellschaft heranziehen, ermittelt. Das Bewertungsmodell verwendet die Discounted Cash Flow-Methode und Marktvergleiche. 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 solchen Werthaltigkeitsprüfung zu unterziehen.

Da bei Gegenüberstellung der Marktwerte mit den Buchwerten der Reporting Units die Marktwerte sämtlich über den entsprechenden Buchwerten lagen, war im Rahmen der Goodwill-Impairment-Tests in 2004 keinerlei Wertberichtigung auf Goodwill erforderlich (2003: 0 Mio €).

Immaterielle Vermögensgegenstände

Zum 31. Dezember 2004 setzen sich die immateriellen Vermögensgegenstände (außer Goodwill) der Gesellschaft einschließlich geleisteter Anzahlungen wie folgt zusammen:

Immaterielle Vermögensgegenstände			
in Mio €	31. Dezember 2004		
	Anschaffungskosten	Kumulierte Abschreibungen	Nettobuchwert
Immaterielle Vermögensgegenstände mit bestimmbarer Nutzungsdauer			
Marketingbezogene immaterielle Vermögensgegenstände	220	72	148
davon Markennamen	215	71	144
Kundenbezogene immaterielle Vermögensgegenstände	2.238	578	1.660
davon Kundenlisten und Kundenbeziehungen	2.074	514	1.560
Vertraglich bedingte immaterielle Vermögensgegenstände	1.488	540	948
davon Konzessionen	1.201	360	841
Technologiebezogene immaterielle Vermögensgegenstände	598	457	141
davon Computer-Software	467	354	113
Immaterielle Vermögensgegenstände mit unbestimmbarer Nutzungsdauer	891	-	891
davon Grunddienstbarkeiten	802	-	802
Summe	5.435	1.647	3.788

Im Geschäftsjahr 2004 wurden die folgenden immateriellen Vermögensgegenstände erworben:

Im Jahr 2004 erworbene immaterielle Vermögensgegenstände		
	Anschaffungskosten in Mio €	Gewogene durchschnittliche Nutzungsdauer in Jahren
Immaterielle Vermögensgegenstände mit bestimmbarer Nutzungsdauer		
Marketingbezogene immaterielle Vermögensgegenstände	-	-
Kundenbezogene immaterielle Vermögensgegenstände	23	23
davon Kundenlisten und Kundenbeziehungen	19	19
Vertraglich bedingte immaterielle Vermögensgegenstände	13	18
davon Lizenzen	8	15
Technologiebezogene immaterielle Vermögensgegenstände	84	3
davon Computer-Software	80	3
Immaterielle Vermögensgegenstände mit unbestimmbarer Nutzungsdauer	25	-
Summe	145	-

Die vorstehende Tabelle beinhaltet sowohl die 2004 einzeln erworbenen als auch die im Rahmen von Unternehmenserwerben zugegangenen immateriellen Vermögensgegenstände.

Die planmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände beliefen sich im Jahr 2004 auf 381 Mio € (2003: 370 Mio €); außerplanmäßige Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände – außer Goodwill – wurden in Höhe von 9 Mio € vorgenommen (2003: 3 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 €	
2005	345
2006	309
2007	260
2008	210
2009	180
Summe	1.304

Diese Schätzungen können insbesondere aufgrund von Akquisitionen und Veräußerungen von den tatsächlichen Beträgen in der Zukunft abweichen.

b) Sachanlagen

Im Berichtsjahr wurden Fremdkapitalzinsen in Höhe von 20 Mio € (2003: 22 Mio €) als Bestandteil der Anschaffungs- und Herstellungskosten der Sachanlagen aktiviert. In Höhe von 167 Mio € (2003: 42 Mio €) wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf Sachanlagen vorgenommen.

Die planmäßigen Abschreibungen auf Sachanlagen beliefen sich im Jahr 2004 auf 2.469 Mio € (2003: 2.631 Mio €).

Zum 31. Dezember 2004 betrugen die Bruttobuchwerte der vermieteten Sachanlagen („operating lease“) 8.174 Mio € (2003: 8.629 Mio €); die entsprechenden kumulierten Abschreibungen beliefen sich auf 3.578 Mio € (2003: 3.691 Mio €).

Es bestanden im Jahr 2004 Veräußerungsbeschränkungen in Höhe von 3.742 Mio € (2003: 5.469 Mio €), die sich überwiegend auf Grundstücke sowie technische Anlagen und Maschinen beziehen. Für weitere Informationen zu besicherten Sachanlagen vergleiche Textziffer 25.

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.

Gemeinschaftskraftwerke				
Kraftwerke nach Energieträgern	E.ON-Anteil in %	E.ON's Anschaffungs- kosten gesamt in Mio €	E.ON's kumulierte Abschreibungen in Mio €	E.ON's Anlagen im Bau in Mio €
Kernenergie				
Isar 2	75,00	2.055	1.887	9
Gundremmingen B	25,00	108	92	-
Gundremmingen C	25,00	115	98	-
Braunkohle				
Lippendorf S	50,00	530	342	4
Steinkohle				
Bexbach 1	8,33	64	60	-
Trimble County	75,00	439	152	3
Rostock	50,38	317	277	-
Wasser/Wind				
Nymølle Havspark/Rødsand	20,00	43	2	-
Nußdorf	53,00	55	40	-
Ering	50,00	31	28	-
Eggfling	50,00	47	42	-

c) Finanzanlagen

Im Geschäftsjahr 2004 wurden Wertberichtigungen auf Finanzanlagen in Höhe von 230 Mio € (2003: 110 Mio €) vorgenommen.

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.

Für RAG werden diese Angaben separat dargestellt, da diese Beteiligung in 2004, bedingt durch die Erstkonsolidierung der Degussa bei RAG zum 1. Juni 2004, unter den anzuwendenden Regeln der SEC als wesentlich einzustufen ist.

Die von E.ON vereinnahmten Dividenden dieser Unternehmen betrugen im Berichtsjahr 834 Mio € (2003: 683 Mio €).

Ergebnisdaten der at equity bewerteten Unternehmen				
in Mio €	2004	davon RAG	2003	davon RAG
Umsatzerlöse	55.790	18.240	51.096	12.791
Jahresergebnis	2.415	-	2.258	86
E.ON-Anteil am Jahresergebnis	881	-	791	34
Sonstige ¹⁾	-232	-	-127	-49
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen	649	-	664	-15
1) Unter „Sonstige“ fallen überwiegend Anpassungen an E.ON-Bilanzierungsgrundsätze, Abschreibungen auf stille Reserven im Rahmen von Kaufpreisaufteilungen sowie die Eliminierung von Zwischenergebnissen.				

Bilanzdaten der at equity bewerteten Unternehmen				
in Mio €	31. Dezember			
	2004	davon RAG	2003	davon RAG
Anlagevermögen	48.318	17.714	46.714	13.654
Umlaufvermögen und sonstige Aktiva	30.713	11.973	28.109	8.453
Rückstellungen	26.797	14.686	24.444	11.678
Verbindlichkeiten und sonstige Passiva	29.561	9.785	29.306	7.386
Anteile Konzernfremder	3.085	2.889	512	404
Eigenkapital	19.588	2.327	20.561	2.639
E.ON-Anteil am Eigenkapital	7.433	912	7.699	1.034
Sonstige ¹⁾	2.398	-912	2.678	-1.034
Buchwert der Anteile an at equity bewerteten Unternehmen	9.831	-	10.377	-
1) Unter „Sonstige“ fallen überwiegend Anpassungen an E.ON-Bilanzierungsgrundsätze, Unterschiedsbeträge (Goodwill und zugeordnete stille Reserven und Lasten), die Eliminierung von Zwischenergebnissen sowie außerplanmäßige Wertminderungen.				

Auf at equity bewertete Unternehmen, deren Anteile marktgängig sind, entfallen Buchwerte in Höhe von 2.739 Mio € (2003: 2.752 Mio €). Diese Anteile weisen Marktwerte von 4.096 Mio € (2003: 3.602 Mio €) auf.

Auf Beteiligungszugänge bei Unternehmen, die at equity bewertet werden, ergaben sich Firmenwerte von insgesamt 51 Mio € (2003: 157 Mio €).

Bei den nach der Equity-Methode bewerteten Unternehmen ergaben sich zum 31. Dezember 2004 kumulierte Abschreibungen auf Firmenwerte bis zur erstmaligen Anwendung von SFAS 142 in Höhe von 154 Mio € (2003: 160 Mio €).

Von den Anteilen an assoziierten Unternehmen unterliegen zum Bilanzstichtag 69 Mio € (2003: 60 Mio €) Verfügungsbeschränkungen zur Sicherung von Fremdfinanzierungen.

Übrige Beteiligungen und weiterveräußerbare Wertpapiere des Anlagevermögens

Die fortgeführten Anschaffungskosten und Marktwerte, die Fälligkeiten sowie die unrealisierten Bruttogewinne und -verluste der übrigen Beteiligungen und weiterveräußerbaren Wertpapiere des Anlagevermögens setzen sich zum 31. Dezember 2004 und 2003 wie folgt zusammen:

Übrige Beteiligungen und weiterveräußerbare Wertpapiere des Anlagevermögens								
in Mio €	31. Dezember 2004				31. Dezember 2003			
	Fortgeführte Anschaffungskosten	Marktwert	Unrealisierter Bruttoverlust	Unrealisierter Bruttogewinn	Fortgeführte Anschaffungskosten	Marktwert	Unrealisierter Bruttoverlust	Unrealisierter Bruttogewinn
Wertpapiere mit fester Fälligkeit								
Innerhalb eines Jahres	109	109	-	-	11	11	-	-
Zwischen 1 und 5 Jahren	14	14	-	-	276	276	-	-
Nach 5 Jahren	97	101	-	4	94	95	-	1
Zwischensumme	220	224	-	4	381	382	-	1
Wertpapiere ohne feste Fälligkeit	2.755	5.094	1	2.340	3.312	4.592	9	1.289
Summe	2.975	5.318	1	2.344	3.693	4.974	9	1.290

Die fortgeführten Anschaffungskosten sind 2004 um 36 Mio € (2003: 15 Mio €) erfolgswirksam wertberichtigt worden.

Aus dem Verkauf von übrigen Beteiligungen und weiterveräußerbaren Wertpapieren des Anlagevermögens wurden Veräußerungserlöse in Höhe von 799 Mio € (2003: 815 Mio €) und Veräußerungserfolge in Höhe von 25 Mio € (2003: 0 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 1.065 Mio € (2003: 1.047 Mio €) enthalten.

Ausleihungen

Die Ausleihungen setzen sich zum 31. Dezember 2004 und 2003 wie folgt zusammen:

	31. Dezember 2004			31. Dezember 2003		
	in Mio €	Zinssatz bis	Fälligkeit bis	in Mio €	Zinssatz bis	Fälligkeit bis
Ausleihungen an verbundene Unternehmen	592	8,25 %	2025	695	3,90 %	2015
Ausleihungen an Beteiligungsunternehmen	297	9,00 %	2024	296	4,60 %	2007
Sonstige Ausleihungen	549	9,00 %	2023	794	9,00 %	2010
Summe	1.438			1.785		

(14) Vorräte

Das Vorratsvermögen setzt sich zum 31. Dezember 2004 und 2003 wie folgt zusammen:

Vorräte		
	31. Dezember	
in Mio €	2004	2003
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe		
Central Europe	838	756
Pan-European Gas	104	101
UK	221	138
Nordic	213	211
US-Midwest	182	209
Corporate Center	-	-12
Kerngeschäft Energie	1.558	1.403
Weitere Aktivitäten	69	98
Summe	1.627	1.501
Unfertige Leistungen	320	405
Erzeugnisse	98	83
Handelswaren	602	488
Vorräte	2.647	2.477

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 509 Mio € (2003: 393 Mio €) bewertet.

Der Unterschiedsbetrag zwischen der Bewertung nach der LIFO-Methode und den höheren Wiederbeschaffungs-/Wiederherstellungskosten beträgt 89 Mio € (2003: 195 Mio €).

Die Position beinhaltet auch die Buchwerte der Emissionsrechte in Höhe von 4 Mio €. Die Emissionsrechte werden bei Zugang des Zuteilungsbescheides für die gesamte Allokationsperiode bzw. für Käufe zum Zeitpunkt der Eintragung bei der nationalen Allokationsbehörde mit den Anschaffungskosten zuzüglich direkt zurechenbarer Kosten aktiviert.

(15) Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

Entsprechend ihren Restlaufzeiten setzen sich Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände wie folgt zusammen:

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände				
	31. Dezember 2004		31. Dezember 2003	
in Mio €	Restlaufzeit bis 1 Jahr	Restlaufzeit über 1 Jahr	Restlaufzeit bis 1 Jahr	Restlaufzeit über 1 Jahr
Finanzforderungen gegen verbundene Unternehmen	85	19	180	43
Finanzforderungen gegen Beteiligungsunternehmen	84	3	74	6
Sonstige finanzielle Vermögensgegenstände	1.145	788	1.139	750
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögensgegenstände	1.314	810	1.393	799
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	6.462	72	6.211	6
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	63	-	67	-
Forderungen gegen Beteiligungsunternehmen	747	24	781	26
Rückdeckungsanspruch an die Versorgungskasse Energie VVaG	44	974	42	833
Vermögensgegenstände unter US-Regulierung	58	55	69	91
Sonstige betriebliche Vermögensgegenstände	6.334	926	6.739	968
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögensgegenstände	13.708	2.051	13.909	1.924
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	15.022	2.861	15.302	2.723

Zum 31. Dezember 2004 sind von den Forderungen und sonstigen Vermögensgegenständen 2.225 Mio € (2003: 2.600 Mio €) verzinslich.

Im Jahr 2004 enthalten die sonstigen finanziellen Vermögensgegenstände Forderungen gegen Minderheitsgesellschafter der Gemeinschaftskernkraftwerke in Höhe von 724 Mio € (2003: 720 Mio €) und Einlagen für Börsentermingeschäfte in Höhe von 67 Mio € (2003: 28 Mio €). Darüber hinaus ist im Zusammenhang mit der Anwendung von SFAS 143 in den sonstigen finanziellen Vermögensgegenständen mit 404 Mio € (2003: 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 (VKE), Hannover, 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 VKE 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 1.815 Mio € (2003: 1.929 Mio €), positive Marktwerte derivativer Finanzinstrumente in Höhe von 3.007 Mio € (2003: 2.498 Mio €), Forderungen aus den von E.ON Benelux getätigten Cross-Border-Lease-Transaktionen für Kraftwerke in Höhe von 900 Mio € (2003: 1.020 Mio €) sowie Forderungen aus Zinsabgrenzungen in Höhe von 543 Mio € (2003: 427 Mio €). Zum Bilanzstichtag werden keine zum Verkauf bestimmten Vermögensgegenstände (2003: 854 Mio €) ausgewiesen.

Wertberichtigungen auf zweifelhafte Forderungen

Wertberichtigungen auf zweifelhafte Forderungen haben sich wie folgt entwickelt:

Wertberichtigungen auf zweifelhafte Forderungen		
in Mio €	2004	2003
Stand zum 1. Januar	463	212
Ergebniswirksame Veränderungen	-13	99
Ergebnisneutrale Veränderungen	-19	152
Stand zum 31. Dezember	431	463

Die ergebnisneutralen Veränderungen betreffen Änderungen des Konsolidierungskreises, Inanspruchnahme sowie Währungsumrechnungsdifferenzen.

(16) Liquide Mittel

Die liquiden Mittel setzen sich entsprechend ihrer ursprünglichen Fälligkeit wie folgt zusammen:

Liquide Mittel		
	31. Dezember	
in Mio €	2004	2003
Zahlungsmittel mit einer ursprünglichen Fälligkeit bis zu 3 Monaten	4.176	3.321
Barmittel mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten	89	539
Wertpapiere des Umlaufvermögens mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten	7.751	6.935
Finanzmittelanlagen des Umlaufvermögens	7.840	7.474
Summe	12.016	10.795

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 23 Mio € bei Banken hinterlegte Sicherheitsleistungen zur Begrenzung der Auslastung von Kreditlimiten im Zusammenhang mit der Marktbewertung von Derivatgeschäften.

Ebenfalls in den Guthaben bei Kreditinstituten enthalten sind liquide Mittel in Höhe von 40 Mio €, die Verfügungsbeschränkungen unterliegen, wovon 12 Mio € als langfristig anzusehen sind.

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, die als liquide Mittel klassifiziert sind, setzen sich wie folgt zusammen:

Weiterveräußerbare Wertpapiere des Umlaufvermögens								
in Mio €	31. Dezember 2004				31. Dezember 2003			
	Fortgeführte Anschaffungskosten	Marktwert	Unrealisierter Bruttoverlust	Unrealisierter Bruttogewinn	Fortgeführte Anschaffungskosten	Marktwert	Unrealisierter Bruttoverlust	Unrealisierter Bruttogewinn
Wertpapiere mit fester Fälligkeit								
Innerhalb eines Jahres	165	168	-	3	163	166	-	3
Zwischen 1 und 5 Jahren	2.372	2.395	17	40	2.215	2.211	27	23
Nach 5 Jahren	2.359	2.413	27	81	1.968	1.934	57	23
Zwischensumme	4.896	4.976	44	124	4.346	4.311	84	49
Wertpapiere ohne feste Fälligkeit	2.459	2.807	40	388	2.415	2.677	44	306
Summe	7.355	7.783	84	512	6.761	6.988	128	355

Die unrealisierten Bruttoverluste dieser weiterveräußerbaren Wertpapiere des Umlaufvermögens lassen sich wie folgt aufgliedern:

Unrealisierte Bruttoverluste						
in Mio €	31. Dezember 2004					
	Kürzer als 12 Monate		12 Monate oder länger		Summe	
	Marktwert	Unrealisierter Bruttoverlust	Marktwert	Unrealisierter Bruttoverlust	Marktwert	Unrealisierter Bruttoverlust
Wertpapiere mit fester Fälligkeit						
Innerhalb eines Jahres	12	-	-	-	12	-
Zwischen 1 und 5 Jahren	298	17	-	-	298	17
Nach 5 Jahren	273	26	4	1	277	27
Zwischensumme	583	43	4	1	587	44
Wertpapiere ohne feste Fälligkeit	539	39	4	1	543	40
Summe	1.122	82	8	2	1.130	84

Zum 31. Dezember 2003 befanden sich marktgängige Wertpapiere des Umlaufvermögens mit einem Marktwert von 77 Mio € seit zwölf Monaten oder länger in der Verlustzone. Die für diese Wertpapiere im Vorjahr aufgelaufenen unrealisierten Bruttoverluste beliefen sich auf 15 Mio €. In 2004 wurden Wertpapiere, die zum 31. Dezember 2003 mit einem Marktwert von 38 Mio € bewertet wurden, um 5 Mio € wertberichtigt. Die übrigen Papiere haben sich aufgrund der Börsenentwicklung aus der Verlustzone bewegt.

Die fortgeführten Anschaffungskosten sind im Jahr 2004 um 45 Mio € (2003: 18 Mio €) erfolgswirksam wertberichtigt worden.

Aus dem Verkauf von marktgängigen Wertpapieren des Umlaufvermögens wurden Veräußerungserlöse von 4.180 Mio € (2003: 870 Mio €) erzielt. Im Berichtsjahr ergaben sich saldierte Veräußerungsgewinne von 206 Mio € (2003: 100 Mio €). Die Ermittlung der Kosten und der realisierten Gewinne und Verluste erfolgt auf Basis von Einzelbewertungen.

In den Wertpapieren des Umlaufvermögens ohne feste Fälligkeit sind keine nicht marktgängigen Wertpapiere (2003: 3 Mio €) enthalten.

(17) Rechnungsabgrenzungsposten

Von den aktiven Rechnungsabgrenzungsposten von insgesamt 344 Mio € (2003: 398 Mio €) haben 217 Mio € (2003: 330 Mio €) eine Fälligkeit von unter einem Jahr. Von den passiven Rechnungsabgrenzungsposten von 1.102 Mio € (2003: 1.168 Mio €) haben 194 Mio € (2003: 327 Mio €) eine Fälligkeit von unter einem Jahr.

(18) Gezeichnetes Kapital

Das Grundkapital ist unverändert eingeteilt in 692.000.000 auf den Inhaber lautende Stückaktien und beträgt 1.799.200.000 €. Die Gesamtzahl der im Umlauf befindlichen Aktien zum 31. Dezember 2004 betrug 659.153.403 (2003: 656.026.401).

Gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 28. April 2004 ist die Gesellschaft ermächtigt, bis zum 28. Oktober 2005 eigene Aktien bis zu insgesamt 10,0 Prozent des derzeitigen Grundkapitals zu erwerben.

Zum 31. Dezember 2004 hielt E.ON AG nach Erwerben von 212.135 Aktien über die Börse (2003: 240.000 Aktien von Tochterunternehmen und 969 Aktien über die Börse) sowie nach der Ausgabe von 240.754 (2003: 244.796) Aktien an Mitarbeiter zu Vorzugspreisen und von 320 Aktien für die Abfindung von Aktionären der Gelsenberg AG insgesamt 4.374.403 (2003: 4.403.342) eigene Aktien mit einem Konzernbuchwert von 256 Mio € (entsprechend 0,6 Prozent bzw. einem rechnerischen Anteil von 11.373.448 € des Grundkapitals). Zur Ausgabe von Belegschaftsaktien werden weitere Informationen in Textziffer 10 gegeben.

Weitere 28.472.194 Aktien der E.ON AG werden zum 31. Dezember 2004 von Tochterunternehmen gehalten (2003: 31.570.257). Anfang Juli 2004 wurden von den 31.570.257 per 1. Januar 2004 im Bestand dieser Gesellschaften befindlichen eigenen Aktien 3.098.063 Aktien zur Abfindung außen stehender Aktionäre im Wesentlichen der E.ON Bayern AG und daneben auch der CONTIGAS Deutsche Energie-AG verwendet. Im Zugangszeitpunkt der Fusion VEBA/VIAG waren den von Tochterunternehmen gehaltenen eigenen 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.

Auf der Hauptversammlung am 30. April 2003 wurde ein bis zum 30. April 2008 befristetes bedingtes Kapital – mit der Möglichkeit, das Bezugsrecht auszuschließen – von 175 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.

(19) Kapitalrücklage

Die Kapitalrücklage stammt ausschließlich aus Agiobeträgen und beläuft sich zum 31. Dezember 2004 auf 11.746 Mio € (2003: 11.564 Mio €). Sie hat sich gegenüber dem Stand zum 31. Dezember 2003 um 182 Mio € erhöht. Diese Erhöhung

resultiert aus der Ausgabe von 3.098.063 E.ON-Aktien aus dem Bestand von Tochterunternehmen an die Minderheitsaktionäre im Wesentlichen der E.ON Bayern AG und daneben auch der CONTIGAS Deutsche Energie-AG.

(20) Gewinnrücklagen

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

Gewinnrücklagen		
in Mio €	31. Dezember	
	2004	2003
Gesetzliche Rücklagen	45	45
Andere Rücklagen	19.958	16.931
Summe	20.003	16.976

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 2004 auf insgesamt 3.852 Mio € (2003: 2.478 Mio €). Hier- von sind die gesetzliche Rücklage mit 45 Mio € (2003: 45 Mio €) gemäß § 150 Abs. 3 und 4 AktG und die Rücklage für eigene Anteile mit 257 Mio € (2003: 228 Mio €) gemäß § 272 Abs. 4 HGB am Bilanzstichtag nicht ausschüttungsfähig. Damit steht grundsätzlich ein Betrag von 3.550 Mio € (2003: 2.205 Mio €) für Dividendenzahlungen zur Verfügung.

In den Konzern-Gewinnrücklagen zum 31. Dezember 2004 sind kumulierte nicht ausgeschüttete Ergebnisse aus Unter- nehmen, die nach der Equity-Methode bewertet wurden, in Höhe von 692 Mio € (2003: 704 Mio €) enthalten.

(21) Erfolgsneutrale Eigenkapitalveränderungen

Die einzelnen Elemente der erfolgsneutralen Eigenkapital- veränderungen (Other Comprehensive Income) und ihre steuerlichen Wirkungen stellen sich wie folgt dar:

Veränderungen des Other Comprehensive Income						
in Mio €	31. Dezember 2004			31. Dezember 2003		
	Vor- steuer- betrag	Steuer- ertrag/ Aufwand	Nach- steuer- betrag	Vorsteuer- betrag	Steuer- ertrag/ Aufwand	Nach- steuer- betrag
Differenzen aus der Währungsumrechnung	139	-25	114	-701	-152	-853
Zuzüglich/abzüglich (-): ergebniswirksame Reklassifizierung	11	-	11	71	3	74
Unrealisierte Gewinne/Verluste aus weiterveräußerbaren Wertpapieren	1.349	-243	1.106	1.282	-35	1.247
Zuzüglich/abzüglich (-): ergebniswirksame Reklassifizierung	-107	-5	-112	-74	14	-60
Mindestpensionsrückstellung	-935	337	-598	-156	65	-91
Cashflow Hedges	89	-33	56	224	-89	135
Summe	546	31	577	646	-194	452

(22) Anteile Konzernfremder

Die Anteile konzernfremder Gesellschafter am Kapital teilen sich auf die Segmente wie folgt auf:

Anteile Konzernfremder		
in Mio €	31. Dezember	
	2004	2003
Central Europe	2.096	2.208
Pan-European Gas	126	185
UK	92	122
Nordic	1.668	1.656
US-Midwest	103	109
Corporate Center	36	-19
Kerngeschäft Energie	4.121	4.261
Weitere Aktivitäten	23	364
Summe	4.144	4.625

(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 („Multiemployer Pension Plan“) gemäß EITF 90-3 „Accounting for Employers' Obligations for Future Contributions to a Multiemployer Pension Plan“ für rund 5.500 Mitarbeiter bei Nordic.

Für die Höhe der individuellen Versorgungsleistungen sind grundsätzlich die Höhe der 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 grundsätzlich nach den Bezügen der letzten Dienstjahre oder nach Festbetragsstaffeln, vielfach aber nur noch begrenzt auf Dienstzeiten bis 2004; bei einem Eintritt nach 1999 gilt weitgehend ein von Arbeitgebern und Arbeitnehmern getragenes Versorgungsprogramm, bei dem Einbehalte von laufenden Bezügen versicherungsmathematisch in Versorgungsansprüche umgewandelt werden, so genannte „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 Versorgungsträger 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 Cash Balance Pension Plans nach dem abweichenden Anwartschaftsbarwertverfahren gemäß 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 2004 im Wesentlichen aus dem Erwerb von Midlands Electricity mit 1.390 Mio € ergibt. Im Vorjahr resultierte die Veränderung des Konsolidierungskreises im Wesentlichen aus dem Abgang von Degussa mit 3.572 Mio € und der Akquisition von E.ON Ruhrgas mit 759 Mio €.

Entwicklung des Anwartschaftsbarwertes		
in Mio €	2004	2003
Stand zum 1. Januar	13.295	15.816
Aufwand für die im Wirtschaftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche („Service cost“)	215	176
Kalkulatorischer Zinsaufwand („Interest cost“)	804	724
Veränderungen Konsolidierungskreis	1.397	-2.816
Mehrkosten aus Planänderungen („Prior service cost“)	6	22
Versicherungsmathematische Gewinne (-)/Verluste („Actuarial gains [-]/losses“)	1.182	669
Währungsunterschiede	-144	-539
Sonstige	6	-3
Pensionszahlungen	-843	-754
Stand zum 31. Dezember	15.918	13.295

Vom gesamten Verpflichtungsumfang entfallen 210 Mio € (2003: 225 Mio €) auf Gesundheitsfürsorgeleistungen.

Aus der erstmaligen Anpassung der Aufwendungen zu bilanzierten Verpflichtungen aus Gesundheitsfürsorgeleistungen im dritten Quartal 2004 in Übereinstimmung mit FSP No. 106-2 „Accounting and Disclosure Requirements Related to the Medicare Prescription Drug, Improvement and Modernization Act of 2003“ (FSP No. 106-2) haben sich keine wesentlichen Auswirkungen ergeben. Die Anpassungsbeträge bei der Bestimmung des Anwartschaftsbarwerts wurden nach der in FSP No. 106-2 vorgesehenen Möglichkeit erstmals zum 31. Dezember 2004 berücksichtigt.

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 2004 resultiert im Wesentlichen aus dem Erwerb von Midlands Electricity mit 1.218 Mio €, während sich im Vorjahr hier die Entkonsolidierung der Degussa mit 728 Mio € ausgewirkt hatte.

Entwicklung des Planvermögens		
in Mio €	2004	2003
Marktwert der ausgegliederten Vermögenswerte, Stand zum 1. Januar	4.922	5.477
Tatsächlicher Vermögensertrag	601	660
Arbeitgeberbeiträge	182	229
Mitarbeiterbeiträge	16	15
Veränderungen Konsolidierungskreis	1.220	-683
Währungsunterschiede	-97	-401
Pensionszahlungen	-439	-365
Sonstige	-6	-10
Marktwert der ausgegliederten Vermögenswerte, Stand zum 31. Dezember	6.399	4.922

Die derzeitige Allokation der ausgegliederten Vermögensgegenstände und die Ziel-Portfoliostruktur verteilen sich wie folgt auf die in der Tabelle dargestellten Vermögenskategorien:

Vermögenskategorien des Planvermögens			
in %	Ziel-Portfolio	31. Dezember	
		2004	2003
Aktien	45	51	53
Schuldtitel	49	42	40
Immobilien	5	5	6
Sonstiges	1	2	1

Die Schuldtitel mit Restlaufzeiten in der Bandbreite von 0 bis 30 Jahren haben zum 31. Dezember 2004 eine durchschnittlich gewogene Restlaufzeit von 17,1 Jahren. Zum Ende des Geschäftsjahres 2003 lag die Bandbreite der Restlaufzeiten zwischen 0 und 46 Jahren, wobei die Schuldtitel eine durchschnittlich gewogene Restlaufzeit von 16,5 Jahren aufwiesen.

Im E.ON-Konzern entfällt das ausgewiesene Planvermögen zum weitaus überwiegenden Teil auf Pensionspläne bei der Market Unit UK in Großbritannien und der Market Unit US-Midwest 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 gegebenenfalls 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 der Marktentwicklungen überprüft und gegebenenfalls angepasst. Schwerpunkte der gegenwärtigen Anlagestrategie bilden neben Aktien Regierungsanleihen hoher Bonität sowie ausgewählte Unternehmensschuldttitel. Der Aktienanteil am gesamten Planvermögen wurde zum 31. Dezember 2004 gegenüber dem Vorjahr nochmals reduziert.

Im Geschäftsjahr 2004 ergab sich eine durchschnittliche Rendite des Planvermögens von 10,1 Prozent. Sie lag damit über der erwarteten Rendite von 6,8 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 €		2004	2003
Anwartschaftsbarwert aller Versorgungsansprüche abzüglich Marktwert der ausgegliederten Vermögenswerte („Funded status“)		9.519	8.373
Noch nicht verrechneter versicherungsmathematischer Verlust („Unrecognized actuarial loss“)		-2.453	-1.518
Noch nicht verrechnete Kosten aus Planänderungen („Unrecognized prior service cost“)		-27	-42
Pensionsrückstellungen – vor Berücksichtigung der auszuweisenden Mindestverpflichtungen („Unfunded accrued benefit cost“)		7.039	6.813
Zusätzliche Mindestverpflichtung („Additional minimum liability“)		1.550	629
Pensionsrückstellungen		8.589	7.442

In den zum 31. Dezember 2004 ausgewiesenen Pensionsrückstellungen sind 403 Mio € (2003: 393 Mio €) kurzfristige Verpflichtungen enthalten.

Der dienstzeitanteilig erworbene Verpflichtungsumfang ohne Anwartschaftstrend (Accumulated Benefit Obligation) betrug zum Ende des Berichtsjahres für alle leistungsorientierten Versorgungszusagen 14.878 Mio € (2003: 12.284 Mio €).

Nach US-GAAP bleibt die Passivierung der zusätzlichen Mindestverpflichtung wegen Aktivierung eines immateriellen Vermögensgegenstandes in Höhe von 38 Mio € (2003: 53 Mio €) bzw. wegen einer direkten Verrechnung mit dem Eigenkapital in Höhe von 1.512 Mio € (2003: 576 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 181 Mio € (2003: 186 Mio €) auch Verpflichtungen aus Gesundheitsfürsorgeleistungen für Betriebsrentner. Dabei wurde eine Steigerungsrate für die Kosten der Gesundheitsfürsorge von kurzfristig 9,4 Prozent und langfristig 4,3 Prozent berücksichtigt.

Der Gesamtaufwand für leistungsorientierte Versorgungszusagen setzt sich wie folgt zusammen:

Gesamtaufwand der Versorgungszusagen		
in Mio €	2004	2003
Aufwand für die im Wirtschaftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche („Employer service cost“)	199	161
Kalkulatorischer Zinsaufwand (Interest cost)	804	724
Erwarteter Vermögensertrag („Expected return on plan assets“)	-426	-331
Mehrkosten aus Planänderungen (Prior service cost)	24	21
Amortisation versicherungsmathematischer Gewinne (-)/Verluste („Net amortization of gains [-]/losses“)	42	25
Summe	643	600

Für das folgende Geschäftsjahr werden im Konzern Arbeitgeberbeiträge in das Planvermögen zur Sicherstellung des Mindestplanvermögens aufgrund gesetzlicher oder satzungsmäßiger Vorschriften in Höhe von 54 Mio € (2003: 113 Mio €) erwartet. Bezüglich der für 2005 angekündigten außerplanmäßigen Zahlung in Höhe von rd. 600 Mio € (420 Mio GBP) in das Planvermögen der Market Unit UK wird auf Textziffer 34 verwiesen.

Vom dargestellten Gesamtaufwand entfallen 18 Mio € (2003: 19 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 +0,9 Mio € bzw. -0,8 Mio € sowie des hierauf entfallenden Verpflichtungsumfangs um +10 Mio € bzw. -9 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 52 Mio € (2003: 36 Mio €) aufgewendet.

Die in den kommenden zehn Jahren erwarteten nicht abgezinsten Pensionszahlungen werden in der folgenden Übersicht dargestellt:

Erwartete Pensionszahlungen	
in Mio €	
2005	814
2006	837
2007	859
2008	882
2009	906
2010-2014	4.835
Summe	9.133

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 Pensionsverpflichtungen 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 2004			31. Dezember 2003		
	Deutschland	Großbritannien	USA	Deutschland	Großbritannien	USA
Zinssatz	4,75	5,30	5,75	5,50	5,50	6,25
Gehaltstrend	2,75	4,00	4,50	2,75	4,00	3,00
Erwarteter Vermögensertrag	4,75	6,70	8,25	5,50	6,70	8,50
Rententrend	1,25	2,80	-	1,25	2,50	-

(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 erstmals zu berichten war, 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 2004 betreffen die Verpflichtungen von E.ON aus Stilllegung oder Rückbau von Sachanlagen

- die unter 1ab) und 1ba) dargestellten Rückstellungen für die Stilllegung von Kernkraftwerken in Deutschland in Höhe von 8.204 Mio € (2003: 8.106 Mio €) und Schweden mit 404 Mio € (2003: 385 Mio €),
- die unter 8) ausgewiesenen Rückstellungen für die Rekultivierung von konventionellen Kraftwerksstandorten, einschließlich Demontage von Stromübertragungs- bzw. -verteilungsausrüstung in Höhe von 327 Mio € (2003: 377 Mio €) sowie
- die ebenfalls unter 8) erläuterten Rückstellungen für die Rekultivierung von Gasspeicherstandorten mit 77 Mio € (2003: 76 Mio €) und Tagebaustandorten mit 59 Mio € (2003: 55 Mio €) sowie den Rückbau von Öl- und Gas-Infrastruktureinrichtungen mit 17 Mio € (2003: 10 Mio €).

Entwicklung der Stilllegungs- und Rückbauverpflichtungen		
in Mio €	2004	2003
Stand zum 1. Januar	9.009	8.638
In der Berichtsperiode neu eingegangene Verpflichtungen	11	18
Inanspruchnahme	-164	-104
Veränderung Konsolidierungskreis	2	76
Aufzinsung	499	486
Anpassung des geschätzten Mittelabflusses	-272	-97
Sonstige Veränderungen	3	-8
Stand zum 31. Dezember	9.088	9.009

Die Aufzinsung im Rahmen der Fortführung der Rückstellungen ist im Finanzergebnis (vgl. Textziffer 7) enthalten.

Erläuterung der sonstigen Rückstellungen

Die sonstigen Rückstellungen setzen sich wie folgt zusammen:

Sonstige Rückstellungen		
in Mio €	31. Dezember	
	2004	2003
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich (1)	13.481	13.758
Brennelementeentsorgung	5.370	5.710
Stilllegung (SFAS 143)	8.608	8.491
Betriebsabfall	378	408
abzüglich geleisteter Anzahlungen	875	851
Steuern (2)	2.871	2.827
Verpflichtungen im Personalbereich (3)	1.611	1.568
Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen (4)	2.818	2.740
Absatzmarktorientierte Verpflichtungen (5)	439	1.295
Schulden unter US-Regulierung (6)	415	462
Umweltschutzmaßnahmen (7)	337	332
Rekultivierung und ähnliche Verpflichtungen inklusive Bergschäden (8)	1.657	1.693
Übrige (9)	2.024	2.211
Summe	25.653	26.886

Zum 31. Dezember 2004 haben von den vorstehenden Rückstellungen 19.142 Mio € eine voraussichtliche Laufzeit von mehr als einem Jahr (2003: 20.036 Mio €).

Von den sonstigen Rückstellungen sind 14.512 Mio € (2003: 14.594 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 875 Mio € (2003: 851 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. Eine Anlieferung zur Wiederaufarbeitung ist zeitlich begrenzt bis zum 30. Juni 2005 möglich; danach werden Brennelemente nur noch unter dem Entsorgungspfad „Direkte Endlagerung“ entsorgt.

Zwischen E.ON Energie und zwei großen Wiederaufarbeitungsunternehmen, BNFL in Großbritannien und Cogema in Frankreich, bestehen Verträge zur Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente. 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 und der Zwischenlagerung 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, und
- 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.

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 hoch radioaktiven 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 hoch radioaktiven Abfalls werden bei Zahlung an den Nationalen Fonds für Nuklearabfall als Aufwand gebucht.

Für schwach und mittel radioaktiven 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 UK noch US-Midwest 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, die sowohl das laufende Jahr als auch etwaige Verpflichtungen für Vorjahre betreffen. Die Rückstellungen werden auf Basis der Steuergesetze in den jeweiligen Ländern, in denen wir tätig sind, berechnet und berücksichtigen alle bekannten Gegebenheiten.

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.

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 480 Mio € (2003: 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.

(25) Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten setzen sich zum 31. Dezember 2004 und 2003 wie folgt zusammen:

Verbindlichkeiten										
in Mio €	31. Dezember 2004					31. Dezember 2003				
	Summe	Durchschnittlicher Effektivzinssatz bis 1 Jahr (in %)	Davon mit einer Restlaufzeit			Summe	Durchschnittlicher Effektivzinssatz bis 1 Jahr (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)	9.148	2,4	355	5.306	3.487	11.506	5,4	1.400	1.469	8.637
Commercial Paper	3.631	2,1	3.631	-	-	2.168	2,5	2.168	-	-
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	4.130	3,7	1.010	1.506	1.614	4.917	3,9	1.283	1.633	2.001
Wechselverbindlichkeiten	51	2,6	3	48	-	71	3,6	-	3	68
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.648	4,4	155	547	946	1.332	4,2	340	228	764
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Dritten	18.608		5.154	7.407	6.047	19.994		5.191	3.333	11.470
Verbindlichkeiten gegen verbundene Unternehmen	134	2,5	128	-	6	231	2,3	225	1	5
Verbindlichkeiten gegen Beteiligungsunternehmen	1.834	3,5	1.754	20	60	1.925	2,0	1.850	12	63
Finanzverbindlichkeiten aus Beteiligungsverhältnissen	1.968		1.882	20	66	2.156		2.075	13	68
Finanzverbindlichkeiten	20.576		7.036	7.427	6.113	22.150		7.266	3.346	11.538
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	3.662		3.627	35	-	3.778		3.768	10	-
Verbindlichkeiten gegen verbundene Unternehmen	147		103	-	44	77		39	-	38
Verbindlichkeiten gegen Beteiligungsunternehmen	184		92	71	21	239		170	55	14
Investitionszuschüsse	271		26	93	152	285		22	78	185
Bauzuschüsse von Energieabnehmern	3.558		347	692	2.519	3.516		162	639	2.715
Erhaltene Anzahlungen	725		722	3	-	695		670	25	-
Sonstige Verbindlichkeiten	5.507		3.793	323	1.391	5.313		3.811	125	1.377
davon aus Steuern	989		989			781		781		
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit	62		62			55		55		
Betriebliche Verbindlichkeiten	14.054		8.710	1.217	4.127	13.903		8.642	932	4.329
Verbindlichkeiten	34.630		15.746	8.644	10.240	36.053		15.908	4.278	15.867

In der Bilanz sind die Nominalwerte der Verbindlichkeiten gekürzt um den Barwertabschlag auf unverzinsliche und niedrig verzinsliche Verbindlichkeiten ausgewiesen und betragen 34.355 Mio € (2003: 35.690 Mio €). Der Barwertabschlag beträgt 275 Mio € (2003: 363 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 gleich lautenden 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 2004 und 2003 sind zu den Bilanzstichtagen sämtliche dieser Covenants durch E.ON konzernweit eingehalten worden. An diesen Stichtagen gab es auch keine Cross-Defaults.

Darüber hinaus besteht im E.ON-Konzern eine Vielzahl von 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 wurde eine Finanzkennzahl zum Stichtag 31. Dezember 2003 nicht eingehalten (Stand des Darlehens zum 31. Dezember 2003: 464 Mio €). Diese Nichteinhaltung war den Kreditgebern vorab angezeigt worden, die daraufhin auf eine Geltendmachung ihrer Rechte aus dem Sachverhalt verzichtet hatten. Die Nichteinhaltung wurde 2004 geheilt. Ansonsten sind in den Geschäftsjahren 2003 und 2004 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

Corporate Center

MTN-Programm über 20 Mrd €

Das 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 erstmals mehrere Schuldverschreibungen in Euro und in Pfund Sterling (GBP) an den internationalen Anleihemärkten. Zum Jahresende 2004 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. 704 Mio € mit einem Kupon von 6,375 Prozent p.a. und einer Fälligkeit im Mai 2012
- eine von E.ON International Finance ausgegebene Schuldverschreibung in Höhe von 0,975 Mrd GBP bzw. 1,37 Mrd € mit einem Kupon von 6,375 Prozent p.a. und einer Fälligkeit im Juni 2032

Weder das MTN-Programm noch die zum Jahresende 2004 oder 2003 darunter ausstehenden Anleihen enthielten finanzielle Covenants. Die Dokumentation des MTN-Programms und die darunter emittierten Anleihen enthalten die gleichen Cross-Default-Klauseln. 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 tritt nur ein, wenn der Gesamtbetrag der betroffenen Verbindlichkeiten 25 Mio € übersteigt.

Sonstige Anleihen

Zum 31. Dezember 2003 hatte Powergen US Funding LLC (Powergen US Funding), Delaware, USA, einen emittierten Global US Dollar Bond über 1.050 Mio USD bzw. 840 Mio € mit einem Zinssatz von 4,5 Prozent ausstehend, der am 15. Oktober 2004 fällig und zurückgezahlt wurde. Zum 31. Dezember 2004 standen keine weiteren Beträge unter dieser Anleihe aus.

Commercial Paper-Programm über 10 Mrd €

Das 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 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 tritt nur ein, wenn der Gesamtbetrag der betroffenen Verbindlichkeiten 30 Mio € übersteigt. Zum 31. Dezember 2004 hatte die E.ON AG Commercial Paper in Höhe von ca. 3,4 Mrd € (2003: 2,0 Mrd €) ausgegeben, womit rund 6,6 Mrd € noch nicht in Anspruch genommener Kapazität weiter verfügbar sind.

Revolvierende syndizierte Kreditlinie über 10 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 revolvierende Kreditlinie vereinbart, die Kreditaufnahmen in unterschiedlichen Währungen in einer Gesamthöhe von ursprünglich bis zu 15 Mrd € ermöglicht. Diese Fazilität wurde gekündigt und am 2. Dezember 2004 durch eine revolvierende Kreditlinie ersetzt, die Kreditaufnahmen in unterschiedlichen Währungen in einer Gesamthöhe von max. 10 Mrd € ermöglicht. Dieser Kreditrahmen ist unterteilt in eine Tranche A über 5 Mrd € und eine Tranche B mit ebenfalls 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 für allgemeine Unternehmenszwecke genutzt werden. Die Zinssätze für Inanspruchnahmen entsprechen im Allgemeinen dem EURIBOR bzw. LIBOR für die jeweilige Währung zuzüglich einer Marge von 0,15 Prozent p.a. Tranche B hat eine Laufzeit von 5 Jahren, kann jedoch durch eine Verlängerungsoption zweimal um jeweils ein Jahr verlängert werden. Die Verlängerungsoption darf nur nach Ablauf des ersten und/oder zweiten Jahres ausgeübt werden. In Anspruch genommene Beträge der Tranche B können zur Refinanzierung bestehender Kredite, als Liquiditätsreserve und für andere

allgemeine betriebliche Zwecke genutzt werden. Für Ziehungen unter dieser Tranche beträgt der Zinssatz EURIBOR bzw. LIBOR für die entsprechende Währung zuzüglich einer Marge von 0,20 Prozent p.a. Cross-Defaults werden 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, E.ON UK plc, LG&E Energy LLC, E.ON Ruhrgas AG und alle anderen Konzerngesellschaften, deren Vermögensgegenstände oder Umsätze 10 Prozent der entsprechenden Posten des Gesamtkonzerns überschreiten. Zum 31. Dezember 2004 war diese Kreditlinie ungenutzt (2003: 0 Mio €).

Die syndizierte Kreditlinie der E.ON AG enthält keine finanziellen Covenants oder Rating-abhängige Regelungen.

Bilaterale Kreditlinien

Zum Jahresende 2004 verfügte die E.ON AG über fest zugesagte kurzfristige Kreditlinien in Höhe von 180 Mio € (2003: 180 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 2004 betrug die Inanspruchnahme 0 Mio € (2003: 0 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 2004 über eine Kreditlinie von 100 Mio USD. 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 2004 und 2003 war die Kreditlinie ungenutzt.

Keine der bilateralen Kreditlinien der E.ON AG enthält finanzielle Covenants, Cross-Default-Klauseln oder Rating-abhängige Regelungen.

Central Europe

Darlehen von Kreditinstituten, Kreditfazilitäten

Zum 31. Dezember 2004 verfügte Central Europe über fest zugesagte kurzfristige Kreditlinien in Höhe von 491 Mio € (2003: 284 Mio €). Diese Kreditlinien können für allgemeine Unternehmenszwecke genutzt werden. Insbesondere dienen sie als Avallinien für die Abgabe von Bürgschafts- und Garantieerklärungen durch Banken. Außerdem verfügte Central Europe bei verschiedenen Banken über nicht fest zugesagte kurzfristige Kreditlinien. Zum Jahresende 2004 betrug die Inanspruchnahme der Kreditlinien 181 Mio € (2003: 118 Mio €). Die meisten der genannten Kreditlinien weisen keine bestimmten Laufzeiten auf. Der Zinssatz für die außerplanmäßige Inanspruchnahme der Kreditlinien beträgt bis zu 10 Prozent p.a. Die planmäßige Inanspruchnahme unterliegt variablen Geldmarkt-Zinssätzen zuzüglich einer Marge von bis zu 0,475 Prozent p.a.

Darlehen von Kreditinstituten – darunter auch zinsvergünstigte Kreditfazilitäten deutscher und ausländischer Banken – wurden von Central Europe hauptsächlich zur Finanzierung spezifischer Projekte oder Investitionsprogramme genutzt. Insgesamt wurden Darlehen (einschließlich kurzfristiger Kreditlinien) in Höhe von 1.216 Mio € (2003: 1.738 Mio €) aufgenommen.

Pan-European Gas

Langfristige Darlehen

Im März 1999 nahm Pan-European Gas vier langfristige bilaterale Festzinsdarlehen von Kreditinstituten in einer Gesamthöhe von 280 Mio € mit Laufzeiten von 5 bis 15 Jahren auf. Die Darlehen sind endfällig, die ausstehende Darlehenssumme per 31. Dezember 2004 betrug 140 Mio € (2003: 280 Mio €). Die Zinssätze für die Darlehen betrugen zwischen 5,005 Prozent und 5,068 Prozent p.a.

Zudem hat Pan-European Gas über das Tochterunternehmen Ferngas Nordbayern GmbH im Zeitraum von 1997 bis 2003 insgesamt langfristige Kredite in Höhe von 84 Mio € aufgenommen. Die einzelnen Kredite haben jeweils eine Laufzeit von zehn Jahren mit jährlicher oder quartalsweiser Tilgung. Die ausstehende Darlehenssumme per 31. Dezember 2004 betrug 21 Mio € (2003: 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.).

UK

Langfristige Anleihen

Durch die Akquisition der Unternehmensgruppe Midlands Electricity im Januar 2004 übernahm E.ON UK plc die Verantwortung für die zum damaligen Zeitpunkt ausstehenden Verbindlichkeiten der erworbenen Unternehmen. Diese Verbindlichkeiten werden nachfolgend als „die Midlands-Verbindlichkeiten“ bezeichnet.

Im ersten Halbjahr 2004 wurden die von E.ON UK plc und dessen Tochtergesellschaften begebenen Anleihen nach einer Ausschreibung zum Teil von anderen E.ON-Konzernunternehmen gekauft. Daher befand sich zum 31. Dezember 2004 lediglich ein Teil der noch ausstehenden Anleihen im Besitz von Investoren, die nicht zum E.ON-Konzern gehören:

- eine von E.ON UK plc aufgelegte, bis Juli 2006 laufende Anleihe über 250 Mio GBP bzw. 352 Mio € mit einem Zinssatz von 8,5 Prozent, die zu 44 Mio GBP bzw. 62 Mio € von externen Investoren gehalten wurde
- eine von E.ON UK plc aufgelegte, bis April 2024 laufende Anleihe über 250 Mio GBP bzw. 352 Mio € mit einem Zinssatz von 6,25 Prozent, die zu 8 Mio GBP bzw. 11 Mio € von externen Investoren gehalten wurde
- eine von Central Networks plc (früher Midlands Electricity plc, eine 100-prozentige Tochter von E.ON UK plc) aufgelegte, bis November 2007 laufende Anleihe über 150 Mio GBP bzw. 211 Mio € mit einem Zinssatz von 7,375 Prozent (Teil der Midlands-Verbindlichkeiten), die zu 1 Mio GBP bzw. rund 1 Mio € von externen Investoren gehalten wurde
- eine von E.ON UK plc aufgelegte, bis Juli 2009 laufende Euroanleihe über 500 Mio € mit einem Zinssatz von 5,0 Prozent, die zu 264 Mio € von externen Investoren gehalten wurde
- ein von Powergen (East Midlands) Investments, London, Großbritannien, emittierter, bis Mai 2007 laufender Yankee Bond über 410 Mio USD bzw. 301 Mio € mit einem Zinssatz von 7,45 Prozent, der zu 173 Mio USD bzw. 127 Mio € von externen Investoren gehalten wurde

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, E.ON UK plc oder eine der Tochtergesellschaften ihren Verpflichtungen hinsichtlich der Zahlung von Agio, Zinsen oder der Tilgung fälliger Verbindlichkeiten in Höhe von, je nach Anleihe, 10 Mio GBP bis 50 Mio GBP nicht nachkommt.

Zum Jahresende 2004 und 2003 hielten E.ON UK plc und deren Tochtergesellschaften die mit ihren ausstehenden Schuldverschreibungen verbundenen Covenants vollumfänglich ein.

Nordic

Sydskraft MTN-Programm

Im Jahr 1999 legte Sydkraft ein inländisches MTN-Programm auf, das im Jahr 2003 auf maximal 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 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 2004 waren im Rahmen dieses Programms 4.458 Mio SEK bzw. 494 Mio € ausstehend (2003: 5.895 Mio SEK bzw. 649 Mio €).

Commercial Paper-Programme bei Sydkraft und Graninge

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. Dezember 2004 waren im Rahmen dieses Programms 1.500 Mio SEK bzw. 166 Mio € ausstehend (2003: 300 Mio SEK bzw. 33 Mio €).

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 in unterschiedlichen Währungen und mit Laufzeiten von bis zu 365 Tagen ausgeben kann. Zum 31. Dezember 2004 hatte Sydkraft unter diesem Programm 61 Mio € ausstehend (2003: 0 Mio €).

Zudem hatte Graninge, ein Tochterunternehmen der Sydkraft, ein inländisches Commercial Paper-Programm über 3 Mrd SEK aufgelegt, das dem Unternehmen die Ausgabe von Commercial Paper mit Laufzeiten von bis zu 365 Tagen ermöglicht. Dieses Programm wurde am 27. August 2004 gekündigt, so dass zum 31. Dezember 2004 keine Beträge mehr ausstehend waren (2003: 792 Mio SEK bzw. 87 Mio €).

Keines dieser Commercial Paper-Programme enthält finanzielle Covenants oder Cross-Default-Klauseln.

Darlehen von Kreditinstituten, Kreditfazilitäten

Sydskraft verfügt über bilaterale Darlehen von Kreditinstituten mit fixen Zinssätzen zwischen 5,07 Prozent und 7,85 Prozent p.a. bzw. einem variablen Zinssatz auf dem Geldmarkt zuzüglich einer Marge von bis zu 0,215 Prozent p.a. und mit Laufzeiten von 1 bis 7 Jahren. Zum 31. Dezember 2004 betrug die Gesamtinanspruchnahme dieser Darlehen, die hauptsächlich zur Finanzierung spezifischer Projekte dienen, 2.269 Mio SEK bzw. 252 Mio € (2003: 2.745 Mio SEK bzw. 302 Mio €).

Graninge verfügte über eine im Jahr 1999 vereinbarte revolving-Kreditlinie über 210 Mio € mit einer Laufzeit bis 2004. Diese Kreditlinie wurde am 1. April 2004 gekündigt, so dass zum 31. Dezember 2004 keine Beträge mehr ausstanden (2003: 110 Mio €).

US-Midwest

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 2004 standen unter dem Programm 300 Mio USD bzw. 221 Mio € (2003: 450 Mio USD bzw. 360 Mio €) aus, und 400 Mio USD verblieben für zukünftige Anleihebegebungen. Für Emissionen unter diesem Programm betrug der Zinssatz im Jahr 2004 durchschnittlich 6,97 Prozent p.a., und die Fälligkeiten lagen zwischen 2008 und 2011.

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 von LG&E Capital ein Eigenkapital 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 Capitals 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 2004 bei LG&E Anleihen in Höhe von 574 Mio USD bzw. 422 Mio € (2003: 574 Mio USD bzw. 459 Mio €) und bei Kentucky Utilities Company (Kentucky Utilities), Louisville, Kentucky/USA, in Höhe von 385 Mio USD bzw. 283 Mio € (2003: 390 Mio USD bzw. 312 Mio €) aus. Diese beinhalten sowohl festverzinsliche als auch variabel verzinsliche Anleihen. Die Zinssätze für festverzinsliche Anleihen betragen zwischen 5,90 Prozent p.a. und 7,92 Prozent p.a.; die durchschnittliche Verzinsung der variabel verzinslichen Anleihen betrug im Jahr 2004 unter 2,00 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 2034 aufweisen. Bei LG&E und bei Kentucky Utilities sind die Anleihen durch Pfandrechte auf alle wesentlichen Aktiva des jeweiligen Unternehmens besichert.

Bilaterale Kreditlinien, Darlehen von Kreditinstituten

LG&E verfügt über fünf revolvingende Kreditlinien in einer Gesamthöhe von 185 Mio USD bzw. 136 Mio € mit einer Laufzeit bis Juni 2005. Zum 31. Dezember 2004 waren diese Kreditlinien ungenutzt (2003: 0 Mio €).

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 zahlt. Ein Cross-Default tritt nur ein, wenn der Gesamtbetrag der betroffenen Verbindlichkeiten 25 Mio USD übersteigt.

Zudem verfügte LG&E Capital zum 31. Dezember 2004 über kurz- und langfristige Darlehen in einer Höhe von insgesamt 5 Mio USD bzw. 4 Mio € (2003: 35 Mio USD bzw. 28 Mio €).

Viterra

Bilaterale Kreditlinien

Zum Jahresende 2004 verfügte Viterra über fest zugesagte kurzfristige Kreditlinien von verschiedenen inländischen und ausländischen Banken über rund 191 Mio € (2003: 471 Mio €) mit Laufzeiten von bis zu einem Jahr. Diese Kreditlinien können für allgemeine Unternehmenszwecke wie z. B. Bankgarantien genutzt werden. Zum 31. Dezember 2004 wurden 130 Mio € (2003: 149 Mio €) in Anspruch genommen.

Langfristige Darlehen

Zum Jahresende 2004 verfügten die Viterra AG und ihre Tochtergesellschaften über eine Vielzahl langfristiger Darlehen von Kreditinstituten und anderen Gläubigern in einer Gesamthöhe von 2.855 Mio € (2003: 2.480 Mio €). Zum 31. Dezember 2004 waren Darlehen von Banken und anderen Gläubigern mit einem Wert von 1.542 Mio € grundpfandrechtlich besichert. Darlehen im Gegenwert von 1.111 Mio € waren durch die Verpfändung von Anteilen besichert. Die Zinssätze für diese Finanzverbindlichkeiten betrugen zwischen 0 Prozent und 8,5 Prozent p.a. (im Mittel rund 4 Prozent p.a.).

Die Finanzverbindlichkeiten der E.ON AG gegenüber Kreditinstituten und Dritten weisen zum 31. Dezember 2004 die folgenden Fälligkeiten auf:

Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Dritten nach Fälligkeiten							
in Mio €	Fälligkeit in 2005	Fälligkeit in 2006	Fälligkeit in 2007	Fälligkeit in 2008	Fälligkeit in 2009	Fälligkeit nach 2009	Summe
Anleihen (inkl. MTN-Programme)	355	448	202	134	4.522	3.487	9.148
Commercial Paper	3.631	-	-	-	-	-	3.631
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.010	474	410	195	427	1.614	4.130
Wechselverbindlichkeiten	3	-	48	-	-	-	51
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	155	170	126	130	121	946	1.648
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Dritten	5.154	1.092	786	459	5.070	6.047	18.608
Genutzte Kreditlinien	315	11	3	-	-	69	398
Ungenutzte Kreditlinien	5.834	1	5	10	5.005	136	10.991
Genutzte und ungenutzte Kreditlinien	6.149	12	8	10	5.005	205	11.389

Die Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Dritten lassen sich nach Zinssätzen wie folgt darstellen:

Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Dritten nach Zinssätzen					
in Mio €	31. Dezember 2004				
	0-3 %	3,1-7 %	7,1-10 %	über 10 %	Summe
Anleihen (inkl. MTN-Programme)	463	8.486	199	-	9.148
Commercial Paper	3.631	-	-	-	3.631
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.507	2.533	90	-	4.130
Wechselverbindlichkeiten	-	51	-	-	51
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	285	1.338	5	20	1.648
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Dritten	5.886	12.408	294	20	18.608

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten setzen sich zum 31. Dezember 2004 und 31. Dezember 2003 wie folgt zusammen:

Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten		
in Mio €	31. Dezember	
	2004	2003
Grundpfandrechtlich besicherte Bankdarlehen	1.147	1.678
Sonstige besicherte Bankdarlehen	805	574
Unbesicherte Bankdarlehen, in Anspruch genommene Kreditlinien, kurzfristige Kredite	2.178	2.665
Summe	4.130	4.917

Von den besicherten Bankdarlehen in Höhe von insgesamt 1.952 Mio € zum 31. Dezember 2004 (2003: 2.252 Mio €) sind 278 Mio € (2003: 495 Mio €) unverzinslich bzw. niedrig verzinslich.

Die Bankdarlehen mit Zinssätzen unter Marktniveau betreffen vor allem Viterra zur 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.

Im Jahr 2004 entfallen von den gesamten Finanzverbindlichkeiten 566 Mio € auf unverzinsliche und niedrig verzinsliche Verbindlichkeiten (2003: 1.052 Mio €).

Betriebliche Verbindlichkeiten

Von den betrieblichen Verbindlichkeiten sind 13.945 Mio € (2003: 13.839 Mio €) unverzinslich.

Die noch nicht ertragswirksam gewordenen Investitionszuschüsse von 271 Mio € (2003: 285 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 3.558 Mio € (2003: 3.516 Mio €) wurden von Kunden im Kerngeschäft Energie gemäß den allgemein verbindlichen Bedingungen für die Errichtung neuer Strom- und Gasanschlüsse gezahlt. Diese Zuschüsse sind branchenüblich, in der Regel nicht rückzahlbar und werden grundsätzlich entsprechend der Nutzungsdauer ergebniserhöhend aufgelöst und den Umsatzerlösen zugerechnet.

Die sonstigen Verbindlichkeiten umfassen im Wesentlichen die negativen Marktwerte der derivativen Finanzinstrumente in Höhe von 1.773 Mio € (2003: 1.791 Mio €), Verbindlichkeiten aus den von E.ON Benelux getätigten Cross-Border-Leasing-Transaktionen für Kraftwerke von 900 Mio € (2003: 1.020 Mio €) sowie Zinsverpflichtungen in Höhe von 694 Mio € (2003: 644 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 von E.ON beinhalten die Deckungsvorsorge 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 737 Mio € (2003: 525 Mio €) betragen. Für nahe stehende Unternehmen ist hierin ein Betrag von 534 Mio € (2003: 310 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 459 Mio € (2003: 663 Mio €) betragen. Für nahe stehende Unternehmen ist hierin ein Betrag von 162 Mio € (2003: 353 Mio €) enthalten. E.ON hat zum 31. Dezember 2004 Rückstellungen in Höhe von 98 Mio € (2003: 95 Mio €) bezüglich der Finanzgarantien gebildet. E.ON haftet darüber hinaus gesamtschuldnerisch aus Beteiligungen an Gesellschaften bürgerlichen Rechts, Personengesellschaften und Arbeitsgemeinschaften.

Daneben bestehen satzungsrechtliche Verpflichtungen verschiedener Konzerngesellschaften aufgrund ihrer Mitgliedschaft in der VKE. Mit einer Inanspruchnahme für diese Verpflichtungen wird nicht gerechnet.

Für die Risiken aus nuklearen Schäden haben die deutschen Kernkraftwerksbetreiber nach Inkrafttreten des entsprechend novellierten Atomgesetzes (AtG) und der entsprechend novel-

lierten Atomrechtlichen Deckungsvorsorge-Verordnung (AtDeckV) am 27. April 2002 bis zu einem Maximalbetrag von 2,5 Mrd € je Schadensfall Deckungsvorsorge nachzuweisen.

Von dieser Vorsorge sind 255,6 Mio € über eine einheitliche Haftpflichtversicherung abgedeckt. Die Nuklear Haftpflicht GbR erfasst nur noch die solidarische Absicherung in Bezug auf Ansprüche im Zusammenhang mit behördlich angeordneten Evakuierungsmaßnahmen im Bereich zwischen 0,5 Mio € und 15 Mio €. Konzernunternehmen haben sich entsprechend ihren Anteilen an Kernkraftwerken verpflichtet, deren Betriebsgesellschaften liquiditätsmäßig so zu stellen, dass sie ihren Verpflichtungen aus ihrer Zugehörigkeit zur Nuklear Haftpflicht GbR jederzeit nachkommen können.

Zur Erfüllung der anschließenden Deckungsvorsorge in Höhe von 2.244,4 Mio € je Schadensfall haben die E.ON Energie AG 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 AG entfallende Anteil bezüglich der Haftung, zuzüglich 5,0 Prozent für Schadensabwicklungskosten, 43,0 Prozent (2003: 43,0 Prozent).

Die Gesellschaften der Market Unit Nordic haben entsprechend schwedischem Recht gegenüber staatlichen Einrichtungen Garantien abgegeben. Diese Garantien beziehen sich auf die Deckung möglicher Mehrkosten für Entsorgung hoch radioaktiven Abfalls und Stilllegungen, die über die in der Vergangenheit bereits finanzierten Abgaben hinausgehen. Darüber hinaus sind die Gesellschaften der Market Unit Nordic für alle Kosten der Entsorgung schwach radioaktiven Abfalls verantwortlich. In Schweden haftet der Eigentümer von Kernkraftwerken für Schäden, die durch Unfälle in den entsprechenden Kernkraftwerken und durch Unfälle mit radioaktiven Substanzen, die im Zusammenhang mit den Kernkraftwerken stehen, verursacht werden. Die Haftung ist begrenzt auf einen Betrag in Höhe von 341 Mio € pro Schadensfall. Dieser Betrag muss gemäß dem „Law Concerning Nuclear Liability“ versichert werden. Die Market Unit Nordic hat die entsprechenden Versicherungen für ihre Kernkraftwerke vorgenommen. Derzeit erfolgt eine behördliche Überprüfung der dargestellten Regelungen hinsichtlich nuklearer Verpflichtungen. Ob und in welchem Umfang sich aus dem Ergebnis dieser Untersuchung Anpassungen der schwedischen Haftungsbegrenzungsregelungen ergeben werden, ist derzeit nicht absehbar.

Weder die Market Unit UK noch US-Midwest betreiben Kernkraftwerke und haben daher keine vergleichbaren Eventualverbindlichkeiten.

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 4.602 Mio € betragen (2003: 5.693 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. E.ON hat in der Bilanz zum 31. Dezember 2004 Rückstellungen in Höhe von 86 Mio € (2003: 103 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 Freistellungserklärungen Bestandteil der jeweiligen Verkaufsverträge.

Andere Garantien

Andere Garantien mit Laufzeiten bis 2020 beinhalten neben bedingten Kaufpreisanpassungen mit undiskontierten zukünftigen Zahlungen von maximal 36 Mio € (2003: 36 Mio €) Gewährleistungsgarantien und Marktwertgarantien, die zu undiskontierten zukünftigen Zahlungen in Höhe von maximal 91 Mio € führen könnten. Darüber hinaus bestehen Produktgarantien, für die ein Betrag von 25 Mio € in den Rückstellungen zum 31. Dezember 2004 enthalten ist. Die Veränderungen gegenüber dem Rückstellungsstand von 30 Mio € am 31. Dezember 2003 resultieren darüber hinaus mit 10 Mio € aus dem Verbrauch von Rückstellungen, mit 3 Mio € aus Rückstellungsaufösungen sowie mit 8 Mio € aus Zuführungen im Geschäftsjahr.

Langfristige Verpflichtungen

Langfristige vertragliche Verpflichtungen bestehen zum 31. Dezember 2004 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 Central Europe 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 4.093 Mio € (2003: 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 CONTIGAS.

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 Mrd € geschätzt.

Darüber hinaus hat Central Europe Stillhalterpositionen bezüglich des Erwerbs von Anteilen an verschiedenen Gesellschaften übernommen. Im Falle der Ausübung dieser Verkaufsoptionen wird der zu zahlende Kaufpreis insgesamt auf rund 0,9 Mrd € geschätzt.

Die Market Unit Nordic hat eine Stillhalterposition bezüglich des Erwerbs weiterer Anteile an der Gesellschaft E.ON Finland.

Die erwarteten Zahlungen aus langfristigen Verpflichtungen belaufen sich insgesamt auf 124.459 Mio € und verteilen sich wie folgt:

Abnahmeverpflichtungen und übrige Verpflichtungen					
in Mio €	Summe	Weniger als 1 Jahr	1-3 Jahre	3-5 Jahre	Mehr als 5 Jahre
Erdgas	104.123	8.932	15.515	20.324	59.352
Öl	-	-	-	-	-
Steinkohle	1.971	839	754	263	115
Braunkohle und andere fossile Brennstoffe	311	48	102	106	55
Summe Abnahmeverpflichtungen fossile Brennstoffe	106.405	9.819	16.371	20.693	59.522
Abnahmeverpflichtungen Elektrizität	3.444	807	693	441	1.503
Sonstige Abnahmeverpflichtungen	1.264	408	222	150	484
Summe langfristige Abnahmeverpflichtungen	111.113	11.034	17.286	21.284	61.509
Großreparaturen	6	6	-	-	-
Umweltschutzmaßnahmen	18	1	2	1	14
Übrige (z. B. kontrahierte noch nicht vollzogene Investitionen)	904	404	93	56	351
Summe Bestellobligo	928	411	95	57	365
Übrige sonstige finanzielle Verpflichtungen	4.093	509	2.885	641	58
Kreditzusagen	8.325	323	116	4.387	3.499
Summe	124.459	12.277	20.382	26.369	65.431

Miet-, Pacht- und Leasingverpflichtungen

Die Nominalwerte der Verpflichtungen aus Miet-, Pacht- und Leasingverträgen weisen folgende Fälligkeiten auf:

Miet-, Pacht- und Leasingverpflichtungen	
in Mio €	
2005	144
2006	129
2007	121
2008	113
2009	75
Nach 2009	765
Summe	1.347

Die in der Gewinn- und Verlustrechnung erfassten Aufwendungen aus solchen Verträgen betragen 107 Mio € (2003: 100 Mio €).

(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 weder einzeln noch zusammen einen wesentlichen Einfluss auf Finanzlage, Betriebsergebnis oder Liquidität des Konzerns haben.

Im Rahmen verschiedener gesellschaftsrechtlicher Umstrukturierungen in den vergangenen Jahren wurden vonseiten außen stehender Aktionäre mehrere Spruchstellenverfahren eingeleitet, die eine Überprüfung der Angemessenheit des Umtauschverhältnisses oder der Höhe der Barabfindung zum Inhalt haben. Betroffen sind die Market Units Central Europe und Pan-European Gas, die AV Packaging GmbH, München, 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.

Die US-amerikanische „Securities and Exchange Commission“ („SEC“) hat E.ON im Rahmen einer Untersuchung gebeten, Informationen, insbesondere im Zusammenhang mit der Erstellung des Jahresabschlusses für das Geschäftsjahr 2002, zur Verfügung zu stellen. Dies betrifft unter anderem die Bilanzierungs- und Abschreibungsmethoden für Kraftwerke, die Bilanzierung bzw. Konsolidierung von Tochtergesellschaften (Degussa und Viterro) sowie deren Beteiligungsgesellschaften, die Art der durch E.ON's Wirtschaftsprüfer erbrachten Prüfungs- und Beratungsleistungen, die Darstellung langfristiger Beschaffungsverträge für fossile Brennstoffe sowie den Bericht von E.ON auf Form 20-F, insbesondere dessen Erstellung und seine Übereinstimmung mit US-GAAP. E.ON steht in engem Kontakt mit der SEC und hat umfassende Kooperationsbereitschaft erklärt. Eine ähnliche Anfrage ist bei E.ON's Wirtschaftsprüfern eingereicht worden. In dieser Anfrage werden einige zusätzliche Themen aufgebracht, darunter auch Aspekte des Berichts auf Form 20-F für das Geschäftsjahr 2003.

(28) Ergänzende Angaben zur Kapitalflussrechnung

Zur Kapitalflussrechnung werden folgende ergänzende Angaben gemacht:

Ergänzende Angaben zur Kapitalflussrechnung		
in Mio €	2004	2003
Mittelabfluss im Geschäftsjahr für		
Zinsen abzüglich aktivierter Beträge	1.216	1.197
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag abzüglich Erstattungen	1.241	1.064
Nicht zahlungswirksame Investitionen und Finanzierungstätigkeiten		
Anteilerhöhung gegen Ausgabe von E.ON-Aktien an die Minderheitsaktionäre bei Tochterunternehmen	182	153
Erst in Folgejahren fällige Kaufpreiszahlungen für Deutschbau-Anteile	367	-

Die verkaufsbedingte Entkonsolidierung von Beteiligungen und Aktivitäten führte zu Bestandsabgängen von 231 Mio € (2003: 13.153 Mio €) bei den Vermögensgegenständen und 186 Mio € (2003: 11.306 Mio €) bei den Rückstellungen und Verbindlichkeiten. Der mitveräußerte Bestand an Zahlungsmitteln betrug 19 Mio € (2003: 214 Mio €).

Der operative Cashflow lag im Jahr 2004 über dem Vorjahresniveau, was ausschließlich auf das Kerngeschäft Energie zurückzuführen ist. Hierzu haben die Market Units UK und

Nordic beigetragen, insbesondere durch die Konsolidierung von Midlands Electricity und Graininge, Preisanpassungen im Endkundenbereich, Rückgänge des „Net Working Capitals“ sowie operative Verbesserungen. Darüber hinaus sind Sondereffekte entfallen, die im Vorjahr zu Belastungen führten.

Die Auszahlungen für Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände lagen 2004 auf Vorjahresniveau. In Finanzanlagen wurde deutlich weniger investiert als in 2003. Der hohe Vorjahreswert resultierte vor allem aus dem Ruhrgas-Erwerb. Die wichtigsten Einzelprojekte im Berichtsjahr waren die Übernahme von Midlands Electricity, der Erwerb der restlichen Graininge-Anteile sowie der Abschluss des Squeeze-out-Verfahrens bei Thüga.

Für den Erwerb von Tochterunternehmen wurden 1.004 Mio € (2003: 5.531 Mio €) gezahlt. Die dabei miterworbenen Zahlungsmittel betrugen 110 Mio € (2003: 352 Mio €). Der bei diesen Unternehmen erworbene Bestand an Vermögensgegenständen betrug 2.680 Mio € (2003: 21.321 Mio €) sowie an Rückstellungen und Verbindlichkeiten 2.569 Mio € (2003: 9.806 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 bzw. geplante operative Transaktionen zugrunde liegen. In einzelnen Gesellschaften der Market Units findet darüber hinaus ein Eigenhandel im Commoditybereich im Rahmen der nachstehend beschriebenen Risikomanagementrichtlinien statt.

Die E.ON AG hat Risikomanagementrichtlinien für den Einsatz derivativer Finanzinstrumente im Zins- und Währungsbereich sowie für das Commodity-Risikomanagement aufgestellt, die für den Konzern umfassende Rahmenbedingungen darstellen. Die Market Units haben darüber hinaus eigene Risikomanagementrichtlinien entwickelt, um die aus ihren jeweiligen Geschäftsfeldern resultierenden finanzwirtschaftlichen Risiken auszuschalten oder zu begrenzen. Die Richtlinien der Market Units bewegen sich im Rahmen der allgemeinen Risikomanagementrichtlinien der E.ON AG. Als Teil der Rahmenbedingungen für das Zins-, Währungs- und Commodity-Risikomanagement 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 Market-Unit-spezifischen Risikomanagementrichtlinien. Energiehandelskontrakte werden für die Zwecke Preisrisikomanagement, Systemoptimierung, Lastenausgleich und Margenerhöhung abgeschlossen. Der Eigenhandel ist nur innerhalb enger Limite erlaubt, die durch handelsunabhängige Gremien festgelegt und überwacht werden. Als Risikokennziffern und 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 Fremdwährungsfordernungen und -verbindlichkeiten. 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 in der Regel in der Position der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen, in der auch das gesicherte Grundgeschäft abgebildet wird. Der ineffektive Teil aller Fair Value Hedges hat im abgelaufenen Geschäftsjahr 2 Mio € (2003: 2 Mio €) betragen und wird in den sonstigen betrieblichen Erträgen bzw. Aufwendungen erfasst.

Cashflow 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 Cashflow 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 Cashflow Hedge Accounting angewendet wird.

Zum 31. Dezember 2004 sind bestehende Grundgeschäfte in Cashflow Hedges mit Laufzeiten bis zu 20 Jahren (2003: bis zu 13 Jahren) im Fremdwährungsbereich und mit Laufzeiten bis zu 28 Jahren (2003: bis zu 29 Jahren) im Bereich der Zinsicherungen einbezogen. Im Commoditybereich betragen die Laufzeiten geplanter Grundgeschäfte bis zu 3 Jahre (Vorjahr: bis zu 4 Jahre).

Zum 31. Dezember 2004 ergab sich aus dem ineffektiven Teil von Cashflow Hedges ein Ertrag in Höhe von 1 Mio € (2003: 0 Mio €) sowie aus Umgliederungen aus dem kumulierten Other Comprehensive Income für Cashflow Hedges ein Ertrag von 117 Mio € (2003: Aufwand 154 Mio €). Auf Basis von Schätzungen wird erwartet, dass sich aus Umgliederungen aus dem kumulierten Other Comprehensive Income für Cashflow Hedges in den nächsten zwölf Monaten ein Ertrag in Höhe von 164 Mio € ergibt. Die Ergebnisse aus der Umgliederung

werden in der Regel in der Position der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen, in der auch das gesicherte Grundgeschäft abgebildet wird. Die Ergebnisse aus ineffektiven Teilen von Cashflow Hedges werden unter den sonstigen betrieblichen Erträgen bzw. Aufwendungen erfasst.

Net Investment Hedges

Zur Sicherung der Nettoaktiva ausländischer Beteiligungen werden Devisentermingeschäfte, Devisenswaps, Währungsswaps und originäre Fremdwährungsdarlehen eingesetzt. Zum 31. Dezember 2004 wurden 1.060 Mio € (2003: 856 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 sowie Derivate auf Emissionsrechte werden einzeln mit ihrem 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 Zinserträge 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.
- Bestimmte langfristige Energiekontrakte werden anhand von auf durchschnittlichen Wahrscheinlichkeiten beruhenden Bewertungsmodellen, die vertragsbezogene Bedingungen und Variablen beinhalten, bewertet.

Die beiden folgenden Tabellen enthalten sowohl Derivate, die im Hedge Accounting nach SFAS 133 stehen, als auch Derivate, bei denen auf die Anwendung von Hedge Accounting verzichtet wird.

Gesamtvolumen der währungs-, zins- und aktienbezogenen Derivate				
in Mio € Restlaufzeit	Gesamtvolumen der derivativen Finanzinstrumente			
	31. Dezember 2004		31. Dezember 2003	
	Nominalwert	Marktwert	Nominalwert	Marktwert
Devisentermingeschäfte				
Kauf	4.238,2	-41,3	2.149,5	-142,5
Verkauf	5.328,6	134,2	4.789,8	174,6
Devisenoptionen				
Kauf	782,7	46,7	425,4	14,6
Verkauf	422,2	-36,4	17,5	-
Zwischensumme	10.771,7	103,2	7.382,2	46,7
Währungsswaps				
bis 1 Jahr	499,1	-7,0	376,1	-25,1
1 Jahr bis 5 Jahre	11.033,7	484,2	3.464,8	251,1
über 5 Jahre	7.163,8	236,3	7.304,6	188,9
Zins-/Währungsswaps				
bis 1 Jahr	102,3	1,4	51,1	-0,7
1 Jahr bis 5 Jahre	125,0	12,1	227,3	17,4
über 5 Jahre	297,4	-38,5	297,4	-3,2
Zwischensumme	19.221,3	688,5	11.721,3	428,4
Zinsswaps				
Festzinsszahler				
bis 1 Jahr	371,0	-5,4	315,1	-2,6
1 Jahr bis 5 Jahre	2.092,5	-107,9	1.567,5	-49,8
über 5 Jahre	373,3	-36,6	1.283,9	-64,4
Festzinsempfänger				
bis 1 Jahr	23,3	0,3	47,6	0,4
1 Jahr bis 5 Jahre	3.914,0	100,6	99,7	8,9
über 5 Jahre	147,0	4,5	1.450,1	83,7
Zwischensumme	6.921,1	-44,5	4.763,9	-23,8
Zinsoptionen				
Kauf bis 1 Jahr	554,6	-7,2	-	-
1 Jahr bis 5 Jahre	-	-	220,3	0,1
über 5 Jahre	-	-	-	-
Verkauf bis 1 Jahr	110,9	-2,0	-	-
1 Jahr bis 5 Jahre	-	-	220,3	-4,0
über 5 Jahre	-	-	-	-
Zwischensumme	665,5	-9,2	440,6	-3,9
Aktienwaps	63,8	103,0	76,5	158,3
Zwischensumme	63,8	103,0	76,5	158,3
Summe	37.643,4	841,0	24.384,5	605,7

Gesamtvolume der strom-, gas-, kohle-, öl- und emissionsrechtbezogenen Derivate

in Mio € Restlaufzeit	31. Dezember 2004		davon Handel 31. Dezember 2004		31. Dezember 2003	
	Nominal- wert	Markt- wert	Nominal- wert	Markt- wert	Nominal- wert	Markt- wert
Stromtermingeschäfte						
bis 1 Jahr	7.521,9	41,6	6.537,0	9,7	7.514,0	-167,5
1 Jahr bis 3 Jahre	2.306,2	-39,9	1.866,8	-19,9	2.364,4	-59,7
4 Jahre bis 5 Jahre	59,6	-0,4	-	-	153,8	-7,0
über 5 Jahre	7,5	-1,0	-	-	15,4	-0,4
Zwischensumme	9.895,2	0,3	8.403,8	-10,2	10.047,6	-234,6
Stromswaps						
bis 1 Jahr	29,7	0,3	29,7	0,3	28,4	1,6
1 Jahr bis 3 Jahre	3,1	-0,1	3,1	-0,1	21,4	3,5
4 Jahre bis 5 Jahre	-	-	-	-	10,0	0,0
über 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
Zwischensumme	32,8	0,2	32,8	0,2	59,8	5,1
Stromoptionen						
bis 1 Jahr	8,8	-0,2	8,0	0,0	49,3	0,2
1 Jahr bis 3 Jahre	-	-	-	-	-	-
4 Jahre bis 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
über 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
Zwischensumme	8,8	-0,2	8,0	0,0	49,3	0,2
Börsengehandelte Stromtermingeschäfte						
bis 1 Jahr	3.085,4	-93,3	2.053,8	-30,6	794,0	-83,5
1 Jahr bis 3 Jahre	1.309,9	-9,9	696,8	7,1	858,1	-42,5
4 Jahre bis 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
über 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
Zwischensumme	4.395,3	-103,2	2.750,6	-23,5	1.652,1	-126,0
Börsengehandelte Stromoptionen						
bis 1 Jahr	64,9	-1,5	58,6	-1,1	101,5	-1,5
1 Jahr bis 3 Jahre	132,6	-1,6	132,6	-1,6	6,2	-4,4
4 Jahre bis 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
über 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
Zwischensumme	197,5	-3,1	191,2	-2,7	107,7	-5,9
Kohletermin- und -swapgeschäfte						
bis 1 Jahr	1.541,6	26,8	844,5	1,5	269,2	3,4
1 Jahr bis 3 Jahre	851,2	18,3	283,6	2,2	129,2	13,9
4 Jahre bis 5 Jahre	112,0	1,1	-	-	-	-
über 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
Zwischensumme	2.504,8	46,2	1.128,1	3,7	398,4	17,3
Ölbezogene Derivate						
bis 1 Jahr	405,0	28,5	89,5	0,4	336,2	9,6
1 Jahr bis 3 Jahre	266,0	28,1	-	-	91,8	4,3
4 Jahre bis 5 Jahre	2,8	0,0	-	-	-	-
über 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
Zwischensumme	673,8	56,6	89,5	0,4	428,0	13,9
Übertrag	17.708,2	-3,2	12.604,0	-32,1	12.742,9	-330,0

Gesamtvolume der strom-, gas-, kohle-, öl- und emissionsrechtbezogenen Derivate						
in Mio € Restlaufzeit	31. Dezember 2004		davon Handel 31. Dezember 2004		31. Dezember 2003	
	Nominal- wert	Markt- wert	Nominal- wert	Markt- wert	Nominal- wert	Markt- wert
Übertrag	17.708,2	-3,2	12.604,0	-32,1	12.742,9	-330,0
Gastermingeschäfte						
bis 1 Jahr	1.606,8	77,4	4,2	0,1	2.714,5	102,1
1 Jahr bis 3 Jahre	1.117,9	131,7	7,0	0,0	832,8	71,3
4 Jahre bis 5 Jahre	426,0	2,0	-	-	389,6	31,2
über 5 Jahre	-	-	-	-	453,4	58,9
Zwischensumme	3.150,7	211,1	11,2	0,1	4.390,3	263,5
Gasswaps						
bis 1 Jahr	1.908,1	78,1	809,7	0,8	261,6	1,1
1 Jahr bis 3 Jahre	1.513,9	143,6	364,2	5,9	28,1	2,3
4 Jahre bis 5 Jahre	503,1	-7,0	-	-	-	-
über 5 Jahre	373,8	-24,2	-	-	-	-
Zwischensumme	4.298,9	190,5	1.173,9	6,7	289,7	3,4
Gasoptionen						
bis 1 Jahr	34,1	-7,6	-	-	419,3	-10,6
1 Jahr bis 3 Jahre	24,5	-7,7	-	-	502,1	-4,7
4 Jahre bis 5 Jahre	-	-	-	-	56,4	5,7
über 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
Zwischensumme	58,6	-15,3	-	-	977,8	-9,6
Emissionsrechtbezogene Derivate						
bis 1 Jahr	28,8	-0,5	11,3	0,1	-	-
1 Jahr bis 3 Jahre	5,9	-0,1	-	-	-	-
4 Jahre bis 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
über 5 Jahre	-	-	-	-	-	-
Zwischensumme	34,7	-0,6	11,3	0,1	-	-
Summe	25.251,1	382,5	13.800,4	-25,2	18.400,7	-72,7

Energiehandelsderivate mit einem Nominalwert von 25 Mio € (2003: 105 Mio €) und einem negativen Marktwert von 16 Mio € (2003: 175 Mio €) werden auf Ebene der Market Unit US-Midwest als nicht fortgeführte Aktivitäten behandelt. In der vorstehenden Tabelle erfolgt die Darstellung zum 31. Dezember 2004 unsaldiert. Die Vorjahreszahlen wurden zur besseren Vergleichbarkeit angepasst.

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 des Derivates. 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 nur mit erstklassigen Gegenparteien wie z.B. Finanzinstituten, Warenbörsen, Weiterverteilern und Brokerhäusern geschlossen, welche die internen Mindestanforderungen zur Bonität der Geschäftspartner 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-, Öl- und Emissionsrechtgeschäft tätig sind, laufend die Kreditwürdigkeit ihrer Geschäftspartner und führen detaillierte Kreditüberprüfungen durch. Zudem erhält und stellt das Unternehmen bei langfristigen Zins- und Währungsderivaten im Bankenbereich Sicherheiten. Außerdem werden im Rahmen der Geschäftstätigkeit in Commodityderivaten mit Geschäftspartnern geringer Bonität Sicherheiten eingefordert. 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 -optionskontrakten mit einem Nominalwert von 4.593 Mio €, die mit Strombörsen abgeschlossen wurden, bestehen zum 31. Dezember 2004 keine Adressenausfallrisiken.

Ein Saldieren (Netting) von laufenden Transaktionen mit positiven und negativen Marktwerten wird in der nachfol-

genden 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 2004 folgende Laufzeiten- und Bonitätsstruktur auf:

Rating des Kontrahenten								
Standard & Poor's und/oder Moody's	31. Dezember 2004							
	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	27.387,9	1.783,8	9.421,2	347,7	12.089,9	686,3	5.876,8	749,8
AA- und A1 oder A+ und Aa3 bis A- und A3	18.960,4	583,8	8.254,7	202,5	9.192,6	324,3	1.513,1	57,0
A- und Baa1 oder BBB+ und A3 bis BBB- oder Baa3	2.707,0	142,8	1.414,1	74,1	973,8	42,5	319,1	26,2
BBB- und Ba1 oder BB+ und Baa3 bis BB- und Ba3	522,7	22,3	380,5	17,2	142,2	5,1	-	-
Sonstige ¹⁾	8.723,6	467,6	5.009,9	280,1	3.059,8	127,7	653,9	59,8
Summe	58.301,6	3.000,3	24.480,4	921,6	25.458,3	1.185,9	8.362,9	892,8

1) Die Position „Sonstige“ umfasst hauptsächlich Kontrahenten, für die E.ON Sicherheiten von Geschäftspartnern der o.g. 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 für Finanzinstrumente sind unter Anwendung marktüblicher Bewertungsmethoden auf Basis der am Bilanzstichtag vorhandenen Marktinformationen berechnet worden. Die ausgewiesenen Marktwerte sind

nicht notwendigerweise maßgeblich für die Beträge, die E.ON unter aktuellen Marktbedingungen erzielen könnte.

Die Buch- und Marktwerte der nicht derivativen Finanzinstrumente zum 31. Dezember 2004 und 2003 stellen sich wie folgt dar:

Nicht derivative Finanzinstrumente				
in Mio €	31. Dezember 2004		31. Dezember 2003	
	Buchwert	Marktwert	Buchwert	Marktwert
Aktiva				
Ausleihungen	1.438	1.477	1.785	1.787
Wertpapiere	8.617	8.617	7.969	7.969
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögensgegenstände	2.124	2.124	2.192	2.192
Flüssige Mittel	4.233	4.233	3.807	3.807
Summe	16.412	16.451	15.753	15.755
Passiva				
Finanzverbindlichkeiten	20.301	21.168	21.787	22.498

Die Marktwerte der einzelnen Gruppen von Finanzinstrumenten, für die eine Marktbewertung durchgeführt wurde, sind anhand folgender Methoden und Annahmen ermittelt worden:

Für die flüssigen Mittel gelten die Buchwerte als realistische Schätzung ihrer Marktwerte. Der Marktwert von Darlehen und sonstigen Finanzinstrumenten ergibt sich durch Diskontierung

der zukünftigen Cashflows mit den jeweils geltenden Zinssätzen für vergleichbare Instrumente. Die Marktwerte von Fonds und marktfähigen Wertpapieren orientieren sich an den Börsenkursen der Geldanlagen oder an sonstigen geeigneten Bewertungsmethoden.

Der Marktwert von Finanzverbindlichkeiten wird durch Diskontierung des erwarteten Mittelabflusses für Tilgungen und Zinszahlungen zu den marktüblichen Zinssätzen für Schuldtitel mit vergleichbaren Konditionen und Restlaufzeiten ermittelt. Der Marktwert von Commercial Paper und Geldaufnahmen im Rahmen revolvingender kurzfristiger 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 €	2004	2003
Erträge	4.846	4.736
Aufwendungen	2.530	2.402
Forderungen	1.686	1.999
Verbindlichkeiten	1.973	2.353

E.ON weist gegenüber nahe stehenden Unternehmen Verbindlichkeiten aus, die im Wesentlichen aus Lieferungs- und Leistungsbeziehungen mit Gemeinschaftskernkraftwerken in Höhe von 1.513 Mio € (2003: 1.595 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 („cost plus fee“). Die Abrechnung dieser Transaktionen erfolgt hauptsächlich über Verrechnungskonten.

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.

Aufwendungen mit nahe stehenden Unternehmen entstehen vor allem durch Gas-, Kohle- und Strombezüge.

Die Forderungen gegen nahe stehende Unternehmen beinhalten im Wesentlichen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie ein nachrangiges Darlehen an die ONE in Höhe von 469 Mio € (2003: 474 Mio €). Der realisierte Zinsertrag aus der Darlehensvergabe beläuft sich für 2004 auf 14 Mio € (2003: 16 Mio €). Neben den Darlehen garantierte E.ON im Vorjahr 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 belief sich im Vorjahr auf 194 Mio €. Durch die im Oktober 2004 bei ONE durchgeführte Refinanzierung besteht zum 31. Dezember 2004 keine Verpflichtung der E.ON mehr.

(32) Segmentberichterstattung

Die Organisation des Konzerns wurde mit Wirkung zum 1. Januar 2004 nach Zielmärkten ausgerichtet. Entsprechend dieser internen Organisations- und Berichtsstruktur wird im Rahmen der Segmentberichterstattung zwischen den Bereichen Energie und weitere Aktivitäten unterschieden. Das Kerngeschäft Energie umfasst die Market Units Central Europe, Pan-European Gas, UK, Nordic und US-Midwest sowie das Corporate Center. Unter den weiteren Aktivitäten werden Viterra und Degussa zusammengefasst. Zur besseren Vergleichbarkeit wurde die Darstellung für das Vorjahr im Einklang mit SFAS 131 entsprechend der neuen, seit 2004 gültigen Market-Unit-Struktur – ohne Auswirkungen auf die konsolidierten Konzernkennzahlen – angepasst.

Berichtete Segmente im Jahr 2004

- Die Market Unit Central Europe unter Führung der E.ON Energie AG, München, fokussiert sich auf das integrierte Stromgeschäft sowie das Downstream-Gasgeschäft in Zentraleuropa.
- Pan-European Gas ist für das Upstream- und Midstream-Gasgeschäft verantwortlich. Daneben hält die Market Unit überwiegend Minderheitsbeteiligungen an Gesellschaften im Downstream-Gasgeschäft. Führungsgesellschaft dieser Market Unit ist die E.ON Ruhrgas AG, Essen.
- Die Market Unit UK umfasst das integrierte Energiegeschäft in Großbritannien. Geführt wird diese Market Unit durch die E.ON UK plc, Coventry, Großbritannien.
- Die Market Unit Nordic, geführt von der E.ON Nordic AB, Malmö, Schweden, konzentriert sich auf das integrierte Energiegeschäft in Nordeuropa.

- US-Midwest unter Führung der LG&E Energy LLC, Louisville, Kentucky/USA, ist hauptsächlich im regulierten Energiemarkt in Kentucky/USA, tätig.
- Das Corporate Center beinhaltet die direkt von E.ON AG geführten Beteiligungen, die E.ON AG selbst und auf Konzernebene durchzuführende Konsolidierungen.

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts ersetzt bei E.ON ab 2004 das Adjusted EBIT das Betriebsergebnis. Das Adjusted EBIT ist ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen und Steuern. Zu den Bereinigungen zählen Buchgewinne und -verluste aus Desinvestitionen, Restrukturierungsaufwendungen und sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge mit einmaligem bzw. seltenem Charakter.

Durch die vorgenommenen Anpassungen können die in der Segmentberichterstattung ausgewiesenen Erfolgspositionen von den gemäß US-GAAP definierten Kennzahlen abweichen. Die rechts stehende Tabelle zeigt die Überleitung des Adjusted EBIT auf den Konzernüberschuss nach US-GAAP:

Segmentinformationen nach Bereichen

in Mio €	Central Europe		Pan-European Gas		UK		Nordic	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Außenumsatz	20.540	18.983	13.859	12.573	8.480	7.915	3.281	2.776
Innenumsatz	212	270	567	400	10	8	66	48
Gesamtumsatz	20.752	19.253	14.426	12.973	8.490	7.923	3.347	2.824
Abschreibungen	-1.121	-1.447	-378	-429	-575	-426	-420	-386
Außerplanmäßige Wertminderungen ¹⁾	-185	-45	-94	-4	-	-	-	-1
Adjusted EBIT	3.602	2.979	1.428	1.463	1.017	610	701	546
darin Equity-Ergebnis ²⁾	143	290	419	406	43	36	10	21
Investitionen	2.527	2.126	660	667	503	388	740	1.265
Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	1.388	1.255	145	214	511	322	350	369
Finanzanlagen	1.139	871	515	453	-8	66	390	896
Bilanzsumme	55.537	54.808	22.720	22.928	14.986	12.610	11.289	10.662

1) In den Jahren 2004 und 2003 weichen die Adjusted EBIT-wirksamen außerplanmäßigen Wertminderungen von den außerplanmäßigen Wertminderungen gemäß US-GAAP ab. Im Jahr 2004 ist der Unterschied auf Impairments für Grundstücke und eine Stadtwerksbeteiligung bei Central Europe sowie ein Impairment für eine asiatische Kraftwerksbeteiligung bei UK zurückzuführen, die im neutralen Ergebnis erfasst werden. Ursächlich für die Abweichung im Jahr 2003 ist das Impairment für eine asiatische Kraftwerksbeteiligung bei UK, das ebenfalls im neutralen Ergebnis ausgewiesen wurde.

2) Das Adjusted EBIT-wirksame Equity-Ergebnis weicht in den Jahren 2004 und 2003 vom Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen gemäß US-GAAP ab. Dies ist im Jahr 2004 auf das Impairment für eine Stadtwerksbeteiligung bei Central Europe sowie das Impairment für eine asiatische Kraftwerksbeteiligung bei UK zurückzuführen, die im neutralen Ergebnis ausgewiesen werden. Im Jahr 2003 betrifft die Abweichung die Umgliederung des Equity-Ergebnisses der RAG in das neutrale Ergebnis sowie das Impairment für eine asiatische Kraftwerksbeteiligung bei UK.

Konzernüberschuss		
in Mio €	2004	2003
Adjusted EBIT	7.361	6.228
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-1.140	-1.663
Nettobuchgewinne	589	1.257
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-108	-479
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	97	195
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	6.799	5.538
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-1.947	-1.124
Anteile Konzernfremder	-504	-464
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	4.348	3.950
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-9	1.137
Ergebnis aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-	-440
Konzernüberschuss	4.339	4.647

Die Nettobuchgewinne im Jahr 2004 resultieren aus dem Verkauf der Beteiligungen an EWE und VNG (insgesamt 317 Mio €), der Veräußerung von Wertpapieren (221 Mio €) und der Abgabe weiterer Degussa-Anteile (51 Mio €). Im Vorjahr betrafen die Buchgewinne insbesondere den Verkauf von Anteilen an Bouygues Telecom (840 Mio €), die Veräußerung von Degussa-Anteilen (168 Mio €) sowie den Verkauf von Wertpapieren bei Central Europe (165 Mio €). Darüber hinaus fielen bei Central Europe und UK rund 160 Mio € Buchgewinne aus der Veräußerung von Beteiligungen an. Dem stand vor allem ein Buchverlust aus der Abgabe von HypoVereinsbank-Anteilen in Höhe von 76 Mio € bei Central Europe gegenüber.

Die unter Restrukturierung/Kostenmanagement ausgewiesenen Aufwendungen entstanden insbesondere bei UK (63 Mio €), vor allem durch die Integration von Midlands Electricity, sowie bei Central Europe (37 Mio €), im Wesentlichen bei den beiden Regionalversorgern E.ON Hanse und E.ON Westfalen Weser. Die Aufwendungen des Vorjahres betrafen Central Europe (358 Mio €), unter anderem im Zusammenhang mit der Bildung der Regionalversorger E.ON Hanse und E.ON Westfalen Weser und weiteren Vorruhestandsregelungen, sowie die Einbeziehung der TXU-Aktivitäten bei UK (121 Mio €).

Das sonstige nicht operative Ergebnis des Jahres 2004 enthält vor allem unrealisierte Erträge aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten, die insbesondere aus den Hedgingaktivitäten der Market Unit UK entstanden sind. Im Berichtszeitraum 2004 resultiert aus der Marktbewertung von Derivaten ein positives Ergebnis von rund 290 Mio €. Dem standen unter anderem außerplanmäßige Wertminderungen auf Grundstücke und Wertpapiere des Umlaufvermögens bei Central Europe sowie außerplanmäßige Belastungen bei Beteiligungen von Central Europe und UK gegenüber. Im Vorjahr schloss das sonstige nicht operative Ergebnis vor allem positive Effekte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten ein (494 Mio €). Gegenläufig belastete die von Degussa in ihrem Geschäftsbereich Feinchemie vorgenommene Wertberichtigung das sonstige nicht operative Ergebnis mit 187 Mio €.

Konzerninterne Transaktionen werden in der Regel zu Marktpreisen getätigt.

US-Midwest		Corporate Center		Kerngeschäft Energie		Weitere Aktivitäten		E.ON-Konzern	
2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
1.913	1.971	52	141	48.125	44.359	978	2.068	49.103	46.427
-	-	-865	-737	-10	-11	10	11	-	-
1.913	1.971	-813	-596	48.115	44.348	988	2.079	49.103	46.427
-195	-200	-23	-20	-2.712	-2.908	-139	-209	-2.851	-3.117
-	-	-18	-26	-297	-76	-11	-37	-308	-113
349	317	-314	-319	6.783	5.596	578	632	7.361	6.228
17	17	-42	33	590	803	107	105	697	908
277	443	434	4.147	5.141	9.036	144	160	5.285	9.196
277	443	11	-53	2.682	2.550	30	110	2.712	2.660
-	-	423	4.200	2.459	6.486	114	50	2.573	6.536
7.643	8.367	-3.672	-3.656	108.503	105.719	5.559	6.131	114.062	111.850

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 umgegliedert. Analog werden Zinsanteile bei der Dotierung anderer langfristiger Rückstellungen ebenfalls in das Zinsergebnis umgegliedert, sofern sie nach US-GAAP in anderen Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung auszuweisen sind. Der deutliche Rückgang des Zinsanteils an der Dotierung langfristiger Rückstellungen resultiert vor allem aus der Novellierung der Endlager-Vorausleistungsverordnung. Das wirtschaftliche Zinsergebnis wurde hierdurch einmalig in Höhe von rund 270 Mio € positiv beeinflusst.

Das neutrale Zinsergebnis der Geschäftsjahre 2004 und 2003 betrifft im Wesentlichen steuerlich bedingte Zinsen.

Zinsergebnis		
in Mio €	2004	2003
Netto-Zinsaufwand	-657	-637
(-) Netto-Zinsaufwand aus Finanzforderungen und -verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen und Beteiligungsunternehmen	28	36
(-) Aufzinsung im Rahmen von SFAS 143	499	486
(+) Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	43	52
Zinsergebnis laut Textziffer 7	-1.141	-1.107
(+) Neutrales Zinsergebnis ¹⁾	138	-62
(-) Zinsanteil langfristiger Rückstellungen	137	494
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-1.140	-1.663

1) Neutrale Zinsaufwendungen werden addiert, neutrale Zinserträge abgezogen.

Geographische Segmentierung

Der Außenumsatz (nach Sitz der Kunden und Gesellschaften) und das Sachanlagevermögen stellen sich nach Regionen wie folgt dar:

Segmentinformationen nach Regionen												
	Deutschland		Übriges Euroland		Übriges Europa		USA		Sonstige		Summe	
in Mio €	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Außenumsatz												
nach Sitz des Kunden	29.775	28.281	2.354	2.404	14.303	12.554	2.322	2.619	349	569	49.103	46.427
nach Sitz der Gesellschaften	31.388	29.832	1.656	1.697	13.608	11.936	2.293	2.689	158	273	49.103	46.427
Sachanlagevermögen	23.171	23.418	1.283	1.331	15.327	13.898	3.693	4.044	89	106	43.563	42.797

Angaben zu Absatz- und Beschaffungsmärkten

Aus der Kundenstruktur des Konzerns 2004 und 2003 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.

(33) Organbezüge

Aufsichtsrat

Unter der Voraussetzung, dass die Hauptversammlung von E.ON am 27. April 2005 die vorgeschlagene Dividende beschließt, betragen die Gesamtbezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats 3,3 Mio € (2003: 3,1 Mio €).

Die einzelnen Mitglieder des Aufsichtsrats der E.ON AG haben folgende Gesamtvergütung bezogen:

Gesamtvergütung des Aufsichtsrats für 2004				
in €	Feste Vergütung	Variable Vergütung	AR-Bezüge von Tochterunternehmen	Summe
Ulrich Hartmann	30.000	323.925	-	353.925
Hubertus Schmoldt	20.000	215.950	-	235.950
Günter Adam	10.000	107.975	-	117.975
Dr. Karl-Hermann Baumann	20.000	215.950	-	235.950
Ralf Blauth	15.000	161.963	-	176.963
Dr. Rolf-E. Breuer	10.000	107.975	-	117.975
Dr. Gerhard Cromme	15.000	161.963	-	176.963
Wolf Rüdiger Hinrichsen	15.000	161.963	-	176.963
Ulrich Hocker	10.000	107.975	-	117.975
Eva Kirchhof	10.000	107.975	-	117.975
Seppel Kraus	10.000	107.975	-	117.975
Prof. Dr. Ulrich Lehner	10.000	107.975	-	117.975
Dr. Klaus Liesen	10.000	107.975	-	117.975
Peter Obramski	10.000	107.975	-	117.975
Ulrich Otte	10.000	107.975	66.700	184.675
Klaus-Dieter Raschke	15.000	161.963	44.778	221.741
Dr. Henning Schulte-Noelle	15.000	161.963	-	176.963
Prof. Dr. Wilhelm Simson	10.000	107.975	-	117.975
Gerhard Skupke	10.000	107.975	14.250	132.225
Dr. Georg Frhr. von Waldenfels	10.000	107.975	-	117.975
Zwischensumme	265.000	2.861.340	125.728	3.252.068
Sitzungsgeld und Auslagenersatz				97.838
Summe				3.349.906

Im Geschäftsjahr 2004 bestanden keine Kredite gegenüber Mitgliedern des Aufsichtsrats.

Die Struktur der Vergütung des Aufsichtsrats ist im Bericht zur Corporate Governance auf Seite 170 dargestellt.

Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Aufsichtsrats finden sich auf den Seiten 13 und 166-167.

Vorstand

Mit Wirkung zum 1. Januar 2004 ist Herr Dr. Johannes Teyssen zum weiteren Mitglied des Vorstands bestellt worden.

Die Gesamtbezüge des Vorstands betrugen im Geschäftsjahr 2004 13,8 Mio € (2003: 17,4 Mio €).

Die einzelnen Mitglieder des Vorstands haben folgende Gesamtvergütung bezogen:

Gesamtvergütung des Vorstands für 2004					
	Grund- vergütung in €	Tantieme in €	Gewinne aus der Ausübung von SARs in €	Summe in €	Gewährte SARs Stück
Dr. Wulf H. Bernotat	1.025.000	2.100.000	-	3.125.000	95.339
Dr. Burckhard Bergmann	650.000	1.400.000	-	2.050.000	63.559
Dr. Hans Michael Gaul	650.000	1.400.000	109.935	2.159.935	63.559
Dr. Manfred Krüper	650.000	1.400.000	-	2.050.000	63.559
Dr. Erhard Schipporeit	650.000	1.400.000	107.800	2.157.800	63.559
Dr. Johannes Teyssen	530.000	1.100.000	100.200	1.730.200	52.966
Zwischensumme	4.155.000	8.800.000	317.935	13.272.935	402.541
Sonstige Bezüge				503.962	
Summe				13.776.897	

Die sonstigen Bezüge von 0,5 Mio € betreffen Sachbezüge, Vergütungen für die Wahrnehmung von Aufsichtsfunktionen bei Tochtergesellschaften und den Differenzbetrag zwischen dem bei Aufstellung des Konzernabschlusses 2003 ausgewiesenen Rückstellungsbetrag für die Tantieme 2003 und der tatsächlichen Zahlung aufgrund der späteren Festsetzung im Aufsichtsratspräsidium.

Als Vergütungskomponente mit langfristiger Anreizwirkung erhielten die Mitglieder des Vorstands Anfang 2004 insgesamt 402.541 (2003: 461.511) SARs aus der sechsten Tranche des in Textziffer 10 beschriebenen virtuellen Aktienoptionsprogramms. Die inneren Werte je virtuelle Option bei hypothetischer Ausübung am Bilanzstichtag sind auf Seite 118 dargestellt.

Die Gesamtbezüge der früheren Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen betrugen 6,1 Mio € (2003: 5,4 Mio €). Davon entfielen 0,8 Mio € (2003: 0,0 Mio €) auf die Ausübung von SARs. Für die Pensionsverpflichtungen gegenüber früheren Vorstandsmitgliedern und ihren Hinterbliebenen sind 83,5 Mio € (2003: 83,6 Mio €) zurückgestellt.

Im Geschäftsjahr 2004 bestanden keine Kredite gegenüber Vorstandsmitgliedern.

Die Struktur der Vergütung des Vorstands ist im Bericht zur Corporate Governance auf den Seiten 169–170 dargestellt.

Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands finden sich auf den Seiten 8–9 und 168.

(34) Besondere Ereignisse nach Schluss des Geschäftsjahres

Am 8. und 9. Januar 2005 hat ein Sturm in Südschweden in einigen Gebieten das Stromverteilungsnetz erheblich beschädigt. Am Morgen des 9. Januar 2005 waren rund 250.000 Sydkraft-Kunden ohne Strom. Die Wiederherstellung der Versorgung nahm teilweise mehrere Wochen in Anspruch. Die Kosten für Reparaturarbeiten und Entschädigungsleistungen an Kunden werden derzeit auf 164 Mio € geschätzt. Die Kosten infolge des Sturms wirken sich nicht auf das Adjusted EBIT aus, da dieses Ereignis außergewöhnlichen Charakter hat.

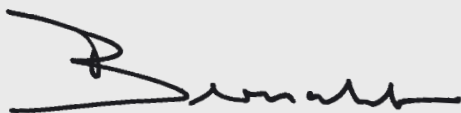
Fortum Power and Heat Oy (Fortum), Espoo, Finnland, hat gegenüber E.ON Nordic am 17. Januar 2005 eine Call-Option hinsichtlich der E.ON Nordic-Beteiligung an E.ON Finland ausgeübt. E.ON Nordic hält 65,6 Prozent der Anteile an E.ON Finland; diese Beteiligung an der damaligen Espoon Sähkö – heute E.ON Finland – hatte E.ON Nordic im September 2001 unter anderem von der finnischen Stadt Espoo erworben. Gleichzeitig haben die Stadt, die weiterhin an E.ON Finland mit einem Anteil von 34,2 Prozent beteiligt ist, und E.ON Nordic eine Aktionärsvereinbarung abgeschlossen. Diese Vereinbarung enthält rechtliche Beschränkungen für den Fall, dass einer der beiden Vertragspartner seine Anteile veräußern will. Im April 2002 hatte E.ON Energie von Fortum eine Beteiligung am deutschen Energieversorger Elektrizitätswerke Wesertal erworben. In diesem Zusammenhang wurde Fortum die Call-Option hinsichtlich der E.ON Nordic-Beteiligung an E.ON Finland eingeräumt, die an die Erfüllung bestimmter rechtlicher Voraussetzungen, die sich aus der Aktionärsvereinbarung ergeben, geknüpft ist. Bei Abschluss der Options-

vereinbarung war Fortum der Inhalt der Aktionärsvereinbarung mit der Stadt Espoo bekannt. Diese Aktionärsvereinbarung wurde im Laufe der Zeit geändert, enthält aber immer noch Übertragungsbeschränkungen. E.ON Nordic hat Fortum geantwortet, dass eine Übertragung der E.ON Finland-Anteile angesichts der Position der Stadt, die auf der Aktionärsvereinbarung basiert, nicht möglich ist. Am 3. Februar 2005 hat Fortum bei der Internationalen Handelskammer die Durchführung eines Schiedsverfahrens beantragt.

E.ON UK, die Führungsgesellschaft der Market Unit UK, hat am 25. Januar 2005 angekündigt, dass die E.ON AG ihr eine Zahlung von 420 Mio GBP in ihren wichtigsten Altersvorsorgeplan im Jahr 2005 ermöglicht. Diese Zahlung wird an die E.ON Holding Group of the Electricity Supply Pension Scheme (ESPS) geleistet. Dadurch soll die Zusammenführung der vier bisher unabhängigen Bereiche erleichtert werden. Hierzu gehören Powergen, East Midlands Electricity, Midlands Electricity und TXU. Die Zahlung wird einen wesentlichen Anteil der versicherungsmathematischen Unterdeckung kompensieren und die Finanzierung des Altersvorsorgeplans für alle vier Bereiche verbessern.

Düsseldorf, den 15. Februar 2005

Der Vorstand



Bernotat



Bergmann



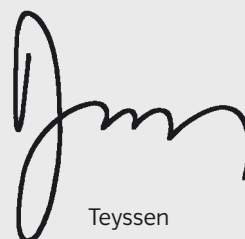
Gaul



Krüper



Schipporeit



Teyssen



Sverige växer fram



Lars Molde betrachtet Schwedens Naturgeschichte als ausgesprochen lehrreich für künftige Erfolgsmodelle. Als Vertriebsleiter bei Sydkraft erkennt er lokale Stärken und nutzt die Vorteile der Konzernintegration.

„Durch die Integration von Graninge in Sydkraft hat der E.ON-Konzern seine bestehende Marktposition in Skandinavien sinnvoll ausgebaut. Die sich ergebenden Vorteile werden insbesondere bei uns im Vertrieb deutlich und kommen letztlich unseren Kunden zugute. Das Know-how der Graninge-Mitarbeiter ergänzt hervorragend die bei Sydkraft vorhandenen Vertriebsstrukturen und bringt uns gemeinsam noch näher an unsere Kunden. Auch für mich persönlich hat die Integration neue spannende Projekte gebracht, in denen wir diesen Zusammenschluss optimal verwirklichen.“

Angaben zu zusätzlichen Mandaten von E.ON-Aufsichtsratsmitgliedern

Ulrich Hartmann

Vorsitzender

- 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
- RAG Aktiengesellschaft

Günter Adam

Vorsitzender des Gesamtbetriebsrates der Degussa AG

- Degussa AG

Dr. Karl-Hermann Baumann

bis zum 27. 1. 2005 Vorsitzender des Aufsichtsrates der Siemens AG

- Deutsche Bank AG
- Linde AG
- Schering AG
- Siemens AG (Vorsitz)
- ThyssenKrupp AG (bis 21. 1. 2005)

Ralf Blauth

Vorsitzender des Konzernbetriebsrates der Degussa AG

- Degussa AG
- RAG Aktiengesellschaft

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 AG
- Deutsche Lufthansa AG
- E.ON Ruhrgas AG
- Hochtief 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.

- Feri Finance AG
- Gildemeister AG
- KarstadtQuelle AG
- ThyssenKrupp Steel AG
- Gartmore Capital Strategy Fonds
- Phoenix Mecano AG (Präsident des Verwaltungsrates)

Eva Kirchhof

Dipl.-Physikerin

- Viterra Wohnungsgesellschaft III mbH

Seppel Kraus

Gewerkschaftssekretär

- Wacker-Chemie GmbH
- UPM-Kymmene Beteiligungs GmbH

Prof. Dr. Ulrich Lehner

Vorsitzender der Geschäftsführung der Henkel KGaA

- HSBC Trinkaus & Burkhardt KGaA
- Ecolab Inc.
- Novartis AG
- Dial Corporation¹⁾
- Henkel of America¹⁾
- Henkel Corporation¹⁾

Alle Angaben beziehen sich auf den 31.12.2004.

- Aufsichtsratsmandate gemäß §100 Abs. 2 AktG
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

1) Konzernmandat

Dr. Klaus Liesen

Ehrenvorsitzender des
 Aufsichtsrates der E.ON Ruhrgas AG

- TUI AG
- Volkswagen AG
- Otto Wolff Industrieberatung und Beteiligungen GmbH

Peter Obramski

Gewerkschaftssekretär

- E.ON Energie AG
- E.ON Engineering GmbH
- E.ON Kraftwerke GmbH
- RAG Bahn und Hafen GmbH

Ulrich Otte

Vorsitzender des Gesamtbetriebsrates
 der E.ON Energie AG

- E.ON Energie AG
- E.ON Kraftwerke GmbH

Klaus-Dieter Raschke

Vorsitzender des Konzernbetriebsrates
 der E.ON Energie AG

- E.ON Energie AG
- 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

- Bayerische Hypo- und Vereinsbank AG
- Frankfurter Allgemeine Zeitung GmbH
- Merck KGaA
- Freudenberg & Co.
- Jungbunzlauer Holding AG

Gerhard Skupke

Vorsitzender des Gesamtbetriebsrates
 der E.DIS AG

- E.DIS Aktiengesellschaft

Dr. Georg Frhr. von Waldenfels

Staatsminister a.D., Rechtsanwalt

- Deutscher Tennis Bund Holding GmbH (Vorsitz)
- Georgsmarienhütte Holding GmbH
- GI Ventures AG

Angaben zu zusätzlichen Mandaten von Vorstandsmitgliedern (Stand 31.12. 2004)

Dr. Wulf H. Bernotat

Vorsitzender des Vorstandes

- E.ON Energie AG¹⁾ (Vorsitz)
- E.ON Ruhrgas AG¹⁾ (Vorsitz)
- Allianz AG
- Metro AG
- RAG Aktiengesellschaft (Vorsitz)
- E.ON Nordic AB²⁾ (Vorsitz)
- E.ON UK plc²⁾ (Vorsitz)
- E.ON US Investments Corp.²⁾ (Vorsitz)
- Sydkraft AB²⁾ (Vorsitz)

Dr. Burckhard Bergmann

Mitglied des Vorstandes

Upstream-Geschäft, Marktmanagement, Regulierungsmanagement Konzern

- E.ON Ruhrgas International AG¹⁾ (Vorsitz)
- Thüga AG¹⁾ (Vorsitz)
- Allianz Lebensversicherungs-AG
- MAN Ferrostaal AG
- Jaeger Akustik GmbH & Co. (Vorsitz)
- Mitteleuropäische Gasleitungsgesellschaft mbH (MEGAL)²⁾ (Vorsitz)
- OAO Gazprom
- E.ON Ruhrgas E & P GmbH²⁾ (Vorsitz)
- E.ON Ruhrgas Transport Management GmbH²⁾
- E.ON UK plc²⁾
- 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⁾
- E.ON Ruhrgas AG¹⁾
- Viterra AG¹⁾ (Vorsitz)
- Allianz Versicherungs-AG
- DKV AG
- RAG Aktiengesellschaft
- Steag AG
- Volkswagen AG
- E.ON Nordic AB²⁾
- Sydkraft AB²⁾

Dr. Manfred Krüper

Mitglied des Vorstandes

Personal, Infrastruktur und Dienstleistungen, Einkauf und Organisation

- Degussa AG¹⁾
- 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)
- E.ON US Investments Corp.²⁾

Dr. Erhard Schipporeit

Mitglied des Vorstandes

Finanzen, Rechnungswesen, Steuern und Informatik

- Degussa AG¹⁾
- E.ON Ruhrgas AG¹⁾
- Commerzbank AG
- Talanx AG
- E.ON Audit Services GmbH²⁾ (Vorsitz)
- E.ON Risk Consulting GmbH²⁾ (Vorsitz)
- E.ON UK plc²⁾
- E.ON US Investments Corp.²⁾
- HDI V. a. G.

Dr. Johannes Teyssen

Mitglied des Vorstandes

Downstream-Geschäft, Marktmanagement, Regulierungsmanagement Konzern

- Avacon AG¹⁾ (Vorsitz)
- E.ON Bayern AG¹⁾ (Vorsitz)
- E.ON Hanse AG¹⁾ (Vorsitz)
- E.ON Sales & Trading GmbH¹⁾
- Thüga AG¹⁾
- E.ON Nordic AB²⁾
- Sydkraft AB²⁾

Alle Angaben beziehen sich auf den 31.12.2004.

- Aufsichtsratsmandate gemäß §100 Abs. 2 AktG
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

1) Freigestellte Konzernmandate

2) Weitere Konzernmandate

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 Standards sowohl im nationalen als auch im internationalen Rahmen begrüßt.

Corporate Governance in Deutschland

Am 16. Dezember 2004 gaben Vorstand und Aufsichtsrat die Entsprechenserklärung nach § 161 AktG ab, nach der E.ON künftig bis auf eine Ausnahme den Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex in der Fassung vom 21. Mai 2003 entsprechen wird.

Nachdem Vorstand und Aufsichtsrat beschlossen haben, die Vergütungen der Vorstands- und Aufsichtsratsmitglieder erstmals im Anhang des Konzernabschlusses (Seite 161-162) für das Geschäftsjahr 2004 individualisiert anzugeben, betrifft die verbleibende Ausnahme 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. Dies haben wir in der Entsprechenserklärung dargelegt und begründet. Alle anderen Empfehlungen des Kodex werden wie auch die meisten Anregungen befolgt.

Die vollständige Erklärung finden Sie auf Seite 174 des Berichts, ebenso wie im Internet unter www.eon.com.

Amerikanische Kapitalmarktregeln

Durch unsere Notierung an der New York Stock Exchange (NYSE) unterliegt die Gesellschaft bestimmten amerikanischen Kapitalmarktgesetzen sowie den Regeln der amerikanischen Börsenaufsicht Securities and Exchange Commission (SEC) und der NYSE. Im Juli 2002 wurde vom amerikanischen Gesetzgeber als Reaktion auf Bilanzmanipulationen insbesondere bei amerikanischen Unternehmen 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 daher – trotz der erheblichen Kosten, die damit verbunden sind – 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 unternehmenserfolgsspezifische und persönliche Ziele erreicht wurden, und
- virtuellen Aktienoptionen.

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. Ab Januar 2005 wird das Verhältnis auf 70 Prozent unternehmenserfolgsabhängige gegenüber 30 Prozent individueller Zielerreichung angepasst. Die unternehmenserfolgsspezifischen Ziele betreffen zu gleichen Teilen den operativen Erfolg, gemessen am Adjusted 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 Interessensbereich der Gesellschaft (gesellschaftsgebundene Mandate) werden auf die Barvergütung angerechnet.

Neben der Barvergütung gewährt die 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 gleichzeitig langfristiger Anreizwirkung und Risikocharakter sinnvoll verknüpft. Im Jahr 2004 wurde 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 Deutschen Corporate Governance Kodex umfasst die Gesamtvergütung der Vorstandsmitglieder somit fixe und variable Bestandteile unter Einbeziehung der Konzernbezüge. 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 Vergleichsumfelds. Das Aktienoptionsprogramm und das Tantiemesystem haben Risikocharakter, so dass es sich hierbei nicht um eine 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 Vergütungsentscheidungen liegt beim Präsidialausschuss des Aufsichtsrats. Der Aufsichtsrat selbst hat zuletzt in seiner Sitzung am 16. Dezember 2004 über das Vergütungssystem für den Vorstand beraten.

Vergütung des Aufsichtsrats

Die Vergütung des Aufsichtsrats regelt die Satzung der E.ON AG. 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 €. 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 €. 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 € je Tag der Sitzung. Bei einem Personenwechsel im laufenden Geschäftsjahr wird die Vergütung zeitanteilig gewährt.

Vorbehaltlich der Zustimmung der Hauptversammlung der E.ON AG ist beabsichtigt, das Vergütungssystem für den Aufsichtsrat ab dem Geschäftsjahr 2005 zu ändern.

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 und beruft sie ab. 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 Vermittlungsausschusses. Er bereitet die Sitzungen des Aufsichtsrats vor und berät den Vorstand in Grundsatzfragen der strategischen Fortentwicklung des Unternehmens. In Eilfällen – wenn eine vorherige erforderliche Beschlussfassung des Aufsichtsrats nicht ohne wesentliche Nachteile für die Gesellschaft abgewartet werden kann – beschließt der Präsidialausschuss anstelle des Gesamt-Aufsichtsrats.

Der Präsidialausschuss bereitet darüber hinaus insbesondere Personalentscheidungen des Aufsichtsrats vor und ist zuständig für den Abschluss, die Änderung und Beendigung der Anstellungsverträge mit den Mitgliedern des Vorstands. Er befasst sich mit Fragen der Corporate Governance und berichtet dem Aufsichtsrat mindestens einmal jährlich über den Stand, die Effektivität und eventuelle Verbesserungsmöglichkeiten der Corporate Governance des Unternehmens 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. Nach den Vorgaben des Sarbanes Oxley Act müssen die Mitglieder des Prüfungsausschusses unabhängig von der Gesellschaft sein. Unter ihnen soll – 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. Als Finanzexperten sind derzeit die Herren Ulrich Hartmann und Dr. Karl-Hermann Baumann benannt.

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 an Stelle des Aufsichtsrats über die Zustimmung zum Erwerb und zur Veräußerung von Unternehmen, Unternehmensbeteiligungen und Unternehmensteilen sowie zu Finanzmaßnahmen, deren Wert 1 Prozent des Eigenkapitals der letzten Konzernbilanz übersteigt. Überschreitet der Wert der genannten Geschäfte und Maßnahmen 2,5 Prozent des Eigenkapitals der letzten Konzernbilanz, bereitet er die Entscheidung des Aufsichtsrats vor.

Der 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 Konzern-Investitions-, -Finanz- und -Personalplanung für das kommende Geschäftsjahr sowie die Mittelfristplanung vor.

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

Die Vorstandsmitglieder sind verpflichtet, Interessenkonflikte dem Präsidialausschuss des Aufsichtsrats gegenüber unverzüglich 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 im Internet unter www.eon.com 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 dessen Unabhängigkeit 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 Vorkommnisse 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

Einzelheiten zum Risikomanagementsystem finden sich im Lagebericht auf Seite 33 dieses Geschäftsberichts.

Entsprechend der Empfehlung der SEC haben wir 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.

Für das Geschäftsjahr 2005 gelten erstmals die Anforderungen aus der Section 404 des Sarbanes-Oxley Acts 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.

Der Finanzkalender und Ad-hoc-Mitteilungen stehen im Internet unter www.eon.com zur Verfügung.

Personen mit Führungsaufgaben, insbesondere Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats der E.ON AG sowie mit diesen in einer engen Beziehung stehende Personen, sind gemäß § 15a Wertpapierhandelsgesetz verpflichtet, Geschäfte mit Aktien der E.ON AG oder sich darauf beziehenden Finanzinstrumenten offen zu legen. Mitteilungen über entsprechende Geschäfte im Jahr 2004 haben wir im Internet unter www.eon.com veröffentlicht. Mitteilungspflichtiger Besitz nach Ziffer 6.6 des Deutschen Corporate Governance Kodex lag zum 31. Dezember 2004 nicht vor.

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 (Compliance Officer) 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 und des Disclosure Committees. 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 anonymen Form, an den Compliance-Beauftragten übersandt werden, der wiederum 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“ 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 4.2.4 Deutscher Corporate Governance Kodex 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 erstmals im Anhang des Konzernabschlusses für das Geschäftsjahr 2004 individualisiert angeben.

Düsseldorf, den 16. Dezember 2004

Für den Aufsichtsrat der E.ON AG
gez. Ulrich Hartmann

Für den Vorstand der E.ON AG
gez. Dr. Wulf H. Bernotat

Mehrjahresübersicht					
in Mio €	Pro forma 2000	2001 ¹⁾	2002	2003	2004
Umsatz	88.858	36.886	36.624	46.427	49.103
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	6.498	3.146	-759	5.538	6.799
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	3.440	2.533	-720	3.950	4.348
Konzernüberschuss	3.678	2.570	2.777	4.647	4.339
Adjusted EBITDA ²⁾	8.041	6.537	7.558	9.458	10.520
Adjusted EBIT ²⁾	3.136	3.634	4.649	6.228	7.361
ROCE (in %) ³⁾	10,1	9,6	9,2	9,9	11,3
Kapitalkosten (in %)	9,5	9,5	9,5	9,5	9,0
Ergebnis je Aktie (in €)	5,07	3,81	4,26	7,11	6,61
aus fortgeführten Aktivitäten	4,74	3,76	-1,10	6,04	6,62
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	0,33	0,09	5,07	1,74	-0,01
aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-	-0,04	0,29	-0,67	-
Dividende je Aktie (in €)	1,35	1,60	1,75	2,00	2,35
Vermögensstruktur					
Langfristig gebundenes Vermögen	65.592	64.663	86.286	86.967	88.223
Kurzfristig gebundenes Vermögen	40.623	36.996	27.217	24.883	25.839
Gesamtvermögen	106.215	101.659	113.503	111.850	114.062
Kapitalstruktur					
Eigenkapital	28.033	24.462	25.653	29.774	33.560
davon gezeichnetes Kapital	1.985	1.799	1.799	1.799	1.799
Anteile Konzernfremder	5.123	6.362	6.511	4.625	4.144
Langfristiges Fremdkapital	40.821	44.628	58.501	53.452	52.624
davon Rückstellungen	27.940	26.564	29.159	27.085	27.328
davon Finanzverbindlichkeiten	7.611	9.308	17.175	14.521	13.265
davon übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges	5.270	8.756	12.167	11.846	12.031
Kurzfristiges Fremdkapital	32.238	26.207	22.838	23.999	23.734
davon Rückstellungen	8.315	6.237	5.588	7.243	6.914
davon Finanzverbindlichkeiten	11.743	7.011	7.675	7.266	7.036
davon übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges	12.180	12.959	9.575	9.490	9.784
Gesamtkapital	106.215	101.659	113.503	111.850	114.062
Cashflow/Investitionen					
Operativer Cashflow ⁴⁾	3.413	2.571	3.614	5.538	5.972
Investitionen	14.380	6.867	24.159	9.196	5.285
Mitarbeiter (31.12.)	166.183	86.773	101.336	67.102	69.710
Kennziffern					
Eigenkapitalquote (in %)	26,4	24,1	22,6	26,6	29,4
Deckung des langfristig gebundenen Vermögens (in %) (langfristiges Kapital in Prozent des langfristig gebundenen Vermögens)	112,8	116,7	105,1	101,0	102,4
Eigenkapitalrendite nach Steuern (in %)	13,5	9,8 ⁵⁾	11,1	16,8	13,7
Netto-Finanzposition (Finanzvermögen abzüglich Finanzverbindlichkeiten) ⁶⁾	-4.141	1.782	-12.460	-7.855	-5.483
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten in % des Umsatzes	3,8	7,0	9,9	11,9	12,2

- 1) um Discontinued Operations und Goodwill-Abschreibungen angepasste Werte
2) Non-GAAP financial measure, Überleitung zum Konzernüberschuss siehe Seite 25
3) Non-GAAP financial measure, Ableitung siehe Seite 45-47
4) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten
5) Das zugrunde gelegte Eigenkapital wurde nicht um Goodwill-Abschreibungen bereinigt.
6) Non-GAAP financial measure, Überleitung siehe Seite 29

Wesentliche Beteiligungen					
Gesellschaft	Sitz	Kapital- anteil	Eigen- kapital ¹⁾	Ergebnis ¹⁾	Umsatz ¹⁾
Market Unit Central Europe		%	Mio €	Mio €	Mio €
E.ON Energie AG ^{2, 4)}	DE, München	100,0	4.166,8	1.294,5	14,4
Avacon AG ²⁾	DE, Helmstedt	69,6	954,1	138,0	2.635,7
BKB Aktiengesellschaft ^{2, 4, 5)}	DE, Helmstedt	100,0	295,1	24,9	104,7
BKW FMB Energie AG ^{3, 6)}	CH, Bern	20,0	434,7	122,2	0,0
CONTIGAS Deutsche Energie-Aktiengesellschaft ²⁾	DE, München	98,9	594,1	319,9	0,0
Dél-dunántúli Gázszolgáltató Rt. (DDGáz) ^{3, 6)}	HU, Pécs	50,0	23,1	2,2	0,0
E.DIS Aktiengesellschaft ²⁾	DE, Fürstenwalde	71,0	846,5	85,8	1.640,7
E.ON Bayern AG ²⁾	DE, Regensburg	100,0	853,6	117,1	2.557,1
E.ON Benelux Generation n.v. ²⁾	NL, Voorburg	100,0	618,6	44,3	722,3
E.ON Czech Holding AG ^{2, 5)}	DE, München	100,0	552,9	3,7	0,0
E.ON Dél-dunántúli Áramszolgáltató Rt. ²⁾	HU, Pécs	100,0	125,5	11,5	278,8
E.ON Engineering GmbH ^{2, 5)}	DE, Gelsenkirchen	100,0	19,8	13,4	67,2
E.ON Észak-dunántúli Áramszolgáltató Rt. ²⁾	HU, Győr	100,0	235,0	33,0	473,6
E.ON Hanse AG ²⁾	DE, Quickborn	73,8	519,1	122,8	2.417,8
E.ON Hungária Energetikai Rt. ²⁾	HU, Budapest	100,0	979,5	64,1	12,7
E.ON Kernkraft GmbH ^{2, 4, 5)}	DE, Hannover	100,0	243,3	924,3	1.823,2
E.ON Kraftwerke GmbH ^{2, 5)}	DE, Hannover	100,0	864,2	254,3	2.014,5
E.ON Netz GmbH ^{2, 4, 5)}	DE, Bayreuth	100,0	566,8	72,1	2.993,3
E.ON Sales & Trading GmbH ^{2, 4, 5)}	DE, München	100,0	995,1	213,4	7.740,5
E.ON Tiszántúli Áramszolgáltató Rt. ²⁾	HU, Debrecen	100,0	142,2	5,1	302,5
E.ON Wasserkraft GmbH ^{2, 5)}	DE, Landshut	100,0	370,9	159,7	326,3
E.ON Westfalen Weser AG ²⁾	DE, Paderborn	62,9	476,6	31,2	920,5
EAM Energie AG ²⁾	DE, Kassel	73,3	462,4	57,7	960,5
Jihočeská energetika a.s. (JCE) ²⁾	CZ, České Budějovice	98,7	152,2	11,6	227,2
Jihomoravská energetika a.s. (JME) ²⁾	CZ, Brno	99,0	333,9	38,9	504,8
Közép-dunántúli Gázszolgáltató Rt. (Kögáz) ^{3, 6)}	HU, Nagykanizsa	31,3	24,4	3,3	0,0
LandE GmbH ²⁾	DE, Wolfsburg	69,6	102,8	143,9	15,3
RuhrEnergie GmbH, EVR ^{2, 4)}	DE, Gelsenkirchen	100,0	12,8	0,6	606,9
SVO Energie GmbH ²⁾	DE, Celle	64,0	76,7	19,5	200,3
TEAG Thüringer Energie AG ²⁾	DE, Erfurt	72,7	627,3	97,0	884,9
Západoslovenská energetika a.s. (ZSE) ^{3, 6)}	SK, Bratislava	49,0	213,9	45,2	0,0
Market Unit Pan-European Gas					
E.ON Ruhrgas AG ^{2, 4, 5)}	DE, Essen	100,0	3.494,5	1.920,8	12.751,3
A/s Latvijas Gāze ^{3, 6)}	LV, Rīga	47,2	145,8	19,5	178,7
AB Lietuvos Dujos ^{3, 6)}	LT, Vilnius	38,9	124,4	17,9	136,1
BBL Company V.O.F. ³⁾	NL, Groningen	20,0	46,9	-0,2	0,0
D-Gas B.V. ^{2, 6)}	NL, Voorburg	100,0	10,7	6,0	211,1
E.ON Ruhrgas E & P GmbH ^{2, 4)}	DE, Essen	100,0	243,8	39,5	0,0
E.ON Ruhrgas International AG ^{2, 4)}	DE, Essen	100,0	1.936,8	798,1	0,0
E.ON Ruhrgas Transport AG & Co. KG ^{2, 5, 9)}	DE, Essen	100,0	115,6	41,8	1.047,4
Erdgasversorgungsgesellschaft Thüringen-Sachsen mbH (EVG) ^{3, 4, 6)}	DE, Erfurt	50,0	57,1	20,5	530,0
Etzel Gas-Lager Statoil Deutschland GmbH & Co. ^{3, 6)}	DE, Friedeburg-Etzel	74,8	39,3	23,9	49,0
Ferngas Nordbayern GmbH ²⁾	DE, Nürnberg	70,0	76,5	20,6	636,2
Gasum Oy ^{3, 6)}	FI, Espoo	20,0	213,0	32,0	646,5
Gas-Union GmbH ^{3, 6)}	DE, Frankfurt/Main	25,9	70,9	12,0	939,7
MEGAL GmbH Mittel-Europäische-Gasleitungsgesellschaft ^{3, 6)}	DE, Essen	50,0	28,8	8,3	45,4
NETRA GmbH Norddeutsche Erdgas Transversale & Co. KG ^{3, 6)}	DE, Erntek	41,7	156,8	49,5	104,6
Nova Naturgas AB ^{3, 6)}	SE, Stockholm	29,6	68,4	12,0	185,2
OAO Gazprom ^{3, 6, 7)}	RU, Moskau	6,4	51.118,8	5.016,8	24.405,3

Wesentliche Beteiligungen

Gesellschaft	Sitz	Kapital- anteil	Eigen- kapital ¹⁾	Ergebnis ¹⁾	Umsatz ¹⁾
		%	Mio €	Mio €	Mio €
Ruhrgas Industries GmbH ^{2, 4, 5)}	DE, Essen	100,0	242,0	21,6	0,0
Saar Ferngas AG ^{3, 4, 6)}	DE, Saarbrücken	20,0	128,2	43,9	986,1
Slovenský plynárenský priemysel, a.s. ^{3, 6)}	SK, Bratislava	24,5	1.915,8	492,9	1.744,3
Thüga Aktiengesellschaft ^{2, 4)}	DE, München	100,0	2.355,4	387,9	285,9
Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH (TENP) ^{3, 6)}	DE, Essen	51,0	10,4	2,7	57,2
Market Unit UK					
E.ON UK plc ^{2, 6)}	GB, Coventry	100,0	2.646,4	-153,2	7.111,3
E.ON UK CHP Ltd ^{2, 6)}	GB, Coventry	100,0	13,9	10,5	164,9
E.ON UK Renewables Holdings Limited ^{2, 6)}	GB, Coventry	100,0	21,5	-0,9	0,0
Central Networks East plc ^{2, 6)}	GB, Coventry	100,0	504,5	160,4	437,9
Central Networks West plc ^{2, 6)}	GB, Coventry	100,0	392,1	139,1	452,1
Cottam Development Centre Ltd ^{2, 6)}	GB, Coventry	100,0	34,7	4,9	37,7
Corby Power Ltd ^{2, 6)}	GB, Corby	50,0	52,3	13,1	108,0
Powergen Retail Ltd ^{2, 6)}	GB, Coventry	100,0	1.040,1	183,1	5.101,2
Powergen International Limited ^{2, 6)}	GB, Coventry	100,0	1.045,8	157,7	0,9
Market Unit Nordic					
E.ON Finland Oyj ²⁾	FI, Espoo	65,6	214,3	26,1	238,1
E.ON Nordic AB ²⁾	SE, Malmö	100,0	4.140,7	145,8	29,2
Gräninge Aktiebolag ²⁾	SE, Sollefteå	100,0	1.276,5	810,4	4,6
Sydkraft AB ²⁾	SE, Malmö	55,2	2.989,0	381,6	804,5
Sydkraft Energy Trading AB ²⁾	SE, Malmö	100,0	344,6	-7,8	1.045,6
Sydkraft Försäljning AB ²⁾	SE, Malmö	100,0	58,2	-1,9	1.152,6
Sydkraft Kärnkraft AB ²⁾	SE, Malmö	100,0	19,2	5,4	478,4
Sydkraft Nät AB ²⁾	SE, Malmö	100,0	750,5	14,9	540,0
Sydkraft Vattenkraft AB ²⁾	SE, Sundsvall	100,0	1.244,7	-11,9	311,1
Market Unit US-Midwest					
LG&E Energy LLC ²⁾	US, Louisville	100,0	3.934,0	156,2	0,0
LG&E Capital Corp. ²⁾	US, Louisville	100,0	-26,4	-54,4	0,0
LG&E Energy Marketing Inc ²⁾	US, Louisville	100,0	-409,7	-26,0	628,8
LG&E Power Inc ²⁾	US, Louisville	100,0	258,7	-11,2	0,0
Louisville Gas and Electric Company (LG&E) ²⁾	US, Louisville	100,0	700,3	75,3	943,2
Kentucky Utilities Company (KU) ²⁾	US, Lexington	100,0	712,3	105,5	800,5
Western Kentucky Energy Corp ²⁾	US, Henderson	100,0	-138,2	-41,8	183,0
Übrige					
Aviga GmbH ²⁾	DE, Duisburg	100,0	1.127,4	19,4	0,0
Degussa AG ³⁾	DE, Düsseldorf	42,9	3.986,1	295,4	3.374,2
Deutschbau-Holding GmbH ²⁾	DE, Düsseldorf	99,3	420,4	-0,1	0,0
E.ON North America, Inc. ^{2, 6)}	US, New York	100,0	652,7	4,2	0,0
E.ON Ruhrgas Holding GmbH ^{2, 4)}	DE, Düsseldorf	100,0	10.040,5	1.865,9	0,0
Frankfurter Siedlungsgesellschaft mbH ²⁾	DE, Essen	100,0	338,7	195,1	38,0
RAG Aktiengesellschaft ^{3, 6)}	DE, Essen	39,2	486,9	0,0	4.124,4
Viterra AG ^{2, 8)}	DE, Essen	100,0	751,4	127,0	98,1
WBRM-Holding GmbH ^{2, 4)}	DE, Essen	100,0	27,7	-21,2	0,0

- 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 Ergebnis und Umsatz mit den Jahresdurchschnittskursen.
- 2) konsolidiertes Unternehmen
- 3) sonstige Beteiligung
- 4) Gewinnabführungsvertrag (Ergebnis vor Gewinnabführung)
- 5) Für die Gesellschaft wird § 264 Abs. 3 HGB in Anspruch genommen.
- 6) überwiegend Vorjahreswerte, soweit keine Gewinnabführung
- 7) Werte aus dem Konzernabschluss
- 8) Rumpfgeschäftsjahr 1.10.-31.12.2004
- 9) Eigenkapital 115,6 Mio €, davon 90,0 Mio € ausstehende Einlagen nicht eingefordert

Adjusted EBIT

Wichtigste interne Ergebniskennzahl und Indikator für die nachhaltige Ertragskraft unserer Geschäfte. Das Adjusted EBIT (Earnings before Interest and Taxes) ist ein bereinigtes Ergebnis der gewöhnlichen operativen Geschäftstätigkeit unabhängig von der Finanzierungstätigkeit. Bereinigt werden im Wesentlichen solche Aufwendungen und Erträge, die einmaligen bzw. seltenen Charakter haben (vgl. Neutrales Ergebnis).

Adjusted EBITDA

Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization – Entspricht dem Adjusted EBIT vor Abschreibungen bzw. Amortisation.

Adjusted EBITDA ÷ Netto-Finanzposition

Maß für die Schuldendienstfähigkeit eines Unternehmens – Teil der Netto-Finanzverbindlichkeiten, der aus dem Adjusted EBITDA zurückgezahlt werden könnte.

Adjusted EBITDA ÷ Netto-Zinsaufwand

Maß für die Schuldendienstfähigkeit eines Unternehmens – Beschreibt, wie oft der Netto-Zinsaufwand aus dem Adjusted EBITDA gezahlt werden könnte.

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).

Commercial Papers (CPs)

Kurzfristige Schuldverschreibungen von Industrieunternehmen und Kreditinstituten. CPs werden im Regelfall auf abgezinsten 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 Geschäftseinheiten, die zum Verkauf bestimmt sind oder bereits veräußert wurden. Sie unterliegen besonderen Ausweisregeln.

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.

Free Cashflow

Operativer Cashflow nach Abzug der Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen.

Impairment Test

Werthaltigkeitsprüfung, bei dem der Buchwert eines Vermögensgegenstands mit seinem Fair Value verglichen wird. Für den Fall, dass der Fair Value den Buchwert unterschreitet, ist eine außerplanmäßige Wertminderung (Impairment) auf den Vermögensgegenstand vorzunehmen. Von besonderer Bedeutung für Firmenwerte (Goodwill), die seit dem 1. Januar 2002 nicht mehr planmäßig abgeschrieben werden und 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). Die 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-Finanzposition aus dem operativen Cashflow 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. Adjusted EBIT).

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 zu Grunde 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 Adjusted 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 verbindlich zugesagte Kreditlinie mit einer Laufzeit von einem 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 den tatsächlichen Entwicklungen nicht entsprechen, 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 79-4 53
F 02 11-45 79-5 66
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 2004 der E.ON.

Finanzkalender

27. April 2005	Hauptversammlung 2005
28. April 2005	Dividendenzahlung
12. Mai 2005	Zwischenbericht Januar – März 2005
10. August 2005	Zwischenbericht Januar – Juni 2005
10. November 2005	Zwischenbericht Januar – September 2005
9. März 2006	Veröffentlichung des Geschäftsberichtes 2005
4. Mai 2006	Hauptversammlung 2006
5. Mai 2006	Dividendenzahlung
10. Mai 2006	Zwischenbericht Januar – März 2006
15. August 2006	Zwischenbericht Januar – Juni 2006
8. November 2006	Zwischenbericht Januar – September 2006

Design: Lesmo, Düsseldorf
Fotos: Andreas Teichmann
Albrecht Fuchs, Seite 10
Wolfgang Kumm (dpa), Seite 16
Birthe Piontek, Seite 17
Produktion: Jung Produktion, Düsseldorf
Satz und Lithographie: Lettern Partners, Düsseldorf
Druck: Druckpartner, Essen

