

2005

- Positiver Ergebnistrend setzt sich im zweiten Quartal fort

JAN

- Viterra und Ruhrgas Industries erfolgreich verkauft

FEB

- Ausblick für das Gesamtjahr 2005 mit leichter Steigerung beim Adjusted EBIT bekräftigt - deutlicher Zuwachs beim Konzernüberschuss erwartet

MRZ

APR

MAI

JUN

JUL

AUG

SEP

OKT

NOV

DEZ

2 E.ON-Konzern in Zahlen

E.ON-Konzern in Zahlen			
1. Halbjahr in Mio €	2005	2004 ¹⁾	+/- %
Stromabsatz in Mrd kWh ²⁾	212,2	206,4	+3
Gasabsatz in Mrd kWh ²⁾	499,7	473,4	+6
Umsatz	28.408	24.588	+16
Adjusted EBITDA ³⁾	5.677	5.315	+7
Adjusted EBIT ⁴⁾	4.297	4.022	+7
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	4.677	4.176	+12
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	2.887	2.702	+7
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	139	113	+23
Konzernüberschuss	3.026	2.815	+7
Investitionen	1.820	2.853	-36
Operativer Cashflow ⁵⁾	2.859	2.729	+5
Free Cashflow ⁶⁾	1.808	1.687	+7
Netto-Finanzposition ⁷⁾ (30. 6. bzw. 31. 12.)	-3.358	-5.483	+39
Mitarbeiter (30. 6. bzw. 31. 12.)	78.006	60.596	+29
Ergebnis je Aktie (in €)	4,59	4,29	+7

1) angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten mit Ausnahme der Netto-Finanzposition (Erläuterungen siehe S. 24-25)
 2) nicht konsolidierte Werte
 3) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Konzernüberschuss siehe S. 7
 4) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Konzernüberschuss siehe S. 7, Erläuterungen siehe S. 30-31
 5) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten
 6) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum operativen Cashflow siehe S. 8
 7) Non-GAAP financial measure; Überleitung siehe S. 10

Non-GAAP financial measures: Dieser Zwischenbericht 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 von – anderen gemäß US-GAAP ermittelten 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 Zwischenabschluss der E.ON AG wird nach den United States Generally Accepted Accounting Principles (US-GAAP) aufgestellt. Dieser Zwischenbericht enthält die Kennzahlen Konzern-Adjusted EBIT, Adjusted EBITDA, 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.

Inhalt

3

4 Brief an die Aktionäre

5 E.ON-Aktie

6 Lagebericht

- Energiepreisentwicklung
- Absatz-, Umsatz- und Ergebnisentwicklung
- Investitionen
- Finanzlage
- Mitarbeiter
- Risikolage
- Ausblick

12 Market Units

12 - Central Europe

14 - Pan-European Gas

15 - UK

16 - Nordic

18 - US-Midwest

20 Zwischenabschluss (ungeprüft)

30 Weitere Segmentinformationen

32 Finanzkalender

Sehr geehrte Aktionäre
und Freunde des Unternehmens,

im ersten Halbjahr 2005 setzte sich die positive Ergebnisentwicklung des E.ON-Konzerns fort. Das Adjusted EBIT stieg gegenüber dem Vorjahr um 7 Prozent auf 4,3 Mrd €. Der Konzernüberschuss (nach Steuern und nach Anteilen Konzernfremder) lag mit rund 3 Mrd € ebenfalls 7 Prozent über dem hohen Vorjahresniveau.

Für das Gesamtjahr gehen wir aber davon aus, den Konzernüberschuss des Vorjahres erheblich zu übertreffen. Grund hierfür sind insbesondere Buchgewinne in Höhe von insgesamt rund 3 Mrd €, die wir aus den Verkäufen von Viterra und Ruhrgas Industries erwarten. Aus der Veräußerung von Viterra an die Deutsche Annington werden wir einen Gewinn in der Größenordnung von rund 2,4 Mrd € erzielen. Ruhrgas Industries haben wir an das europäische Beteiligungsunternehmen CVC Capital Partners abgegeben und erwarten daraus einen Gewinn in Höhe von ca. 600 Mio €. Mit diesen Verkäufen haben wir den Umbau von E.ON zu einem lupenreinen Energieunternehmen nahezu abgeschlossen.

Auch beim Ausbau unserer Marktpositionen im Kerngeschäft Energie haben wir im abgelaufenen Quartal wichtige Schritte vollzogen: So haben wir in den Niederlanden einen Vertrag zum Erwerb des Strom- und Gasunternehmens NRE Energie abgeschlossen. Damit konnten wir uns erstmals Zugang zu Endkunden erschließen und zugleich unsere dort bereits bestehenden Aktivitäten in der Stromproduktion und im Gashandel ergänzen. Darüber hinaus haben wir den Erwerb des rumänischen Gasverteilers Distrigaz Nord vollzogen und so unsere Marktposition in der dynamischen Wachstumsregion Mittel- und Osteuropa weiter ausgebaut. In Großbritannien haben wir im Juli durch den Erwerb von Holford Gas Storage den Bau eines der größten Gasspeicher des Landes eingeleitet und können so künftig unsere Gasbeschaffung flexibler gestalten.

Mit Wachstumsschritten wie diesen haben wir unseren Kurs der letzten Jahre stringent fortgesetzt. In den letzten beiden Jahren haben wir Wachstumsschritte im Wert von mehr als 7 Mrd € realisiert. Dazu zählen kleinere und mittlere Akquisitionen in unseren europäischen Kernmärkten und Investitionen in das europäische Strom- und Gasnetz sowie in die Strom- und Gasproduktion.

Ein wichtiges Thema der Energiepolitik ist für uns das neue deutsche Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das am 13. Juli in Kraft getreten ist. Damit wurde ein wichtiger Beitrag für Investitionssicherheit im Netzbereich geleistet. Entscheidend ist nun, dass der Regulierer möglichst schnell ein System entwickelt und einführt, das Anreize für Produktivitätssteigerungen schafft. Wir beteiligen uns aktiv an dieser Diskussion und haben hierzu bereits ein Modell vorgeschlagen, das eine ausgewogene Berücksichtigung von Kostenreduktion und Versorgungssicherheit beinhaltet. Unsere Erfahrungen aus anderen regulierten Märkten bringen wir in diese Diskussion ein und leisten so einen wichtigen Beitrag zu einer sachgerechten Anreizregulierung in Deutschland.

Das alles zeigt: Wir beteiligen uns konstruktiv an der Gestaltung der Rahmenbedingungen für eine sichere und effiziente Versorgung unserer Kunden mit Strom und Gas. All das schafft letztlich einen verlässlichen Investitionsrahmen für weiteres Wachstum in unserem Kerngeschäft. Unsere Kräfte und die Potenziale des Konzerns werden wir weiter darauf konzentrieren, unsere Marktpositionen im In- und Ausland profitabel auszubauen.

Mit freundlichen Grüßen



Dr. Wulf H. Bernotat

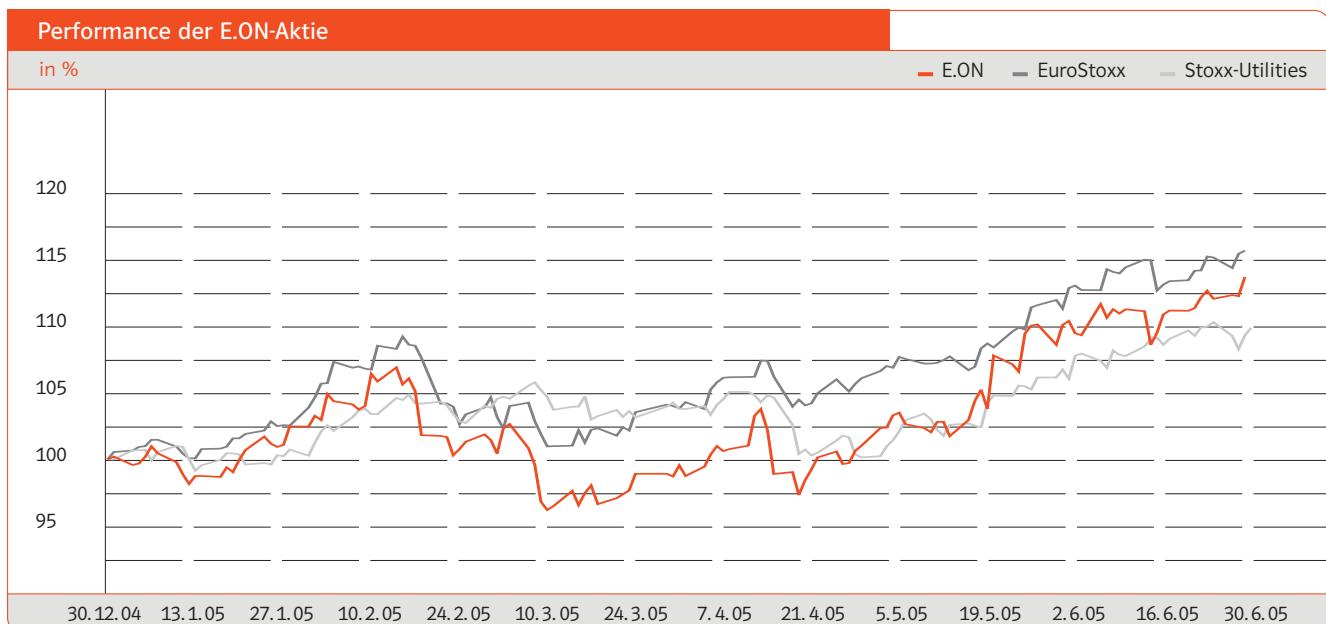
E.ON-Aktie

Die Performance der E.ON-Aktie (einschließlich der Dividende) lag in den ersten sechs Monaten 2005 mit +14 Prozent über der Entwicklung des europäischen Aktienmarktes, gemessen am EuroStoxx 50 (+10 Prozent). Im Vergleich zum europäischen Branchenindex Stoxx-Utilities (+16 Prozent) entwickelte sich die E.ON-Aktie etwas schwächer.

Das Volumen der gehandelten E.ON-Aktien stieg gegenüber dem Vorjahreszeitraum um über 25 Prozent auf 27,9 Mrd €. Die E.ON-Aktie war damit das fünft häufigst gehandelte Papier im DAX. Nach Marktkapitalisierung war E.ON zum 30. Juni 2005 der drittgrößte Wert im DAX.

Die E.ON-Aktie ist an der New York Stock Exchange (NYSE) in Form von sogenannten American Depository Receipts (ADRs) notiert. Das Umtauschverhältnis zwischen E.ON-ADRs und E.ON-Aktien beträgt seit dem 29. März 2005 drei zu eins. Der Wert von drei ADRs entspricht damit wirtschaftlich dem einer E.ON-Aktie.

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



E.ON-Aktie		30. 6. 2005	31. 12. 2004
Anzahl Stückaktien in Mio ¹⁾		659	659
Schlusskurs in €		73,68	67,06
Marktkapitalisierung in Mrd € ²⁾		51,0	46,4

1) ohne eigene Aktien
2) bezogen auf das gesamte Grundkapital (692.000.000 Stückaktien)

Kurse und Umsätze		1. Halbjahr	2005	2004
Höchstkurs in € ¹⁾			73,68	59,63
Tiefstkurs in € ¹⁾			64,50	49,27
Umsatz E.ON-Aktien ²⁾				
- in Mio Stück			407,1	409,7
- in Mrd €			27,9	22,2

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

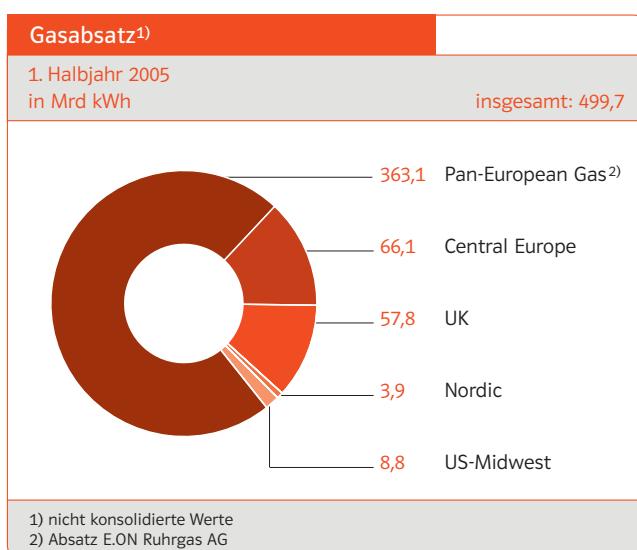
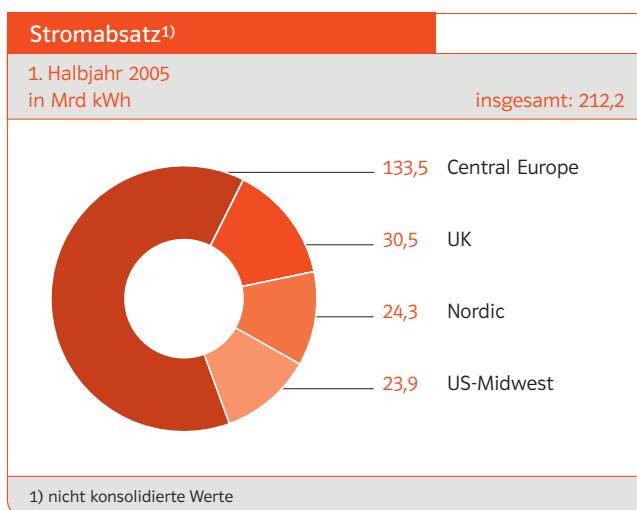
6 Lagebericht

Energiepreisentwicklung

Die Entwicklung der Öl- und Kohlepreise prägt derzeit die Gas- und Strompreise auf unseren Kernmärkten. Seit der Einführung des Emissionshandels in Europa spielt der Preis für CO₂-Zertifikate eine zunehmend wichtige Rolle in den europäischen Energiemärkten.

Durch die angespannte Angebots- und Nachfragesituation notierte Brent Ende Juni 2005 bei 59 \$ pro Barrel (bbl). Damit stieg der Preis seit Anfang des Jahres um 18 \$/bbl bzw. 45 Prozent und lag um 26 \$/bbl (80 Prozent) über dem Durchschnittspreis im ersten Halbjahr 2004. Die Gaspreise in Europa und den USA folgten diesem Trend.

Im Vergleich zu den niedrigen Preisen im Januar 2005 verdreifachte sich der Preis für CO₂-Zertifikate während des zweiten Quartals 2005 auf nahezu 26 € pro Tonne. Die steigenden Gas- und Ölpreise trugen zu dieser Entwicklung bei. Getrieben von den hohen Gaspreisen nahm der Anteil von Kohle in der Stromerzeugung zu. Dadurch ist die Nachfrage nach Zertifikaten deutlich gestiegen.



Die Kohlepreise verharren auf einem hohen Niveau. Die höchste Notierung im ersten Halbjahr 2005 für Kohlelieferungen im Folgejahr lag bei 72 \$ pro Tonne und damit leicht über den Notierungen der ersten Wochen des Jahres. Im Vergleich zum ersten Halbjahr 2004 ist sie um 7 \$ pro Tonne bzw. 11 Prozent gestiegen. Gegenüber April sind die Kohlepreise aufgrund gesunkenen Frachtraten leicht rückläufig.

Die Großhandelsstrompreise erhöhten sich infolge der Entwicklung der Brennstoffkosten und der Preise für CO₂-Zertifikate. In Großbritannien und den USA war die Entwicklung der Gaspreise der wesentliche Faktor, in Deutschland vor allem die Preise für Kohle und CO₂-Zertifikate. Die Preise an der skandinavischen Strombörse Nordpool scheinen zunehmend von den Preisen für CO₂-Zertifikate und der Entwicklung an der deutschen Strombörse EEX beeinflusst zu sein.

Strom- und Gasabsatz gestiegen

Im ersten Halbjahr 2005 lagen die Stromlieferungen im Konzern um 3 Prozent über dem Vorjahresniveau. Grund hierfür ist vor allem der gesteigerte Absatz infolge des höheren Pflichtanteils aus der bundesweiten Umlage der Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Deutschland. Darüber hinaus trug die Erstkonsolidierung der bulgarischen Stromversorger Gorna und Varna zu der Verbesserung bei. Den Gasabsatz konnten wir im Wesentlichen durch den höheren Auslandsabsatz der Market Unit Pan-European Gas um 6 Prozent steigern.

Konzernumsatz			
1. Halbjahr in Mio €	2005	2004	+/- %
Central Europe	12.505	10.866	+15
Pan-European Gas	8.860	6.863	+29
UK	4.876	4.468	+9
Nordic	1.796	1.753	+2
US-Midwest	1.029	963	+7
Corporate Center	-658	-325	-
Konzernumsatz	28.408	24.588	+16

Umsatz um 16 Prozent erhöht

Die Steigerung des Umsatzes resultiert insbesondere aus der Weiterverrechnung von Strom nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), dem Absatzzuwachs, Veränderungen im Konsolidierungskreis und den Preisentwicklungen im Strom- und Gasgeschäft.

Adjusted EBIT um 7 Prozent gesteigert

Im ersten Halbjahr 2005 setzte sich der positive Ergebnistrend bei allen Market Units – mit Ausnahme von Pan-European Gas – fort. Das Adjusted EBIT stieg gegenüber dem Vorjahr um 7 Prozent auf 4,3 Mrd €. Wir profitierten insbesondere von den höheren Großhandelsstrompreisen. Darüber hinaus trugen höhere Erzeugungsmengen aus Wasserkraft bei Nordic und die Tariferhöhungen bei US-Midwest zur Ergebnisverbesserung bei. Bei Pan-European Gas wirkten sich dage-

Adjusted EBIT			
1. Halbjahr in Mio €	2005	2004	+/- %
Central Europe	2.337	2.159	+8
Pan-European Gas	803	870	-8
UK	613	520	+18
Nordic	447	393	+14
US-Midwest	180	168	+7
Corporate Center	-150	-170	-
Kerngeschäft Energie	4.230	3.940	+7
Weitere Aktivitäten¹⁾	67	82	-18
Adjusted EBIT²⁾	4.297	4.022	+7

1) enthält die at equity bewertete Degussa

2) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Konzernüberschuss siehe nebenstehende Tabelle

gen die kontinuierlich steigenden Heizölpreise negativ aus. Aufgrund der Koppelung der Gas- an die Heizölpreise erhöhten sich die Bezugskosten für Erdgas erheblich. Da die Einkaufspreise der Heizölpreisveränderung schneller folgen als die Verkaufspreise, wurde das Ergebnis dadurch deutlich belastet.

Konzernüberschuss über hohem Vorjahresniveau

Das wirtschaftliche Zinsergebnis sank auf -536 Mio €. Die Verschlechterung resultiert im Wesentlichen aus dem Wegfall des positiven Einmaleffekts aus der Novellierung der Endlager-Vorausleistungsverordnung in Höhe von rund 270 Mio € im ersten Halbjahr 2004. Dagegen wirkte sich unter anderem der Rückgang der Netto-Finanzverschuldung positiv aus.

Im ersten Halbjahr 2005 lagen die Nettobuchgewinne deutlich unter dem Vorjahresniveau. Im Berichtszeitraum resultieren sie aus der Veräußerung von Wertpapieren. Im Vorjahr fielen die Buchgewinne bei der Abgabe der Beteiligungen an EWE und VNG (317 Mio €), beim Verkauf von Wertpapieren (124 Mio €) und der Abgabe weiterer Degussa-Anteile (63 Mio €) an.

Das sonstige nicht operative Ergebnis enthält vor allem positive Effekte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Energierderivaten bei der Market Unit UK. Diese Derivate dienen der Absicherung des operativen Geschäfts gegen Preisschwankungen. Seit März 2005 hat der Marktwert dieser Derivate insbesondere wegen stark gestiegener Strom- und Gaspreise um rund 680 Mio € zugenommen. Dagegen beliefen sich die Kosten im Zusammenhang mit dem schweren Sturm in Schweden zu Beginn des Jahres das Ergebnis mit rund 140 Mio €. Im Vorjahreswert waren auch vor allem positive Effekte aus der Marktbewertung von Derivaten enthalten.

Im ersten Halbjahr 2005 wird für die fortgeführten Aktivitäten ein Steueraufwand in Höhe von 1.514 Mio € ausgewiesen. Der Anstieg resultiert im Wesentlichen aus operativen Ergebnisverbesserungen und einem geringeren Anteil steuerfreier Erträge.

Konzernüberschuss			
1. Halbjahr in Mio €	2005	2004	+/- %
Adjusted EBITDA¹⁾	5.677	5.315	+7
Adjusted EBIT-wirksame Abschreibungen ²⁾	-1.380	-1.293	-
Adjusted EBIT¹⁾	4.297	4.022	+7
Wirtschaftliches Zinsergebnis ³⁾	-536	-378	-
Nettobuchgewinne	188	504	-
Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement	-13	-31	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	741	59	-
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	4.677	4.176	+12
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-1.514	-1.199	-
Anteile Konzernfremder	-276	-275	-
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	2.887	2.702	+7
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	139	113	+23
Konzernüberschuss	3.026	2.815	+7

1) Non-GAAP financial measure

2) Erläuterung siehe Fußnote 3) unter der Tabelle auf S. 30

3) Überleitung siehe S. 31

Das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten enthält vor allem die Ergebnisse der abzugebenden Gesellschaften Viterra und Ruhrgas Industries, die gemäß US-GAAP in der Gewinn- und Verlustrechnung gesondert auszuweisen sind (siehe Erläuterungen auf S. 24-25).

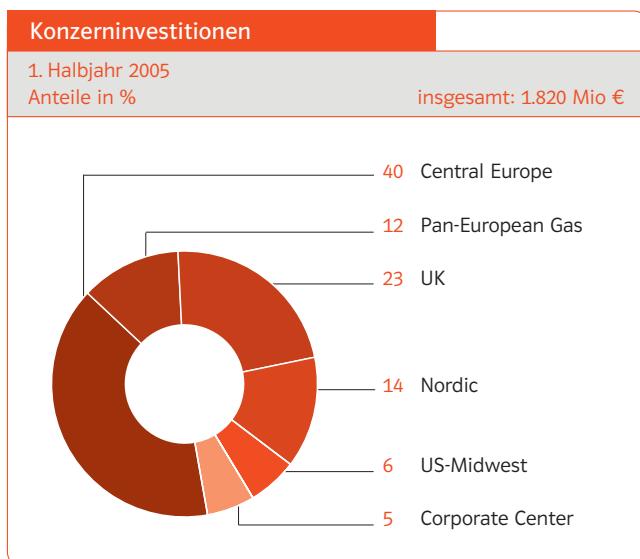
Beim Konzernüberschuss (nach Steuern und nach Anteilen Konzernfremder) konnten wir das hohe Vorjahresniveau übertreffen. Das Ergebnis je Aktie lag mit 4,59 € ebenfalls 7 Prozent über dem Vorjahreswert.

Investitionen deutlich unter Vorjahreswert

Im E.ON-Konzern lagen die Investitionen im Berichtszeitraum mit 1,8 Mrd € um 36 Prozent unter dem Vorjahresniveau. In Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände wurden 1,1 Mrd € (Vorjahr: 1 Mrd €) investiert. Die Investitionen in Finanzanlagen betrugen 769 Mio € gegenüber 1,8 Mrd € im Vorjahr. Der Rückgang ist insbesondere auf den Bereich Corporate Center zurückzuführen. Der hohe Vorjahreswert beinhaltete im Wesentlichen die Auszahlungen für den Rückkauf von Anleihen im Zusammenhang mit dem Erwerb von Midlands Electricity.

Konzerninvestitionen			
1. Halbjahr in Mio €	2005	2004	+/- %
Central Europe	728	857	-15
Pan-European Gas	224	277	-19
UK	412	258	+60
Nordic	248	517	-52
US-Midwest	107	125	-14
Corporate Center	101	819	-88
Konzerninvestitionen	1.820	2.853	-36

2004 betrafen sie insbesondere den Bau des Scroby Sands-Offshore-Windparks. Im Jahr 2005 wurde vor allem in den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, in konventionelle Kraftwerke und in das regulierte Verteilungsgeschäft investiert.



Nordic investierte 150 Mio € (Vorjahr: 171 Mio €) in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen für die Instandhaltung der Kraftwerke sowie den Ausbau und die Erweiterung des Verteilungsnetzes. Die Investitionen für Reparaturarbeiten im Zusammenhang mit dem Januarsturm haben andere geplante Investitionen nur verschoben. Der deutlich höhere Gesamtwert für Investitionen im ersten Halbjahr 2004 enthält unter anderem den Erwerb weiterer Graninge-Anteile in Höhe von 307 Mio €.

Die Investitionen von US-Midwest im ersten Halbjahr 2005 lagen aufgrund von geringeren Investitionen in den Kraftwerkspark des regulierten Geschäfts unter dem Vorjahreswert.

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.

Der operative Cashflow des E.ON-Konzerns lag im ersten Halbjahr 2005 leicht über dem Vorjahresniveau.

Bei der Market Unit Central Europe führten ein Anstieg der Rohmarge und geringere Zahlungen zur Wiederaufarbeitung

Die Market Unit Central Europe investierte im ersten Halbjahr mit 728 Mio € rund 15 Prozent weniger als im gleichen Zeitraum des Vorjahrs. Auf Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände entfielen 527 Mio € (Vorjahr: 432 Mio €), auf Finanzinvestitionen 201 Mio € (Vorjahr: 425 Mio €). Der Großteil der Sachinvestitionen floss in die Bereiche Stromerzeugung und Stromverteilung.

Die Investitionen in der Market Unit Pan-European Gas betrugen im ersten Halbjahr 2005 rund 224 Mio €. Größte Einzelinvestitionen waren der Mehrheitserwerb am rumänischen Gasversorger Distrigaz Nord sowie die Erhöhung der Beteiligung an Interconnector (UK) Limited von 10 Prozent auf 17,4 Prozent. Daneben wurde vor allem in Projekte zum Ausbau der Infrastruktur investiert. In Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände flossen 27 Prozent der Investitionen, auf den Erwerb von Beteiligungen entfielen 73 Prozent.

Die Investitionen von E.ON UK sind im ersten Halbjahr 2005 auf 412 Mio € (Vorjahr: 258 Mio €) gestiegen. Dabei lagen die Investitionen in Finanzanlagen um 220 Mio € über dem Vorjahreswert. Wesentliche Investitionen waren der Erwerb des Gaskraftwerks Enfield und die Übernahme der kleineren Geschäftskunden von Economy Power. Die Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen sanken im Vergleich zur Vorjahresperiode um 66 Mio €. Im Jahr

Operativer Cashflow			
1. Halbjahr in Mio €	2005	2004	+/-
Central Europe	1.289	1.112	+177
Pan-European Gas	1.327	831	+496
UK	-330	379	-709
Nordic	305	578	-273
US-Midwest	150	95	+55
Corporate Center	118	-266	+384
Operativer Cashflow¹⁾	2.859	2.729	+130
Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände	-1.051	-1.042	-9
Free Cashflow²⁾	1.808	1.687	+121

1) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten

2) Non-GAAP financial measure

von Kernbrennstoffen zu einem deutlich über dem Vorjahreswert liegenden operativen Cashflow. Darüber hinaus erfolgten im Vorjahr höhere Steuerzahlungen. Dagegen wurde der operative Cashflow durch einen Anstieg der Forderungen negativ beeinflusst. Im zweiten Halbjahr wird der höhere Forderungsbestand voraussichtlich wieder abgebaut.

Die Market Unit Pan-European Gas verzeichnete einen deutlichen Anstieg des operativen Cashflows im ersten Halbjahr 2005. Ursachen sind die im Vergleich zum Vorjahr temperaturbedingt höhere Gasausspeicherung sowie geringere konzerninterne Steuerverrechnungen.

Bei der Market Unit UK ist der operative Cashflow deutlich gesunken. Grund sind Pensionsfondseinzahlungen in Höhe von 629 Mio € im zweiten Quartal 2005. Diese Einmalzahlungen kompensieren einen großen Teil der versicherungsmathematischen Unterdeckung der Pensionspläne bei UK. Darüber hinaus erfolgte im ersten Halbjahr 2005 ein über Vorjahr liegender Aufbau des Working Capitals, der voraussichtlich im zweiten Halbjahr 2005 wieder abgebaut wird.

Der deutliche Cashflow-Rückgang der Market Unit Nordic wird durch mehrere Sondereffekte beeinflusst. Dazu gehören hohe Auszahlungen aufgrund des schweren Sturms im Januar und höhere Steuerzahlungen. Positiv wurde der operative Cashflow durch eine Verbesserung im Gasgeschäft und eine gestiegene Stromerzeugung aus Wasserkraft beeinflusst.

Bei der Market Unit US-Midwest stieg der operative Cashflow durch den Entfall von Sondereffekten, die im Vorjahr zu Belastungen führten. Hierzu zählten unter anderem Pensionsfondseinzahlungen und die Auflösung eines Forderungsverkaufsprogramms.

Im Corporate Center nahm der operative Cashflow wegen positiver Effekte aus der Auflösung von Währungsswaps und höherer Steuererstattungen als im Vorjahr zu.

Jeweils im ersten Quartal eines Kalenderjahres werden – trotz saisonüblich hoher Absätze – wegen der Abrechnungszyklen bei Central Europe, UK und US-Midwest grundsätzlich 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. Dieser führt zu signifikanten Cashflow-Überschüssen, 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 zweiten und dritten Quartal ein Finanzmittelabfluss durch die Gaseinspeicherung und im vierten Quartal ein Mittelabfluss durch Erdgassteuervorauszahlungen erfolgt. Ein besonders

hoher Teil der Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen wird bei den Market Units im vierten Quartal eines Jahres fällig.

Bei stabiler Investitionstätigkeit in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen liegt der Free Cashflow leicht über dem Vorjahreswert.

Die Netto-Finanzposition (Non-GAAP financial measure) setzt sich aus mehreren Größen zusammen, die in der untenstehenden Tabelle jeweils auf eine gemäß US-GAAP ermittelte Größe übergeleitet werden.

in Mio €	Netto-Finanzposition		
	30.6. 2005	31.12. 2004	30.6. 2004
Einlagen bei Kreditinstituten	3.369	4.233	3.890
Wertpapiere/Fonds des Umlaufvermögens	8.708	7.783	7.462
Summe liquide Mittel	12.077	12.016	11.352
Wertpapiere/Fonds des Anlagevermögens	1.155	834	795
Finanzvermögen	13.232	12.850	12.147
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	-2.328	-4.050	-4.599
Anleihen	-9.572	-9.148	-10.302
Commercial Papers	-4.073	-3.631	-4.380
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	-617	-1.504	-914
Summe Finanzschulden	-16.590	-18.333	-20.195
Netto-Finanzposition¹⁾	-3.358	-5.483	-8.048

1) Non-GAAP financial measure, Überleitung siehe Tabelle auf S. 10

Im Vergleich zum Stand per 31. Dezember 2004 (-5.483 Mio €) hat sich die Netto-Finanzposition weiter verbessert. Im Wesentlichen ist dies auf den hohen Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit und den erstmaligen Ausweis von Viterra unter den nicht fortgeführten Aktivitäten zurückzuführen. Dagegen belasteten Finanzmittelabflüsse für Investitionen in Sachanlagen und Beteiligungen die Netto-Finanzposition. Darüber hinaus führte die Dividendenzahlung inklusive der darauf entfallenden Steuerzahlung zu einem Finanzmittelabfluss.

10 Lagebericht

Überleitung Netto-Finanzposition		30. 6. 2005	31. 12. 2004	30. 6. 2004
in Mio €				
Liquide Mittel laut Bilanz	12.077	12.016	11.352	
Finanzanlagen laut Bilanz	17.616	17.263	17.810	
- davon Ausleihungen	-1.212	-1.438	-1.818	
- davon Beteiligungen	-14.551	-14.420	-14.483	
- davon Anteile an verbundenen Unternehmen	-698	-571	-714	
= Summe Finanzvermögen	13.232	12.850	12.147	
Finanzverbindlichkeiten laut Bilanz	-18.593	-20.301	-22.310	
- davon gegenüber verbundenen Unternehmen aus Finanzgeschäft	110	134	228	
- davon gegenüber Beteiligungsunternehmen aus Finanzgeschäft	1.893	1.834	1.887	
= Summe Finanzschulden	-16.590	-18.333	-20.195	
Netto-Finanzposition	-3.358	-5.483	-8.048	

Der starke Rückgang des Netto-Zinsaufwandes um 189 Mio € gegenüber dem Vorjahr resultiert im Wesentlichen aus der geringeren Netto-Finanzverschuldung im ersten Halbjahr 2005. Darüber hinaus fiel im Vorjahreszeitraum eine Einmalbelastung aus dem Rückkauf von Powergen-Anleihen an. Zusätzlich wirkte sich im Berichtszeitraum ein höherer Anteil variabel verzinslicher Finanzverbindlichkeiten positiv aus. Im Netto-Zinsaufwand sind nur die Zinsergebnisse der Komponenten enthalten, die auch Bestandteil der Netto-Finanzposition sind.

Finanzkennzahlen		2005	2004
1. Halbjahr in Mio €			
Netto-Zinsaufwand¹⁾	-100	-289	
Adjusted EBITDA²⁾	5.677	5.315	
Adjusted EBITDA/Netto-Zinsaufwand	56,8x	18,4x	

1) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung siehe S. 31
2) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Konzernüberschuss siehe S. 7

Am 14. März 2005 hat Standard & Poor's das Langfrist-Rating für E.ON-Anleihen von AA- bestätigt und den Ausblick von stabil auf negativ gesetzt. Moody's bewertet E.ON-Anleihen seit dem 30. April 2004 mit einem Langfrist-Rating von Aa3 (stabil). 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.

Mitarbeiter

Am 30. Juni 2005 waren im E.ON-Konzern weltweit 78.006 Mitarbeiter im Kerngeschäft Energie beschäftigt. Hinzu kommen 1.816 Auszubildende sowie 241 Vorstände und Geschäftsführer. Damit ist die Belegschaft seit dem 31. Dezember 2004 um 17.410 Personen oder 29 Prozent angestiegen. Im Ausland waren zum Ende des zweiten Quartals insgesamt 43.809 Mitarbeiter (56 Prozent) beschäftigt. Das sind rund 11 Prozentpunkte mehr als zum Jahresende 2004 (45 Prozent). Diese Entwicklung ist hauptsächlich auf den Erwerb des rumänischen Gasverteilers Distrigaz Nord mit mehr als 9.300 Mitarbeitern bei Pan-European Gas zurückzuführen.

Mitarbeiter ¹⁾		30. 6. 2005	31. 12. 2004	+/- %
Central Europe	42.404	36.811	+15	
Pan-European Gas	13.368	4.001	+234	
UK	12.363	10.397	+19	
Nordic	5.952	5.530	+8	
US-Midwest	3.476	3.437	+1	
Corporate Center	443	420	+5	
Gesamt	78.006	60.596	+29	
Nicht fortgeführte Aktivitäten ²⁾	8.874	9.114	-3	
Degussa ³⁾	40.888	40.155	+2	

1) ohne Auszubildende, Geschäftsführer und Organmitglieder
2) enthält Ruhrgas Industries und Viterra
3) at equity bewertet; zum 30. 6. 2005 waren bei der Degussa 1.533 Auszubildende beschäftigt

Die Zahl der Beschäftigten bei Central Europe hat sich im Vergleich zum Jahresende 2004 um insgesamt 15 Prozent erhöht. Dies resultiert aus dem Erwerb der beiden bulgarischen Stromversorger Gorna Oryahovitsa und Varna (insgesamt ca. 3.700 Mitarbeiter) sowie der erstmaligen Vollkonsolidierung des IT-Dienstleisters E.ON IS (ehemals is:energy, ca. 1.300 Mitarbeiter) und der ungarischen Gasverbeiter DDGÁZ und KögáZ (insgesamt ca. 900 Mitarbeiter).

Bei der Market Unit UK waren zum Ende des zweiten Quartals 2005 insgesamt 12.363 Mitarbeiter beschäftigt. Dieser Anstieg der Mitarbeiterzahlen um rund 19 Prozent seit dem Jahresende 2004 resultiert hauptsächlich aus der Integration ehemaliger Mitarbeiter eines externen Dienstleisters.

Der Aufwand für Löhne und Gehälter einschließlich der sozialen Abgaben betrug im Berichtszeitraum rund 2,2 Mrd € (Vorjahr: 2,0 Mrd €).

Risikolage

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

Bei der Erzeugung und Verteilung von Energie werden technologisch komplexe Produktionsanlagen eingesetzt. Betriebsstörungen oder längere Produktionsausfälle von Anlagen oder Komponenten könnten unsere Ertragslage beeinträchtigen. Wir begegnen diesen Risiken durch kontinuierliche Qualifizierung unserer Mitarbeiter sowie regelmäßige Wartung und Verbesserungen unserer Anlagen.

Aus dem operativen Geschäft ergeben sich Zins-, Währungs-, Commoditypreis- und Kreditausfallrisiken, denen wir mit gezielten Instrumenten begegnen.

Das internationale Marktumfeld, in dem sich unsere Market Units bewegen, ist durch allgemeine konjunkturelle Risiken und zunehmende Wettbewerbsintensität gekennzeichnet. Die auf den liberalisierten Märkten vorhandenen Preis- und Absatzrisiken unseres Strom- und Gasgeschäfts minimieren wir durch ein umfassendes Vertriebscontrolling und den Einsatz derivativer Finanzinstrumente.

Weitere externe Risiken können aus dem politischen, rechtlichen und regulatorischen Umfeld des E.ON-Konzerns resultieren. Wir verfolgen das Ziel, durch intensiven und konstruktiven Dialog mit Vertretern aus Politik und Verwaltung sachlich, kompetent und aktiv die Rahmenbedingungen mitzugestalten.

Die operative und strategische Steuerung unseres Konzerns ist maßgeblich abhängig von einer hoch komplexen Informationstechnologie. Die Optimierung und Aufrechterhaltung der IT-Systeme wird durch den Einsatz qualifizierter interner und externer Experten sowie durch diverse technologische Sicherungsmaßnahmen gewährleistet.

Im Berichtszeitraum hat sich die Risikolage des E.ON-Konzerns gegenüber dem Jahresende 2004 nicht wesentlich verändert.

Ausblick

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. Aufgrund der erfolgreichen Verkäufe von Viterra und Ruhrgas Industries erwarten wir, den Konzernüberschuss des Vorjahres erheblich zu übertreffen.

Zu den Market Units im Einzelnen:

Für die Market Unit Central Europe erwarten wir für das Jahr 2005 ein Adjusted EBIT, das über dem Vorjahreswert liegen wird. Hierzu tragen vor allem die Weitergabe großhandelsbedingt höherer Strompreise an die Endkunden, die Umsetzung konzernweiter Optimierungsprogramme sowie die Realisierung regionaler Synergien bei.

In der Market Unit Pan-European Gas rechnen wir nunmehr für das Jahr 2005 mit einem Adjusted EBIT leicht unter dem Vorjahreswert. Grund hierfür ist der starke Anstieg des Heizölpreises. Darüber hinaus rechnen wir damit, dass sich der Mehrheitserwerb des Gasgeschäfts der ungarischen Mol verzögern wird.

Für die Market Unit UK erwarten wir für das Jahr 2005 ein Adjusted EBIT, das leicht über dem Vorjahreswert liegen wird. Die Ergebnissesteigerung des ersten Halbjahres wird sich aus heutiger Sicht abschwächen. Ausschlaggebend sind unter anderem Integrationsaufwendungen im unregulierten Geschäft.

Wir rechnen bei der Market Unit Nordic mit einem Adjusted EBIT auf Vorjahresniveau. Die erfreuliche Ergebnisentwicklung im ersten Halbjahr 2005 wird im Jahresverlauf durch niedrigere Ergebnisse im Endkundengeschäft in Folge des Januarsturms und geplante Kosten für die Umbenennung von Sydkraft in E.ON Sverige nahezu kompensiert.

Für die Market Unit US-Midwest gehen wir für das Jahr 2005 von einem Adjusted EBIT in lokaler Währung leicht über dem Vorjahresniveau aus. Aus heutiger Sicht werden die positiven Effekte aus den Tariferhöhungen teilweise durch höhere Kohlebezugskosten im unregulierten Geschäft kompensiert.

12 Market Units

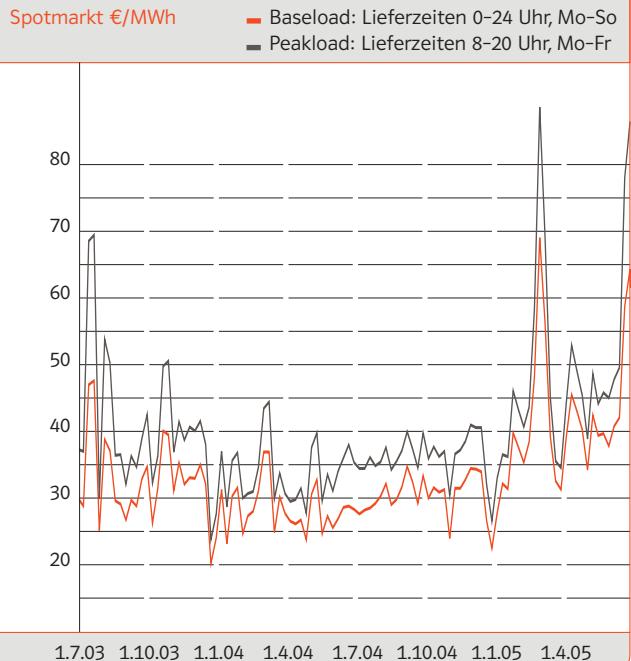
Central Europe

Central Europe			
1. Halbjahr in Mio €	2005	2004	+/- %
Umsatz	12.505	10.866	+15
- davon Energiesteuern	543	540	+1
Adjusted EBITDA	2.948	2.689	+10
Adjusted EBIT	2.337	2.159	+8

Im Verlauf des ersten Halbjahres 2005 stiegen die Preise an den europäischen Stromhandelsmärkten stark an. So wurden im EEX-Terminmarkt Baseload-Lieferungen für das kommende Jahr erstmalig für über 43 €/MWh gehandelt. Dies entspricht im Vergleich zum Januar einem Anstieg von über 25 Prozent. Das Preisniveau spiegelt die nach wie vor hohen Kohlepreise und die erheblich gestiegenen Preise für CO₂-Zertifikate wider.

Größere Industriekunden hielten sich, je nach Markteinschätzung und Risikobereitschaft, bei Neuvertragsverhandlungen vorübergehend mit den Abschlüssen zurück. Die Strompreise für Haushaltskunden blieben im zweiten Quartal unverändert.

Entwicklung der Spotpreise in Deutschland



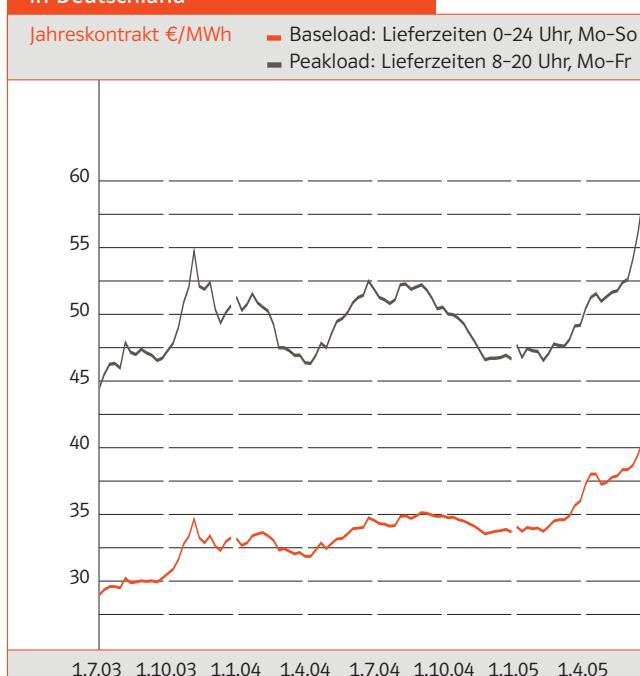
Der Stromabsatz der Market Unit Central Europe nahm im Wesentlichen infolge des höheren Pflichtanteils gemäß des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG-Absätze) sowie der Erstkonsolidierung der bulgarischen Stromregionalversorger Gorna und Varna um 8,4 Mrd kWh zu.

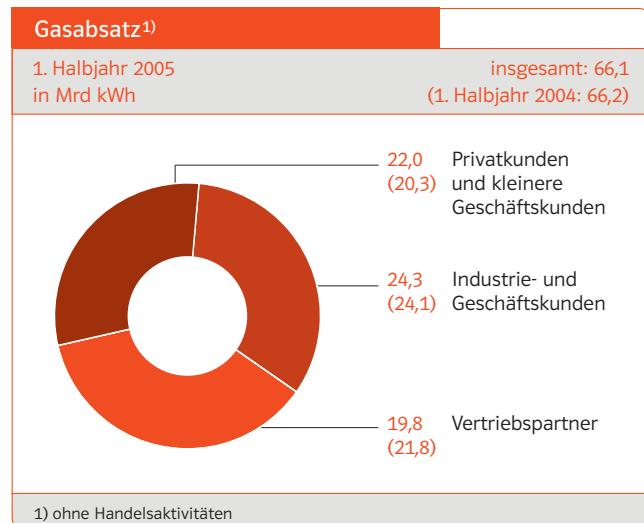
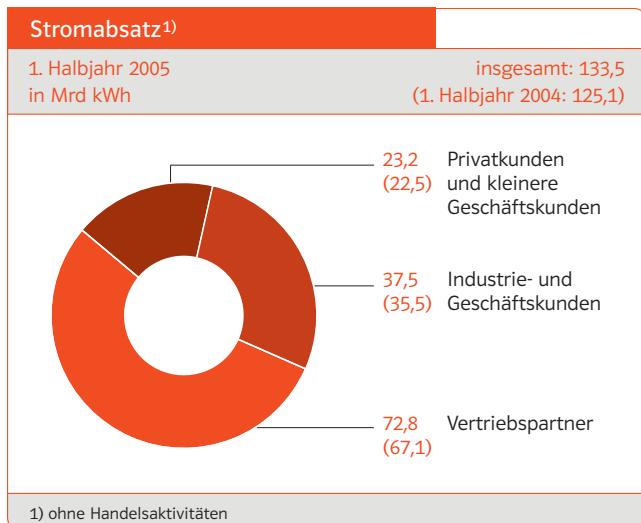
Durch eigene Kraftwerke hat Central Europe etwa 48 Prozent des Strombedarfs gedeckt (Vorjahr: 53 Prozent). Dabei können wir die Vorteile eines flexiblen Erzeugungsmixes nutzen. Von Gemeinschaftskraftwerken und Fremden bezog Central Europe rund 11 Mrd kWh mehr als im Vorjahr. Der Anstieg des Fremdbezugs ist hauptsächlich auf die erhöhte Einspeisung von Windenergie (EEG-Mengen) zurückzuführen. Daneben trägt die Erstkonsolidierung der bulgarischen Stromregionalversorger zur Steigerung bei.

Der Gasabsatz der Regionalversorger lag im Berichtszeitraum trotz der Erstkonsolidierungen von Kögáz und DDG in Ungarn und zwei Gasversorgern bei E.ON Bayern nur auf Vorjahresniveau. Gründe hierfür sind unter anderem witterungsbedingte Absatzverluste sowie eine verstärkte Wettbewerbsintensität bei Vertriebspartnern und Industriekunden.

Die Umsatzsteigerung der Market Unit Central Europe in Höhe von 15 Prozent gegenüber dem Vorjahr resultiert im Wesentlichen aus der Weiterverrechnung von Strom nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, Strom- und Gaspreiserhöhungen in Deutschland sowie aus den bereits genannten Erstkonsolidierungen.

Entwicklung der Forwardpreise in Deutschland



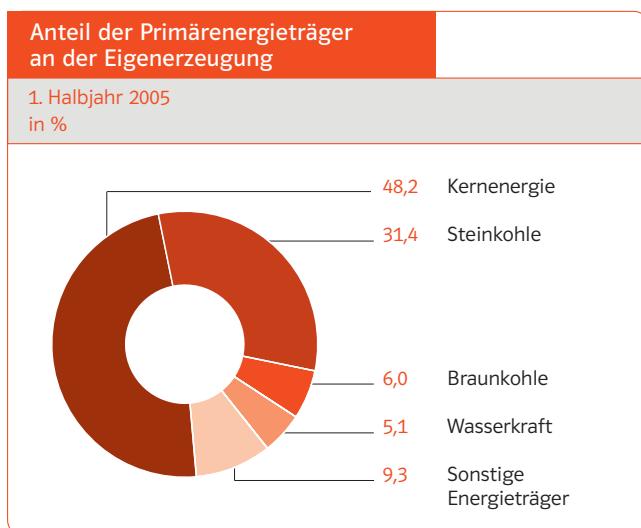


Stromerzeugung und -bezug¹⁾

1. Halbjahr
in Mrd kWh

	2005	2004	+/- %
Eigenerzeugung	66,5	68,4	-3
Bezug	73,1	61,8	+18
- von Gemeinschafts- kraftwerken	6,7	6,0	+12
- von Fremden	66,4	55,8	+19
Strombeschaffung	139,6	130,2	+7
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-6,1	-5,1	-
Stromabsatz	133,5	125,1	+7

1) ohne Handelsaktivitäten



Das Adjusted EBIT lag um 178 Mio € über dem Vorjahreswert. Die einzelnen Geschäftsfelder entwickelten sich wie folgt:

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West Strom stieg das Adjusted EBIT um 212 Mio €. Der Ergebnisanstieg ist im Wesentlichen auf eine verbesserte Rohmarge zurückzuführen. Hierzu trug unter anderem die Weitergabe der höheren Stromhandelspreise an die Endkunden bei. Belastend wirkten sich höhere Kosten für konventionelle Brennstoffe sowie für den Strombezug von Gemeinschaftskraftwerken und Fremden aus.

Das Adjusted EBIT des Geschäftsfeldes Zentraleuropa West Gas lag um 12 Mio € unter Vorjahresniveau. Die Absatzverluste und die gestiegenen Bezugskosten konnten durch die Erstkonsolidierungen bei E.ON Bayern sowie durch gestiegene Endkundenpreise nicht kompensiert werden.

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa Ost resultiert die Verbesserung des Adjusted EBIT um 14 Mio € aus der zum 1. März 2005 erfolgten Erstkonsolidierung der bulgarischen Stromregionalversorger sowie aus der Veräußerung von Minderheitsanteilen in Tschechien.

Der Ergebnisbeitrag des Geschäftsfeldes Sonstiges/Konsolidierung ging gegenüber dem Vorjahreswert um 36 Mio € zurück. Dies ist im Wesentlichen auf geringere Beteiligerträge sowie die Veräußerung von Beteiligungen im Vorjahr zurückzuführen.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern

1. Halbjahr in Mio €	Zentraleuropa West				Zentraleuropa Ost		Sonstiges/ Konsolidierung		Central Europe	
	Strom		Gas		2005	2004	2005	2004	2005	2004
	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Umsatz ¹⁾	8.580	7.406	2.086	1.864	1.201	944	95	112	11.962	10.326
Adjusted EBITDA	2.336	2.103	379	382	222	189	11	15	2.948	2.689
Adjusted EBIT	1.963	1.751	277	289	135	121	-38	-2	2.337	2.159

1) ohne Energiesteuern/Handelsumsätze netto

14 Market Units

Pan-European Gas

Pan-European Gas			
1. Halbjahr in Mio €	2005	2004	+/- %
Umsatz	8.860	6.863	+29
-davon Energiesteuern	1.682	1.583	+6
Adjusted EBITDA	978	1.042	-6
Adjusted EBIT	803	870	-8

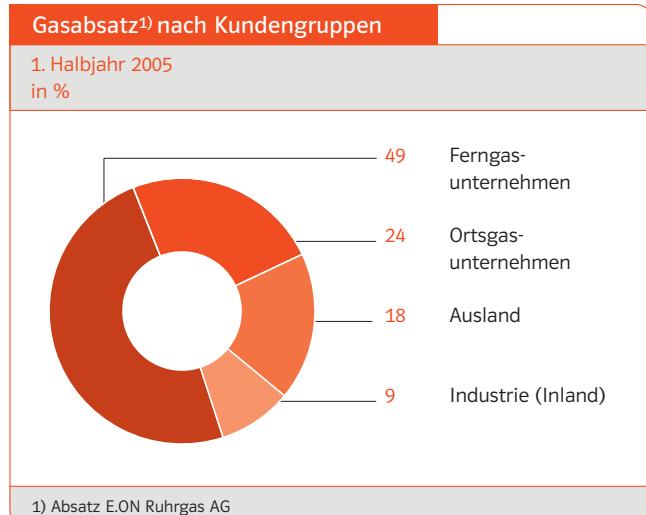
Der Primärenergieverbrauch in Deutschland ging im ersten Halbjahr 2005 um 1 Prozent zurück. Demgegenüber lag der Erdgasverbrauch rund 1 Prozent über dem Vorjahresniveau. Nach dem temperaturbedingten Nachfrageplus im ersten Quartal, war im zweiten Quartal erneut ein leichter Anstieg zu verzeichnen. Im E.ON Ruhrgas-Vertriebsgebiet lagen die Temperaturen im zweiten Quartal 2005 auf dem Niveau des Vorjahrs und etwa 0,4 °C unterhalb der langfristigen Temperaturmittelwerte.

Der Absatz der E.ON Ruhrgas AG erhöhte sich im ersten Halbjahr 2005 um rund 8 Prozent auf 363,1 Mrd kWh. Im zweiten Quartal stieg der Absatz im Vergleich zum Vorjahr um 10 Prozent auf 137,5 Mrd kWh.

Gasabsatz ¹⁾			
1. Halbjahr in Mrd kWh	2005	2004	+/- %
1. Quartal	225,6	211,2	+7
April	57,7	52,9	+9
Mai	44,5	40,7	+9
Juni	35,3	31,8	+11
2. Quartal	137,5	125,4	+10
Gasabsatz	363,1	336,6	+8

1) Absatz E.ON Ruhrgas AG

Das Mengenwachstum resultiert im Wesentlichen aus dem im Vergleich zum Vorjahr um über 70 Prozent gestiegenen Auslandsabsatz. Wichtigste Absatzmärkte außerhalb Deutschlands sind für Pan-European Gas Großbritannien und die Schweiz. Neben der bereits im Oktober 2004 aufgenommenen Belieferung von E.ON UK trugen Lieferungen an neue Kunden in Frankreich, Dänemark und Italien zur positiven Entwicklung des Auslandsgeschäfts bei. Im zweiten Quartal 2005 wurde zusätzlich eine zweijährige Liefervereinbarung mit einem neuen Industriekunden in Dänemark abgeschlossen. Außerdem wurden mit Thüga Italia Gaslieferungen für das Gaswirtschaftsjahr 2005/06 vereinbart. In Deutschland setzte die E.ON Ruhrgas AG zwischen April und Juni vor allem bei öffentlichen Kraftwerken mehr Erdgas ab. Der Erdgasabsatz an Ferngasgesellschaften und Ortsgasunternehmen war stabil, während die Abnahme bei Industriekunden leicht zurückging.



Die Ferngasunternehmen waren mit 49 Prozent Anteil am Gesamtabsatz wie im Vorjahr (53 Prozent) die größte Kundengruppe. Auf Ortsgasunternehmen entfielen 24 Prozent des Absatzes (Vorjahr: 25 Prozent) und auf Industriekunden 9 Prozent (Vorjahr: 11 Prozent). Der Anteil des Auslandsverkaufs legte von 11 Prozent im ersten Halbjahr 2004 auf 18 Prozent im Berichtszeitraum zu.

Der Umsatz von Pan-European Gas erhöhte sich in den ersten sechs Monaten 2005 auf 8,9 Mrd €, das Adjusted EBIT sank um 8 Prozent.

Mit 6,4 Mrd € lag der Umsatz im Geschäftsfeld Up-/Midstream um 38 Prozent über dem Vorjahreswert. Die positive Umsatzentwicklung resultiert im Wesentlichen aus dem gestiegenen Absatz im Midstream-Segment in Verbindung mit höheren durchschnittlichen Verkaufspreisen. Auch im Upstream-Geschäft profitierte Pan-European Gas vom Anstieg der Verkaufspreise und einer im Vergleich zum Vorjahr höheren Produktion. Die Produktion des Gasfeldes Scoter wurde im Jahr 2004 erst im März aufgenommen. Im Jahr 2005 produzierte Scoter im gesamten Berichtszeitraum.

Im Geschäftsfeld Downstream-Beteiligungen erhöhte sich der Umsatz im Wesentlichen aufgrund von Veränderungen im Konsolidierungskreis der Thüga Italia. Ende Juni 2005 hat E.ON Ruhrgas den rumänischen Gasverteiler Distrigaz Nord mehrheitlich übernommen. Das neue Unternehmen wurde erstmalig zum 30. Juni in den Konzernabschluss einbezogen.

Maßgeblich für die Verschlechterung des Adjusted EBIT bei Pan-European Gas war das Midstream-Geschäft, in dem sich kontinuierlich steigende Heizölpreise negativ auswirken. Aufgrund der Koppelung der Gas- an die Heizölpreise erhöhten sich die Bezugskosten für Erdgas erheblich. Da die Kaufpreise der Heizölpreisveränderung schneller folgen als die Verkaufspreise, wurde das Ergebnis dadurch deutlich belastet. Die positive Entwicklung im Upstream-Geschäft, in

dem die gestiegenen Öl- und Gaspreise zu einer Verbesserung des Adjusted EBIT beitrugen, konnte die Belastungen im Midstream-Geschäft nur in geringem Umfang kompensieren. Insgesamt führte dies zu einem Rückgang des Adjusted EBIT im Geschäftsfeld Up-/Midstream von 21 Prozent.

Im Geschäftsfeld Downstream-Beteiligungen verbesserte sich das Adjusted EBIT gegenüber dem Vorjahr um 19 Prozent auf 347 Mio €. Ausschlaggebend waren in erster Linie höhere Beteiligungsergebnisse bei E.ON Ruhrgas International und Thüga.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern		Up-/Midstream		Downstream-Beteiligungen		Sonstiges/Konsolidierung ²⁾		Pan-European Gas ²⁾	
1. Halbjahr in Mio €		2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Umsatz ¹⁾		6.438	4.678	956	768	-216	-166	7.178	5.280
Adjusted EBITDA		595	710	384	334	-1	-2	978	1.042
Adjusted EBIT		457	580	347	292	-1	-2	803	870

1) ohne Energiesteuern
2) bereinigt um Ruhrgas Industries

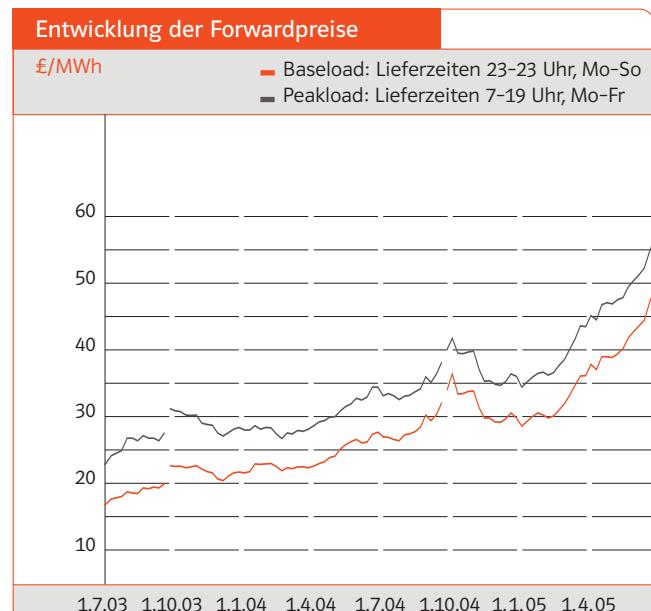
UK

UK				
1. Halbjahr in Mio €		2005	2004	+/- %
Umsatz		4.876	4.468	+9
Adjusted EBITDA		908	800	+14
Adjusted EBIT		613	520	+18

Die Gaspreise am National Balancing Point (Handelspunkt für Erdgas) erhöhten sich im ersten Halbjahr 2005 aufgrund gestiegener Ölpreise und der weiterhin engen Angebotssituation insbesondere im Winter erheblich. Während der ersten 6 Monate stieg der Preis für Lieferungen im kommenden Jahr von 32 Pence pro Therm auf 56 Pence pro Therm. Dies entspricht einer Steigerung um 75 Prozent seit Jahresbeginn bzw. 93 Prozent in den letzten 12 Monaten.

Die britischen Strompreise wurden weiterhin von gestiegenen Gaspreisen und zunehmend von den Preisen für CO₂-Zertifikate beeinflusst. In den ersten 6 Monaten stiegen die Preise für Baseload Lieferungen im Winter 2005/2006 von 33 £/MWh auf rund 59 £/MWh. Somit erhöhten sich die Preise seit Jahresbeginn um 79 Prozent und in den letzten 12 Monaten um 90 Prozent.

In Folge der Steigerung der Großhandelspreise für Energie hat E.ON UK zum 31. August 2005 die Endkundenpreise für Strom um 7,2 Prozent und für Gas um 11,9 Prozent erhöht. Andere führende Energieanbieter haben angedeutet, dass Preiserhöhungen für Endkunden wahrscheinlich sind. Ursachen sind die gestiegenen Großhandelspreise sowie höhere Kosten in Verbindung mit der Umsetzung des Energieeffizienzverbesserungsprogramms des Regulierers sowie Umweltschutzanforderungen.



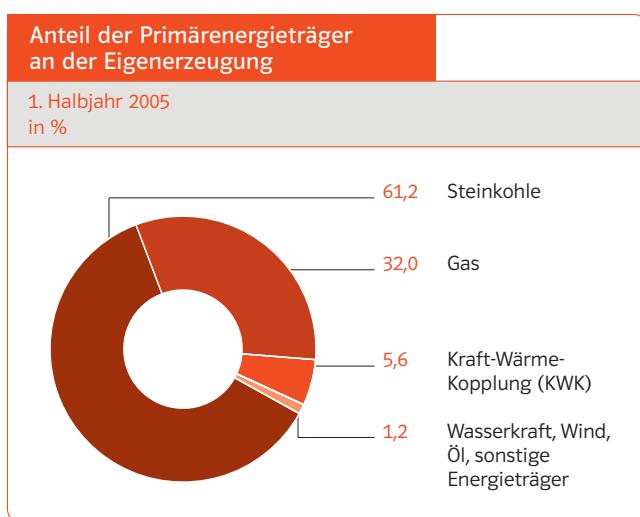
Der Absatzrückgang im Strom- und Gasgeschäft betrifft im Wesentlichen industrielle und gewerbliche Kunden. E.ON UK verfolgt in diesem Segment eine margenorientierte Vertriebspolitik.

Absatz ¹⁾				
1. Halbjahr in Mrd kWh		2005	2004	+/- %
Haushaltskunden		18,9	18,7	+1
Kleinere Geschäfts-, Industrie- und Gewerbekunden		11,6	14,2	-18
Stromabsatz		30,5	32,9	-7
Haushaltskunden		39,7	38,0	+4
Kleinere Geschäfts-, Industrie- und Gewerbekunden		18,1	20,0	-10
Gasabsatz		57,8	58,0	-

1) ohne Großhandels- und Handelsaktivitäten

16 Market Units

Stromerzeugung und -bezug			
1. Halbjahr in Mrd kWh	2005	2004	+/- %
Eigenerzeugung	17,7	17,8	-1
Bezug	13,8	16,1	-14
- von Gemeinschafts- kraftwerken	0,9	1,4	-36
- von Fremden	12,9	14,7	-12
Strombeschaffung	31,5	33,9	-7
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-1,0	-1,0	-
Stromabsatz	30,5	32,9	-7



Die zurechenbare Kraftwerksleistung von E.ON UK lag am 30. Juni 2005 bei 8.807 MW. Damit stieg die Leistung gegenüber dem ersten Quartal 2005 um 842 MW. Im April 2005 hatte E.ON UK einen Block des Kraftwerks Killingholme (450 MW)

wieder in Betrieb genommen und das Gaskraftwerk Enfield (392 MW) erworben.

E.ON UK konnte im ersten Halbjahr 2005 den Umsatz im Vergleich zum Vorjahr steigern. Ursachen hierfür sind Tariferhöhungen im Endkundengeschäft aufgrund der gestiegenen Großhandelspreise für Energie.

Die Verbesserung des Adjusted EBIT im regulierten Geschäft um 8 Mio € resultierte aus dem Beitrag des Stromverteilungsgeschäfts von Midlands Electricity für das volle Halbjahr. Das Unternehmen wurde am 16. Januar 2004 erworben.

Im unregulierten Geschäft stieg das Adjusted EBIT um 113 Mio €. Hierzu trugen positive Sondereffekte bei. Diese resultieren einerseits aus der Eingliederung von Dienstleistungen für ehemalige TXU-Kunden, die an einen externen Dienstleister vergeben waren. Andererseits profitierte E.ON UK von Zahlungen, die TXU aufgrund fehlender Erneuerbare-Energien-Zertifikate im Zeitraum 2002/2003 nach einer Einigung in einem Rechtsstreit leisten musste. Darüber hinaus profitierte E.ON UK von dem positiven Ergebnis einer Einigung um ausstehende TXU-Ausgleichszahlungen im Gastransportgeschäft. Neben diesen Sondereffekten wirkten sich höhere Großhandelspreise sowie weitere operative Verbesserungen positiv aus.

Das Adjusted EBIT im Geschäftsfeld Sonstiges/Konsolidierung sank um 28 Mio €. Ursachen hierfür sind vor allem der Wegfall von Erträgen aus der Auflösung von Garantierückstellungen im Zusammenhang mit früheren Anlagenverkäufen und geringere Ergebnisse aus dem internationalen Geschäft. Im Jahr 2004 hatte E.ON UK Anteile an dem 1.220-MW-Kraftwerk in Paiton/Indonesien veräußert.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern			Reguliertes Geschäft		Unreguliertes Geschäft		Sonstiges/ Konsolidierung		UK	
1. Halbjahr in Mio €	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Umsatz	413	472	4.562	4.115	-99	-119	4.876	4.468		
Adjusted EBITDA	297	288	655	530	-44	-18	908	800		
Adjusted EBIT	223	215	442	329	-52	-24	613	520		

Nordic

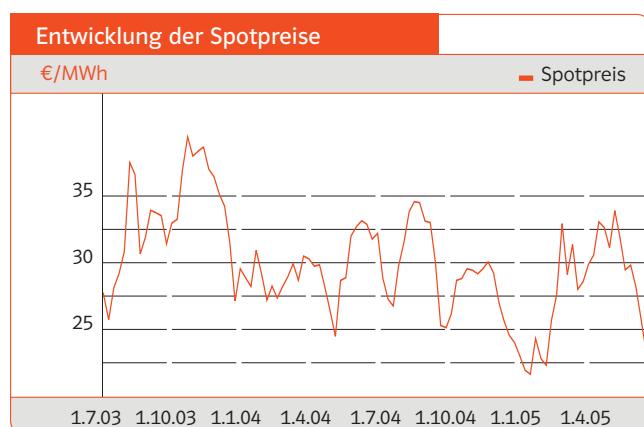
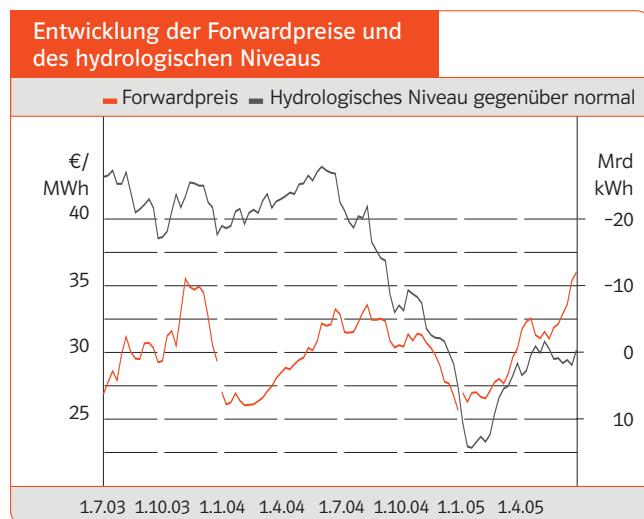
Nordic			
1. Halbjahr in Mio €	2005	2004	+/- %
Umsatz	1.796	1.753	+2
- davon Energiesteuern	236	220	+7
Adjusted EBITDA	639	598	+7
Adjusted EBIT	447	393	+14

Die durchschnittlichen Spotpreise für Strom lagen im ersten Halbjahr 2005 leicht unter denen des ersten Halbjahrs 2004. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft nahm insbesondere im Frühjahr zu, da zu Beginn des Jahres die Wasserstände in den Reservoirs 15 TWh über dem langfristigen Durchschnitt lagen. Milde Temperaturen im Januar und Februar dämpften die Nachfrage, die aufgrund der kälteren Witterung im März aber wieder anzog. Ende Mai gingen die Spotpreise erneut

zurück, als die energieintensiven finnischen Papierfabriken wegen Aussperrungen geschlossen waren.

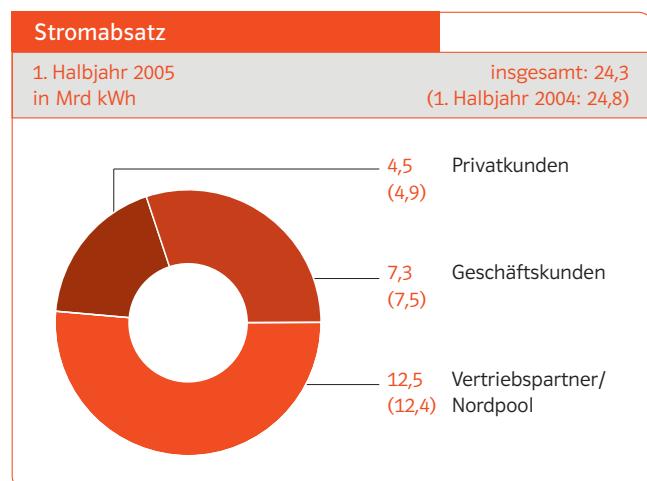
Die Forward-Preise für Strom erhöhten sich im ersten Halbjahr 2005 erheblich. Diese Entwicklung spiegelt die steigenden Preise für CO₂-Zertifikate, Öl und Kohle wider. Entsprechend einer Entscheidung der schwedischen Regierung wurde das 600 MW-Kernkraftwerk Barsebäck 2 am 31. Mai 2005 dauerhaft vom Netz genommen.

Die Wettbewerssituation im nordeuropäischen Vertriebsgeschäft blieb angespannt. Nach dem Sturm im Januar hat sich Sydkraft verstärkt darum bemüht, das Vertrauen der Öffentlichkeit und der Kunden in Schweden wiederherzustellen. Unlängst durchgeführte Umfragen belegen den Erfolg dieser Bemühungen. Die Umbenennung von Sydkraft in E.ON Sverige wird derzeit vorbereitet. Die Namensänderung wird im Herbst umgesetzt.



Die Kosten für Reparaturarbeiten am Übertragungsnetz und Entschädigungsleistungen an Kunden in Folge des Sturms im Januar schätzt Sydkraft auf rund 140 Mio €. Die Auswirkungen des Sturms waren erheblich und betrafen große Teile des Unternehmens in Schweden. Die Kosten wirken sich nicht auf das Adjusted EBIT aus, da dieses Ereignis außergewöhnlichen Charakter hat.

Die Market Unit Nordic setzte 0,5 Mrd kWh weniger Strom ab als im Vorjahr. Der Rückgang resultiert insbesondere aus geringeren Absätzen an Haushalts- und Geschäftskunden in Folge des Sturms im Januar. 94 Prozent des Stromabsatzes entfallen auf das Geschäftsfeld Schweden, die verbleibenden 6 Prozent auf Finnland.

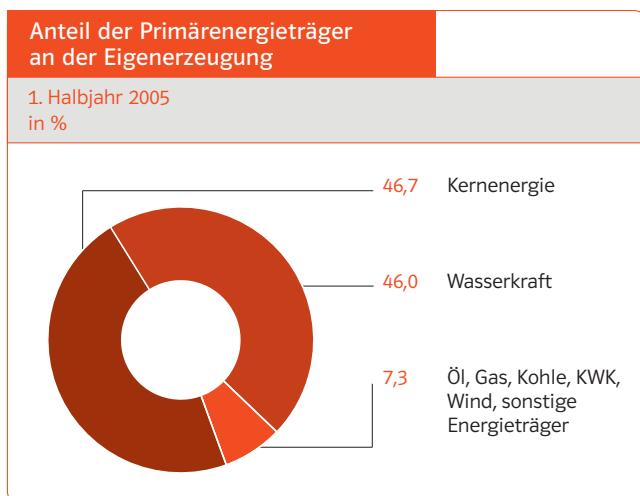


Nordic erzeugte nahezu 70 Prozent des Stromabsatzes in eigenen Kraftwerken. Die Erzeugungsmenge konnte um 0,6 Mrd kWh im Vergleich zum Vorjahreszeitraum gesteigert werden. Aufgrund der höheren Wasserstände zu Beginn des Jahres und höherer Zuflüsse im Berichtszeitraum nahm die Erzeugung aus Wasserkraft zu. Die Erzeugung aus Kernenergie ging dagegen leicht zurück. Gründe sind die sehr hohe Verfügbarkeit der Kernkraftwerke im Vorjahr und ein ungeplanter längerer sowie verschiedene kürzere Stillstände im ersten Halbjahr 2005. Für die geringere Erzeugung aus fossilen Brennstoffen und aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sind die niedrigeren Spot-Preise für Strom verantwortlich.

Stromerzeugung und -bezug

1. Halbjahr in Mrd kWh	2005	2004	+/- %
Eigenerzeugung	17,2	16,6	+4
Bezug	8,1	9,2	-12
- von Gemeinschafts- kraftwerken	5,1	5,5	-7
- von Fremden	3,0	3,7	-19
Strombeschaffung	25,3	25,8	-2
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-1,0	-1,0	-
Stromabsatz	24,3	24,8	-2

18 Market Units



Der Gasabsatz nahm aufgrund von gesteigerten Verkäufen an Industriekunden zu. Der Wärmeabsatz konnte durch die niedrigeren Temperaturen im Berichtszeitraum erhöht werden.

Im ersten Halbjahr 2005 lag der Umsatz mit 1.796 Mio € leicht über dem Vorjahresniveau. Der niedrigere Stromabsatz und die geringeren Spot-Preise konnten durch erfolgreiches Hedging ausgeglichen werden.

Gas- und Wärmeabsatz

1. Halbjahr
in Mrd kWh

	2005	2004	+/- %
Gasabsatz	3,9	3,7	+5
Wärmeabsatz	6,0	5,8	+3

Nordic steigerte das Adjusted EBIT um 54 Mio € auf 447 Mio €. Die Ergebnisverbesserung resultiert im Wesentlichen aus den höheren Erzeugungsmengen aus Wasserkraft und dem erfolgreichen Hedging, das Nordic ermöglicht, sich effektiv höhere Verkaufspreise für das Erzeugungsportfolio zu sichern. Das Adjusted EBIT im Gasgeschäft verbesserte sich durch ein günstiges Verhältnis zwischen den Preisen für leichtes und schweres Heizöl. Im Geschäftsfeld Finnland ist das Adjusted EBIT gesunken. Gründe sind vor allem ein geringerer Stromabsatz an Endkunden und niedrigere Ergebnisse aus Stromhandelsaktivitäten.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern

1. Halbjahr
in Mio €

	Schweden		Finnland		Nordic	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Umsatz ¹⁾	1.435	1.406	125	127	1.560	1.533
Adjusted EBITDA	602	550	37	48	639	598
Adjusted EBIT	428	363	19	30	447	393

1) ohne Energiesteuern

US-Midwest

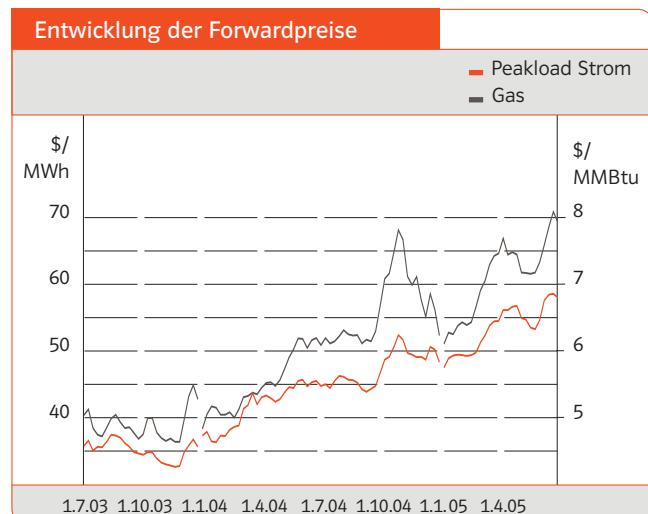
US-Midwest

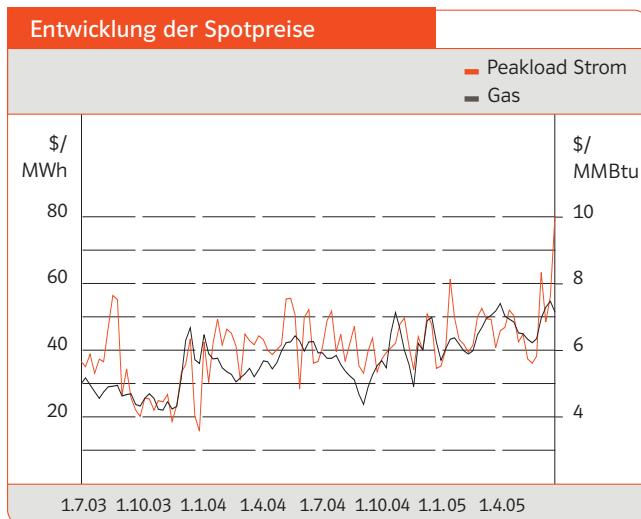
1. Halbjahr
in Mio €

	2005	2004	+/- %
Umsatz	1.029	963	+7
Adjusted EBITDA	280	261	+7
Adjusted EBIT	180	168	+7

Im ersten Halbjahr 2005 stiegen die Spotpreise für Strom im Mittleren Westen vor allem aufgrund höherer Gaspreise auf rund 48 \$/MWh (Peak Load). Im ersten Halbjahr 2004 lagen sie bei 44 \$/MWh. Die am Henry Hub (Spotmarkt für Erdgas) notierten Preise für Erdgas stiegen durchschnittlich von 5,85 \$/MMBtu im ersten Halbjahr 2004 auf 6,63 \$/MMBtu in der Berichtsperiode.

Die am Henry Hub notierten Forwardpreise für Erdgas stiegen im Durchschnitt leicht an. Gründe hierfür sind die Entwicklung der Ölpreise sowie die Wetter- und die Angebotsbedingungen. Die Forwardpreise für Strom in der Region US-Midwest verzeichneten wegen der gestiegenen Gaspreise einen gemäßigten Anstieg.





Stromerzeugung und -bezug		2005	2004	+/- %
1. Halbjahr in Mrd kWh				
Eigenerzeugung	22,9	22,7	+1	
- Eigene Kraftwerke	17,2	17,1	+1	
- Geleaste Kraftwerke	5,7	5,6	+2	
Bezug	2,4	2,5	-4	
Strombeschaffung	25,3	25,2	-	
Betriebsverbrauch, Netzverluste	-1,4	-1,6	-	
Stromabsatz	23,9	23,6	+1	

98 Prozent der Eigenerzeugung der Market Unit US-Midwest wurde durch Kohlekraftwerke gedeckt, 2 Prozent entfielen auf Gas, Öl, Wasserkraft und sonstige Energieträger. Die zu-rechenbare Kraftwerksleistung von US-Midwest sank im Ver-gleich zum Vorjahresende wegen des Verkaufs der Gregory Beteiligung um 275 MW auf 9.391 MW.

Absatz		2005	2004	+/- %
1. Halbjahr in Mrd kWh				
Reguliertes Geschäft	18,2	17,9	+2	
- Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden	15,8	15,8	-	
- Off-system-Geschäft ¹⁾	2,4	2,1	+14	
Unreguliertes Geschäft	5,7	5,7	-	
Stromabsatz	23,9	23,6	+1	
Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden	8,0	8,5	-6	
Off-system-Geschäft ¹⁾	0,8	0,4	+100	
Gasabsatz	8,8	8,9	-1	

1) Verkauf überschüssiger Strommengen an Kunden außerhalb des eigenen Versorgungsgebietes

Im ersten Halbjahr 2005 blieb der Stromabsatz im regulierten Geschäft im Vergleich zum Vorjahr nahezu unverändert. Im Off-system-Geschäft konnte der Stromabsatz infolge der höheren Marktpreise außerhalb der Peakloadzeiten gesteigert werden. Der Gasabsatz an Privat-, Geschäfts- und Gewerbe-kunden sank insbesondere wegen des im Vergleich zum Vor-jahr milderden Winterwetters. Der Gasabsatz im Off-system-Geschäft erhöhte sich um Mengen, die nicht an Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden verkauft werden konnten.

Der Umsatz von US-Midwest stieg im ersten Halbjahr 2005 um 7 Prozent – in Landeswährung um 12 Prozent. Ursachen hierfür waren insbesondere die höheren Großhandelspreise sowie die von der Kentucky Public Service Commission zum 1. Juli 2004 genehmigten höheren Strom- und Gaspreise. Gegenläufig wirkte sich der schwache US-Dollar-Wechselkurs aus. Das Adjusted EBIT nahm vor allem wegen der Umsatz-steigerung um 7 Prozent – in Landeswährung um 12 Prozent – zu.

Das Adjusted EBIT im regulierten Geschäft verbesserte sich im Vergleich zum Vorjahreszeitraum vor allem wegen der höheren Strom- und Gaspreise. Darüber hinaus übertraf das Ergebnis im Off-system-Geschäft den Vorjahreswert auf-grund höherer Stromgroßhandelspreise und des gestiegenen Absatzes. Negativ wirkten sich Kosten aus der Teilnahme an dem regionalen Netzbetreiber Midwest Independent Trans-mission System Operator (MISO), höhere Abschreibungen auf neue Anlagen und der schwache US-Dollar-Wechselkurs aus.

Im unregulierten Geschäft lag das Adjusted EBIT auf Vorjah-resniveau.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern		Reguliertes Geschäft		Unreguliertes Geschäft/Sonstiges		US-Midwest	
1. Halbjahr in Mio €		2005	2004	2005	2004	2005	2004
Umsatz		888	827	141	136	1.029	963
Adjusted EBITDA		263	243	17	18	280	261
Adjusted EBIT		169	156	11	12	180	168

20 Zwischenabschluss (ungeprüft)

Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns		2. Quartal		1. Halbjahr	
in Mio €		2005	2004	2005	2004
Umsatzerlöse		12.507	10.465	28.408	24.588
Energiesteuern		-1.017	-944	-2.453	-2.338
Umsatzerlöse nach Abzug Energiesteuern		11.490	9.521	25.955	22.250
Herstellungs- und Anschaffungskosten der umgesetzten Lieferungen und Leistungen		-8.856	-6.495	-20.041	-16.090
Bruttoergebnis vom Umsatz		2.634	3.026	5.914	6.160
Vertriebskosten		-884	-988	-1.903	-2.099
Allgemeine Verwaltungskosten		-356	-317	-684	-570
Sonstige betriebliche Erträge		2.177	1.398	4.209	3.177
Sonstige betriebliche Aufwendungen		-1.401	-1.046	-3.029	-2.415
Finanzergebnis		184	12	170	-77
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit		2.354	2.085	4.677	4.176
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag		-766	-664	-1.514	-1.199
Anteile Konzernfremder		-100	-106	-276	-275
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten		1.488	1.315	2.887	2.702
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten		79	45	139	113
Konzernüberschuss		1.567	1.360	3.026	2.815
Ergebnis je Aktie in €					
- aus fortgeführten Aktivitäten		2,25	2,00	4,38	4,12
- aus nicht fortgeführten Aktivitäten		0,12	0,07	0,21	0,17
- aus Konzernüberschuss		2,37	2,07	4,59	4,29

Bilanz des E.ON-Konzerns		30. 6. 2005	31. 12. 2004
in Mio €			
Aktiva			
Goodwill		14.831	14.454
Immaterielle Vermögensgegenstände		3.717	3.788
Sachanlagen		40.155	43.563
Finanzanlagen		17.616	17.263
Anlagevermögen		76.319	79.068
Vorräte		2.050	2.647
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögensgegenstände		1.965	2.124
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögensgegenstände		18.561	15.759
Vermögen der abzugebenden Aktivitäten		7.138	553
Liquide Mittel (davon Zahlungsmittel < 3 Monate 2005: 3.336/2004: 4.176)		12.077	12.016
Umlaufvermögen		41.791	33.099
Aktive latente Steuern		1.633	1.551
Rechnungsabgrenzungsposten		346	344
Summe Aktiva		120.089	114.062

Bilanz des E.ON-Konzerns		30. 6. 2005	31. 12. 2004
in Mio €			
Passiva			
Eigenkapital		36.367	33.560
Anteile Konzernfremder		4.370	4.144
Pensionsrückstellungen		7.771	8.589
Übrige Rückstellungen		25.292	25.653
Rückstellungen		33.063	34.242
Finanzverbindlichkeiten		18.593	20.301
Betriebliche Verbindlichkeiten		15.463	14.054
Verbindlichkeiten		34.056	34.355
Schulden der abzugebenden Aktivitäten		4.748	54
Passive latente Steuern		6.808	6.605
Rechnungsabgrenzungsposten		677	1.102
Summe Passiva		120.089	114.062

22 Zwischenabschluss (ungeprüft)

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns		
1. Halbjahr in Mio €	2005	2004
Konzernüberschuss	3.026	2.815
Anteile Konzernfremder	276	275
Überleitung zum Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten		
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-139	-113
Ab-/Zuschreibungen und außerplanmäßige Wertminderungen auf das Anlagevermögen	1.380	1.333
Veränderung der Rückstellungen	-485	-533
Veränderung der latenten Steuern	247	46
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	-399	-134
Ergebnis aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	-60	-458
Veränderung von Posten des Umlaufvermögens und der sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten	-987	-502
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (Operativer Cashflow)	2.859	2.729
Einzahlungen aus dem Abgang von		
Finanzanlagen	280	1.461
immateriellen Vermögensgegenständen und Sachanlagen	72	171
Auszahlungen für Investitionen in		
Finanzanlagen	-769	-1.811
immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	-1.051	-1.042
Veränderung der Finanzmittelanlagen des Umlaufvermögens	-417	957
Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-1.885	-264
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen einschließlich Konzernfremder	2	-
Ein-/Auszahlungen für den Verkauf/Erwerb eigener Aktien	-30	-
Gezahlte Dividenden		
an Aktionäre der E.ON AG	-1.549	-1.312
an Konzernfremde	-225	-255
Veränderung der Finanzverbindlichkeiten	269	-360
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-1.533	-1.927
Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel (< 3 Monate) fortgeführter Aktivitäten	-559	538
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel (< 3 Monate)	94	8
Zahlungsmittel (< 3 Monate) zum Jahresanfang	4.176	3.321
Zahlungsmittel (< 3 Monate) aus nicht fortgeführten Aktivitäten zum Jahresanfang	-375	-152
Zahlungsmittel (< 3 Monate) fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende	3.336	3.715
Finanzmittel des Umlaufvermögens (> 3 Monate) fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende	8.741	7.463
Finanzmittel des Umlaufvermögens (> 3 Monate) aus nicht fortgeführten Aktivitäten zum Quartalsende	-	22
Zahlungsmittel (< 3 Monate) aus nicht fortgeführten Aktivitäten zum Quartalsende	-	152
Liquide Mittel laut Bilanz	12.077	11.352

Entwicklung des Konzerneigenkapitals				Kumulierte Other Comprehensive Income					
in Mio €	Gezeich- netes Kapital	Kapital- rücklage	Gewinn- rücklagen	Differenz aus der Währungs- umrech- nung	Weiter- veräußer- bare Wert- papiere	Mindest- pensions- rück- stellun- gen	Cash Flow Hedges	Eigene Anteile	Summe
1. Januar 2004	1.799	11.564	16.976	-1.021	1.184	-492	20	-256	29.774
Zurückgekauft/ verkaufte eigene Anteile								1	1
Gezahlte Dividenden			-1.312						-1.312
Konzernüberschuss			2.815						2.815
Other Comprehensive Income				416	569	37	116		1.138
Summe Comprehensive Income									3.953
30. Juni 2004	1.799	11.564	18.479	-605	1.753	-455	136	-255	32.416
1. Januar 2005	1.799	11.746	20.003	-896	2.178	-1.090	76	-256	33.560
Zurückgekauft/ verkaufte eigene Anteile								-30	-30
Gezahlte Dividenden			-1.549						-1.549
Konzernüberschuss			3.026						3.026
Other Comprehensive Income				426	831	14	89		1.360
Summe Comprehensive Income									4.386
30. Juni 2005	1.799	11.746	21.480	-470	3.009	-1.076	165	-286	36.367

24 Erläuternde Angaben

Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Die für den Zwischenabschluss zum 30. Juni 2005 angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden entsprechen denen des Konzernabschlusses zum 31. Dezember 2004.

Neue Veröffentlichungen zur Rechnungslegung

Das FASB hat im März 2005 die Interpretation (FIN) 47, „Accounting for Conditional Asset Retirement Obligations – an interpretation of FASB Statement. No. 143“ veröffentlicht. Diese Interpretation stellt klar, dass SFAS 143 auch auf solche Stilllegungs- und Rückbauverpflichtungen anzuwenden ist, bei denen unklar ist, wann oder wie sie zu erfüllen sind. FIN 47 ist verpflichtend auf Geschäftsjahre anzuwenden, die nach dem 15. Dezember 2005 enden. E.ON prüft zur Zeit die Auswirkungen auf den Konzernabschluss, die sich aus der Erstanwendung von FIN 47 ergeben.

Variable Interest Entities

Seit dem 1. Januar 2004 wird die Interpretation FIN 46 in der im Dezember 2003 veröffentlichten Version FIN 46 revised angewendet.

Bei den zum 30. Juni 2005 im E.ON-Konzern bestehenden Variable Interest Entities handelt es sich um zwei Immobilien-Leasinggesellschaften, zwei gemeinschaftlich geführte Stromerzeugungsgesellschaften, eine Gesellschaft zur Verwaltung und Veräußerung von Immobilien sowie ein Unternehmen zur Verwaltung von Beteiligungen.

Die in den E.ON-Konzern einbezogenen Gesellschaften weisen zum 30. Juni 2005 Aktiva und Passiva in Höhe von jeweils rund 1.128 Mio € (davon 304 Mio € als Vermögen/Schulden der abzugebenden Aktivitäten) sowie ein Ergebnis von 21 Mio € (davon 12 Mio € Ergebnis von nicht fortgeführten Aktivitäten) vor Konsolidierung auf. 133 Mio € Anlagevermögen und Sonstige Vermögensgegenstände 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 93 Mio €.

Darüber hinaus bestehen seit dem 1. Juli 2000 vertragliche Beziehungen zu einer weiteren Leasinggesellschaft im Energiektor, die als Variable Interest Entity einzustufen ist, ohne dass eine Meistbegünstigung vorliegt. Diese Gesellschaft verfügt über eine Bilanzsumme von 120 Mio € bei einem Jahresergebnis von 29 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 vierten Quartal 2005 befristet ist, kann aufgrund mangelnder Informationen nicht nach den Kriterien von FIN 46 revised 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.

Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten

Unternehmenserwerbe im Jahr 2005

E.ON Energie hat am 22. Februar 2005 Beteiligungen von jeweils 67 Prozent an den bulgarischen Regionalversorgern Gorna Oryahovitza und Varna erworben. Der Kaufpreis von insgesamt rund 140 Mio € wurde bereits im Jahr 2004 geleistet. Die Gesellschaften wurden zum 1. März 2005 erstkonsolidiert.

E.ON UK hat im ersten Halbjahr 2005 in zwei Schritten 100 Prozent der Anteile an Enfield Energy Centre Ltd. erworben. Diese Gesellschaft betreibt ein Gaskraftwerk in der Nähe von London, das über eine installierte Leistung von 392 Megawatt verfügt – eine Strommenge, mit der 300.000 Haushalte versorgt werden können. Der Kaufpreis betrug rund 180 Mio €. Die Gesellschaft wird seit dem 1. April 2005 voll konsolidiert.

E.ON Ruhrgas hat am 28. Juni 2005 eine 30-prozentige Beteiligung an Distrigaz Nord vom rumänischen Staat für 125 Mio € erworben. Im Zuge einer gleichzeitigen Kapitalerhöhung um 178 Mio € wurde diese Beteiligung auf 51 Prozent erhöht. Die Gesellschaft wurde zum 30. Juni 2005 erstkonsolidiert.

Nicht fortgeführte Aktivitäten

E.ON verkaufte am 17. Mai 2005 Viterra an die Deutsche Annington GmbH. Der Kaufpreis für das Eigenkapital betrug rund 4 Mrd €. Das gesamte Transaktionsvolumen belief sich auf rund 7 Mrd €; darin sind verzinsliche Verbindlichkeiten und Rückstellungen enthalten. Die Transaktion wurde Anfang August kartellrechtlich genehmigt.

E.ON Ruhrgas verkaufte am 15. Juni 2005 die Ruhrgas Industries an das europäische Beteiligungsunternehmen CVC Capital Partners. Der Kaufpreis für das Eigenkapital betrug rund 1,2 Mrd €. Das gesamte Transaktionsvolumen belief sich auf rund 1,5 Mrd €; darin sind verzinsliche Verbindlichkeiten und Rückstellungen enthalten. Für den Vollzug der Transaktion, der voraussichtlich im September 2005 erfolgen soll, ist die Freigabe durch die Kartellbehörden erforderlich.

Beide Veräußerungen erfolgten im Rahmen der von E.ON verfolgten Fokussierung auf das Kerngeschäft Strom und Gas.

Die Ergebnisse der vorgenannten Aktivitäten sind gemäß US-GAAP in der Gewinn- und Verlustrechnung gesondert als „Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten“ auszuweisen. Die Gewinn- und Verlustrechnung, die Kapitalflussrechnung sowie die entsprechenden Angaben im Anhang zum 30. Juni 2005 sind ebenso wie die berichteten Vorperioden um sämtliche Bestandteile der abzugebenden Aktivitäten bereinigt. Die Vermögensgegenstände und Schulden sind in der Kon-

zernbilanz zum 30. Juni 2005 in den Posten „Vermögen/Schulden der abzugebenden Aktivitäten“ zusammengefasst. Die Bilanzdaten der Vorperioden werden nicht angepasst, da SFAS 144 eine Anpassung nicht erlaubt.

Die nachfolgende Tabelle zeigt wesentliche Posten der Gewinn- und Verlustrechnung aus den vorgenannten Aktivitäten:

1. Halbjahr in Mio €	Gewinn- und Verlustrechnung der nicht fortgeführten Aktivitäten (Kurzfassung)					
	Viterra		Ruhrgas Industries		Sonstige	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Umsatzerlöse	439	439	629	567	-	-
Sonstige Erträge/Aufwendungen, netto	-311	-348	-610	-535	10	-3
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	128	91	19	32	10	-3
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-8	13	-6	-11	-4	-
Anteile Konzernfremder	-	-8	-	-1	-	-
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	120	96	13	20	6	-3

Die nachfolgende Tabelle enthält neben den wesentlichen Bilanzposten der beiden nicht fortgeführten Aktivitäten Viterra und Ruhrgas Industries auch die der als Disposal Group zu klassifizierenden Wasserkrafterzeugungskapazitä-

ten, die E.ON im Rahmen der Graninge-Akquisition erworben hatte. Diese Disposal Group ist – ebenso wie die Unternehmenserwerbe im Jahr 2004 – ausführlich in unserem Geschäftsbericht 2004 beschrieben.

30. Juni 2005 in Mio €	Wesentliche Bilanzposten der nicht fortgeführten Aktivitäten und Disposal Groups (Kurzfassung)			
	Viterra	Ruhrgas Industries	Disposal Group Wasserkraft- erzeugung Graninge	Summe
Anlagevermögen	4.226	621	529	5.376
Umlaufvermögen und übrige Aktiva	1.185	577	-	1.762
Summe Vermögensgegenstände	5.411	1.198	529	7.138
Schulden (inkl. Anteile Konzernfremder)	4.159	537	52	4.748
Netto-Reinvermögen	1.252	661	477	2.390

Forschung und Entwicklung

Der Forschungs- und Entwicklungsaufwand im E.ON-Konzern betrug in den ersten sechs Monaten 2005 insgesamt 9 Mio € (Vorjahr: 8 Mio €).

26 Erläuternde Angaben

Ergebnis je Aktie

Das Ergebnis je Aktie errechnet sich wie folgt:

Ergebnis je Aktie	2. Quartal		1. Halbjahr	
	2005	2004	2005	2004
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten in Mio €	1.488	1.315	2.887	2.702
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten in Mio €	79	45	139	113
Konzernüberschuss in Mio €	1.567	1.360	3.026	2.815
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in 1.000 Stück	658.015	656.031	659.036	656.029
Ergebnis je Aktie (in €)				
- aus fortgeführten Aktivitäten	2,25	2,00	4,38	4,12
- aus nicht fortgeführten Aktivitäten	0,12	0,07	0,21	0,17
- aus Konzernüberschuss	2,37	2,07	4,59	4,29

Finanzergebnis

In der folgenden Tabelle ist das Finanzergebnis für das erste Halbjahr 2005 im Vergleich zum Berichtszeitraum 2004 dargestellt.

Finanzergebnis	2005	2004	+/- %
1. Halbjahr in Mio €			
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen	420	338	+24
Sonstiges Beteiligungsergebnis	130	104	+25
Beteiligungsergebnis	550	442	+24
Erträge aus anderen Wertpapieren	24	13	+85
Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	26	43	-40
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	554	263	+111
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-948	-831	-14
- davon Aufzinsung im Rahmen von SFAS 143	-250	-250	-
- davon aus Finanzverbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen und Beteiligungsunternehmen	-20	-16	-25
Zinsergebnis	-344	-512	+33
Abschreibungen auf Wertpapiere und Ausleihungen	-36	-7	-414
Finanzergebnis	170	-77	-

Goodwill und immaterielle Vermögensgegenstände

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Veränderungen des Goodwills im ersten Halbjahr 2005 nach Segmenten:

Goodwill ¹⁾		Pan-European Gas							Corporate Center		Weitere Aktivitäten	
		Central Europe	European Gas	UK	Nordic	US-Midwest		Corporate Center		Weitere Aktivitäten	Summe	
in Mio €												
Nettobuchwert zum 31. Dezember 2004		2.305	3.920	4.779	359	3.080	1	10	14.454			
Zugänge/Abgänge		36	52	8	1	-	-	-	-	97		
Goodwill Impairment		-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Sonstige Veränderungen ²⁾		-1	-326 ³⁾	245	-14	386	-	-10 ³⁾	-	280		
Nettobuchwert zum 30. Juni 2005		2.340	3.646	5.032	346	3.466	1	-	14.831			

1) ohne Goodwill von at equity einbezogenen Unternehmen
2) einschließlich Umbuchungen und Wechselkursdifferenzen
3) Umgliederung von Ruhrgas Industries und Viterra in nicht fortgeführte Aktivitäten

Immaterielle Vermögensgegenstände

Die nachfolgende Tabelle zeigt die immateriellen Vermögensgegenstände einschließlich der geleisteten Anzahlungen zum 31. Dezember 2004 und zum 30. Juni 2005:

Immaterielle Vermögensgegenstände		30. 6. 2005	31. 12. 2004
in Mio €			
Immaterielle Vermögensgegenstände mit bestimmbarer Nutzungsdauer			
Anschaffungskosten		4.664	4.544
Kumulierte Abschreibungen		1.769	1.647
Nettobuchwert		2.895	2.897
Immaterielle Vermögensgegenstände mit unbestimmbarer Nutzungsdauer			
822		891	
Summe		3.717	3.788

In den ersten sechs Monaten 2005 betragen die planmäßigen Abschreibungen auf die immateriellen Vermögensgegenstände 175 Mio € (Vorjahr: 160 Mio €) und die außerplanmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände 0 Mio € (Vorjahr: 1,5 Mio €). Abschreibungen auf Goodwill wurden im ersten Halbjahr 2005 nicht vorgenommen.

Auf Grundlage der Buchwerte der immateriellen Vermögensgegenstände mit bestimmbarer Nutzungsdauer verteilt sich der geschätzte Abschreibungsaufwand bis zum Ende des Berichtsjahrs sowie in den nächsten fünf Geschäftsjahren

wie folgt: 2005 (verbleibende 6 Monate): 183 Mio €; 2006: 317 Mio €; 2007: 291 Mio €; 2008: 214 Mio €, 2009: 179 Mio € und 2010: 154 Mio €. Durch zukünftige Akquisitionen und Veräußerungen können die tatsächlichen Werte hiervon abweichen.

Bestand eigener Aktien

Zum 30. Juni 2005 hielt E.ON AG insgesamt 4.374.398 eigene Aktien. Weitere 28.922.194 E.ON-Aktien werden von Tochterunternehmen gehalten. Der Anstieg im Bestand der Tochterunternehmen ist auf den Kauf von 450.000 E.ON-Aktien an der Börse im Zusammenhang mit dem freiwilligen öffentlichen Tauschangebot für Contigas-Aktionäre zurückzuführen. Diese Aktien wurden Anfang Juli für die Erfüllung des Tauschangebots verwendet. E.ON hält damit 4,8 Prozent des Grundkapitals als eigene Aktien.

Gezahlte Dividenden

Die Hauptversammlung beschloss am 27. April 2005, eine um 0,35 € erhöhte Dividende von 2,35 € je dividendenberechtigter Stückaktie auszuschütten. Dies entspricht einer Dividendensumme von 1.549 Mio €.

Pensionsrückstellungen

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

Gesamtaufwand der Versorgungszusagen			
2. Quartal in Mio €		2005	2004
Aufwand für die im Berichtszeitraum hinzuerworbenen Versorgungsansprüche (Employer service cost)		52	43
Kalkulatorischer Zinsaufwand (Interest cost)		195	190
Erwarteter Vermögensertrag (Expected return on plan assets)		-112	-101
Mehrkosten aus Planänderungen (Prior service cost)		8	6
Amortisation versicherungsmathematischer (Gewinne)/Verluste (Net amortization of (gains)/losses)		15	13
Summe		158	151

Gesamtaufwand der Versorgungszusagen			
1. Halbjahr in Mio €		2005	2004
Aufwand für die im Berichtszeitraum hinzuerworbenen Versorgungsansprüche (Employer service cost)		102	90
Kalkulatorischer Zinsaufwand (Interest cost)		386	391
Erwarteter Vermögensertrag (Expected return on plan assets)		-221	-211
Mehrkosten aus Planänderungen (Prior service cost)		16	13
Amortisation versicherungsmathematischer (Gewinne)/Verluste (Net amortization of (gains)/losses)		49	25
Summe		332	308

Zahlungen in das Fondsvermögen

E.ON UK hat im zweiten Quartal 2005 Zahlungen in Höhe von 629 Mio € an die E.ON Holding Group of the Electricity Supply Pension Scheme (ESPS) geleistet. Die Zahlungen kompensieren einen Teil der versicherungsmathematischen Unterdeckung der Pensionspläne bei E.ON UK.

Verpflichtungen aus Stilllegung oder Rückbau von Sachanlagen

Zum 30. Juni 2005 betreffen die Verpflichtungen von E.ON aus Stilllegung oder Rückbau von Sachanlagen die Stilllegung von Kernkraftwerken in Deutschland (8.252 Mio €) und Schweden (389 Mio €), die Rekultivierung von konventionellen Kraftwerksstandorten, einschließlich Demontage von Stromübertragungs- bzw. -verteilungsausrüstung (332 Mio €), die Rekultivierung von Gasspeicherstandorten (78 Mio €) und Tagebaustandorten (59 Mio €) sowie den Rückbau von Öl- und Gas-Infrastruktureinrichtungen (19 Mio €). Der Wert der Verpflichtungen aus der Stilllegung von Kernkraftwerken basiert auf externen Gutachten.

Die Aufzinsung im Rahmen der Fortführung der Rückstellung in Höhe von 250 Mio € für die ersten sechs Monate 2005 (Vorjahr: 250 Mio €) ist im Finanzergebnis enthalten.

Haftungsverhältnisse aus Garantien

Finanzgarantien

Finanzielle Garantien beinhalten sowohl direkte 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 Deckungsvorsorgen aus dem Betrieb von Kernkraftwerken, die in unserem Geschäftsbericht 2004 ausführlich beschrieben sind. Die Verpflichtungen umfassen daneben direkte Finanzgarantien gegenüber Dritten für nahestehende Unternehmen sowie Konzernfremde. Bei befristeten finanziellen Garantien reichen die Laufzeiten bis 2029. Die undiskontierten zukünftigen Zahlungen könnten maximal 634 Mio € (Jahresende 2004: 737 Mio €) betragen. Für nahestehende Unternehmen ist hierin ein Betrag von 422 Mio € (Jahresende 2004: 534 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 466 Mio € (Jahresende 2004: 459 Mio €) betragen. Für nahe stehende Unternehmen ist hierin ein Betrag von 94 Mio € (Jahresende 2004: 162 Mio €) enthalten. Die Gesellschaft hat zum 30. Juni 2005 Rückstellungen in Höhe von 92 Mio € (Jahresende 2004: 98 Mio €) bezüglich der Finanzgarantien gebildet. 3 Mio € Rückstellungen werden als Schulden der abzugebenden Aktivitäten ausgewiesen.

E.ON haftet darüber hinaus gesamtschuldnerisch aus Beteiligungen an Gesellschaften bürgerlichen Rechts, Personenhandelsgesellschaften und Arbeitsgemeinschaften.

Daneben bestehen satzungsrechtliche Verpflichtungen verschiedener Konzerngesellschaften aufgrund ihrer Mitgliedschaft in der Versorgungskasse Energie Versicherungsverein auf Gegenseitigkeit (VKE). Mit einer Inanspruchnahme für diese Verpflichtungen wird nicht gerechnet.

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 4.374 Mio € betragen (Jahresende 2004: 4.602 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 30. Juni 2005 Rückstellungen in Höhe von 73 Mio € (Jahresende 2004: 86 Mio €) für Freistellungen und andere Garantien aus Verkaufsvereinbarungen gebildet. 13 Mio € der gebildeten Rückstellungen werden als Schulden der abzugebenden Aktivitäten ausgewiesen. 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, soweit befristet, mit Laufzeiten bis 2020, beinhalten neben bedingten Kaufpreisanpassungen mit maximalen undiskontierten zukünftigen Zahlungen von 36 Mio € (Jahresende 2004: 36 Mio €) Gewährleistungsgarantien und Marktwertgarantien, die zu maximalen undiskontierten zukünftigen Zahlungen in Höhe von 98 Mio € (Jahresende 2004: 91 Mio €) führen könnten. Darüber hinaus bestehen Produktgarantien, für die Beträge von 18 Mio € in den Rückstellungen und 13 Mio € in den Schulden der abzugebenden Aktivitäten zum 30. Juni 2005 enthalten sind. Die Veränderung gegenüber dem Rückstellungsstand von 25 Mio € am 31. Dezember 2004 resultiert mit 9 Mio € aus der Zuführung und mit 3 Mio € aus dem Verbrauch von Rückstellungen im ersten Halbjahr 2005.

Schwebende Rechtsstreitigkeiten

Das Schiedsverfahren zwischen Fortum Power and Heat Oy (Fortum), Espoo, Finnland, und E.ON Nordic läuft noch immer. Fortum will ihre vermeintlichen Rechte aus einer im April 2002 vereinbarten Call Option hinsichtlich der E.ON Nordic-Beteiligung an E.ON Finland durchsetzen und hat das Schiedsverfahren im Februar eingeleitet.

Besondere Ereignisse nach Quartalsschluss

Am 1. Juli 2005 haben Sydkraft und Statkraft SF (Statkraft), Oslo, Norwegen, eine Vereinbarung unterzeichnet, wonach Statkraft insgesamt 24 Wasserkraftwerke von Sydkraft erwerben wird. Zusammen erzeugen die Kraftwerke in einem durchschnittlichen Jahr 1,6 Mrd kWh Strom. Der Kaufpreis für die Kraftwerke - vor Anpassungen um Vermögensgegenstände und Schulden der zu übertragenden Gesellschaften - beträgt rund 500 Mio €. Statkraft wird voraussichtlich am 1. Oktober 2005 Eigentümer der Kraftwerke werden.

E.ON UK hat im Juli 2005 die Gesellschaft Holford Gas Storage Ltd. (HGSL) von ScottishPower erworben. HGSL ist eine Entwicklungsgesellschaft zum Bau eines unterirdischen Gas-speichers in Cheshire im Nordwesten Englands. Das Unternehmen besitzt bereits die entsprechende Genehmigung zum Bau eines der größten Gasspeicher des Landes. Der Kaufpreis für das Unternehmen beträgt rund 140 Mio € (96 Mio £).

E.ON hat am 10. August 2005 beschlossen, die starke Liquiditäts- und Finanzposition des Konzerns zu nutzen, um Pensionsrückstellungen in Höhe von bis zu 5,4 Mrd € über ein Contractual Trust Arrangement (CTA)-Modell zu finanzieren. E.ON wird kurzfristig mit der Umsetzung beginnen und den Prozess im Jahr 2006 abschließen. Mit diesem Schritt wird die Transparenz der Bilanz erhöht und die Sicherheit der betrieblichen Altersversorgung für die Mitarbeiter weiter gestärkt.

30 Weitere Segmentinformationen

Entsprechend der 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.

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.

Anpassungen um nicht fortgeführte Aktivitäten (1. Halbjahr 2004)		Angepasste Werte für das 1. Halbjahr 2004			1. Halbjahr 2005
in Mio €		Im 1. Halbjahr 2004 veröffentlicht	Anpassungen		
Central Europe		2.159	-	2.159	2.337
Pan-European Gas		909	-39	870	803
UK		520	-	520	613
Nordic		393	-	393	447
US-Midwest		168	-	168	180
Corporate Center		-168	-2	-170	-150
Kerngeschäft Energie		3.981	-41	3.940	4.230
Weitere Aktivitäten		227	-145	82	67
Adjusted EBIT		4.208	-186	4.022	4.297
Wirtschaftliches Zinsergebnis		-443	65	-378	-536
Neutrales Ergebnis		530	2	532	916
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit		4.295	-119	4.176	4.677
Konzernüberschuss		2.815	-	2.815	3.026

Informationen nach Segmenten

1. Halbjahr in Mio €	Central Europe		Pan-European Gas ¹⁾		UK		Nordic	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Außenumsatz	12.392	10.754	8.382	6.632	4.849	4.463	1.755	1.724
Innenumsatz	113	112	478	231	27	5	41	29
Gesamtumsatz	12.505	10.866	8.860	6.863	4.876	4.468	1.796	1.753
Adjusted EBITDA	2.948	2.689	978	1.042	908	800	639	598
Adjusted EBIT-wirksame Abschreibungen ³⁾	-611	-530	-175	-172	-295	-280	-192	-205
Adjusted EBIT	2.337	2.159	803	870	613	520	447	393
- darin Equity-Ergebnis ³⁾	85	90	238	200	9	18	5	7
Operativer Cashflow	1.289	1.112	1.327	831	-330	379	305	578
Investitionen	728	857	224	277	412	258	248	517
Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	527	432	61	44	204	270	150	171
Finanzanlagen	201	425	163	233	208	-12	98	346

1) angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten

2) beinhaltet die Beteiligung an Degussa, die mit einem Anteil von 42,9 Prozent at equity in den E.ON-Konzernabschluss einbezogen wird.

3) Im Jahr 2004 weichen die Adjusted EBIT-wirksamen Abschreibungen und das Equity-Ergebnis von den entsprechenden Größen in der Kapitalflussrechnung und im Finanzergebnis gemäß US-GAAP ab. Ausschlaggebend ist vor allem die Wertberichtigung von Beteiligungen in den Market Units Central Europe und UK, die im neutralen Ergebnis ausgewiesen wird.

US-Midwest 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.

E.ON ist nach US-amerikanischer Rechnungslegung verpflichtet, veräußerte bzw. zum Verkauf bestimmte Segmente oder wesentliche Unternehmensteile unter den nicht fortgeführten Aktivitäten auszuweisen.

Im Jahr 2005 betrifft das vor allem die abzugebenden Gesellschaften Viterra und Ruhrgas Industries. Die entsprechenden Werte zum 30. Juni 2005 sind ebenso wie die berichteten Vorperioden um sämtliche Bestandteile der abzugebenden Aktivitäten bereinigt (siehe Tabelle auf S. 30 und Erläuterungen auf S. 24-25).

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts dient bei E.ON ab 2004 das Adjusted EBIT, 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. Außerdem wird das Zinsergebnis nach wirtschaftlichen Kriterien abgegrenzt. So werden insbesondere der Zinsanteil aus der Zuführung zu den Pensionsrückstellungen aus dem Personalaufwand in das Zinsergebnis umgegliedert.

Zinsergebnis			
1. Halbjahr in Mio €		2005	2004
Netto-Zinsaufwand		-100	-289
(-) Netto-Zinsaufwand aus Finanzforderungen und -verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen und Beteiligungsunternehmen		-20	-16
(-) Aufzinsung im Rahmen von SFAS 143		-250	-250
(+) Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens		26	43
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung		-344	-512
(+) Neutrales Zinsergebnis ¹⁾		-	43
(-) Zinsanteil langfristiger Rückstellungen		-192	91
Wirtschaftliches Zinsergebnis		-536	-378

1) Neutrale Zinsaufwendungen werden addiert, neutrale Zinserträge abgezogen. Das neutrale Zinsergebnis in den ersten sechs Monaten 2004 betrifft unter anderem steuerlich bedingten Zinsaufwand.

Analog werden Zinsanteile an der Dotierung anderer langfristiger Rückstellungen behandelt, sofern sie nach US-GAAP in anderen Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung auszuweisen sind.

Eine detaillierte Überleitung vom Adjusted EBIT zum Konzernüberschuss wird auf Seite 7 erläutert.

Durch die vorgenommenen Anpassungen können die in der Segmentberichterstattung ausgewiesenen Erfolgspositionen von den gemäß US-GAAP definierten Kennzahlen abweichen.

US-Midwest		Corporate Center ¹⁾		Kerngeschäft Energie ¹⁾		Weitere Aktivitäten ^{1), 2)}		E.ON-Konzern ¹⁾	
2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
1.029	963	1	52	28.408	24.588	-	-	28.408	24.588
-	-	-659	-377	-	-	-	-	-	-
1.029	963	-658	-325	28.408	24.588	-	-	28.408	24.588
280	261	-143	-157	5.610	5.233	67	82	5.677	5.315
-100	-93	-7	-13	-1.380	-1.293	-	-	-1.380	-1.293
180	168	-150	-170	4.230	3.940	67	82	4.297	4.022
8	10	8	-29	353	296	67	82	420	378
150	95	118	-266	2.859	2.729	-	-	2.859	2.729
107	125	101	819	1.820	2.853	-	-	1.820	2.853
107	125	2	-	1.051	1.042	-	-	1.051	1.042
-	-	99	819	769	1.811	-	-	769	1.811

Finanzkalender

10. November 2005	Zwischenbericht Januar – September 2005
9. März 2006	Veröffentlichung des Geschäftsberichts 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

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

Dieser Zwischenbericht 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.