

## Zwischenbericht III/2005

2005	<ul style="list-style-type: none"><li>• Positiver Ergebnistrend setzt sich auch im dritten Quartal fort</li></ul>
JAN	<ul style="list-style-type: none"><li>• Schub im Konzernüberschuss aufgrund der erfolgreichen Veräußerung von Viterra und Ruhrgas Industries</li></ul>
FEB	
MRZ	<ul style="list-style-type: none"><li>• Für das Gesamtjahr 2005 Steigerung beim Adjusted EBIT und deutlicher Zuwachs beim Konzernüberschuss erwartet</li></ul>
APR	
MAI	
JUN	
JUL	
AUG	
SEP	
OKT	
NOV	
DEZ	

## 2 E.ON-Konzern in Zahlen

E.ON-Konzern in Zahlen			
1.-3. Quartal in Mio €	2005	2004 <sup>1)</sup>	+/- %
Stromabsatz in Mrd kWh <sup>2)</sup>	309,0	298,3	+4
Gasabsatz in Mrd kWh <sup>2)</sup>	642,0	606,3	+6
Umsatz	39.860	33.817	+18
Adjusted EBITDA <sup>3)</sup>	7.685	7.169	+7
Adjusted EBIT <sup>4)</sup>	5.524	5.185	+7
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	5.172	5.752	-10
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	3.152	3.697	-15
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	3.247	270	-
Konzernüberschuss	6.399	3.967	+61
Investitionen	3.106	3.776	-18
Operativer Cashflow <sup>5)</sup>	4.819	4.896	-2
Free Cashflow <sup>6)</sup>	2.888	3.244	-11
Netto-Finanzposition <sup>7)</sup> (30. 9. bzw. 31. 12.)	3.150	-5.483	-
Mitarbeiter (30. 9. bzw. 31. 12.)	78.029	60.596	+29
Ergebnis je Aktie (in €)	9,71	6,04	+61

1) angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten mit Ausnahme der Netto-Finanzposition, Erläuterungen siehe S. 29  
 2) nicht konsolidierte Werte  
 3) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Konzernüberschuss siehe S. 8  
 4) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Konzernüberschuss siehe S. 8, Erläuterungen siehe S. 34-35  
 5) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten  
 6) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum operativen Cashflow siehe S. 9  
 7) Non-GAAP financial measure; Überleitung siehe S. 11

**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

- 4 Brief an die Aktionäre
- 5 E.ON-Aktie
- 6 Lagebericht
  - Energiepreisentwicklung
  - Absatz-, Umsatz- und Ergebnisentwicklung
  - Investitionen
  - Finanzlage
  - Mitarbeiter
  - Risikolage
  - Ausblick
- 14 Market Units
  - 14 - Central Europe
  - 16 - Pan-European Gas
  - 18 - UK
  - 20 - Nordic
  - 22 - US-Midwest
- 24 Zwischenabschluss (ungeprüft)
- 34 Weitere Segmentinformationen
- 36 Finanzkalender

Sehr geehrte Aktionäre  
und Freunde des Unternehmens,

auch im dritten Quartal dieses Jahres konnte E.ON die erfreuliche operative Entwicklung weiter fortsetzen: Das Adjusted EBIT nahm gegenüber dem Vorjahr um 7 Prozent auf 5,5 Mrd € zu. Der Konzernüberschuss lag mit rund 6,4 Mrd € erheblich über dem bereits hohen Niveau des Vorjahres. Ausschlaggebend hierfür waren Buchgewinne in Höhe von rund 3 Mrd €, die wir aus den Verkäufen von Viterra und Ruhrgas Industries erzielen konnten. Für das Gesamtjahr gehen wir davon aus, dass wir den Konzernüberschuss des Vorjahres erheblich übertreffen und das Adjusted EBIT steigern werden.

Mit kleineren und mittleren Investitionsschritten haben wir auch im abgelaufenen Quartal konsequent unsere Chancen genutzt. Das gilt insbesondere für den Ausbau unserer Gasbeschaffungsposition. So haben wir im September die britische Gasfördergesellschaft Caledonia Oil and Gas Limited (COGL), die an insgesamt 15 Gasfeldern beteiligt ist, erworben. Unserem Ziel, langfristig etwa 15 bis 20 Prozent unseres Gasbedarfs aus eigener Produktion zu decken, sind wir damit ein gutes Stück näher gekommen. Außerdem haben wir eine Vereinbarung mit BASF und Gazprom zum Bau der „Nordeuropäischen Gasleitung“ (NEGP) getroffen, die den Grundstein legt für eine direkte Anbindung an die riesigen russischen Erdgasvorkommen. Und um unsere Kunden auch mit Erdgas aus weiter entfernten Förderländern versorgen zu können, haben wir mit dem Planungsprozess zum Bau des ersten deutschen Anlandeterminals für verflüssigtes Erdgas (LNG) in Wilhelmshaven begonnen. All dies trägt dazu bei, den steigenden Gasbedarf in Deutschland und anderen europäischen Ländern zu decken und stärkt damit die Versorgungssicherheit.

Auch unsere Erzeugungsposition im Strombereich entwickeln wir europaweit schrittweise weiter: in Italien bauen wir ein modernes und umweltschonendes Gas- und Dampfturbinen-(GuD)-Kraftwerk für rund 400 Mio €. Damit erschließen wir uns den Zugang zum viertgrößten Strommarkt Europas, der zudem hohe Wachstumsraten aufweist. Das Gas für die Anlage liefert unsere Konzerngesellschaft E.ON Ruhrgas, sodass wir auch hier von den Synergien im Konzern profitieren. E.ON wird darüber hinaus rund 240 Mio € in die Modernisierung eines Kraftwerkes in den Niederlanden investieren, um es noch effizienter und vor allem noch umweltschonender zu machen. Und im schottischen Lockerbie werden wir das größte Biomasse-Kraftwerk Großbritanniens bauen. Erneuerbare Energien leisten einen wichtigen Beitrag für eine nachhaltige Energieversorgung. Schon heute spielen sie im E.ON-Kraftwerksmix eine bedeutende Rolle: Europaweit erzeugen wir rund zehn Prozent unseres Stroms in Wasser-, Wind- und Biomassekraftwerken.

Ohne eine angemessene Rendite wären solche Vorhaben jedoch nicht machbar. Bereits in wenigen Jahren müssen zahlreiche neue Kraftwerke gebaut werden, um alte zu ersetzen und den steigenden Energiebedarf zu decken. Und auch bei den Strom- und Gasnetzen stehen erhebliche Investitionen an. In Anbetracht der Langfristigkeit solcher Projekte brauchen wir verlässliche energie-, wirtschafts- und umweltpolitische Rahmenbedingungen. Derzeit stehen aber – vor allem in Deutschland – fast ausschließlich die Energiepreise im Mittelpunkt der Diskussion. Wir können das verstehen. Den Bedenken und der Kritik unserer Kunden und der Öffentlichkeit begegnen wir nicht nur mit einem breiten Informationsangebot, sondern gehen nun einen grundlegenden Schritt weiter: Als erstes Unternehmen der Branche werden wir die Kalkulation der Gaspreise für Haushaltskunden bei unseren deutschen Regionalversorgern transparent machen. Auf diesem Weg wollen wir Zweifel an der Angemessenheit unserer Gaspreise ausräumen, die Diskussion versachlichen und so wieder mehr Vertrauen bei unseren Kunden und in der Öffentlichkeit gewinnen. Die Diskussion um die Preise darf uns aber den Blick auf die Herausforderungen der nächsten Jahre nicht verstellen. Letztlich geht es darum, eine nachhaltige und langfristig sichere Energieversorgung zu gestalten. Dazu wird E.ON seinen Beitrag leisten.

Mit freundlichen Grüßen



Dr. Wulf H. Bernotat

## E.ON-Aktie

Die Performance der E.ON-Aktie (einschließlich der Dividende) erreichte in den ersten neun Monaten 2005 ein Plus von 18 Prozent. Damit entwickelte sich unsere Aktie parallel zum europäischen Aktienmarkt (EuroStoxx 50: +18 Prozent) und etwas schwächer als der europäische Branchenindex Stoxx-Utilities (+24 Prozent).

Das Volumen der gehandelten E.ON-Aktien stieg gegenüber dem Vorjahreszeitraum um rund 38 Prozent auf 45,7 Mrd €. Sie wurde damit zum sechst häufigst gehandelten Papier des DAX. Nach Marktkapitalisierung war E.ON zum 30. September 2005 der drittgrößte Wert im DAX.

Die E.ON-Aktie ist an der New York Stock Exchange (NYSE) in Form von so genannten American Depositary 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 also wirtschaftlich dem einer E.ON-Aktie.

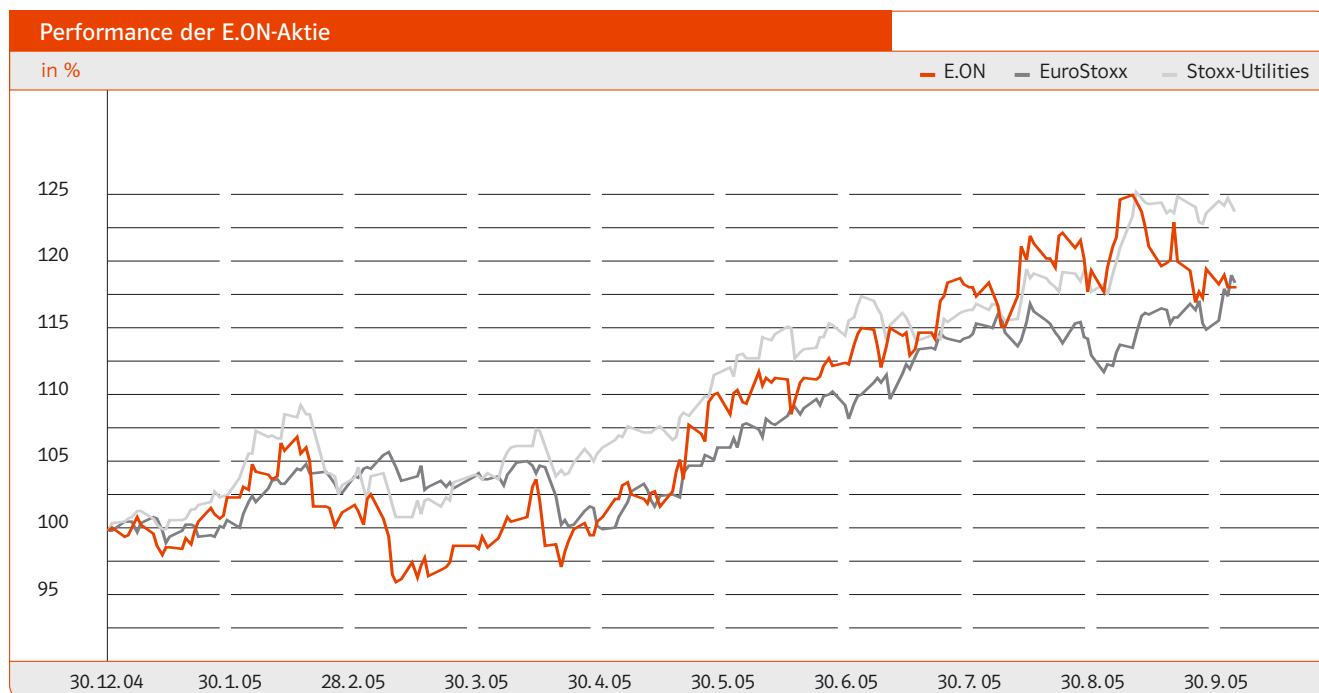
Aktuelle Informationen zur E.ON-Aktie finden Sie auf unserer Website unter [www.eon.com](http://www.eon.com).

E.ON-Aktie		
	30. 9. 2005	31. 12. 2004
Anzahl Stückaktien in Mio <sup>1)</sup>	659	659
Schlusskurs in €	76,43	67,06
Marktkapitalisierung in Mrd € <sup>2)</sup>	52,9	46,4

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

Kurse und Umsätze		
1.-3. Quartal	2005	2004
Höchstkurs in € <sup>1)</sup>	80,80	60,83
Tiefstkurs in € <sup>1)</sup>	64,50	49,27
Umsatz E.ON-Aktien <sup>2)</sup>		
- in Mio Stück	640,2	592,0
- in Mrd €	45,7	33,0

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



## 6 Lagebericht

### Energiepreisentwicklung

Die Gas- und Strommärkte, in denen E.ON aktiv ist, sind stark geprägt von der internationalen Entwicklung der Öl- und Kohlepreise sowie den Preisen für CO<sub>2</sub>-Zertifikate.

Weltweit werden die Ölmärkte durch das derzeit knappe Angebot bestimmt. Die Rohölnachfrage befindet sich auf bislang höchstem Niveau, ein weiterer Anstieg wird erwartet. Gleichzeitig stehen nur geringe freie Förderkapazitäten zur Verfügung. Instabile politische Rahmenbedingungen in wesentlichen Förderländern wie dem Iran und Irak sowie die Auswirkungen des Hurrikans Katrina auf die Förderung der USA haben zu einem volatilen Rohölmarkt mit hohen Risikoprämien geführt. Der Preis für Brent stieg im September bis auf 67,7 \$ pro Barrel (bbl). Ende September notierte der Preis immer noch über 60 \$/bbl. Verglichen mit dem Anfang des Jahres 2005 war ein Barrel somit 50 Prozent teurer, im Vergleich zu den ersten neun Monaten des Jahres 2004 sogar um 75 Prozent.

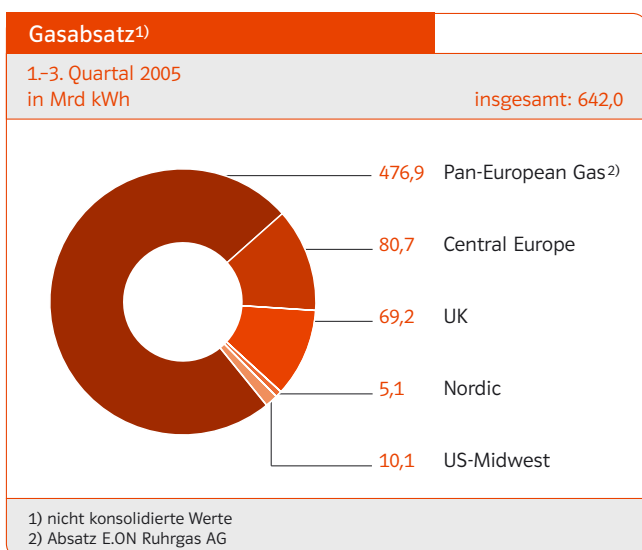
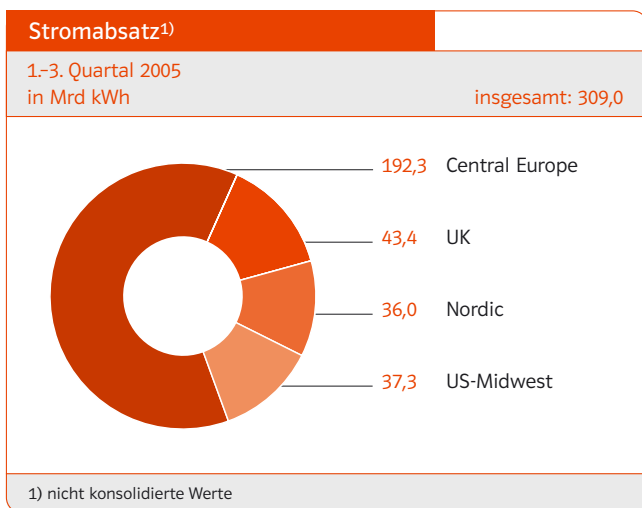
Die Gaspreise in Kontinentaleuropa, Großbritannien und den USA sind eng an die Ölpreisentwicklung gekoppelt, da die Produkte weitgehend substituierbar sind. In Kontinentaleuropa spiegelt sich das in einem vertraglichen Koppelungsmechanismus der Gaspreise an die Heizölpreise wider, der vor allem in langfristigen Importverträgen verankert ist. In Großbritannien und den USA existiert ebenfalls eine enge Beziehung zwischen den Gas- und Ölpreisen, obwohl keine expliziten vertraglichen Anpassungsklauseln bestehen. Der internationalen Entwicklung der Ölpreise folgend sind somit die Gaspreise in unseren Märkten in den ersten drei Quartalen 2005 gestiegen. Zusätzlich führte die Unsicherheit über die langfristigen Auswirkungen der Wirbelstürme im Golf von Mexiko zu erheblich höheren Gaspreisen in den USA.

Die Kohlepreise blieben weiterhin auf einem hohen Niveau. Die höchste Notierung für Kohlelieferungen im kommenden Jahr lag im Berichtszeitraum bei 72 \$/t. Seit April sind die Kohlepreise allerdings aufgrund geringerer Frachtraten und eines zunehmenden Angebotsüberhangs in Europa auf unter 60 \$/t gesunken.

Der Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate in Europa hat sich gegenüber dem Höchststand von 29 €/t Ende des zweiten Quartals 2005 verringert. Ende September lag er bei 22 €/t. Der starke Anstieg der CO<sub>2</sub>-Preise im ersten Halbjahr dieses Jahres war nach Marktmeinung wesentlich durch die britischen Gaspreise beeinflusst worden. Hohe Gaspreise in Großbritannien hatten die Stromerzeugung in britischen Kohlekraftwerken im Vergleich zu Gaskraftwerken attraktiver gemacht. Eine verstärkte Stromerzeugung in Kohlekraftwerken hätte jedoch zusätzliche Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-Zertifikaten verursacht. Im Zuge fallender britischer Gaspreise im dritten Quartal sanken auch die CO<sub>2</sub>-Preise.

Die Großhandelsstrompreise blieben aufgrund der Entwicklung der Brennstoffkosten und der Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate hoch. In Großbritannien und den USA war die Entwicklung der Gaspreise der wesentliche Faktor, in Deutschland war es vor allem der Preis für Kohle und CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Die Preise an der skandinavischen Strombörse Nordpool scheinen zunehmend unter dem Einfluss der Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate und der Entwicklung an der deutschen Strombörse EEX zu stehen.

E.ON kann sich im eigenen Endkundengeschäft von diesen Entwicklungen nicht abkoppeln. Unsere Endkundenpreise leiten sich von den Großhandelspreisen ab. Deshalb spiegeln die steigenden Energiepreise in Europa lediglich die Entwicklungen in den Großhandelsmärkten wider.



### Strom- und Gasabsatz gestiegen

In den ersten neun Monaten 2005 lagen die Stromlieferungen des Konzerns um 4 Prozent über dem Niveau des Vorjahres. Das hat vor allem zwei Gründe: Infolge des höheren Pflichtanteils im Rahmen der bundesweiten Umlage der Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Deutschland ist der Absatz gestiegen. Darüber hinaus trug die Erstkonsolidierung der bulgarischen Stromregionalversorger Gorna Oryahovitsa und Varna zu der Verbesserung bei. Den Gasabsatz konnten wir um 6 Prozent steigern, und zwar im Wesentlichen durch den höheren Auslandsabsatz der Market Unit Pan-European Gas.

### Umsatz um 18 Prozent erhöht

Die Steigerung des Umsatzes hatte vor allem folgende Gründe: die Weiterverrechnung der Bezugskosten von Strom gemäß dem Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG), die höheren durchschnittlichen Preise im Strom- und Gasgeschäft, der Absatzzuwachs und die Veränderungen im Konsolidierungskreis.

Konzernumsatz			
1.-3. Quartal in Mio €	2005	2004	+/- %
Central Europe	17.726	15.364	+15
Pan-European Gas	11.940	9.060	+32
UK	6.916	6.037	+15
Nordic	2.516	2.372	+6
US-Midwest	1.624	1.436	+13
Corporate Center	-862	-452	-
<b>Konzernumsatz</b>	<b>39.860</b>	<b>33.817</b>	<b>+18</b>

### Adjusted EBIT um 7 Prozent gesteigert

Der positive Ergebnistrend der ersten sechs Monate setzte sich auch im dritten Quartal 2005 fort. Das Adjusted EBIT stieg gegenüber dem Vorjahr um 7 Prozent auf 5,5 Mrd €. Der Ergebnisanstieg aufgrund höherer Großhandelsstrompreise wurde teilweise durch die gestiegenen Brennstoff- und Bezugskosten sowie die Kosten für nicht im erforderlichen Umfang zugeteilte CO<sub>2</sub>-Zertifikate (154 Mio €) aufgezehrt. Darin sind sowohl unser Bedarf an zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Zertifikaten im operativen Geschäft als auch Einmaleffekte aus der Umsetzung der Allokationspläne enthalten. Entsprechend der zwischenzeitlich weiter entwickelten Praxis haben wir die Bilanzierung für CO<sub>2</sub>-Zertifikate im dritten Quartal ange-

passt. Für die erwarteten, nicht im erforderlichen Umfang zugeteilten Zertifikate wird der Aufwand jetzt in jährlichen Tranchen und nicht mehr gegen Ende des gesamten Allokationszeitraums von 2005 bis 2007 berücksichtigt. Wir gehen davon aus, dass sich der im dritten Quartal ausgewiesene Aufwand aus heutiger Sicht bis zum Jahresende 2005 nicht erhöhen wird. Darüber hinaus trugen höhere Erzeugungsmengen aus Wasserkraft bei Nordic zur Verbesserung des Ergebnisses bei. In den Market Units Pan-European Gas, UK und US-Midwest lag es auf Vorjahresniveau.

Adjusted EBIT			
1.-3. Quartal in Mio €	2005	2004	+/- %
Central Europe	2.945	2.703	+9
Pan-European Gas	1.125	1.113	+1
UK	715	720	-1
Nordic	600	489	+23
US-Midwest	278	275	+1
Corporate Center	-260	-228	-
<b>Kerngeschäft Energie</b>	<b>5.403</b>	<b>5.072</b>	<b>+7</b>
<b>Weitere Aktivitäten<sup>1)</sup></b>	<b>121</b>	<b>113</b>	<b>+7</b>
<b>Adjusted EBIT<sup>2)</sup></b>	<b>5.524</b>	<b>5.185</b>	<b>+7</b>

1) enthält die at equity bewertete Degussa  
2) Non-GAAP financial measure, Überleitung zum Konzernüberschuss siehe Tabelle auf S. 8

### Konzernüberschuss erheblich über hohem Vorjahresniveau

Das wirtschaftliche Zinsergebnis sank auf -791 Mio €. Dieser Rückgang kam im Wesentlichen daher, dass im Jahr 2004 der positive Einmaleffekt aus der Novellierung der Endlager-Vorausleistungsverordnung in Höhe von rund 270 Mio € angefallen ist. Dagegen wirkte sich der Rückgang der Netto-Finanzverschuldung positiv aus.

In den ersten neun Monaten des Jahres 2005 lagen die Nettobuchgewinne rund 130 Mio € unter dem Vorjahresniveau. Diese Gewinne resultieren insbesondere aus der Veräußerung von Wertpapieren (260 Mio €). Außerdem ergab sich aus der Fusion von Gasversorgung Thüringen und TEAG ein Gewinn von 112 Mio €. Im Vorjahr waren Buchgewinne bei der Abgabe der Beteiligungen an EWE und VNG (317 Mio €), beim Verkauf von Wertpapieren (152 Mio €) und der Abgabe von Degussa-Anteilen (63 Mio €) angefallen.

Das sonstige nicht operative Ergebnis enthält vor allem positive Effekte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Energiederivaten bei der Market Unit UK. Mit diesen

## 8 Lagebericht

Konzernüberschuss			
1.-3. Quartal in Mio €	2005	2004	+/- %
<b>Adjusted EBITDA<sup>1)</sup></b>	<b>7.685</b>	<b>7.169</b>	<b>+7</b>
Adjusted EBIT-wirksame Abschreibungen <sup>2)</sup>	-2.161	-1.984	-
<b>Adjusted EBIT<sup>3)</sup></b>	<b>5.524</b>	<b>5.185</b>	<b>+7</b>
Wirtschaftliches Zinsergebnis <sup>3)</sup>	-791	-697	-
Nettobuchgewinne	403	532	-
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-14	-40	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	50	772	-
<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>5.172</b>	<b>5.752</b>	<b>-10</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-1.639	-1.688	-
Anteile Konzernfremder	-381	-367	-
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>3.152</b>	<b>3.697</b>	<b>-15</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	3.247	270	-
<b>Konzernüberschuss</b>	<b>6.399</b>	<b>3.967</b>	<b>+61</b>

1) Non-GAAP financial measure  
 2) Erläuterung siehe Fußnote 3) unter der Tabelle auf S. 34  
 3) Überleitung siehe S. 35

Derivaten sichern wir das operative Geschäft gegen Preisschwankungen ab. Seit dem 30. Juni 2005 ist der Marktwert dieser Derivate allerdings um mehr als 300 Mio € zurückgegangen. Eine von Degussa bei ihren Feinchemieaktivitäten vorgenommene Wertberichtigung belastet auch unser Ergebnis über unsere direkte Beteiligung an Degussa (42,9 Prozent) mit 356 Mio €. Die Kosten, die der schwere Sturm in Schweden zu Beginn des Jahres verursachte, betragen rund 140 Mio €. Im Vorjahreswert waren – wie im Berichtszeitraum auch – vor allem positive Effekte aus der Marktbewertung von Derivaten enthalten.

In den ersten neun Monaten 2005 wird für die fortgeführten Aktivitäten ein Steueraufwand in Höhe von 1,6 Mrd € ausgewiesen. Dies entspricht einer Steuerquote von 32 Prozent im Vergleich zu 29 Prozent im Vorjahr. Der Anstieg resultiert im Wesentlichen aus einem geringeren Anteil steuerfreier Erträge.

Das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten enthält vor allem die Buchgewinne von rund 3 Mrd € aus dem Verkauf von Viterra und Ruhrgas Industries, die gemäß US-GAAP in der Gewinn- und Verlustrechnung gesondert ausgewiesen werden (siehe Erläuterungen auf S. 29).

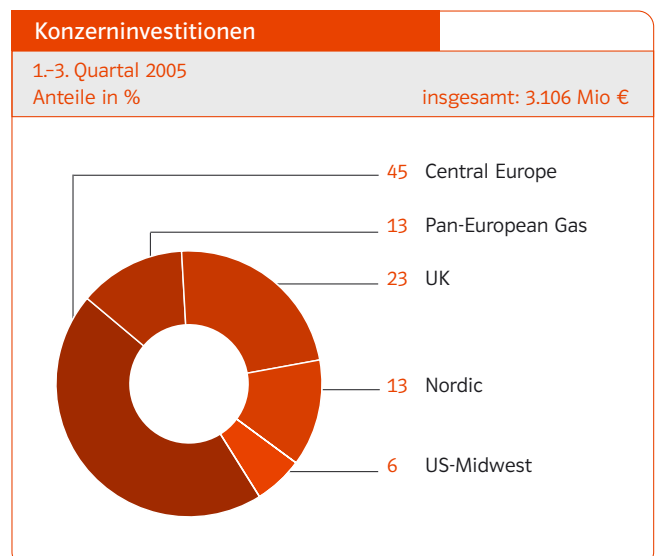
Beim Konzernüberschuss (nach Steuern und nach Anteilen Konzernfremder) konnten wir das hohe Vorjahresniveau dank der vorgenannten Buchgewinne erheblich übertreffen. Das Ergebnis je Aktie lag mit 9,71 € ebenfalls signifikant über dem Vorjahreswert.

### Investitionen deutlich unter Vorjahreswert

Im E.ON-Konzern lagen die Investitionen im Berichtszeitraum mit 3,1 Mrd € um 18 Prozent unter dem Vorjahresniveau. In Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände haben wir 1,9 Mrd € (Vorjahr: 1,7 Mrd €), in Finanzanlagen 1,2 Mrd € (2,1 Mrd €) investiert. Der Rückgang ist insbesondere auf den Bereich Corporate Center zurückzuführen. Denn der hohe Vorjahreswert enthielt die Auszahlungen für den Rückkauf von Anleihen im Zusammenhang mit dem Erwerb von Midlands Electricity.

Konzerninvestitionen			
1.-3. Quartal in Mio €	2005	2004	+/- %
Central Europe	1.430	1.484	-4
Pan-European Gas	431	330	+31
UK	728	375	+94
Nordic	402	621	-35
US-Midwest	183	179	+2
Corporate Center	-68	787	-
<b>Konzerninvestitionen</b>	<b>3.106</b>	<b>3.776</b>	<b>-18</b>

Die Market Unit Central Europe investierte in den ersten neun Monaten mit 1,4 Mrd € rund 4 Prozent weniger als im gleichen Zeitraum des Vorjahres. Auf Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände entfielen 963 Mio €, was einem Zuwachs von 25 Prozent gegenüber dem Vergleichszeitraum entspricht (Vorjahr: 773 Mio €). Der Anstieg resultiert aus höheren Investitionen in den Bereichen der konventionellen Erzeugung und der Stromerzeugung aus Müllverbrennung. Die Investitionen in Finanzanlagen beliefen sich auf 467 Mio € (711 Mio €). Dazu zählen beispielsweise die Anteilserwerbe an der rumänischen E.ON Moldova und der niederländischen NRE.



Die Investitionen in der Market Unit Pan-European Gas betragen bis Ende September 2005 rund 431 Mio €. Den Schwerpunkt im dritten Quartal bildete das Upstream-Geschäftsfeld: Der Anteil am Njord-Feld, einem Gas- und Ölvorkommen in der norwegischen See, wurde von 15 Prozent auf 30 Prozent erhöht. Andere wichtige Einzelinvestitionen des Berichtszeitraums betrafen den Mehrheitserwerb am rumänischen Gasversorger Distrigaz Nord sowie die Erhöhung der Beteiligung an Interconnector (UK) Limited von 10 Prozent auf 23,6 Prozent. Außerdem wurde in Projekte zum Ausbau der Infrastruktur investiert. In Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände flossen 41 Prozent der Investitionen, auf Finanzanlagen entfielen 59 Prozent.

Die Market Unit UK investierte im Berichtszeitraum 369 Mio € in Finanzanlagen. Wesentliche Investitionen waren der Erwerb des Gaskraftwerks Enfield und der Gesellschaft Holford Gas Storage Ltd. Die Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen sanken im Vergleich zur Vorjahresperiode um 24 Mio € auf 359 Mio €. Dies ist vor allem auf Investitionen in den Bau des Scroby Sands-Offshore-Windparks im Jahr 2004 zurückzuführen. 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 im Bereich immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen 248 Mio € (Vorjahr: 245 Mio €) in die Instandhaltung der Kraftwerke sowie den Ausbau und die Erweiterung des Verteilungsnetzes. Die Investitionen in Finanzanlagen betragen 154 Mio € gegenüber 376 Mio € im Vorjahr. Der Gesamtwert für Investitionen im Jahr 2004 ist deutlich höher, weil er unter anderem den Erwerb weiterer Graninge-Anteile in Höhe von 307 Mio € enthält.

Die Investitionen von US-Midwest lagen mit 183 Mio € leicht über dem Vorjahreswert aufgrund der gestiegenen Ausgaben für Anlagen zur Reduzierung von Emissionen im unregulierten Geschäft. Im regulierten Geschäft hingegen wurde insgesamt weniger in den Kraftwerkspark investiert – auch in Anlagen zur Reduzierung von Emissionen.

## Finanzlage

E.ON stellt die Finanzlage des Konzerns unter anderem mit den folgenden Kennzahlen dar: Operativer Cashflow, Free Cashflow und Netto-Finanzposition. 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 verbessern das Verständnis der Finanzlage und insbesondere der Liquiditätsentwicklung des E.ON-Konzerns.

Der operative Cashflow des E.ON-Konzerns lag in den ersten neun Monaten des Jahres 2005 leicht unter dem Vorjahresniveau.

Operativer Cashflow			
1.-3. Quartal in Mio €	2005	2004	+/-
Central Europe	2.516	2.195	+321
Pan-European Gas	1.266	1.007	+259
UK	-55	591	-646
Nordic	523	772	-249
US-Midwest	270	144	+126
Corporate Center	299	187	+112
<b>Operativer Cashflow<sup>1)</sup></b>	<b>4.819</b>	<b>4.896</b>	<b>-77</b>
Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögens- gegenstände	1.931	1.652	+279
<b>Free Cashflow<sup>2)</sup></b>	<b>2.888</b>	<b>3.244</b>	<b>-356</b>

1) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten  
2) Non-GAAP financial measure

Bei der Market Unit Central Europe führten ein Anstieg der Rohmarge, geringere Zahlungen zur Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen sowie die erstmalige Konsolidierung neuer Gesellschaften zu einem operativen Cashflow, der deutlich über dem Vorjahreswert liegt. Hinzu kommt, dass wir im Vorjahr höhere Steuerzahlungen zu entrichten hatten. Negativ beeinflusst wurde der operative Cashflow hingegen durch eine höhere Mittelbindung im Working Capital.

Die Market Unit Pan-European Gas verzeichnete in den ersten neun Monaten 2005 einen deutlichen Anstieg des operativen Cashflows. Zu verdanken ist dies im Wesentlichen den im Vergleich zum Vorjahr geringeren konzerninternen Steuerverrechnungen.

## 10 Lagebericht

Bei der Market Unit UK ist der operative Cashflow deutlich gesunken, und zwar vornehmlich aufgrund von Pensionsfondseinzahlungen in Höhe von 629 Mio € im zweiten Quartal 2005. Diese Einmalzahlungen kompensieren einen großen Teil der versicherungsmathematischen Unterdeckung der Pensionspläne bei UK.

Der deutliche Cashflow-Rückgang der Market Unit Nordic wurde durch eine Reihe von Sondereffekten verursacht: Dazu gehören vor allem hohe Auszahlungen im Zusammenhang mit dem schweren Sturm im Januar und höhere Steuerzahlungen. Positiv hingegen wirkte sich aus, dass die Stromerzeugung aus Wasserkraft gestiegen ist und im Gasgeschäft Verbesserungen eingetreten sind.

Bei der Market Unit US-Midwest ist der operative Cashflow gestiegen, weil Sondereffekte wegfielen, die im Vorjahr zu Belastungen geführt hatten, wie beispielsweise Pensionsfondseinzahlungen und die Auflösung eines Forderungsverkaufsprogramms. Darüber hinaus wirkte sich positiv aus, dass Ende 2004 im unregulierten Geschäft ein langfristiger Stromkauf- und -verkaufvertrag auslief. Teilweise wurden die positiven Effekte durch höhere Gas- und Kohlevorräte aufgrund gestiegener Volumina und Preise kompensiert.

Im Corporate Center nahm der operative Cashflow zu wegen positiver Effekte aus der Auflösung von Währungsswaps. Dagegen wurden im Jahr 2005 höhere interne Steuererstattungen als im Vorjahr geleistet.

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 zu dieser Zeit 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 dann zu erheblichen Cashflow-Überschüssen, obwohl die Absätze in diesen Quartalen – mit Ausnahme bei der Market Unit US-Midwest – üblicherweise zurückgehen. Das vierte Quartal ist wiederum durch einen Aufbau des Working Capitals gekennzeichnet. Anders bei Pan-European Gas: Hier 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 steigender Investitionstätigkeit in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen liegt der Free Cashflow 11 Prozent unter dem Vorjahreswert.

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

Netto-Finanzposition			
in Mio €	30.9. 2005	31.12. 2004	30.9. 2004
Einlagen bei Kreditinstituten	6.126	4.233	4.610
Wertpapiere/Fonds des Umlaufvermögens	9.181	7.783	7.548
<b>Summe liquide Mittel</b>	<b>15.307</b>	<b>12.016</b>	<b>12.158</b>
Wertpapiere/Fonds des Anlagevermögens	1.040	834	850
<b>Finanzvermögen</b>	<b>16.347</b>	<b>12.850</b>	<b>13.008</b>
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	-2.002	-4.050	-4.162
Anleihen	-9.498	-9.148	-10.178
Commercial Papers	-1.061	-3.631	-3.782
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	-636	-1.504	-907
<b>Summe Finanzschulden</b>	<b>-13.197</b>	<b>-18.333</b>	<b>-19.029</b>
<b>Netto-Finanzposition<sup>1)</sup></b>	<b>3.150</b>	<b>-5.483</b>	<b>-6.021</b>

1) Non-GAAP financial measure, Überleitung siehe Tabelle auf S. 11

Im Vergleich zum Stand per 31. Dezember 2004 (-5.483 Mio €) hat sich die Netto-Finanzposition stark verbessert. Im Wesentlichen ist dies auf den hohen Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit sowie die Veräußerung von Viterra und Ruhrgas Industries zurückzuführen. Dagegen wurde diese Kennzahl belastet durch Finanzmittelabflüsse für Investitionen in Sachanlagen und Beteiligungen sowie durch die Dividendenzahlung inklusive der darauf entfallenden Steuern.

Überleitung Netto-Finanzposition			
in Mio €	30. 9. 2005	31. 12. 2004	30. 9. 2004
Liquide Mittel laut Bilanz	15.307	12.016	12.158
Finanzanlagen laut Bilanz	20.434	17.263	18.270
- davon Ausleihungen	-1.246	-1.438	-1.590
- davon Beteiligungen	-17.407	-14.420	-15.113
- davon Anteile an verbundenen Unternehmen	-741	-571	-717
<b>= Summe Finanzvermögen</b>	<b>16.347</b>	<b>12.850</b>	<b>13.008</b>
Finanzverbindlichkeiten laut Bilanz	-15.181	-20.301	-21.067
- davon gegenüber verbundenen Unternehmen aus Finanzgeschäft	107	134	117
- davon gegenüber Beteiligungsunternehmen aus Finanzgeschäft	1.877	1.834	1.921
<b>= Summe Finanzschulden</b>	<b>-13.197</b>	<b>-18.333</b>	<b>-19.029</b>
<b>Netto-Finanzposition</b>	<b>3.150</b>	<b>-5.483</b>	<b>-6.021</b>

Der starke Rückgang des Netto-Zinsaufwandes um 230 Mio € gegenüber dem Vorjahr ist im Wesentlichen auf die geringere Netto-Finanzverschuldung der ersten neun Monate des Jahres 2005 zurückzuführen. Zusätzlich wirkte sich im Berichtszeitraum ein höherer Anteil variabel verzinslicher Finanzverbindlichkeiten positiv aus. Hinzu kommt, dass im Vorjahreszeitraum eine Einmalbelastung aus dem Rückkauf von Powergen-Anleihen angefallen war. Im Netto-Zinsaufwand sind nur die Zinsergebnisse der Komponenten enthalten, die auch Bestandteil der Netto-Finanzposition sind.

Finanzkennzahlen		
1.-3. Quartal in Mio €	2005	2004
<b>Netto-Zinsaufwand<sup>1)</sup></b>	<b>-223</b>	<b>-453</b>
<b>Adjusted EBITDA<sup>2)</sup></b>	<b>7.685</b>	<b>7.169</b>
<b>Adjusted EBITDA/Netto-Zinsaufwand</b>	<b>34,5x</b>	<b>15,8x</b>

1) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung siehe S. 35  
2) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Konzernüberschuss siehe S. 8

E.ON-Anleihen haben von Standard & Poor's seit dem 14. März 2005 ein Langfrist-Rating von AA- (negativ) und von Moody's seit dem 30. April 2004 eines 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. September 2005 waren im E.ON-Konzern weltweit 78.029 Mitarbeiter im Kerngeschäft Energie beschäftigt. Hinzu kamen 2.506 Auszubildende sowie 230 Vorstände und Geschäftsführer. Somit ist die Belegschaft seit dem 31. Dezember 2004 um 17.433 Personen bzw. um 29 Prozent gestiegen.

Im Ausland waren zu diesem Zeitpunkt 43.584 Mitarbeiter bzw. 56 Prozent beschäftigt – 11 Prozentpunkte mehr als zum Ende des Jahres 2004. Diese Zunahme ist hauptsächlich auf die Market Unit Pan-European Gas mit dem Erwerb des rumänischen Gasverteilers Distrigaz Nord im zweiten Quartal mit mehr als 9.300 Mitarbeitern zurückzuführen.

Mitarbeiter <sup>1)</sup>			
	30. 9. 2005	31. 12. 2004	+/- %
Central Europe	42.543	36.811	+16
Pan-European Gas	13.361	4.001	+234
UK	12.479	10.397	+20
Nordic	5.720	5.530	+3
US-Midwest	3.476	3.437	+1
Corporate Center	450	420	+7
<b>Gesamt</b>	<b>78.029</b>	<b>60.596</b>	<b>+29</b>
Nicht fortgeführte Aktivitäten <sup>2)</sup>	-	9.114	-
Degussa <sup>3)</sup>	40.839	40.174	+2

1) ohne Auszubildende, Geschäftsführer und Organmitglieder  
2) enthält Ruhrgas Industries und Viterra  
3) at equity bewertet; zum 30. 9. 2005 waren bei der Degussa 2.007 Auszubildende beschäftigt

Die Zahl der Beschäftigten bei Central Europe hat sich im Vergleich zum 31. Dezember 2004 um 16 Prozent auf insgesamt 42.543 Mitarbeiter erhöht. Dies resultiert zum einen aus dem Erwerb der beiden bulgarischen Stromversorger Gorna Oryahovitzta und Varna mit zusammen ca. 3.700 Mitarbeitern und zum anderen aus der erstmaligen Vollkonsolidierung des IT-Dienstleisters E.ON IS (ehemals is:energy) mit ca. 1.300 Mitarbeitern sowie der beiden ungarischen Gasverteilern DDGáz und Kögáz mit zusammen ca. 900 Mitarbeitern.

Bei der Market Unit UK waren zum Ende des dritten Quartals 2005 insgesamt 12.479 Mitarbeiter beschäftigt. Dies bedeutet einen Anstieg der Mitarbeiterzahl um rund 20 Prozent seit dem Ende des Jahres 2004, der vor allem daher rührt, dass ehemalige Mitarbeiter eines externen Dienstleisters integriert wurden.

Der Aufwand für Löhne und Gehälter einschließlich der sozialen Abgaben betrug im Berichtszeitraum rund 3,4 Mrd € (Vorjahr: 3 Mrd €).

## 12 Lagebericht

### 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 könnten unsere Ertragslage beeinträchtigen. Dieses Risiko minimieren wir dadurch, dass wir unsere Mitarbeiter kontinuierlich weiterqualifizieren und unsere Anlagen regelmäßig warten und verbessern.

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

Das internationale Marktumfeld, in dem sich unsere Market Units bewegen, ist durch allgemeine Risiken der Konjunktur und des Wettbewerbs gekennzeichnet. Die auf den liberalisierten Märkten vorhandenen Preis- und Absatzrisiken unseres Strom- und Gasgeschäfts begrenzen wir durch ein umfassendes Vertriebs- und Risikocontrolling und den Einsatz derivativer Instrumente.

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. Derzeit sind insbesondere folgende Themen relevant:

- Die Ankündigung des Bundeskartellamtes, gegen bestehende Gaslieferverträge zwischen Ferngasgesellschaften und Weiterverteilern wegen behaupteter Kartellrechtswidrigkeit durch Erlass von Verfügungen vorzugehen, stellt ein Ergebnisrisiko dar, da Anschlussverträge geschlossen werden müssen. Eine Vorhersage der Auswirkungen ist nicht möglich. Es geht hier um Wettbewerbsprozesse, deren Verlauf naturgemäß nicht vorhersehbar ist. Wir sind optimistisch, für die große Mehrzahl unserer Kunden wie schon in der Vergangenheit der attraktivste Anbieter zu bleiben.
- Die Klagen einzelner Kunden gegen Gaspreiserhöhungen stellen ein Ergebnisrisiko dar, weil durch die gerichtlich geforderte Offenlegung der Kalkulation nicht ausgeschlossen werden kann, dass wettbewerbsrelevante Konditionen veröffentlicht werden. Eine ähnliche Entwicklung ist auch im Strombereich nicht auszuschließen.

Die operative und strategische Steuerung unseres Konzerns ist in erheblichem Maße abhängig von einer hoch komplexen Informationstechnologie. Die Betriebssicherheit der IT-Systeme und deren Optimierung ist durch den Einsatz qualifizierter interner und externer Experten sowie durch diverse technische 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 Ergebnis des Jahres 2004 nochmals 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 weiterhin ein Adjusted EBIT, das über dem Vorjahreswert liegt. Zu dem Anstieg werden vor allem die Weitergabe der höheren Großhandelspreise für Strom an die Endkunden und die eingeleiteten Optimierungsprogramme beitragen. Belastungen werden sich aus den erheblich höheren Brennstoffkosten und der Beschaffung von nicht im erforderlichen Umfang zugeteilten CO<sub>2</sub>-Zertifikaten ergeben.

Bei der Market Unit Pan-European Gas rechnen wir mit einem Adjusted EBIT auf Vorjahresniveau. Im Midstream-Geschäft wird das Ergebnis auch für das Gesamtjahr unter dem Vorjahr liegen. Grund hierfür ist der starke Anstieg der Heizölpreise. Durch die Bindung der Gaspreise an die Heizölpreise erhöhen sich die Bezugskosten erheblich. Gegenläufig wirkt sich die weiterhin positive Geschäftsentwicklung im Upstream-Geschäft aus.

Für die Market Unit UK erwarten wir für das Jahr 2005 ein Adjusted EBIT, das auf dem Vorjahresniveau liegen wird. Aus heutiger Sicht wird sich die Entwicklung aus den ersten drei Quartalen fortsetzen, wobei die höheren Bezugskosten - auch für die Beschaffung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten - durch höhere Preise im Endkundengeschäft ausgeglichen werden.

Wir rechnen bei der Market Unit Nordic mit einem Adjusted EBIT über dem hohen Vorjahresniveau. Die erfreuliche Ergebnisentwicklung aus den ersten drei Quartalen 2005 aufgrund der hohen Stromerzeugungsmengen aus Wasserkraft und der Preisentwicklung wird sich bis zum Jahresende 2005 abschwächen. Niedrigere Ergebnisse durch die Veräußerung von Wasserkraftwerken an Statkraft und geplante Kosten für die Umbenennung von Sydkraft in E.ON Sverige wirken sich im vierten Quartal negativ aus.

Für die Market Unit US-Midwest gehen wir davon aus, dass das Adjusted EBIT im Jahr 2005 in lokaler Währung auf dem Niveau des Vorjahres liegen wird. Die positiven Effekte aus den Tarifierhöhungen und der höhere Ergebnisbeitrag aus dem Off-system-Geschäft werden weitgehend kompensiert durch zusätzliche Kosten aus der Teilnahme an dem regionalen Netzbetreiber Midwest Independent Transmission System Operator (MISO) und durch höhere Kohlebezugskosten im unregulierten Geschäft.

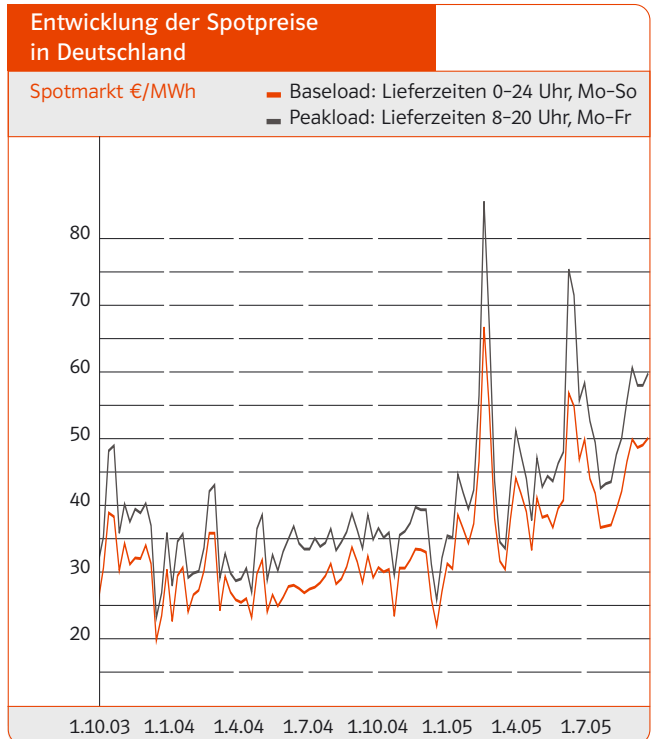
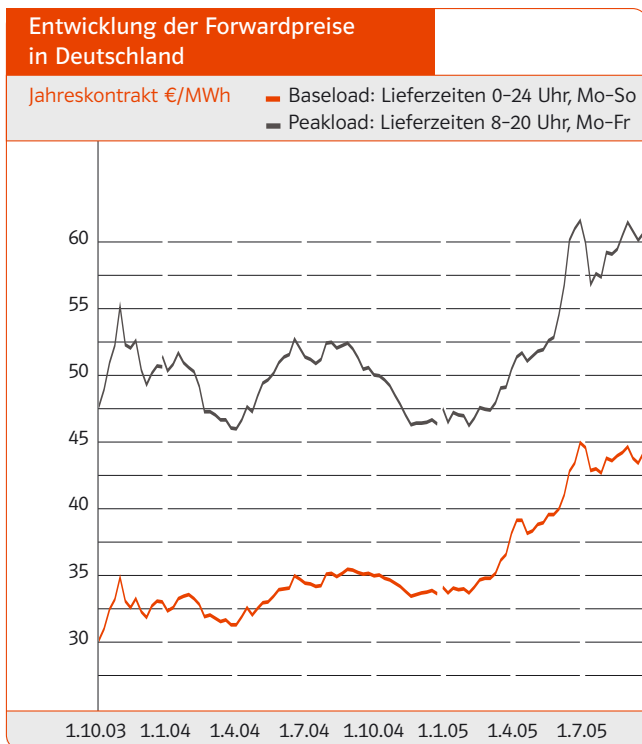
# 14 Market Units

## Central Europe

Central Europe			
1.-3. Quartal in Mio €	2005	2004	+/- %
Umsatz	17.726	15.364	+15
- davon Energiesteuern	778	782	-
Adjusted EBITDA	3.931	3.491	+13
Adjusted EBIT	2.945	2.703	+9

Im dritten Quartal setzte sich am deutschen Stromhandelsmarkt nach einer kurzen Konsolidierungsphase das hohe Preisniveau der Vormonate fort: Zum Ende des Quartals stiegen die Baseload-Preise für Lieferungen im Jahr 2006 im Vergleich zum Jahresanfang um rund 30 Prozent. Ursachen hierfür sind vor allem die nach wie vor hohen und volatilen Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise.

Industriekunden, die im dritten Quartal neue Jahresverträge abschlossen, mussten Strompreise einplanen, die im Vergleich zum Jahresanfang um einen zweistelligen Prozentsatz höher lagen. Je nach Markteinschätzung verschoben daher einige Industriekunden ihre Neuabschlüsse auf das vierte Quartal 2005. Im Privatkundenbereich blieben die Strompreise (Allgemeiner Tarif) auch im dritten Quartal unverändert.

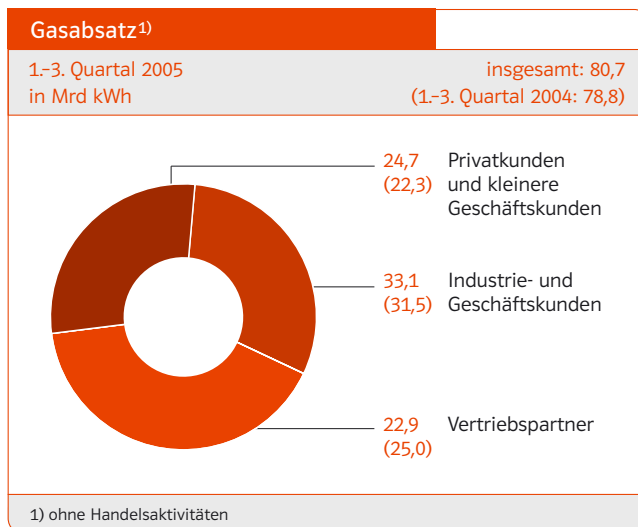
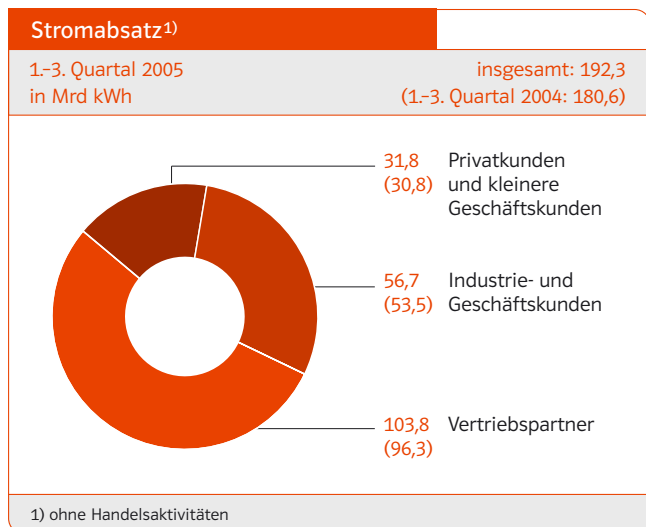


Der Stromabsatz der Market Unit Central Europe nahm infolge der höheren Mengen gemäß dem Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG-Absätze) und aufgrund der Erstkonsolidierung der bulgarischen Stromregionalversorger Gorna Oryahovitza und Varna um 11,7 Mrd kWh zu.

Mit eigenen Kraftwerken hat Central Europe etwa 48 Prozent des Strombedarfs gedeckt (Vorjahr: 52 Prozent), wobei wir die Vorteile eines flexiblen Erzeugungsmixes nutzen konnten. Von Gemeinschaftskraftwerken und Fremden bezog Central Europe rund 15 Mrd kWh mehr als im Vorjahr. Der Anstieg des Fremdbezugs ist auch auf die erhöhte Einspeisung von Windenergie zurückzuführen. Daneben trug auch die Erstkonsolidierung der bulgarischen Stromregionalversorger zur Steigerung bei.

Der Gasabsatz der Regionalversorger lag im Berichtszeitraum trotz witterungs- und wettbewerbsbedingten Einbußen um rund 2 Mrd kWh über dem Vorjahresniveau. Dies lag im Wesentlichen an den Erstkonsolidierungen von Kögáz und DDGáz in Ungarn und zwei Gasversorgern bei E.ON Bayern. Zusätzlich wirkte sich die erstmalige Einbeziehung der Gasversorgung Thüringen positiv aus. Die Gesellschaft wurde im Juli 2005 mit dem bereits konsolidierten Regionalversorger TEAG fusioniert. Die neue Gesellschaft heißt E.ON Thüringer Energie.

Die Umsatzsteigerung der Market Unit Central Europe um 15 Prozent gegenüber dem Vorjahr hatte vor allem drei Gründe: die Weiterverrechnung der Bezugskosten von Strom gemäß dem EEG, die Erhöhung der Strom- und Gaspreise und die bereits genannten Erstkonsolidierungen.



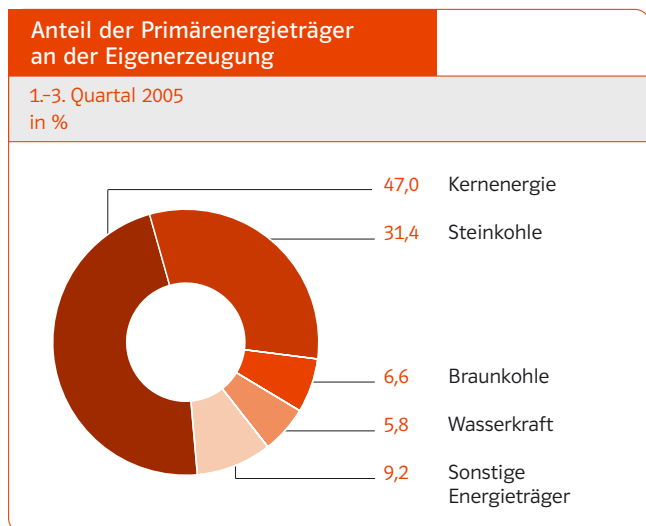
### Stromerzeugung und -bezug<sup>1)</sup>

1.-3. Quartal in Mrd kWh	2005	2004	+/- %
Eigenerzeugung	96,4	97,8	-1
Bezug	105,2	90,2	+17
- von Gemeinschaftskraftwerken	9,1	8,9	+2
- von Fremden	96,1	81,3	+18
<b>Strombeschaffung</b>	<b>201,6</b>	<b>188,0</b>	<b>+7</b>
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-9,3	-7,4	-
<b>Stromabsatz</b>	<b>192,3</b>	<b>180,6</b>	<b>+6</b>

1) ohne Handelsaktivitäten

Das Adjusted EBIT lag um 242 Mio € über dem Vorjahreswert, wobei sich die einzelnen Geschäftsfelder wie folgt entwickelten:

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West Strom stieg das Adjusted EBIT um 265 Mio €. Dieser Anstieg ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass wir die höheren Stromhandelspreise an die Endkunden weitergeben konnten. Allerdings wurde das Ergebnis im Wesentlichen durch zwei Faktoren belastet: zum einen durch die deutlich höheren Kosten für konventionelle Brennstoffe und zum anderen durch die Notwendigkeit, zusätzliche CO<sub>2</sub>-Zertifikate zu beschaffen.



Das Adjusted EBIT des Geschäftsfeldes Zentraleuropa West Gas lag um 21 Mio € unter dem Niveau des Vorjahres. Die genannten Erstkonsolidierungen und höhere Absatzpreise konnten die Absatzverluste und die gestiegenen Bezugskosten nicht kompensieren.

Das Adjusted EBIT des Geschäftsfeldes Zentraleuropa Ost liegt auf Vorjahresniveau. Der Verbesserung aus der zum 1. März 2005 erfolgten Erstkonsolidierung der bulgarischen Stromregionalversorger steht ein saisonalbedingt niedriges Ergebnis der ungarischen Gasversorger gegenüber.

### Eckdaten nach Geschäftsfeldern

1.-3. Quartal in Mio €	Zentraleuropa West				Zentraleuropa Ost		Sonstiges/ Konsolidierung		Central Europe	
	Strom		Gas		2005	2004	2005	2004	2005	2004
	2005	2004	2005	2004						
Umsatz <sup>1)</sup>	12.457	10.770	2.548	2.233	1.772	1.380	171	199	16.948	14.582
Adjusted EBITDA	3.189	2.821	376	380	306	275	60	15	3.931	3.491
Adjusted EBIT	2.568	2.303	218	239	172	173	-13	-12	2.945	2.703

1) ohne Energiesteuern/Handelsumsätze netto

## 16 Market Units

### Pan-European Gas

Pan-European Gas			
1.-3. Quartal in Mio €	2005	2004	+/- %
Umsatz	11.940	9.060	+32
- davon Energiesteuern	2.192	2.038	+8
Adjusted EBITDA	1.412	1.417	-
Adjusted EBIT	1.125	1.113	+1

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland ging in den ersten neun Monaten 2005 um 1 Prozent zurück. Der Verbrauch von Erdgas stieg dagegen leicht um 0,8 Prozent an. Im E.ON Ruhrgas-Vertriebsgebiet lagen die Temperaturen im Jahresverlauf bislang etwa 0,4 °C unterhalb der langfristigen Mittelwerte. Im dritten Quartal 2005 erreichten die Temperaturen das Niveau des Vorjahres und bewegten sich damit rund 0,2 °C oberhalb der langfristig gemessenen Mittelwerte.

Der Absatz der E.ON Ruhrgas AG erhöhte sich in den ersten drei Quartalen 2005 um rund 8 Prozent auf 476,9 Mrd kWh. Im dritten Quartal stieg der Absatz im Vergleich zum Vorjahresquartal ebenfalls um 8 Prozent auf 113,8 Mrd kWh.

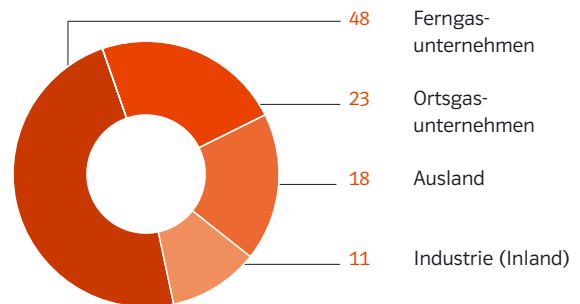
Gasabsatz <sup>1)</sup>			
1.-3. Quartal in Mrd kWh	2005	2004	+/- %
<b>1.-2. Quartal</b>	<b>363,1</b>	<b>336,6</b>	<b>+8</b>
Juli	38,9	35,7	+9
August	36,4	32,3	+13
September	38,5	37,8	+2
<b>3. Quartal</b>	<b>113,8</b>	<b>105,8</b>	<b>+8</b>
<b>Gasabsatz</b>	<b>476,9</b>	<b>442,4</b>	<b>+8</b>

1) Absatz E.ON Ruhrgas AG

Wesentlichen Anteil am Mengenwachstum in den ersten neun Monaten des laufenden Jahres hatte das Geschäft im Ausland: Der Erdgasabsatz außerhalb Deutschlands stieg im Vergleich zum Vorjahr um 61 Prozent; in Deutschland lagen die Verkäufe mit einer Absatzsteigerung um 1 Prozent nur leicht über denen des Vorjahres. 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.

### Gasabsatz<sup>1)</sup> nach Kundengruppen

1.-3. Quartal 2005  
in %



1) Absatz E.ON Ruhrgas AG

Auch im dritten Quartal war das Absatzplus vor allem dem wachsenden Auslandsgeschäft zu verdanken. In Deutschland legte zudem der Absatz an öffentliche Kraftwerke deutlich zu, während die Lieferungen an Stadtwerke und Industrie leicht rückläufig waren. In den Niederlanden wurde im dritten Quartal der erste Liefervertrag mit einem Industriekunden abgeschlossen. Er gilt für das Kalenderjahr 2006. Außerdem wurden mit Thüga Italia Verträge über die Belieferung von 23 italienischen Gasversorgern für das Gaswirtschaftsjahr 2005/2006 geschlossen.

Mit 48 Prozent Anteil am Gesamtabsatz (Vorjahr: 52 Prozent) bildeten Ferngasunternehmen im laufenden Jahr die größte Kundengruppe bei weitgehend unveränderter Liefermenge. An Ortsgasunternehmen wurde gut 3 Prozent mehr Erdgas geliefert als im Vorjahr, während der Absatz an Industriekunden um rund 1 Prozent zurückging. Ihr Anteil am Gesamtabsatz reduzierte sich im Vergleich zum Vorjahr jeweils um einen Prozentpunkt auf 23 Prozent bei Ortsgasunternehmen und 11 Prozent bei Industriekunden. Durch das Absatzplus von 61 Prozent erhöhte sich der Anteil des Auslandsgeschäfts am Gesamtabsatz von 12 Prozent auf 18 Prozent.

Um die Versorgung mit Erdgas langfristig zu sichern, verlängerte E.ON Ruhrgas im dritten Quartal eine bestehende Liefervereinbarung mit Gazprom bis zum Jahr 2020. Durch diese Vereinbarung bleibt Gazprom auch im nächsten Jahrzehnt einer der wesentlichen Lieferanten von E.ON Ruhrgas.

Der Umsatz von Pan-European Gas erhöhte sich in den ersten neun Monaten 2005 auf 11,9 Mrd €, das Adjusted EBIT lag leicht über dem Vorjahreswert.

Im Geschäftsfeld Up-/Midstream lag der Umsatz exklusive Energiesteuern mit 8,8 Mrd € um 39 Prozent über dem Vorjahreswert. Das Umsatzplus resultiert vor allem aus dem

höheren Gasabsatz im Midstream-Segment in Verbindung mit höheren durchschnittlichen Verkaufspreisen. Im Upstream-Geschäft sorgten eine im Vergleich zum Vorjahr gestiegene Produktion sowie höhere Verkaufspreise für einen Umsatzanstieg. Die Produktion des Gasfeldes Scoter wurde erst im März des Jahres 2004 aufgenommen. Im Jahr 2005 produzierte Scoter während des gesamten Berichtszeitraums.

Im Geschäftsfeld Downstream-Beteiligungen erhöhte sich der Umsatz im Wesentlichen aufgrund von Veränderungen im Konsolidierungskreis von Thüga Italia und der erstmaligen Einbeziehung von Distrigaz Nord.

Die Entwicklung des Adjusted EBIT bei Pan-European Gas wurde wesentlich durch das Geschäftsfeld Up-/Midstream geprägt. Da die Heizölpreise im Laufe des Jahres kontinuierlich stiegen, erhöhten sich aufgrund der Wettbewerbsbin-

dung auch die Bezugskosten für Erdgas beträchtlich. Weil die Verkaufspreise den Einkaufspreisen zeitlich nachgelagert angepasst werden, wurde das Ergebnis erheblich belastet. Auch eine deutliche Verbesserung des Adjusted EBIT im Upstream-Geschäft konnte den negativen Effekt aus dem Midstream-Geschäft nicht ausgleichen. Insgesamt ging das Adjusted EBIT im Geschäftsfeld Up-/Midstream um 4 Prozent auf 712 Mio € zurück.

Im Geschäftsfeld Downstream-Beteiligungen konnte das Adjusted EBIT gegenüber dem Vorjahr um 10 Prozent auf 405 Mio € verbessert werden. Ausschlaggebend waren in erster Linie höhere Beteiligungsergebnisse von assoziierten Unternehmen und rückläufige Abschreibungen.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern								
1.-3. Quartal in Mio €	Up-/Midstream		Downstream- Beteiligungen		Sonstiges/ Konsolidierung <sup>2)</sup>		Pan-European Gas <sup>2)</sup>	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Umsatz <sup>1)</sup>	8.767	6.296	1.261	946	-280	-220	9.748	7.022
Adjusted EBITDA	936	945	468	473	8	-1	1.412	1.417
Adjusted EBIT	712	745	405	368	8	-	1.125	1.113

1) ohne Energiesteuern  
2) bereinigt um Ruhrgas Industries

# 18 Market Units

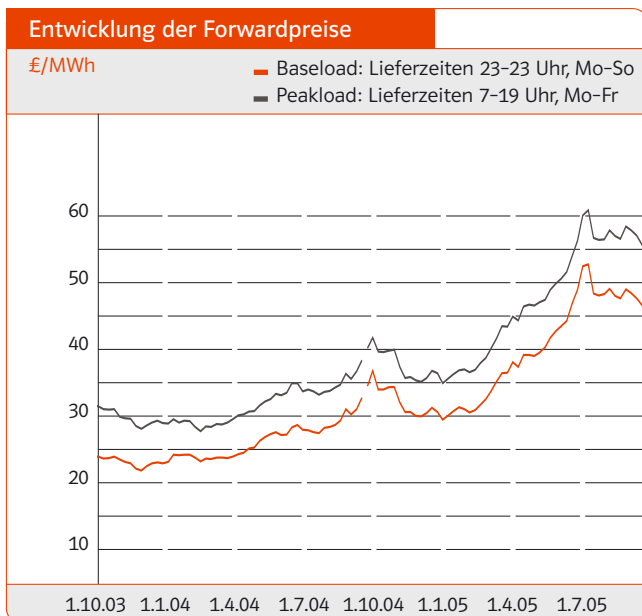
## UK

UK			
1.-3. Quartal in Mio €	2005	2004	+/- %
Umsatz	6.916	6.037	+15
Adjusted EBITDA	1.156	1.142	+1
Adjusted EBIT	715	720	-1

Die Gaspreise am National Balancing Point, dem Handelspunkt für Erdgas, erhöhten sich in den ersten neun Monaten des Jahres 2005 erheblich, und zwar zum einen aufgrund der gestiegenen Forwardpreise für Öl und zum anderen aufgrund der weiterhin knappen Angebotssituation. Der Preis für Lieferungen im kommenden Jahr stieg im Berichtszeitraum von 32 Pence auf 54 Pence pro Therm. Dies entspricht einer Steigerung um 69 Prozent seit Jahresbeginn.

Die britischen Strompreise wurden weiterhin von steigenden Gaspreisen und auch immer mehr von den Preisen für CO<sub>2</sub>-Zertifikate beeinflusst. In den ersten neun Monaten stiegen die Preise für Baseload-Lieferungen im Winter 2005/2006 von 33 £/MWh auf mehr als 49 £/MWh, also um 48 Prozent.

Angesichts der Steigerung der Großhandelspreise hat E.ON UK zum 31. August 2005 auch die Endkundenpreise für Strom um 7,2 Prozent und für Gas um 11,9 Prozent erhöht.

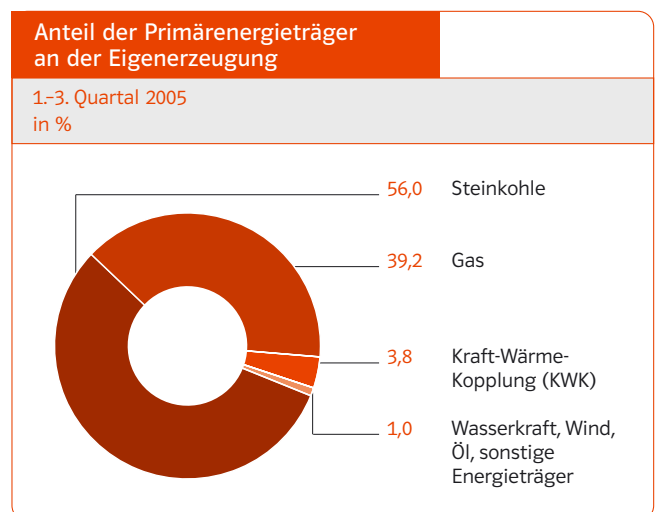


Absatz <sup>1)</sup>			
1.-3. Quartal in Mrd kWh	2005	2004	+/- %
Haushaltskunden	26,3	25,9	+2
Kleinere Geschäfts-, Industrie- und Gewerbetunden	17,1	20,7	-17
<b>Stromabsatz</b>	<b>43,4</b>	<b>46,6</b>	<b>-7</b>
Haushaltskunden	45,5	43,9	+4
Kleinere Geschäfts-, Industrie- und Gewerbetunden	23,7	25,9	-8
<b>Gasabsatz</b>	<b>69,2</b>	<b>69,8</b>	<b>-1</b>

1) ohne Großhandels- und Handelsaktivitäten

Der Absatzrückgang im Strom- und Gasgeschäft betrifft das Segment der industriellen und gewerblichen Kunden. Der intensive Wettbewerb in diesem Marktsegment, der von den steigenden und volatilen Großhandelspreisen angetrieben wird, lässt E.ON UK hier eine margenorientierte Vertriebspolitik verfolgen.

Stromerzeugung und -bezug			
1.-3. Quartal in Mrd kWh	2005	2004	+/- %
Eigenerzeugung	25,3	24,1	+5
Bezug	19,4	23,8	-18
- von Gemeinschaftskraftwerken	1,6	1,8	-11
- von Fremden	17,8	22,0	-19
<b>Strombeschaffung</b>	<b>44,7</b>	<b>47,9</b>	<b>-7</b>
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-1,3	-1,3	-
<b>Stromabsatz</b>	<b>43,4</b>	<b>46,6</b>	<b>-7</b>



Die zurechenbare Kraftwerksleistung von E.ON UK lag am 30. September 2005 bei 9.907 MW. Damit ist sie gegenüber dem zweiten Quartal 2005 um 1.100 MW gestiegen. Im August 2005 hatte E.ON UK den Block 1 des Kraftwerks Killingholme (450 MW) und im September den Block 4 des Kraftwerks Grain (650 MW) wieder in Betrieb genommen. Im Oktober ging am Standort Grain auch Block 1 (650 MW) wieder ans Netz.

E.ON UK konnte im Berichtszeitraum 2005 den Umsatz im Vergleich zum Vorjahr steigern, da die Tarife im Endkundengeschäft aufgrund der gestiegenen Großhandelspreise erhöht wurden.

Die Verbesserung des Adjusted EBIT im regulierten Geschäft um 6 Mio € ist dem Beitrag des Stromverteilungsgeschäfts von Midlands Electricity für die vollen neun Monate zu verdanken. Das Unternehmen wurde am 16. Januar 2004 erworben.

Im unregulierten Geschäft legte das Adjusted EBIT um 41 Mio € zu. Hierzu trugen vor allem positive Sondereffekte aus der Eingliederung von Dienstleistungen für ehemalige TXU-Kunden bei. Erheblich zunehmende Bezugskosten in diesem Segment – auch für die Beschaffung zusätzlicher CO<sub>2</sub>-Zertifikate – konnten durch höhere Preise im Endkundengeschäft kompensiert werden.

Bisher wurde das Adjusted EBIT mit Kosten für die Beschaffung zusätzlicher CO<sub>2</sub>-Zertifikate in Höhe von 86 Mio € belastet.

Das Adjusted EBIT im Geschäftsfeld Sonstiges/Konsolidierung sank um 52 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 die Anteile an dem 1.220-MW-Kraftwerk in Paiton/Indonesien veräußert.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern								
1.-3. Quartal in Mio €	Reguliertes Geschäft		Unreguliertes Geschäft		Sonstiges/ Konsolidierung		UK	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Umsatz	604	698	6.447	5.514	-135	-175	6.916	6.037
Adjusted EBITDA	441	434	791	733	-76	-25	1.156	1.142
Adjusted EBIT	327	321	474	433	-86	-34	715	720

## 20 Market Units

### Nordic

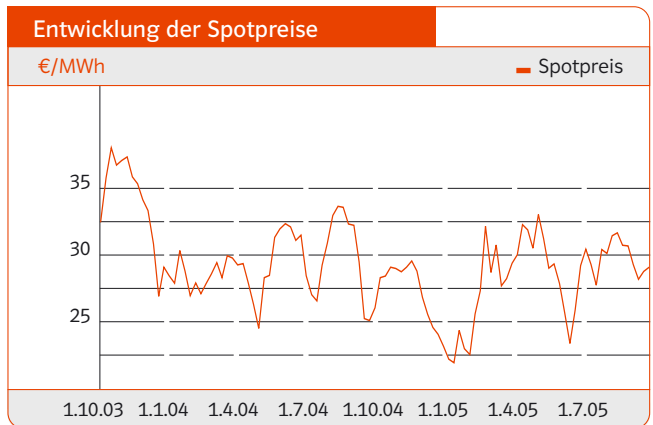
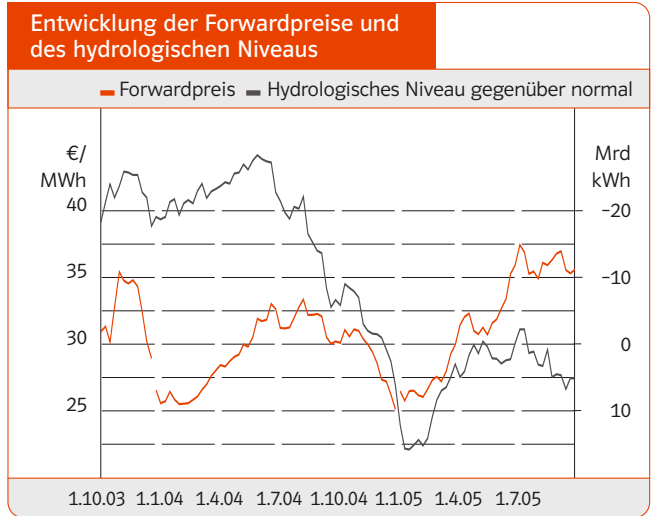
Nordic			
1.-3. Quartal in Mio €	2005	2004	+/- %
Umsatz	2.516	2.372	+6
- davon Energiesteuern	310	292	+6
Adjusted EBITDA	884	796	+11
Adjusted EBIT	600	489	+23

Die Wasserstände in den schwedischen und norwegischen Reservoirs waren relativ stabil und lagen leicht über dem langfristigen Durchschnitt. Im Vergleich zum Vorjahr lagen sie Anfang Oktober um 10 Mrd kWh höher. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft nahm um rund 30 Mrd kWh gegenüber dem vergleichbaren Vorjahreszeitraum zu.

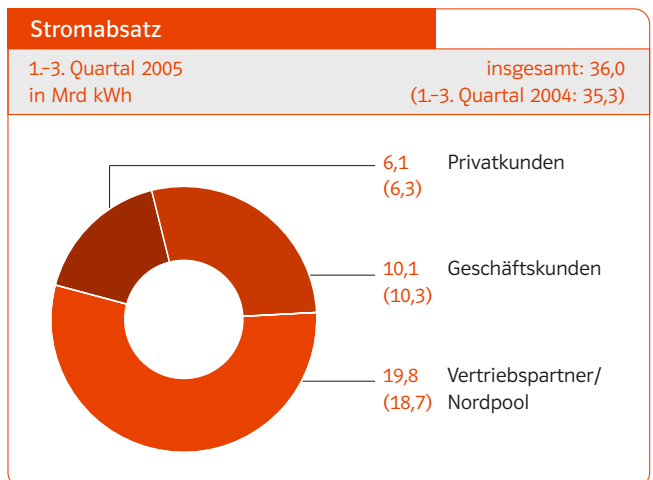
In den ersten neun Monaten des Jahres 2005 war das Wetter über längere Zeiträume wärmer als im langfristigen Durchschnitt, sodass die Nachfrage entsprechend zurückblieb. Dieser Faktor und der relativ hohe Anteil der Stromerzeugung aus Wasserkraft führten zu geringeren Spotpreisen für Strom. Die Forwardpreise für Strom stiegen aufgrund der noch immer hohen Preise für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate.

Der Stromaustausch zwischen den nordeuropäischen Ländern und den angrenzenden Staaten, die mit dem Netz verbunden sind, war im Laufe des Jahres fast ausgeglichen. Im Vorjahr wurden 10 Mrd kWh Strom importiert. Das hat folgenden Grund: Die nahezu ausgeglichene Bilanz zwischen Deutschland und den nordeuropäischen Ländern hat sich verschoben hin zu einem fast ständigen Export nach Deutschland, weil dort die Preise höher sind.

Die Wettbewerbssituation im nordeuropäischen Vertriebsgeschäft ist sehr lebhaft. In Schweden haben bisher im Jahr 2005 rund 48 Prozent der Vertriebskunden entweder ihre Verträge mit ihrem Versorger neu verhandelt oder ihren Versorger gewechselt. Am 16. September wurde Sydkraft in E.ON Sverige umbenannt. Erste Kundenbefragungen weisen darauf hin, dass dies gut aufgenommen worden ist.



Aufgrund des starken Sturms im Januar fallen Kosten für Reparaturarbeiten am Übertragungsnetz von E.ON Sverige und Entschädigungsleistungen an Kunden an; diese schätzen wir auf rund 140 Mio €. Auf das Adjusted EBIT werden sie sich nicht auswirken, da dieses Ereignis außergewöhnlichen Charakter hatte.

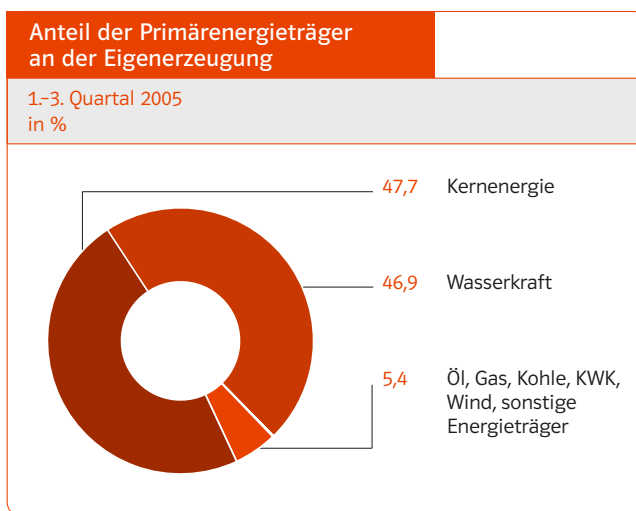


Nordic setzte 0,7 Mrd kWh mehr Strom ab als im Vorjahr, und zwar wegen höherer Absätze an Vertriebspartner und an der Strombörse Nordpool. Rückläufig hingegen war der Absatz an Privat- und Geschäftskunden aufgrund des Sturms im Januar. 95 Prozent des Stromabsatzes entfallen auf das Geschäftsfeld Schweden, die verbleibenden 5 Prozent auf Finnland.

Stromerzeugung und -bezug			
1.-3. Quartal in Mrd kWh	2005	2004	+/- %
Eigenerzeugung	25,4	23,5	+8
Bezug	11,9	13,2	-10
- von Gemeinschaftskraftwerken	7,5	8,0	-6
- von Fremden	4,4	5,2	-15
<b>Strombeschaffung</b>	<b>37,3</b>	<b>36,7</b>	<b>+2</b>
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-1,3	-1,4	-
<b>Stromabsatz</b>	<b>36,0</b>	<b>35,3</b>	<b>+2</b>

Die Market Unit Nordic erzeugte mehr als 70 Prozent des Stromabsatzes in eigenen Kraftwerken. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum konnte die Erzeugungsmenge um 1,9 Mrd kWh gesteigert werden. Da die Wasserstände zu Jahresbeginn höher waren und die Zuflüsse vor allem in den Sommermonaten stärker wurden, nahm auch die Erzeugung aus Wasserkraft zu. Die Erzeugung aus Kernenergie sank dagegen, weil sich das Jahr 2004 durch eine sehr hohe Verfügbarkeit der Kernkraftwerke ausgezeichnet hatte. In den ersten neun Monaten 2005 kam es zu einem längeren Ausfall und zu mehreren kürzeren ungeplanten Stillständen in den Reaktoren. Die geringere Erzeugung aus fossilen Brennstoffen und aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen hat seine Ursache in den niedrigeren Spotpreisen für Strom.

Der Gasabsatz nahm leicht zu, da Verkäufe an Industriekunden gestiegen sind. Auch der Wärmeabsatz nahm etwas zu, weil in einzelnen Regionen im Berichtszeitraum niedrigere Temperaturen herrschten.



Gas- und Wärmeabsatz			
1.-3. Quartal in Mrd kWh	2005	2004	+/- %
<b>Gasabsatz</b>	<b>5,1</b>	<b>4,9</b>	<b>+4</b>
<b>Wärmeabsatz</b>	<b>6,9</b>	<b>6,8</b>	<b>+1</b>

Im Vergleich zum Vorjahr konnte die Market Unit Nordic den Umsatz auf 2.516 Mio € steigern, und zwar wegen des höheren Stromabsatzes, der leicht gestiegenen durchschnittlichen Spotpreise sowie eines erfolgreichen Hedging und Verbesserungen im Gasgeschäft.

Das Adjusted EBIT nahm um 111 Mio € auf 600 Mio € zu. Zu verdanken ist dies vor allem den höheren Erzeugungsmengen aus Wasserkraft und dem erfolgreichen Hedging, das Nordic ermöglicht, sich effektiv höhere Verkaufspreise für das Erzeugungsportfolio zu sichern. Im Gasgeschäft verbesserte sich das Adjusted EBIT, weil das Verhältnis zwischen den Preisen für leichtes und schweres Heizöl günstig war. Das Adjusted EBIT im Geschäftsfeld Finnland nahm ab, und zwar vor allem wegen der niedrigeren Ergebnisse aus Stromhandelsaktivitäten und des geringeren Stromabsatzes an Endkunden.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern						
1.-3. Quartal in Mio €	Schweden		Finnland		Nordic	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Umsatz <sup>1)</sup>	2.038	1.910	168	170	2.206	2.080
Adjusted EBITDA	837	736	47	60	884	796
Adjusted EBIT	581	456	19	33	600	489

1) ohne Energiesteuern

## 22 Market Units

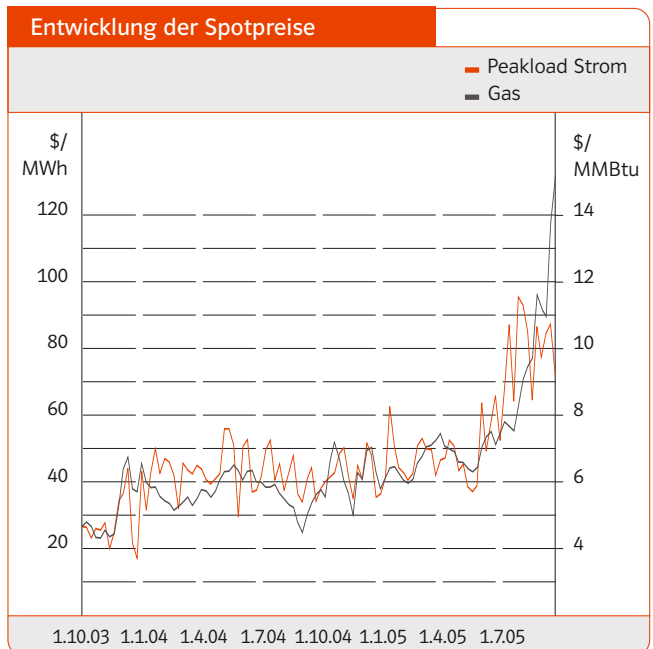
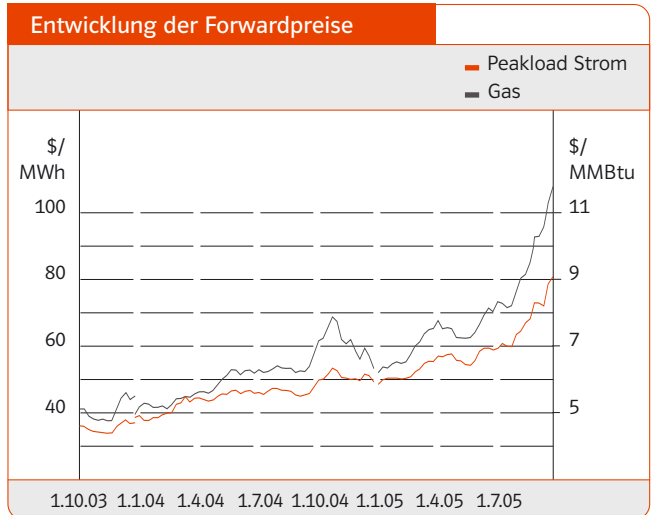
### US-Midwest

US-Midwest			
1.-3. Quartal in Mio €	2005	2004	+/- %
Umsatz	1.624	1.436	+13
Adjusted EBITDA	431	420	+3
Adjusted EBIT	278	275	+1

Die Spotpreise im Mittleren Westen stiegen in den ersten neun Monaten 2005 im Durchschnitt auf rund 57 \$/MWh. Im vergleichbaren Zeitraum des Vorjahres lagen sie im Durchschnitt bei rund 43 \$/MWh. Grund hierfür waren vor allem die höheren Gaspreise. Die am Henry Hub, dem Spotmarkt für Erdgas, notierten Preise für Erdgas erhöhten sich von durchschnittlich 5,71 \$/MMBtu im Vorjahr auf 7,48 \$/MMBtu im Berichtszeitraum.

Die am Henry Hub notierten Forwardpreise für Erdgas stiegen im Durchschnitt deutlich an, vor allem aufgrund von Lieferunterbrechungen, die durch die Wirbelstürme Katrina und Rita ausgelöst wurden. Durch die höheren Gaspreise erhöhten sich auch die Forwardpreise für Strom in der Region US-Midwest erheblich. Die Forwardpreise für Erdgas lagen im September für Lieferungen im vierten Quartal 2005 bei 14,09 \$/MMBtu im Vergleich zu 7,71 \$/MMBtu Ende Juni 2005. Die Forwardpreise für Strom stiegen von rund 50 \$/MWh zum Ende des zweiten Quartals auf 80 \$/MWh.

In den ersten neun Monaten des Jahres 2005 konnte der Stromabsatz im regulierten Geschäft wegen der höheren Sommertemperaturen gesteigert werden. Im Off-system-Geschäft nahm der Stromabsatz im Vergleich zum Vorjahr infolge der höheren Marktpreise zu. Der Gasabsatz an Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden sank vor allem, weil das Winterwetter milder war als im Vorjahr. Der Gasabsatz im Off-system-Geschäft erhöhte sich um die Mengen, die nicht an Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden verkauft werden konnten.



**Absatz**

1.-3. Quartal in Mrd kWh	2005	2004	+/- %
Reguliertes Geschäft	28,6	27,3	+5
- Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden	25,4	24,3	+5
- Off-system-Geschäft <sup>1)</sup>	3,2	3,0	+7
Unreguliertes Geschäft	8,7	8,5	+2
<b>Stromabsatz</b>	<b>37,3</b>	<b>35,8</b>	<b>+4</b>
Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden	9,3	10,0	-7
Off-system-Geschäft <sup>1)</sup>	0,8	0,4	+100
<b>Gasabsatz</b>	<b>10,1</b>	<b>10,4</b>	<b>-3</b>

1) Verkauf überschüssiger Mengen an Kunden außerhalb des eigenen Versorgungsgebietes

Stromerzeugung und -bezug			
1.-3. Quartal in Mrd kWh	2005	2004	+/- %
Eigenerzeugung	35,6	34,4	+3
- Eigene Kraftwerke	26,9	26,1	+3
- Geleaste Kraftwerke	8,7	8,3	+5
Bezug	4,0	3,7	+8
<b>Strombeschaffung</b>	<b>39,6</b>	<b>38,1</b>	<b>+4</b>
Betriebsverbrauch, Netzverluste	-2,3	-2,3	-
<b>Stromabsatz</b>	<b>37,3</b>	<b>35,8</b>	<b>+4</b>

97 Prozent der Eigenerzeugung der Market Unit US-Midwest wurde durch Kohlekraftwerke gedeckt, 3 Prozent entfielen auf Gas, Öl, Wasserkraft und sonstige Energieträger. Die Kraftwerksleistung von US-Midwest sank von 9.666 MW zum Jahresende 2004 auf 9.391 MW. Grund hierfür war der Verkauf der Gregory Beteiligung im unregulierten Geschäft.

In den ersten neun Monaten 2005 stieg der Umsatz von US-Midwest um 13 Prozent - in Landeswährung um 16 Prozent. Das hat vor allem zwei Gründe: Zum einen die preis- und mengenbedingt höheren Umsätze im Großhandelsgeschäft

und zum anderen die von der Kentucky Public Service Commission zum 1. Juli 2004 genehmigten höheren Strom- und Gaspreise. Negativ wirkte sich der im Berichtszeitraum durchschnittlich schwache Kurs des US-Dollars aus. Das Adjusted EBIT lag um 1 Prozent über dem Vorjahr, und zwar vor allem wegen der Umsatzsteigerung - in Landeswährung um 4 Prozent.

Im regulierten Geschäft verbesserte sich das Adjusted EBIT im Vergleich zum Vorjahr insbesondere aufgrund der höheren Strom- und Gaspreise. Zudem übertraf das Ergebnis im Off-system-Geschäft den Vorjahreswert, weil sowohl die Stromgroßhandelspreise als auch der Absatz gestiegen sind. Gegenläufige Wirkung hatten Kosten aus der Teilnahme an dem regionalen Netzbetreiber Midwest Independent Transmission System Operator (MISO), höhere Abschreibungen auf neue Anlagen, höhere Betriebskosten und der schwache Kurs des US-Dollars.

Das Adjusted EBIT im unregulierten Geschäft ist im Vergleich zum Vorjahreszeitraum gesunken. Grund hierfür waren vornehmlich die gestiegenen Brennstoffkosten, die nur teilweise durch höhere Preise im Off-system-Geschäft kompensiert werden konnten.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern						
1.-3. Quartal in Mio €	Reguliertes Geschäft		Unreguliertes Geschäft/Sonstiges		US-Midwest	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
	Umsatz	1.405	1.229	219	207	1.624
Adjusted EBITDA	411	392	20	28	431	420
Adjusted EBIT	269	257	9	18	278	275

## 24 Zwischenabschluss (ungeprüft)

Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns				
in Mio €	3. Quartal		1.-3. Quartal	
	2005	2004	2005	2004
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>11.452</b>	<b>9.229</b>	<b>39.860</b>	<b>33.817</b>
Energiesteuern	-816	-767	-3.269	-3.105
<b>Umsatzerlöse nach Abzug Strom-/Erdgassteuer</b>	<b>10.636</b>	<b>8.462</b>	<b>36.591</b>	<b>30.712</b>
Herstellungs- und Anschaffungskosten der umgesetzten Lieferungen und Leistungen	-8.487	-6.339	-28.528	-22.429
<b>Bruttoergebnis vom Umsatz</b>	<b>2.149</b>	<b>2.123</b>	<b>8.063</b>	<b>8.283</b>
Vertriebskosten	-935	-1.047	-2.838	-3.146
Allgemeine Verwaltungskosten	-366	-336	-1.050	-906
Sonstige betriebliche Erträge	1.195	1.727	5.404	4.904
Sonstige betriebliche Aufwendungen	-1.206	-858	-4.235	-3.273
Finanzergebnis	-342	-33	-172	-110
<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>495</b>	<b>1.576</b>	<b>5.172</b>	<b>5.752</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-125	-489	-1.639	-1.688
Anteile Konzernfremder	-105	-92	-381	-367
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>265</b>	<b>995</b>	<b>3.152</b>	<b>3.697</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	3.108	157	3.247	270
<b>Konzernüberschuss</b>	<b>3.373</b>	<b>1.152</b>	<b>6.399</b>	<b>3.967</b>
<b>Ergebnis je Aktie in €</b>				
- aus fortgeführten Aktivitäten	0,40	1,51	4,78	5,63
- aus nicht fortgeführten Aktivitäten	4,72	0,24	4,93	0,41
<b>- aus Konzernüberschuss</b>	<b>5,12</b>	<b>1,75</b>	<b>9,71</b>	<b>6,04</b>

Bilanz des E.ON-Konzerns		
in Mio €	30. 9. 2005	31. 12. 2004
<b>Aktiva</b>		
Goodwill	15.014	14.454
Immaterielle Vermögensgegenstände	3.799	3.788
Sachanlagen	41.173	43.563
Finanzanlagen	20.434	17.263
<b>Anlagevermögen</b>	<b>80.420</b>	<b>79.068</b>
Vorräte	2.683	2.647
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögensgegenstände	1.928	2.124
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögensgegenstände	16.584	15.759
Vermögen der abzugebenden Aktivitäten	534	553
Liquide Mittel (davon Zahlungsmittel < 3 Monate 2005: 6.060/2004: 4.176)	15.307	12.016
<b>Umlaufvermögen</b>	<b>37.036</b>	<b>33.099</b>
Aktive latente Steuern	1.865	1.551
Rechnungsabgrenzungsposten	326	344
<b>Summe Aktiva</b>	<b>119.647</b>	<b>114.062</b>

Bilanz des E.ON-Konzerns		
in Mio €	30. 9. 2005	31. 12. 2004
<b>Passiva</b>		
<b>Eigenkapital</b>	<b>42.666</b>	<b>33.560</b>
<b>Anteile Konzernfremder</b>	<b>4.678</b>	<b>4.144</b>
Pensionsrückstellungen	7.820	8.589
Übrige Rückstellungen	26.170	25.653
<b>Rückstellungen</b>	<b>33.990</b>	<b>34.242</b>
Finanzverbindlichkeiten	15.181	20.301
Betriebliche Verbindlichkeiten	14.922	14.054
<b>Verbindlichkeiten</b>	<b>30.103</b>	<b>34.355</b>
Schulden der abzugebenden Aktivitäten	52	54
Passive latente Steuern	7.469	6.605
Rechnungsabgrenzungsposten	689	1.102
<b>Summe Passiva</b>	<b>119.647</b>	<b>114.062</b>

## 26 Zwischenabschluss (ungeprüft)

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns		
1.-3. Quartal in Mio €	2005	2004
Konzernüberschuss	6.399	3.967
Anteile Konzernfremder	381	367
Überleitung zum Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten		
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-3.247	-270
Ab-/Zuschreibungen und außerplanmäßige Wertminderungen auf das Anlagevermögen	2.161	2.031
Veränderung der Rückstellungen	40	-262
Veränderung der latenten Steuern	-29	171
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	-113	-87
Ergebnis aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	-196	-463
Veränderung von Posten des Umlaufvermögens und der sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten	-577	-558
<b>Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (Operativer Cashflow)</b>	<b>4.819</b>	<b>4.896</b>
Einzahlungen aus dem Abgang von		
Finanzanlagen	5.764	1.779
immateriellen Vermögensgegenständen und Sachanlagen	130	211
Auszahlungen für Investitionen in		
Finanzanlagen	-1.175	-2.124
immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	-1.931	-1.652
Veränderung der Finanzmittelanlagen des Umlaufvermögens	-402	1.215
<b>Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>2.386</b>	<b>-571</b>
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen einschließlich Konzernfremder	-	-1
Ein-/Auszahlungen für den Verkauf/Erwerb eigener Aktien	-44	-11
Gezahlte Dividenden		
an Aktionäre der E.ON AG	-1.549	-1.312
an Konzernfremde	-239	-279
Veränderung der Finanzverbindlichkeiten	-3.195	-1.480
<b>Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-5.027</b>	<b>-3.083</b>
<b>Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel (&lt; 3 Monate) fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>2.178</b>	<b>1.242</b>
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel (< 3 Monate)	81	-14
Zahlungsmittel (< 3 Monate) zum Jahresanfang	4.176	3.321
Zahlungsmittel (< 3 Monate) aus nicht fortgeführten Aktivitäten zum Jahresanfang	-375	-152
<b>Zahlungsmittel (&lt; 3 Monate) fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende</b>	<b>6.060</b>	<b>4.397</b>
Finanzmittel des Umlaufvermögens (> 3 Monate) fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende	9.247	7.543
Finanzmittel des Umlaufvermögens (> 3 Monate) aus nicht fortgeführten Aktivitäten zum Quartalsende	-	8
Zahlungsmittel (< 3 Monate) aus nicht fortgeführten Aktivitäten zum Quartalsende	-	210
<b>Liquide Mittel laut Bilanz</b>	<b>15.307</b>	<b>12.158</b>

Entwicklung des Konzerneigenkapitals				Kumuliertes 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
<b>1. Januar 2004</b>	<b>1.799</b>	<b>11.564</b>	<b>16.976</b>	<b>-1.021</b>	<b>1.184</b>	<b>-492</b>	<b>20</b>	<b>-256</b>	<b>29.774</b>
Zurückgekauft/ verkaufte eigene Anteile		182						-11	171
Gezahlte Dividenden			-1.312						-1.312
Konzernüberschuss			3.967						3.967
Other Comprehensive Income				319	1.063	37	295		1.714
<b>Summe Comprehensive Income</b>									<b>5.681</b>
<b>30. September 2004</b>	<b>1.799</b>	<b>11.746</b>	<b>19.631</b>	<b>-702</b>	<b>2.247</b>	<b>-455</b>	<b>315</b>	<b>-267</b>	<b>34.314</b>
<b>1. Januar 2005</b>	<b>1.799</b>	<b>11.746</b>	<b>20.003</b>	<b>-896</b>	<b>2.178</b>	<b>-1.090</b>	<b>76</b>	<b>-256</b>	<b>33.560</b>
Zurückgekauft/ verkaufte eigene Anteile		3						-12	-9
Gezahlte Dividenden			-1.549						-1.549
Konzernüberschuss			6.399						6.399
Other Comprehensive Income				436	3.736	55	38		4.265
<b>Summe Comprehensive Income</b>									<b>10.664</b>
<b>30. September 2005</b>	<b>1.799</b>	<b>11.749</b>	<b>24.853</b>	<b>-460</b>	<b>5.914</b>	<b>-1.035</b>	<b>114</b>	<b>-268</b>	<b>42.666</b>

## 28 Erläuternde Angaben

### Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Die für den Zwischenabschluss zum 30. September 2005 angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden entsprechen mit Ausnahme der nachfolgend beschriebenen denen des Konzernabschlusses zum 31. Dezember 2004:

Seit dem 1. Juli 2005 wird SFAS 153, „Exchanges of Nonmonetary Assets, an amendment of APB Opinion No. 29“ angewendet. Nach diesem Standard ist beim Tausch nicht monetärer Vermögenswerte grundsätzlich der beizulegende Zeitwert (Fair Value) des erhaltenen Vermögenswertes als Bewertungsgrundlage heranzuziehen. Die Erstanwendung dieses Standards hatte keine wesentlichen Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage.

### 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. September 2005 im E.ON-Konzern bestehenden Variable Interest Entities handelt es sich um zwei Immobilien-Leasinggesellschaften, zwei gemeinschaftlich geführte Stromerzeugungsgesellschaften und ein Unternehmen zur Verwaltung von Beteiligungen. Nach Beendigung der vertraglichen Beziehungen zu einer Zweckgesellschaft zur Verwaltung und Veräußerung von Immobilien im August 2005 findet FIN 46 revised bei dieser Gesellschaft keine Anwendung mehr.

Die in den E.ON-Konzern einbezogenen Gesellschaften weisen zum 30. September 2005 Aktiva und Passiva in Höhe von jeweils rund 793 Mio € sowie ein Ergebnis von 16 Mio € vor Konsolidierung auf. 130 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 94 Mio €.

Darüber hinaus bestehen seit dem 1. Juli 2000 vertragliche Beziehungen zu einer weiteren Leasinggesellschaft im Energiesektor, die als Variable Interest Entity einzustufen ist, ohne dass eine Meistbegünstigung vorliegt. Diese Gesellschaft 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 betragen 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 gezahlt. Die Gesellschaften wurden zum 1. März 2005 erstkonsolidiert.

Im ersten Halbjahr 2005 hat E.ON UK 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 MW 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.

Am 27. Juli 2005 hat E.ON UK die Gesellschaft Holford Gas Storage Ltd. (HGSL) von Scottish Power erworben. HGSL wurde gegründet, um einen der größten unterirdischen Gasspeicher in England zu entwickeln und hat schon die Genehmigung erhalten, solch einen Gasspeicher in Cheshire im Nordwesten Englands zu bauen. Der Kaufpreis für das Unternehmen beträgt rund 140 Mio €. Die Gesellschaft wurde zum 27. Juli 2005 erstkonsolidiert.

Ende September 2005 wurde in Bukarest der Verkauf des rumänischen Regionalversorgers Electrica Moldova S.A. an E.ON Energie mit der Übertragung der Aktien abgeschlossen. Der Erwerb von 24,62 Prozent der Aktien war mit einer Kapitalerhöhung und einer Aufstockung der Beteiligung auf 51 Prozent verbunden. Der Kaufpreis für den Beteiligungserwerb von 51 Prozent beläuft sich auf 104 Mio €. Das Unternehmen wurde in E.ON Moldova S.A. umfirmiert und zum 30. September 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 Netto-Verbindlichkeiten und Rückstellungen enthalten. Die Veräußerung wurde im August vollzogen. Aus dem Verkauf ergab sich ein Buchgewinn in Höhe von gut 2,4 Mrd €.

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 Netto-Verbind-

lichkeiten und Rückstellungen enthalten. Die Transaktion wurde Anfang September kartellrechtlich genehmigt und am 12. September 2005 vollzogen. Dabei ergab sich ein Veräußerungsgewinn in Höhe von 0,6 Mrd €.

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. September 2005 sind ebenso wie die berichteten Vorperioden um sämtliche Bestandteile der abzugebenden Aktivitäten bereinigt. Die Vermögensgegenstände und Schulden sind in der Konzernbilanz zum 30. September 2005 in den Posten „Vermögen/Schulden der abzugebenden Aktivitäten“ zusammengefasst. Die Bilanzdaten der Vorperioden werden nicht angepasst, da SFAS 144 eine Anpassung nicht vorsieht.

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

Gewinn- und Verlustrechnung der nicht fortgeführten Aktivitäten (Kurzfassung)						
1.-3. Quartal in Mio €	Viterra		Ruhrgas Industries		Sonstige	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Umsatzerlöse	453	688	847	854	-	-
Netto-Ergebnis aus dem Abgang	2.450	4	613	-	10	-3
Sonstige Erträge/Aufwendungen, netto	-284	-480	-803	-801	-	-
<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>2.619</b>	<b>212</b>	<b>657</b>	<b>53</b>	<b>10</b>	<b>-3</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-12	36	-22	-23	-4	-
Anteile Konzernfremder	-	-4	-1	-1	-	-
<b>Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>2.607</b>	<b>244</b>	<b>634</b>	<b>29</b>	<b>6</b>	<b>-3</b>

Unternehmenserwerbe, Veräußerungen, nicht fortgeführte Aktivitäten und Disposal Groups im Jahr 2004 werden ausführlich in unserem Geschäftsbericht 2004 beschrieben.

### Forschung und Entwicklung

Der Forschungs- und Entwicklungsaufwand im E.ON-Konzern betrug in den ersten neun Monaten 2005 insgesamt 15 Mio € (Vorjahr: 13 Mio €).

## 30 Erläuternde Angaben

### Ergebnis je Aktie

Das Ergebnis je Aktie errechnet sich wie folgt:

Ergebnis je Aktie	3. Quartal		1.-3. Quartal	
	2005	2004	2005	2004
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten in Mio €	265	995	3.152	3.697
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten in Mio €	3.108	157	3.247	270
Konzernüberschuss in Mio €	3.373	1.152	6.399	3.967
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in 1.000 Stück	659.053	658.356	659.042	656.864
<b>Ergebnis je Aktie (in €)</b>				
- aus fortgeführten Aktivitäten	0,40	1,51	4,78	5,63
- aus nicht fortgeführten Aktivitäten	4,72	0,24	4,93	0,41
<b>- aus Konzernüberschuss</b>	<b>5,12</b>	<b>1,75</b>	<b>9,71</b>	<b>6,04</b>

### Finanzergebnis

In der folgenden Tabelle ist das Finanzergebnis für die ersten neun Monate 2005 im Vergleich zum Berichtszeitraum 2004 dargestellt.

Finanzergebnis	2005	2004	+/- %
1.-3. Quartal in Mio €			
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen	292	582	-50
Sonstiges Beteiligungsergebnis	159	121	+31
<b>Beteiligungsergebnis</b>	<b>451</b>	<b>703</b>	<b>-36</b>
Erträge aus anderen Wertpapieren	27	33	-18
Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	29	43	-33
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	712	375	+90
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-1.351	-1.250	-8
- davon Aufzinsung im Rahmen von SFAS 143	-375	-373	-1
- davon aus Finanzverbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen und Beteiligungsunternehmen	-14	-16	+13
<b>Zinsergebnis</b>	<b>-583</b>	<b>-799</b>	<b>+27</b>
Abschreibungen auf Wertpapiere und Ausleihungen	-40	-14	-186
<b>Finanzergebnis</b>	<b>-172</b>	<b>-110</b>	<b>-56</b>

## Goodwill und immaterielle Vermögensgegenstände

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Veränderungen des Goodwills in den ersten neun Monaten 2005 nach Segmenten:

Goodwill <sup>1)</sup>								
1.-3. Quartal 2005 in Mio €	Central Europe	Pan- European Gas	UK	Nordic	US- Midwest	Cor- porate Center	Weitere Aktivi- täten	Summe
<b>Nettobuchwert zum 31. Dezember 2004</b>	<b>2.305</b>	<b>3.920</b>	<b>4.779</b>	<b>359</b>	<b>3.080</b>	<b>1</b>	<b>10</b>	<b>14.454</b>
Zugänge/Abgänge	220	83	28	5	-	-	-	336
Goodwill Impairment	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonstige Veränderungen <sup>2)</sup>	-1	-326 <sup>3)</sup>	188	-27	400	-	-10 <sup>3)</sup>	224
<b>Nettobuchwert zum 30. September 2005</b>	<b>2.524</b>	<b>3.677</b>	<b>4.995</b>	<b>337</b>	<b>3.480</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>15.014</b>

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. September 2005:

Immaterielle Vermögensgegenstände		
in Mio €	30. 9. 2005	31. 12. 2004
<b>Immaterielle Vermögensgegenstände mit bestimmbarer Nutzungsdauer</b>		
Anschaffungskosten	4.799	4.544
Kumulierte Abschreibungen	1.846	1.647
<b>Nettobuchwert</b>	<b>2.953</b>	<b>2.897</b>
<b>Immaterielle Vermögensgegenstände mit unbestimmbarer Nutzungsdauer</b>	<b>846</b>	<b>891</b>
<b>Summe</b>	<b>3.799</b>	<b>3.788</b>

In den ersten neun Monaten 2005 betragen die planmäßigen Abschreibungen auf die immateriellen Vermögensgegenstände 263 Mio € (Vorjahr: 259 Mio €) und die außerplanmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände 0 Mio € (Vorjahr: 1,5 Mio €). Abschreibungen auf Goodwill wurden in den ersten neun Monaten 2005 nicht vorgenommen (Vorjahr: 0 Mio €).

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

wie folgt: 2005 (verbleibende 3 Monate): 93 Mio €; 2006: 325 Mio €; 2007: 298 Mio €, 2008: 220 Mio €, 2009: 187 Mio € und 2010: 160 Mio €. Durch zukünftige Akquisitionen und Veräußerungen können die tatsächlichen Werte hiervon abweichen.

## Bestand eigener Aktien

Zum 30. September 2005 hielt die E.ON AG insgesamt 4.524.300 eigene Aktien. Der Anstieg der Anzahl der eigenen Aktien resultiert insbesondere aus dem Kauf von 150.000 Aktien für das Mitarbeiter-Aktienprogramm. Weitere 28.472.194 E.ON-Aktien werden von Tochterunternehmen gehalten. Der Rückgang im Bestand der Tochterunternehmen gegenüber dem 30. Juni 2005 ist auf die Entnahme der insgesamt 486.255 Aktien, die im Mai und Juli erworben worden waren, für die Erfüllung des freiwilligen öffentlichen Tauschangebots für Contigas-Aktionäre zurückzuführen. E.ON hält insgesamt 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		
3. Quartal in Mio €	2005	2004
Aufwand für die im Berichtszeitraum hinzugeworbenen Versorgungsansprüche (Employer service cost)	52	44
Kalkulatorischer Zinsaufwand (Interest cost)	194	196
Erwarteter Vermögensertrag (Expected return on plan assets)	-111	-101
Mehrkosten aus Planänderungen (Prior service cost)	8	8
Amortisation versicherungsmathematischer (Gewinne)/Verluste (Net amortization of (gains)/losses)	30	10
<b>Summe</b>	<b>173</b>	<b>157</b>

Gesamtaufwand der Versorgungszusagen		
1.-3. Quartal in Mio €	2005	2004
Aufwand für die im Berichtszeitraum hinzugeworbenen Versorgungsansprüche (Employer service cost)	154	134
Kalkulatorischer Zinsaufwand (Interest cost)	580	587
Erwarteter Vermögensertrag (Expected return on plan assets)	-332	-312
Mehrkosten aus Planänderungen (Prior service cost)	24	21
Amortisation versicherungsmathematischer (Gewinne)/Verluste (Net amortization of (gains)/losses)	79	35
<b>Summe</b>	<b>505</b>	<b>465</b>

## Zahlungen in das Fondsvermögen

E.ON UK hat am 1. April 2005 eine Zahlung in Höhe von 629 Mio € an die E.ON Holding Group of the Electricity Supply Pension Scheme (ESPS) geleistet. Die Zahlung kompensiert einen Teil der versicherungsmathematischen Unterdeckung der Pensionspläne bei E.ON UK.

## Verpflichtungen aus Stilllegung oder Rückbau von Sachanlagen

Zum 30. September 2005 betreffen die Verpflichtungen von E.ON aus Stilllegung oder Rückbau von Sachanlagen die Stilllegung von Kernkraftwerken in Deutschland (8.368 Mio €) und Schweden (395 Mio €), die Rekultivierung von konventionellen Kraftwerksstandorten, einschließlich Demontage von Stromübertragungs- bzw. -verteilungsausrüstung (356 Mio €), die Rekultivierung von Gasspeicherstandorten (80 Mio €) und Tagebaustandorten (60 Mio €) sowie den Rückbau von Öl- und Gas-Infrastruktureinrichtungen (28 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 375 Mio € für die ersten neun Monate 2005 (Vorjahr: 373 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 direkten Finanzgarantien reichen die Laufzeiten bis 2029. Die undiskontierten zukünftigen Zahlungen könnten maximal 561 Mio € (Jahresende 2004: 737 Mio €) betragen. Für nahestehende Unternehmen ist hierin ein Betrag von 463 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 444 Mio € (Jahresende 2004: 459 Mio €) betragen. Für nahe stehende Unternehmen ist hierin ein Betrag von 67 Mio € (Jahresende 2004: 162 Mio €) enthalten. Die Gesellschaft hat zum 30. September 2005 Rückstellungen in Höhe von 84 Mio € (Jahresende 2004: 98 Mio €) bezüglich der Finanzgarantien gebildet.

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

Daneben bestehen satzungsrechtliche Verpflichtungen verschiedener Konzerngesellschaften aufgrund ihrer Mitgliedschaft in der Versorgungskasse Energie (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 6.821 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. September 2005 Rückstellungen in Höhe von 178 Mio € (Jahresende 2004: 86 Mio €) für Freistellungen und andere Garantien aus Verkaufsvereinbarungen gebildet. Garantien, die von Gesellschaften gegeben wurden, die nach der Garantievergabe von der E.ON AG (der VEBA AG oder der VIAG AG vor deren Fusion) verkauft wurden, sind in Form von Freistellungserklärungen Bestandteil der jeweiligen Verkaufsverträge.

### Andere Garantien

Andere Garantien, 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 92 Mio € (Jahresende 2004: 91 Mio €) führen könnten. Produktgarantien, für die Rückstellungen von 25 Mio € am 31. Dezember 2004 bestanden, sind zum 30. September 2005 aufgrund der Veräußerungen von Gesellschaften nicht mehr vorhanden. Entsprechendes gilt für die zugehörigen Rückstellungen.

### Besondere Ereignisse nach Quartalsabschluss

Am 1. Juli 2005 hatten 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 beträgt rund 500 Mio €. Statkraft übernahm die Kraftwerke im Oktober 2005. Die erste Rate wurde zum Vollzug der Transaktion Anfang Oktober geleistet.

E.ON wird im schottischen Lockerbie das größte Biomasse-Kraftwerk Großbritanniens bauen. Die Anlage hat eine Leistung von 44 MW. Der Einsatz von Biomasse wie Holz und Forstabfälle wird rund 140.000 Tonnen Treibhausgase pro Jahr vermeiden, die bei der Stromproduktion mit fossilen Brennstoffen freigesetzt würden. Die Arbeiten zur Errichtung der Anlage beginnen Ende 2005, das Kraftwerk soll Ende 2007 seine Arbeit aufnehmen. Die Investitionssumme beläuft sich auf rund 130 Mio €.

Im italienischen Livorno Ferraris, bei Turin, baut E.ON ein modernes und umweltschonendes Gas- und Dampfturbinen-(GuD)-Kraftwerk. Die Investition beträgt rund 400 Mio €. Die Anlage soll bereits Ende 2007 in Betrieb gehen. Das hocheffiziente Kraftwerk setzt mit einem Wirkungsgrad von 58 Prozent und seiner Umweltverträglichkeit neue Maßstäbe. Die Anlage hat eine Leistung von 800 MW.

In den nächsten Jahren wird E.ON rund 240 Mio € in die Modernisierung der Stromerzeugung in den Niederlanden investieren. Mit dieser Investition wird die Laufzeit des von E.ON Benelux betriebenen Steinkohlekraftwerks Maasvlakte um zehn Jahre bis 2022 verlängert und gleichzeitig die Umweltverträglichkeit der Anlage verbessert. Das Kraftwerk hat eine installierte Leistung von gut 1.000 MW und liegt verkehrsgünstig am Hafen von Rotterdam.

E.ON Ruhrgas hatte am 26. September 2005 die britische Gasfördergesellschaft Caledonia Oil and Gas Limited (COGL) mit Beteiligungen an insgesamt 15 Gasfeldern in der südlichen britischen Nordsee erworben. Die gesamten Reserven betragen ca. 14 Mrd m<sup>3</sup> und sollen überwiegend in den nächsten zehn Jahren gefördert werden. Der Kaufpreis für die 100-prozentige Beteiligung an COGL beträgt inklusive der Übernahme der Finanzschulden rund 690 Mio €. Die Transaktion wurde am 9. November 2005 abgeschlossen.

## 34 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.-3. Quartal 2004)

in Mio €	Im	Anpassungen	Angepasste	1.-3. Quartal 2005
	1.-3. Quartal 2004 veröffentlicht		Werte für das 1.-3. Quartal 2004	
Central Europe	2.703	-	2.703	2.945
Pan-European Gas	1.175	-62	1.113	1.125
UK	720	-	720	715
Nordic	489	-	489	600
US-Midwest	275	-	275	278
Corporate Center	-226	-2	-228	-260
<b>Kerngeschäft Energie</b>	<b>5.136</b>	<b>-64</b>	<b>5.072</b>	<b>5.403</b>
<b>Weitere Aktivitäten</b>	<b>394</b>	<b>-281</b>	<b>113</b>	<b>121</b>
<b>Adjusted EBIT</b>	<b>5.530</b>	<b>-345</b>	<b>5.185</b>	<b>5.524</b>
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-789	+92	-697	-791
Neutrales Ergebnis	1.272	-8	1.264	439
<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>6.013</b>	<b>-261</b>	<b>5.752</b>	<b>5.172</b>
<b>Konzernüberschuss</b>	<b>3.967</b>	<b>-</b>	<b>3.967</b>	<b>6.399</b>

### Informationen nach Segmenten

1.-3. Quartal in Mio €	Central Europe		Pan-European Gas <sup>1)</sup>		UK		Nordic	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Außenumsatz	17.566	15.212	11.333	8.756	6.884	6.031	2.451	2.326
Innenumsatz	160	152	607	304	32	6	65	46
<b>Gesamtumsatz</b>	<b>17.726</b>	<b>15.364</b>	<b>11.940</b>	<b>9.060</b>	<b>6.916</b>	<b>6.037</b>	<b>2.516</b>	<b>2.372</b>
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>3.931</b>	<b>3.491</b>	<b>1.412</b>	<b>1.417</b>	<b>1.156</b>	<b>1.142</b>	<b>884</b>	<b>796</b>
Adjusted EBIT-wirksame Abschreibungen <sup>3)</sup>	-986	-788	-287	-304	-441	-422	-284	-307
<b>Adjusted EBIT</b>	<b>2.945</b>	<b>2.703</b>	<b>1.125</b>	<b>1.113</b>	<b>715</b>	<b>720</b>	<b>600</b>	<b>489</b>
- darin Equity-Ergebnis <sup>3)</sup>	134	133	353	353	12	32	6	9
<b>Operativer Cashflow</b>	<b>2.516</b>	<b>2.195</b>	<b>1.266</b>	<b>1.007</b>	<b>-55</b>	<b>591</b>	<b>523</b>	<b>772</b>
<b>Investitionen</b>	<b>1.430</b>	<b>1.484</b>	<b>431</b>	<b>330</b>	<b>728</b>	<b>375</b>	<b>402</b>	<b>621</b>
Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	963	773	175	64	359	383	248	245
Finanzanlagen	467	711	256	266	369	-8	154	376

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) Die Adjusted EBIT-wirksamen Abschreibungen und das Equity-Ergebnis weichen von den entsprechenden Größen in der Kapitalflussrechnung und im Finanzergebnis gemäß US-GAAP ab. Ausschlaggebend sind vor allem die Wertberichtigungen auf Beteiligungen in den Market Units Central Europe und UK sowie bei Degussa, die im neutralen Ergebnis ausgewiesen werden.

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.

In den ersten neun Monaten 2005 betrifft das vor allem die veräußerten Gesellschaften Viterra und Ruhrgas Industries. Die entsprechenden Werte zum 30. September 2005 sind ebenso wie die berichteten Vorperioden um sämtliche Bestandteile der abgegebenen Aktivitäten bereinigt (siehe unten stehende Tabelle und Erläuterungen auf S. 29).

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts dient bei E.ON das Adjusted EBIT, ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen und Steuern. Zu den Bereinigungen zählen Buchgewinne und -verluste aus Desinvestitionen, 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 umgliedert. Analog

Zinsergebnis		
1.-3. Quartal in Mio €	2005	2004
<b>Netto-Zinsaufwand</b>	<b>-223</b>	<b>-453</b>
(-) Netto-Zinsaufwand aus Finanzforderungen und -verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen und Beteiligungsunternehmen	-14	-16
(-) Aufzinsung im Rahmen von SFAS 143	-375	-373
(+) Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	29	43
<b>Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung</b>	<b>-583</b>	<b>-799</b>
(+) Neutrales Zinsergebnis <sup>1)</sup>	-4	109
(-) Zinsanteil langfristiger Rückstellungen	-204	-7
<b>Wirtschaftliches Zinsergebnis</b>	<b>-791</b>	<b>-697</b>

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

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 8 erläutert.

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

US-Midwest		Corporate Center <sup>1)</sup>		Kerngeschäft Energie <sup>1)</sup>		Weitere Aktivitäten <sup>1), 2)</sup>		E.ON-Konzern <sup>1)</sup>	
2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
1.624	1.436	2	56	39.860	33.817	-	-	39.860	33.817
-	-	-864	-508	-	-	-	-	-	-
<b>1.624</b>	<b>1.436</b>	<b>-862</b>	<b>-452</b>	<b>39.860</b>	<b>33.817</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>39.860</b>	<b>33.817</b>
<b>431</b>	<b>420</b>	<b>-250</b>	<b>-210</b>	<b>7.564</b>	<b>7.056</b>	<b>121</b>	<b>113</b>	<b>7.685</b>	<b>7.169</b>
-153	-145	-10	-18	-2.161	-1.984	-	-	-2.161	-1.984
<b>278</b>	<b>275</b>	<b>-260</b>	<b>-228</b>	<b>5.403</b>	<b>5.072</b>	<b>121</b>	<b>113</b>	<b>5.524</b>	<b>5.185</b>
12	17	10	-28	527	516	121	113	648	629
<b>270</b>	<b>144</b>	<b>299</b>	<b>187</b>	<b>4.819</b>	<b>4.896</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.819</b>	<b>4.896</b>
<b>183</b>	<b>179</b>	<b>-68</b>	<b>787</b>	<b>3.106</b>	<b>3.776</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.106</b>	<b>3.776</b>
183	179	3	8	1.931	1.652	-	-	1.931	1.652
-	-	-71	779	1.175	2.124	-	-	1.175	2.124

## Finanzkalender

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.