

---

# Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft

Hannover

## Jahresabschluss zum 31. Dezember 2011 und Lagebericht

### Lagebericht für das Geschäftsjahr 2011

#### 1 Struktur und Strategie der Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft

##### 1.1 Struktur

##### 1.1.1 Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft

Die **Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft** ist als kommunales Energiedienstleistungsunternehmen operativ tätig und ist Muttergesellschaft des **Konzerns Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft**. Sie ist ein in Deutschland nach dem Aktiengesetz registriertes Unternehmen. Im Geschäftsjahr 2011 blieb die Aktionärsstruktur der Gesellschaft unverändert. Mit 75,09 Prozent ist die Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft Hannover mbH, Hannover, (VVG) Hauptaktionärin. Mit ihr besteht ein Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrag. Daneben sind die Thüga AG, München, mit 24,0 Prozent und die Region Hannover, Hannover, mit 0,91 Prozent beteiligt. Die Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft wird in den nach deutschen handelsrechtlichen Vorschriften erstellten Konzernabschluss der VVG einbezogen.

Zum Gegenstand des Unternehmens gehören die Versorgung mit Elektrizität, Gas, Wasser und Wärme, der Energiehandel sowie alle Neben-, Hilfs- und Ergänzungsgeschäfte. Unter der Dachmarke „enercity – positive energie“ der **Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft (enercity)** werden Energie und Dienstleistungen für Privat- und Geschäftskunden in Hannover und bundesweit angeboten. Der Umsatz wird im Wesentlichen im Inland erwirtschaftet.

**Strom.** Der Geschäftsbereich Strom umfasst die gesamte Wertschöpfungskette von der Erzeugung über den Handel und die Verteilung bis zum Vertrieb und zur Abrechnung. Es kommen Kohle- und auch Gaskraftwerke sowie Anlagen, die erneuerbare Energien nutzen (beispielsweise Wind-, Biogas-, Biomasse- sowie Photovoltaikanlagen), zum Einsatz. Insgesamt wird ein großer Teil des Stroms in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzeugt.

**Gas.** Die Aktivitäten im Geschäftsbereich Gas umfassen fast alle Wertschöpfungsstufen von der Speicherung über den Handel, die Verteilung und den Vertrieb bis zur Abrechnung. Hierbei erfolgt zur Sicherung einer effizienten Gasspeicherung der Betrieb der Gasspeicher mit einem Partner in einer separaten Gasspeichergesellschaft. Dabei verfolgt enercity den Ausbau der Speicherung konsequent weiter.

**Wasser.** Die Tätigkeiten zur Versorgung der Bevölkerung innerhalb unseres Konzessionsgebietes mit Wasser sind ebenfalls in einem eigenen Geschäftsbereich gebündelt. Dabei deckt enercity sämtliche Aktivitäten von der Gewinnung bis zum Absatz ab.

**Wärme.** Zum Geschäftsbereich Wärme gehören alle Aktivitäten der Versorgung von Kunden mit thermischer Energie und Energiedienstleistungen. Im Wesentlichen beziehen sich diese Aktivitäten auf die Lieferung von in den Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerken erzeugter Fernwärme an Privat- und Sondervertragskunden.

**Dienstleistungen.** Die Aktivitäten im Geschäftsbereich Dienstleistungen umfassen sowohl Dienstleistungen an Konzernunternehmen als auch an Dritte. Hierzu zählen kaufmännische Betriebsführungen sowie sonstige kaufmännische und technische Dienstleistungen. Zudem werden hier Aktivitäten im Zusammenhang mit der Finanzierungs- und Liquiditätssteuerung im Konzern Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft und Handelsaktivitäten außerhalb des Strom- und Gasbereichs zusammengefasst.

##### 1.1.2 Konzern Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft

Der Konzern Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft gehört zu den größten kommunalen Energieversorgungs- und -dienstleistungsunternehmen Deutschlands. Die Aktivitäten von enercity werden durch die folgenden Tätigkeitsfelder des Konzerns Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft ergänzt:

**Netzbetrieb.** Die Übertragungs- und Verteilnetze in den Bereichen Strom, Gas, Wasser und Wärme werden von eigenständigen Netzgesellschaften betrieben. Die netzbetreibenden Gesellschaften sind gemäß den Unbundling-Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) als unabhängige Netzbetreiber aufgestellt. Die Betreiber tragen die Verantwortung für den sicheren Betrieb und die Instandhaltung der Netze. Die Netzentgelte, die von den Netznutzern an die Betreiber zu zahlen sind, sind durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) behördlich festgesetzt.

**Energieerzeugung.** Die Erzeugung von Strom und Fernwärme erfolgt im Wesentlichen über Beteiligungen an Gemeinschaftskraftwerken. Diese Kraftwerke stellen ihre Erzeugungskapazitäten ausschließlich den Gesellschaftern zur Verfügung und werden durch diese gesteuert und eingelastet. Die Kraftwerksgesellschaften übernehmen die Wartung und Instandhaltung der Anlagen.

**Contracting.** Die Contractingaktivitäten im Bereich Wärme decken sämtliche Stufen der Wertschöpfungskette ab. Diese reichen von der ersten Bedarfsanalyse über die Planung, Finanzierung und Realisierung bis hin zur Betriebsführung, Wartung und Instandhaltung der Anlagen beim Kunden. Zusätzlich werden in diesem Bereich die Planung, der Bau und der Betrieb von Biomasseanlagen bearbeitet.

##### 1.1.3 Wesentliche enercity-Beteiligungen und Veränderungen in der Beteiligungsstruktur

**Netzgesellschaften.** Die enercity Netzgesellschaft mbH, Hannover, (eNG) und die Netzgesellschaft Laatzen GmbH & Co. KG, Laatzen, (NGL) betreiben Energieversorgungsnetze für Energie- und Wasserversorgung im Stadtgebiet der Landeshauptstadt Hannover, in Teilgebieten von Langenhagen und Laatzen sowie in den Umlandkommunen Ronnenberg, Seelze und Hemmingen.

**Kraftwerksgesellschaften.** Die Gemeinschaftskraftwerke GKH – Gemeinschaftskraftwerk Hannover GmbH, Hannover, (GKH), GKL – Gemeinschaftskraftwerk Hannover-Linden GmbH, Hannover, (GKL) sowie Kraftwerk Mehrum GmbH, Hannover, (KWM)

dienen dem Bau und Betrieb sowie der Unterhaltung von Kraftwerken zur Erzeugung von Elektrizität und Wärme ausschließlich für die Gesellschafter. GKL betreibt eine Gas- und Dampfturbinenanlage (GuD-Anlage) in Hannover-Linden, GKH ein Kohlekraftwerk in Hannover-Stöcken und KWM ein Steinkohlekraftwerk in Hohenhameln-Mehrum.

**Contractinggesellschaften.** Wesentliche enercity-Beteiligungen sind im Wärmebereich die Gesellschaften enercity Contracting GmbH, Hannover, (eCG) sowie die Danpower GmbH, Potsdam, (Danpower). Beide Gesellschaften sind jeweils Mutterunternehmen von Konzernen mit insgesamt 21 Tochterunternehmen und vier assoziierten Unternehmen. Die Unternehmensgruppen sind bundesweit im Wärmeversorgungs- und Contractinggeschäft tätig. Ein Schwerpunkt ist neben der Energieversorgung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen der Einsatz erneuerbarer Energien, wie Biogas oder Biomasse als Ergänzung zu konventionellen fossilen Energieträgern. Ebenso errichten und betreiben die Unternehmensgruppen Projekte zur energetischen Verwertung von Restabfällen.

**Zukauf von Danpower-Anteilen.** Mit Unterzeichnung des Geschäftsanteilskauf- und -abtretungsvertrages sowie des Konsortialvertrages am 20. Dezember 2011 übernahm enercity weitere zehn Prozent der Geschäftsanteile an der Danpower von der globos energy AG mit Wirkung zum 1. Januar 2011 und hält nun 84,9 Prozent der Anteile. Die übrigen 15,1 Prozent werden weiterhin von der globos energy AG gehalten. Die Anteilsaufstockung dient dem weiteren Ausbau der Contractingaktivitäten und ist eine wichtige strategische Säule im Unternehmenskonzept K2020 hinsichtlich der zunehmenden Energieversorgung aus regenerativen Energiequellen.

**Danpower kauft Dalkia-Gesellschaften.** Anfang April 2011 hat die Danpower jeweils direkt sämtliche Anteile an der Dalkia Energie Service GmbH, Neu-Isenburg, der Dalkia Biomassekraftwerk Delitzsch GmbH, Delitzsch, 23,9 Prozent der Anteile an der BIOGAS Barth GmbH, Barth, sowie die Mitgliedschaft als persönlich haftende Gesellschafterin an der Dalkia Energie Service Leinefelde GmbH & Co. KG, Leinefelde-Worbis, erworben. Dieser Erwerb beinhaltet ebenfalls auch den Erwerb von Anteilen an der Energieversorgung Seebach GmbH, Seebach (49,0 Prozent), der WVZ-Wärmeversorgung Zinnowitz GmbH, Zinnowitz (80,0 Prozent), der Dalkia Biomasse Logistik GmbH, Delitzsch (90,0 Prozent) sowie von 34,0 Prozent der Anteile an der BIOGAS Barth GmbH, Barth. Die Danpower hat damit das bundesweite Portfolio der Energieerzeugungsanlagen und der Biogasanlagen der Dalkia GmbH, Neu-Isenburg, die im Bereich Nahwärme, Biogas und Biomasse tätig ist, erworben. Das Anlagenportfolio der Dalkia Energie Service GmbH steht in Einklang mit den Aktivitäten der Danpower und fördert den substanziellen Ausbau der Marktposition im Bereich der dezentralen und effizienten Energieversorgung. Die Anlagenzahl der Danpower-Unternehmensgruppe wuchs durch die Akquisition um rund 175 auf 675. Damit stellt der Anteilserwerb zugleich einen weiteren Meilenstein in der erfolgreichen Entwicklung des Geschäftsbereichs Contracting und Biomasse von enercity dar.

**Metegra GmbH.** Die Mainova Service Dienste GmbH, Tochterunternehmen der Mainova AG, Frankfurt am Main, und die CentraPlus GmbH, Tochterunternehmen der N-ERGIE Aktiengesellschaft, Nürnberg, wurden mit Wirkung zum 1. Januar 2011 gleichberechtigte Gesellschafter der Metegra GmbH, Hannover, (Metegra) eines Gemeinschaftsunternehmens der enercity und der E.ON Avacon AG, Helmstedt. Die Metegra ist Dienstleister für Messtechnik und eine staatlich anerkannte Prüfstelle für die Sparten Strom, Gas, Wasser und Wärme. Als unabhängige Prüfstelle wird die Metegra ihre Leistungen sowohl Herstellern von Zählern, Energieversorgungsunternehmen und Messstellenbetreibern als auch Industrie- und Gewerbeunternehmen anbieten.

**Thüga.** Die Beteiligung an der Thüga Holding GmbH & Co. KGaA, München, (Thüga) in Höhe von 20,53 Prozent wurde Ende 2009 erworben. Schwerpunkte in der Ausrichtung der Beteiligung sind neben dem weiteren Ausbau der Governance-Strukturen und des Beteiligungsportfolios der Gesellschaft die Erkundung und Umsetzung von Kooperationsfeldern zur Erschließung zukünftiger Synergiepotenziale zwischen den Gesellschaftern und der Gesellschaft. Die Realisierung eines Mandatseinkaufs und die Positionierung einer Energiehandelsgesellschaft zur Optimierung der Energiebeschaffung für die Unternehmen der Thüga-Gruppe sind erste Ergebnisse dieser Aktivitäten.

**Wesentliche weitere Beteiligungen.** Neben den Tochterunternehmen und der Thüga-Beteiligung stellen die Beteiligungen an der zusammen mit der N-ERGIE AG, Nürnberg, gegründeten Vertriebsgesellschaft Clevery GmbH & Co. KG, Leipzig, (Clevery), der Gasspeichergesellschaft GHG – Gasspeicher Hannover GmbH, Ronnenberg, (GHG) und der im Telekommunikationsbereich tätigen htp GmbH, Hannover, (htp) wesentliche Beteiligungen von enercity dar.

**GHG – Gasspeicher Hannover GmbH.** Mit Anteilskauf- und Abtretungsvertrag vom 23. Februar 2011 hat die E.ON Gas Storage GmbH, Essen, den von ihr gehaltenen 13,15-prozentigen Geschäftsanteil an der GHG auf enercity sowie die Erdgas Münster GmbH, Münster, mit Wirkung zum 30. Juni 2011 übertragen. enercity hat damit den bisherigen Anteil von 61,75 Prozent auf 68,35 Prozent erhöht. GHG steht auch nach Änderung der Gesellschafterstruktur unter dem einheitlichen Beherrschungswillen der GHG – Gasspeicher Hannover GbR, Ronnenberg.

## 1.2 Strategie

Die Komplexität und Dynamik des Energiemarktes haben deutlich zugenommen. Europäische und nationale Klimaschutzprogramme führen zu einem tiefgreifenden Strukturwandel in der Energiebranche. Im Rahmen des im August 2007 verabschiedeten integrierten Energie- und Klimaschutzprogramms (IEKP) und der Beschlüsse zu dessen konkreter Umsetzung wurden grundlegende Klimaschutzziele für das Jahr 2020 definiert, wie beispielsweise eine deutliche Reduktion der deutschen Treibhausgasemissionen und die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen an der Energieerzeugung. Die energiepolitischen Entwicklungen beeinflussen maßgeblich das unternehmerische Handeln von enercity.

Neben den gestiegenen Ansprüchen an Klimaschutz und Energieeffizienz stellen die Liberalisierung der Energiemärkte, der damit verbundene zunehmende Wettbewerb und Margendruck, die Reduzierung des Absatzes im Wärmemarkt sowie die weiterhin hohen und schwankenden Energiepreise zusätzliche unternehmerische Anforderungen an die Ertragskraft und Wettbewerbsfähigkeit. Darüber hinaus resultieren aus der Regulierung der Strom- und Erdgasnetze durch die Bundesnetzagentur sinkende Netzmargen, die bei der gleichzeitigen Forderung nach einer weiterhin sehr hohen Versorgungsqualität zu einem starken wirtschaftlichen Druck führen.

Mit den veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind nachhaltige Ergebnisbelastungen in den relevanten Geschäftsegmenten für Energieversorgungsunternehmen verbunden. Aus diesem Grund wurde 2010 die wachstumsorientierte Unternehmenskonzeption K2020, folgend dem Motto „Vorwärts nach weit“, aus dem Vorgängerkonzept K2015 weiterentwickelt und befindet sich seitdem in der Umsetzung. Durch eine Kombination von Maßnahmen zur Kostenreduzierung und Margenoptimierung sowie durch rentable Wachstumsprojekte soll die Ertragskraft von enercity auf einem angemessenem wirtschaftlichen Niveau erhalten bleiben. Dazu soll in den unregulierten Wertschöpfungsstufen das Entwicklungspotenzial in Form von Erlös- und Margenoptimierungen genutzt werden. In den regulierten Wertschöpfungsstufen stehen hingegen Kostenoptimierungen im

Vordergrund. Hierzu wird wiederkehrend ein Financial Benchmarking und Prozessbenchmarking durchgeführt und mit Maßnahmen hinterlegt.

enercity orientiert sich im Rahmen des Unternehmenskonzepts K2020 an den im Folgenden dargestellten strategischen Zielen.

**Nachhaltige Wettbewerbspositionierung im vorderen Drittel vergleichbarer deutscher Wettbewerber bei dauerhaftem Substanzerhalt von Anlagen und Netzen.** enercity will sich weiterhin als bedeutender Marktteilnehmer positionieren. Um dieses Ziel zu erreichen, sind eine weitere Optimierung der Prozesse und die Erschließung neuer Handlungsfelder notwendig.

**Ausbau energieeffizienter Technologien sowie der Erzeugung auf Basis regenerativer Energien.** Langfristig wird nur eine ökologisch und wirtschaftlich nachhaltige Energieerzeugung am Markt bestehen können. Wesentliche Wachstumsinvestitionen erfolgen daher insbesondere in Effizienztechnologien, regenerative Energieerzeugung und Energiedienstleistungen. Dabei verfolgt enercity eine kerngeschäftsnahen, assetgestützte Wachstumsstrategie. Bei dieser Strategie können einerseits Optimierungspotenziale bei der Erzeugung sowie andererseits Effizienzgewinne bei der Energieverteilung und -nutzung realisiert werden. Innerhalb des Planungszeitraums wird ein Zuwachs der Stromerzeugungskapazität von 700 Megawatt (MW) im Jahr 2009 auf über 1.200 MW bis 2020 angestrebt. Die in den Kraftwerken erzeugte Strommenge soll auf diese Weise von circa 3,5 Terawattstunden (TWh) auf mehr als 5,5 TWh steigen. Der regenerative Anteil an der Stromerzeugung soll sich dabei deutlich erhöhen. Etwa eine TWh Strom (derzeit circa 130 Gigawattstunden (GWh)) soll im Jahr 2020 mit regenerativen Energieträgern erzeugt werden. Bis zum Ende des Planungszeitraums sollen alle Privatkunden im Stammgebiet ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen versorgt werden können. Dazu sollen Windkraft- und Biomasse-Erzeugungskapazitäten aufgebaut beziehungsweise ausgeweitet werden. enercity plant dafür Projektinvestitionen von bis zu 500 Mio. EUR, die in Windkraftanlagen an Land und auf hoher See fließen sollen. Zunächst soll die Erzeugung an Land und küstennah ausgebaut werden; ab 2015 können in Abhängigkeit der technischen und wirtschaftlichen Marktgegebenheiten Offshore-Projekte hinzukommen. Darüber hinaus sollen bis zum Jahr 2015 Investitionen von annähernd 90 Mio. EUR im Geschäftsfeld Contracting in den Bereich Energieerzeugung auf Basis von Biomasse, unter energetischer Nutzung für die Wärmeversorgung, erfolgen.

Der Zuwachs der Erzeugungskapazität und die Steigerung der Energieeffizienz basiert auch auf einem klaren Bekenntnis zur Eigenerzeugung mithilfe der Kraft-Wärme-Kopplung. In diesem Rahmen wurde bereits mit der Modernisierung und Erweiterung der GuD-Anlage im Heizkraftwerk Linden (HKW Linden) begonnen. Zur verbesserten Nutzung der Wärme wird das Fernwärmeversorgungsnetz entlang bestehender Leitungen verdichtet und zielgerichtet ausgeweitet. Die Wärmeerzeugung soll auf rund 2,4 TWh verdoppelt und die installierte thermische Leistung auf 1.300 MWth gesteigert werden.

Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme und der zukünftig höhere Anteil von Strom, der mit Erdgas erzeugt wird, verbessert die Effizienz des Kraftwerksparks und ist zugleich wesentlicher Beitrag zu den Klimaschutzaktivitäten der Landeshauptstadt Hannover. Der Ausbau der GuD-Anlage und der regenerativen Erzeugungskapazitäten ermöglicht es, in Zukunft alle Kunden im Netzgebiet von enercity mit Strom aus umwelt- und klimaschonender Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energieerzeugung zu beliefern.

**Marktgerechte Kapitalrentabilität.** Für die Kapitalgeber steht eine angemessene jährliche Gewinnabführung im Vordergrund, die weiterhin etwa in der bisherigen Größenordnung liegen soll. Zur Finanzierung der bis 2020 geplanten Wachstumsprojekte ist eine nachhaltige Finanzkraft von maßgeblicher Bedeutung. Zum Erhalt der finanziellen Stabilität zu tragfähigen Konditionen ist eine ausreichende Bonitätsbewertung notwendig. Daher gehören ein adäquater Verschuldungsgrad und eine stabile Eigenkapitalquote zu den Zielen, die enercity in den nächsten zehn Jahren verfolgt. Nur mit einer umfangreichen Nutzung der Innenfinanzierungsmöglichkeiten können die angestrebten Finanzkennzahlen eingehalten und die Fremdfinanzierung zu wirtschaftlich tragfähigen, wettbewerbsgerechten Konditionen realisiert werden. Hierzu trägt auch die aus der eigenen Ertragskraft, welche sich auch aus den Ergebnisbeiträgen der Wachstumsprojekte ergibt, geplante sukzessive Aufstockung des Eigenkapitals auf 490 Mio. EUR im Jahr 2020 bei.

**Erreichen der Ziele der Klimaallianz 2020.** Die Klima-Allianz Hannover 2020 ist das Klimaschutzaktionsprogramm der Landeshauptstadt Hannover im Zeitraum 2008 bis 2020. In diesem Rahmen ist unter anderem bis zum Jahr 2020 eine 40-prozentige Reduktion der lokalen CO<sub>2</sub>-Emissionen um 1,8 Mio. Tonnen gegenüber dem Bezugsjahr 1990 vorgesehen. Darüber hinaus soll der spezifische CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Strom-Eigenerzeugung um mehr als 23 Prozent bis 2020 gesenkt werden und der Anteil regenerativer Energien bei 30 Prozent liegen. enercity hat sich in diesem Zusammenhang verpflichtet, eine CO<sub>2</sub>-Reduktion von 0,7 Mio. Tonnen auf der Angebotsseite zu erbringen und wird damit einen bedeutenden Beitrag zum Gesamtergebnis der Klimaallianz leisten. Mit der Modernisierung der GuD-Anlage am Kraftwerksstandort Linden soll eine Ersparnis von 0,2 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> erreicht werden. Die geplante Steigerung der Eigenerzeugung bedeutet für enercity eine Ausweitung der regenerativen und KWK-Stromerzeugung um etwa 50 Prozent. Die Effizienzsteigerung in den Kraftwerken und die geplante Fernwärmedichtung tragen maßgeblich zur Gesamtzieelerreichung bei. Die Klimaschutzmaßnahmen werden grundsätzlich unter dem Gesichtspunkt der ökologischen Wirkung und der wirtschaftlichen Tragfähigkeit realisiert. Neben der Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Erzeugung unterstützt enercity den effizienten Einsatz von Energie beim Kunden.

**Ausbau der Aktivitäten außerhalb der Region.** Die zukünftige Entwicklung des Energiemarktes stellt den Vertrieb vor größere Herausforderungen als bisher. Die Umsetzung des Unbundlings der Netzbetriebe und die Anforderung an Prozessidentität für alle im Netz tätigen Vertriebe sowie die Vereinfachung des Zugangs zu Gasmarktgebieten werden in den nächsten Jahren zu einer weiteren Zunahme des Wettbewerbs führen. Dies wird sich voraussichtlich in weiter steigenden Wechselquoten und verringerten Margen niederschlagen sowie wahrscheinlich zu weiteren Kundenverlusten im Stammgebiet führen. So wird bis 2020 von einem deutlichen Rückgang des Erdgasabsatzes ausgegangen. Im Strom- und Gasvertrieb und beim Energie-Contracting sieht die Vertriebsstrategie daher die Chancen in einer deutschlandweiten Ausrichtung. So soll im Geschäftsfeld Strom das Endkundengeschäft außerhalb des Netzgebietes bis 2020 um 1,8 TWh auf insgesamt 3,5 TWh gesteigert werden. Endkunden im Stammgebiet sollen gehalten werden. Trotz des geplanten wirtschaftlichen Wachstums außerhalb des Netzgebietes Hannover bekennt sich enercity zu stabilen partnerschaftlichen Beziehungen zur Landeshauptstadt Hannover, den Umlandgemeinden und der Region.

Durch die Weiterentwicklung der Marke „enercity – positive energie“ im Jahr 2010, ein klares Corporate Design, einen neuen Markenkern und die Schärfung des Markenleitbildes, soll eine bundesweit erfolgreiche Marktpositionierung von enercity erreicht werden. enercity stellt dabei Werte wie aktives Handeln, persönliche Nähe und hohe Kompetenz in den Vordergrund.

Neben dem Wettbewerb in den netzregulierten Märkten ist von einer beschleunigten Schrumpfung des Wärmemarktes durch verstärkte Wärmedämmung und energetische Gebäudesanierung auszugehen. Der dadurch um bis zu zwei Prozent pro Jahr

schrumpfende Erdgasabsatz im eigenen Netzgebiet soll durch Zuwächse beim Gasverkauf im gesamten Bundesgebiet kompensiert werden. Auch der Fernwärmeabsatz im Bestand wird sich voraussichtlich jährlich um etwa 1,5 Prozent verringern. Zur Kompensation dieser Entwicklung besteht das Ziel, bis zum Jahr 2020 den Marktanteil am Gesamtwärmemarkt in Hannover zu steigern. Im Geschäftsbereich Wasser setzt der Vertrieb hingegen aufgrund des rückläufigen Wasserabsatzes auf Preisanpassungen, um die Fixkosten zu decken.

**Intensivierung kooperativer Ansätze im kommunalen Umfeld.** Die Beteiligung an der Thüga bietet verschiedene Entwicklungschancen für zusätzliche positive Ergebnisbeiträge. Die Einbindung in die Thüga-Gruppe unterstützt dabei die Wettbewerbsstärke und Zukunftsfähigkeit von enercity. Es können sich beispielsweise Skalen- und Synergieeffekte im Bereich der Energiebeschaffungs- und Handelsaktivitäten ergeben. Derzeit werden entsprechende Möglichkeiten geprüft.

**Sichere und attraktive Arbeitsplätze.** Die Grundlagen für eine nachhaltige Personalpolitik wurden im Jahr 2009 mit dem Vertrag zur Zukunfts- und Beschäftigungssicherung gelegt. Dieser sieht einen Ausschluss betriebsbedingter Kündigungen bis Ende 2018 vor. Bis zum Jahr 2015 sollen weitere Arbeitsplätze sozialverträglich abgebaut werden. Den Herausforderungen der Marktentwicklung und Wachstumsprojekte ist darüber hinaus mit adäquaten Mitarbeiterqualifikations- und Personalentwicklungsmaßnahmen zu begegnen.

### 1.3 Wesentliche Ereignisse des Geschäftsjahres

**Änderungen in der Beteiligungsstruktur.** Der Unternehmensstrategie folgend wurden auch im Geschäftsjahr 2011 Beteiligungen an Unternehmen erworben oder veräußert. Zu Einzelheiten wird auf den Abschnitt „Wesentliche enercity-Beteiligungen und Veränderungen in der Beteiligungsstruktur“ verwiesen.

**Modernisierungsprojekt Heizkraftwerk Linden.** Die im November 2008 beschlossene und seit Mitte 2010 von der GKL durchgeführte Modernisierung und Erweiterung der GuD-Anlage im HKW Linden soll im Geschäftsjahr 2012 abgeschlossen werden. Im März 2011 wurde der Abhitzeessel unterhalb des im September 2010 neu errichteten Kamins montiert. Im Frühjahr 2011 wurde das HKW Linden für die Erneuerung der Dampfturbine abgeschaltet. Mit der Installation der neuen Dampfturbine und ihres Generators wurde Ende Mai 2011 begonnen. Das Ausblasen der neuen Dampfleitungs- und Kesselanlagen wurde im Oktober und November dieses Jahres durchgeführt. Im Dezember 2011 wurde mit der Inbetriebsetzung der Dampfturbine begonnen. Die endgültige Inbetriebsetzung soll 2012 abgeschlossen werden. Das komplett modernisierte Kraftwerk wird dann aufgrund der Ende 2010 eingebauten zweiten Gasturbine und der in diesem Geschäftsjahr neu installierten Dampfturbine erheblich leistungsstärker wieder ans Netz gehen. Ziel der Projektarbeiten am HKW Linden ist eine Modernisierung und Leistungssteigerung der Anlage um rund 130 MWel auf 230 MWel bei der Stromproduktion sowie eine Erhöhung von 90 MWth auf 180 MWth bei der Fernwärmeleistung. In Verbindung mit der Kraft-Wärme-Kopplung hat die Anlage höchste Wirkungsgrade und durch Verwendung von Erdgas als Brennstoff werden CO<sub>2</sub>-Einsparungen von über 0,2 Mio. Tonnen pro Jahr erreicht.

**Ausbau des Erdgasspeichers in Empelde.** Seit 1982 nutzt enercity den Erdgas-Kavernenspeicher der GHG, an der enercity nach der anteiligen Übernahme der Gesellschafteranteile von E.ON Gas Storage GmbH mit Wirkung zum 30. Juni 2011 mit 68,35 Prozent beteiligt ist. Bis Mitte 2011 wurde die Kaverne K2 durch Aussolung erweitert. Sie wird zum Gaswirtschaftsjahr 2012/13 wieder für den Speicherbetrieb zur Verfügung stehen. Die im Herbst 2010 begonnene Aussolung der Kaverne K5 läuft planmäßig. Das aktuelle Hohlraumvolumen beträgt zum Jahresende insgesamt etwa 0,17 Mio. Kubikmeter. Die Kaverne soll ab 2014 in Betrieb gehen. Mit den technischen Vorbereitungsmaßnahmen für die Flutung der Kaverne K1 wurde 2011 planmäßig begonnen. Der Beginn der Flutung ist für Anfang 2012 vorgesehen. Nach Abschluss der gesamten Erweiterungsarbeiten, die für das Jahr 2018 vorgesehen ist, stehen enercity insgesamt etwa 270 Mio. Kubikmeter Arbeitsgasvolumen zur Verfügung.

**Stromausfall in Hannover.** In der Nacht des 13. Juli 2011 führte die unglückliche Verkettung zweier parallel auftretender unvorhersehbarer technischer Defekte zu einem weiträumigen Stromausfall im enercity-Netzgebiet. Die Störung wurde einerseits ausgelöst durch einen Schaden im Kraftwerksblock 2 des GKH, der zur Notabschaltung des Blocks führte. Die fehlende Leistung sollte die Verbundnetzanbindung im Umspannwerk Mehrum übernehmen. Ein defektes Relais verursachte jedoch die Abschaltung der Transformatoren im Umspannwerk. Die mangelnde Netzeinspeisung führte zum Ausfall des Blocks 1 im GKH und dann zum Erliegen der Gesamtversorgung. Aufgrund eines erfolgreichen Krisenmanagements konnte die Versorgung innerhalb von 30 Minuten weitreichend und nach 81 Minuten vollständig wieder hergestellt werden. Zur Verbesserung der Versorgungssicherheit Hannovers wurde unter anderem der Revisionszyklus in den Umspannwerken verkürzt. Zudem wurde der Bau von zwei neuen städtischen 110-kV-Hochspannungsleitungen zum Umspannwerk Anderten im November 2011 erfolgreich abgeschlossen. enercity hat hierfür etwa zwölf Mio. EUR investiert.

**Preiserhöhungen für Gas, Strom und Wasser.** Der enercity-Aufsichtsrat hat im Oktober 2011 einer Erhöhung des Gastarifpreises um 9,5 Prozent und des Stromtarifpreises um 4,9 Prozent sowie einer Preiserhöhung für Wasser um 3,1 Prozent zum 1. Dezember 2011 zugestimmt. Die Gastarifpreiserhöhung war nach mehrmaligen Gastarifpreissenkungen um insgesamt 20 Prozent seit dem 1. Oktober 2008 und einer Preiskonstanz von 20 Monaten aufgrund von Bezugskostensteigerungen der vertraglichen Gasmengen notwendig. Eine Erhöhung des Stromtarifpreises war insbesondere infolge der Erhöhung der Beschaffungskosten im Markt und der Kostensteigerungen aufgrund der gestiegenen gesetzlichen Anforderungen erforderlich. Die Preiserhöhung für Wasser ist im Wesentlichen nach zweieinhalbjähriger Preisstabilität durch die gestiegenen Kosten und den langfristig zu verzeichnenden Verbrauchsrückgang zur Deckung des Fixkostenanteils begründet. Gleichzeitig wurden zum 1. Dezember 2011 die neuen Online-Produkte enercity WebStrom und enercity WebGas mit einer einjährigen Preisgarantie und einem einmaligen Webbonus als Betragsgutschrift eingeführt.

## 2 Wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen

### 2.1 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

#### 2.1.1 Gesamtwirtschaftliche Situation

**Deutsche Konjunktur sehr robust.** Das deutsche Bruttoinlandsprodukt ist nach vorläufigen Berechnungen des Statistischen Bundesamts Deutschland im Jahr 2011 – bei preis- beziehungsweise auch kalenderbereinigter Betrachtung – um 3,0 Prozent gegenüber dem Vorjahr gestiegen (Vorjahr: 3,7 Prozent). Damit setzte sich die Konjunkturerholung auch im Jahresverlauf 2011 gegenüber dem Krisenniveau im Rahmen der wirtschaftlichen Rezession in 2009 – insbesondere in der ersten Jahreshälfte – fort. Die Wachstumsimpulse sind dabei vor allem auf die starke Binnennachfrage zurückzuführen. Die privaten Konsumausgaben stiegen preisbereinigt um 1,5 Prozent (Vorjahr: 0,6 Prozent). Darüber hinaus zeigte sich eine kräftige Investitionsdynamik. Im Vergleich zum Vorjahr stiegen die Bruttoanlageinvestitionen preisbereinigt um 6,5 Prozent (Vorjahr: 5,5 Prozent). Die preisbereinigte

Bruttowertschöpfung stieg im Jahr 2011 voraussichtlich um 3,0 Prozent gegenüber dem Vorjahr (Vorjahr: 4,0 Prozent) gleichmäßig in nahezu allen Wirtschaftsbereichen (Vorjahr: stärkster Anstieg in Höhe von 10,3 Prozent im Produzierenden Gewerbe).

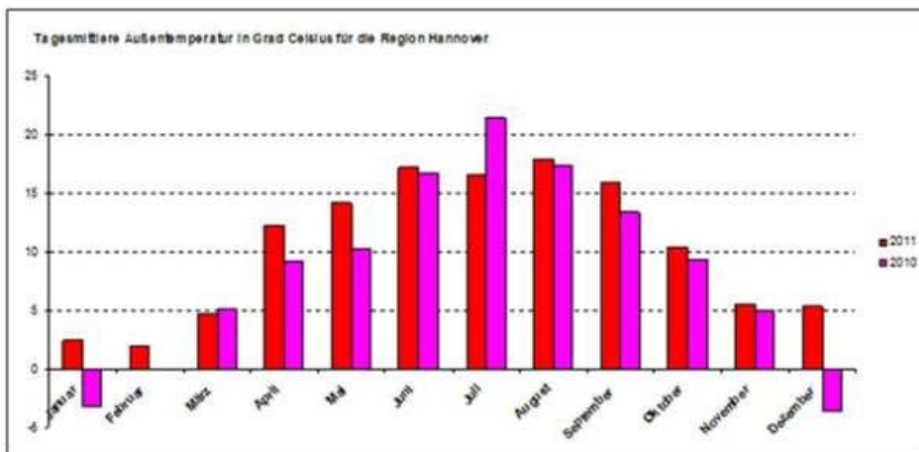
### 2.1.2 Marktbezogene Entwicklung

**Rückgang Primärenergieverbrauch.** Nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen ist der Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2011 insbesondere infolge der wärmeren Witterungsverhältnisse und hohen Energiepreise um etwa fünf Prozent deutlich gegenüber dem Vorjahr auf 457,6 Mio. Tonnen Steinkohleeinheiten (SKE) zurückgegangen (im Vorjahr Zunahme um etwa fünf Prozent auf 479,2 Mio. Tonnen SKE). Damit sank der Energiebedarf auf das niedrigste Niveau seit dem Jahr 1970. Der verminderte Primärenergieverbrauch führte gleichzeitig zu einem etwa dreiprozentigen Rückgang der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen (im Vorjahr: Anstieg um etwa vier Prozent). Die Struktur des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern stellt sich wie folgt dar:

Primärenergieträger (Anteile in Prozent)	2011	2010
Mineralöl	33,8	33,4
Erdgas	20,6	21,8
Steinkohle	12,6	12,0
Braunkohle	11,7	10,7
Erneuerbare Energien	10,8	9,9
Kernenergie	8,8	10,9
Sonstige einschließlich Außenhandel	1,7	1,3

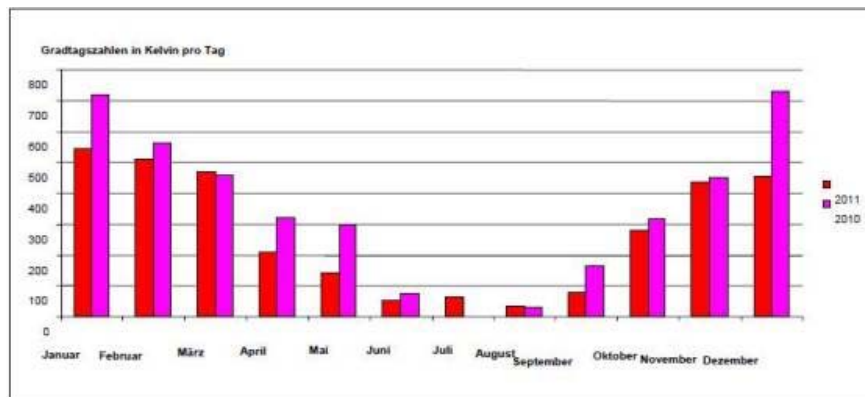
Gute Windverhältnisse und der starke Zubau im Bereich der Fotovoltaik begünstigten den Anstieg des Anteils der erneuerbaren Energien am Energieaufkommen auf nunmehr 10,8 Prozent. Der Beitrag der Kernenergie an der Energiebilanz verminderte sich stark auf nur noch 8,8 Prozent. Die in den Jahren 2010 und 2011 verabschiedeten energiepolitischen Beschlüsse zur Förderung der erneuerbaren Energien und zum Ausstieg aus der Kernenergie waren eine Ursache für Verschiebungen in der Struktur des Primärenergieverbrauchs. Weiterhin führte der witterungsbedingte Verbrauchsrückgang im Jahr 2011 zu Veränderungen in der Struktur.

**Witterungseinflüsse.** Insgesamt ergaben sich für das Geschäftsjahr 2011 für die Region Hannover milde Wintermonate und im Vergleich zum Vorjahr niedrigere Temperaturen während der Sommermonate.



**Rückläufiger Strom- und Erdgasverbrauch.** Nach vorläufigen Schätzungen des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) ist der Stromverbrauch in Deutschland im Jahr 2011 voraussichtlich um 0,5 Prozent gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen (Vorjahr: + 3,9 Prozent). Die Abnahme ist damit geringer als die des gesamten Primärenergieverbrauchs. Der Rückgang des Erdgasverbrauchs fiel mit 10,2 Prozent (Vorjahr: + 4,7 Prozent) stärker als der des Gesamtenergieverbrauchs aus. Die Rückgänge resultierten primär aus den Witterungseinflüssen. Das Wirtschaftswachstum in 2011 wirkte hingegen stabilisierend im Strommarkt.

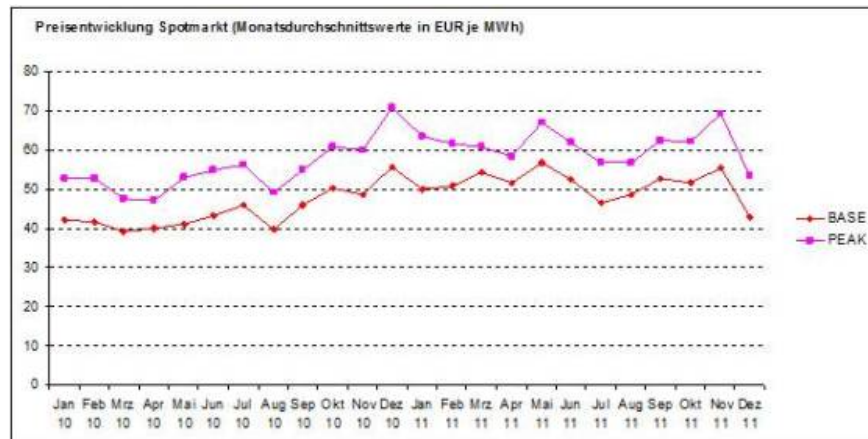
Der witterungsbedingte Rückgang im Erdgasverbrauch zeigt sich auch in der starken Verschiebung der Gradtagszahlen[1] als Indikator für den Heizenergiebedarf in der Region Hannover.



**Zunahme der Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien.** Nach vorläufigen Berechnungen des BDEW stieg der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung (EEG-Strom) auf 19,9 Prozent (Vorjahr: 17,0 Prozent). Damit waren die regenerativen Energien in 2011 erstmals der zweitwichtigste Energieträger in Deutschland, nach der Braunkohle (etwa 24,6 Prozent). Bis zum Jahr 2020 soll dem Energiekonzept der Bundesregierung zufolge der Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix auf insgesamt 35 Prozent gesteigert werden. Der Beitrag der regenerativen Energieträger an der Bruttostromerzeugung stellt sich nach Angaben des BDEW wie folgt dar:

Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung (in Prozent)	2011	2010
Windenergie	7,6	6,0
Biomasse	5,2	4,6
Fotovoltaik	3,2	1,9
Wasserkraft	3,1	4,2

**Strompreise Spotmarkt über Vorjahresniveau.** Die Notierungen am Spotmarkt der European Energy Exchange (EEX) lagen 2011 durchschnittlich bei 51,14 EUR je MWh für Grundlaststrom (Vorjahr: 44,48 EUR je MWh) beziehungsweise 61,15 EUR je MWh im Spitzenlastbereich (Vorjahr: 54,97 EUR je MWh) und damit deutlich höher als im Vorjahr. Insgesamt ergab sich eine Bandbreite von 42,90 bis 56,83 EUR je MWh im Monatsdurchschnitt für die Baseload (Vorjahr: 39,17 bis 55,55 EUR je MWh) beziehungsweise 53,47 bis 69,27 EUR je MWh (Vorjahr: 47,02 bis 70,81 EUR je MWh) für die Peakload. Die Auswirkungen aus der Abschaltung der sieben ältesten Kernkraftwerke im März 2011 auf das Spotmarktpreisniveau blieben trotz der fehlenden nuklearen Erzeugungskapazitäten moderat, sodass im zweiten Quartal lediglich ein leichter Preisanstieg zu verzeichnen war. Im dritten Quartal setzte ein Preisverfall ein. Im vierten Quartal kam es daraufhin lediglich zu einem leichten Preisanstieg von durchschnittlich zwei Prozent im Base beziehungsweise fünf Prozent im Peak gegenüber dem Vorquartal. Preisdämpfend wirkten insgesamt insbesondere die milden Temperaturen sowie eine erhöhte Energieerzeugung aus regenerativen Erzeugungsanlagen sowie französischen Atomkraftwerken.



Die Entwicklung der Spread zwischen Base- und Peak-Preis zeigte sich im Verlauf 2011 in einer Spanne von 6,31 EUR je MWh im Durchschnitt für den Monat März bis durchschnittlich 13,91 EUR je MWh im November 2011 (Vorjahr: 6,98 bis 15,26 EUR je MWh) insgesamt recht volatil.

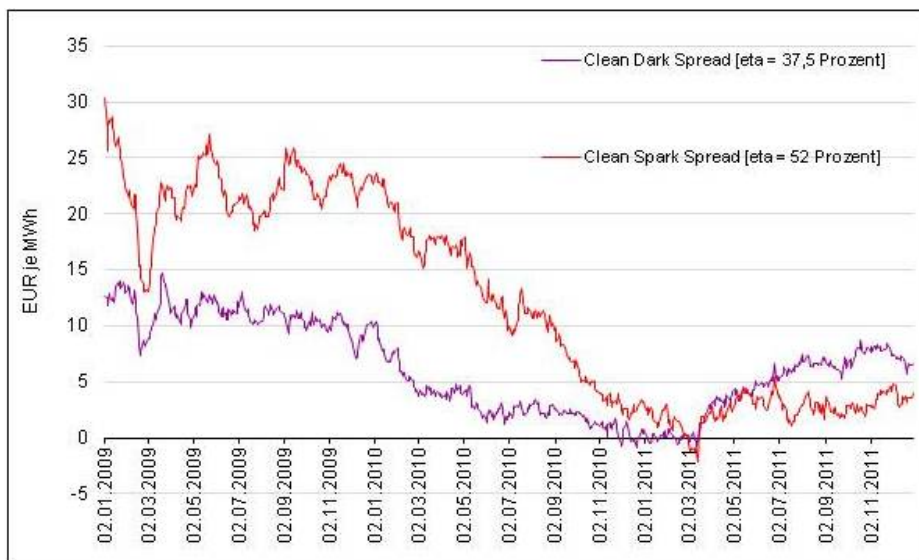
**Strompreise Terminmarkt über Vorjahresniveau.** Im Geschäftsjahr 2011 sowie Vorjahr notierten die Kontrakte auf dem Terminmarkt der EEX wie im Folgenden dargestellt:

2011 Lieferjahr	Baseload			Peakload		
	Mittelwert	Minimum	Maximum	Mittelwert	Minimum	Maximum
2012	56,05	50,84	60,68	68,99	62,24	74,36
2013	56,40	52,32	60,87	69,39	64,24	75,20

Lieferjahr	Baseload			Peakload		
	Mittelwert	Minimum	Maximum	Mittelwert	Minimum	Maximum
2010						
2011	49,88	45,19	55,13	64,47	57,22	74,09
2012	52,56	49,91	57,68	68,29	59,80	79,30

Insgesamt ergab sich ein deutlicher Preisanstieg gegenüber dem Vorjahr für Lieferungen im Frontjahr von im Durchschnitt circa zwölf Prozent für die Baseload beziehungsweise sieben Prozent für die Peakload. Die Terminmarktpreise für Forwards 2013 lagen dabei leicht über Vorjahresniveau. Der Kernkraftunfall in Japan im März 2011 führte zu höheren Preisen am Terminmarkt. Während der durchschnittliche Baseload-Preis für das Lieferjahr 2012 im Zeitraum 1. Januar bis 11. März 2011 bei 52,50 EUR je MWh lag, stieg dieser bis Ende März 2011 um 13 Prozent auf 59,38 EUR je MWh. Für das Peakload-Produkt ergab sich eine 14-prozentige Steigerung von 64,34 EUR je MWh auf 73,20 EUR je MWh. Das gestiegene Preisniveau auf dem Terminmarkt wurde in der Folge im zweiten und dritten Quartal 2011, einhergehend mit den getrübbten Konjunkturaussichten, im Wesentlichen gehalten. Im vierten Quartal 2011 folgten die Terminmarktnotierungen für Grundlast- und Spitzenlaststrom mit Lieferung in 2012 einem klaren Abwärtstrend auf 52,05 beziehungsweise 63,33 EUR je MWh, ausgelöst durch die globale politische und konjunkturelle Lage sowie die Staatsschuldenkrise in Europa und deren Auswirkungen auf Wechselkurse sowie Kohle-, Gas- und Emissionspreise.

**Spreadentwicklung.** Da das Erzeugungsportfolio von enercity aus Steinkohle- und Gaskraftwerken besteht, ist die Ergebnisentwicklung insbesondere durch die realisierten Clean Dark Spreads und Clean Spark Spreads geprägt. Der Clean Dark Spread – die Differenz zwischen Base-Strompreis und Brennstoffpreis für Kohle sowie Zertifikatspreis für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte – zeigte sich im Verlauf 2011 mit durchschnittlich 4,63 EUR je MWh leicht höher als im Vorjahr (Vorjahr: 3,02 EUR je MWh). Dies ist insbesondere auf den Fukushima-Effekt am 14. März 2011, das heißt die Abschaltung einiger deutscher Kernkraftwerke, zurückzuführen. Der Clean Spark Spread – die Differenz zwischen der Peak-Strompreis- sowie Gas- und CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung – hingegen liegt gegenüber dem Vorjahr mit im Durchschnitt 2,56 EUR je MWh wesentlich niedriger (Vorjahr: 11,67 EUR je MWh). Die untenstehende Grafik zeigt die Entwicklung von Clean Dark Spread und Clean Spark Spread für das Lieferjahr 2012 über den Zeitraum der Jahre 2009 bis 2011.



**Höheres Erdgaspreisniveau gegenüber dem Vorjahr.** Langfristige Gasimportverträge sind die Grundlage für die Gasversorgung in Deutschland. Die drei größten Lieferländer waren in 2011 Russland, Norwegen und die Niederlande. Der Wert des Erdgases aus russischen, norwegischen, niederländischen, dänischen und britischen Fördergebieten betrug von Januar bis Oktober 2011 20.500 Mio. EUR; bei 16.900 Mio. EUR im Vergleichszeitraum des Vorjahres. Die Erdgasimportpreise sind im Wesentlichen an internationale Rohölnotierungen gekoppelt. Dementsprechend stieg der Grenzübergangspreis für Erdgas im Zeitraum Januar bis Oktober 2011 den Angaben des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Eschborn (BAFA) zufolge um 25,4 Prozent gegenüber dem Vorjahreszeitraum. Der Erdgasimportpreis für eine Kilowattstunde Erdgas betrug im Oktober 2011 durchschnittlich 2,68 EUR-ct und liegt damit um 20,4 Prozent höher als im Oktober 2010 (Oktober 2010: 2,22 EUR-ct). Die Erdgasimporte gingen mengenmäßig im Beobachtungszeitraum um 3,2 Prozent im Vergleich zur Vorjahresperiode zurück.

**Gaspreise am Spotmarkt gestiegen.** Eine weitere Bezugsquelle für frei verfügbare Mengen an Erdgas stellen die Großhandelsmärkte dar, deren Bedeutung in den letzten Jahren zugenommen hat. Der niederländische Title Transfer Facility (TTF – niederländischer Großhandelsmarkt) ist einer der liquidesten Märkte in Kontinentaleuropa. Am Spotmarkt notierten die Erdgaspreise im Berichtsjahr mit durchschnittlich 22,71 EUR je MWh deutlich höher als in 2010 (Vorjahr: 17,24 EUR je MWh). Damit setzte sich im Gesamtjahrestrend die Preiserholung der Vorjahre fort, indem sich das Großhandelspreisniveau tendenziell wieder den langfristigen Importverträgen annähert. Im Wesentlichen verlief die Preisentwicklung in 2011 temperatur- sowie öl- und terminmarktgetrieben in einer Seitwärtsbewegung. Das Erdbeben in Japan im März 2011 ließ den Markt einen steigenden japanischen LNG-Bedarf erwarten, sodass der TTF Day Ahead auf 25,70 EUR je MWh anstieg. Nach einer Erholung im zweiten Quartal sorgte ein Temperatursturz zwischen August und September anschließend für anziehende Preise bis auf 25,85 EUR je MWh, ehe wärmere Temperaturen Ende September innerhalb weniger Tage in einem Preisverfall um fast 16 Prozent resultierten. Die Ursachen für das insgesamt hohe Preisniveau sind insbesondere auf eine zunehmende Gasbedarfsdeckung am Spotmarkt, die Beschaffung größerer Mengen an Regelenergie über den Handelsmarkt und eine stabilisierende Wirkung der Gasspeicherung zurückzuführen.



**Gaspreise am Terminmarkt gestiegen.** Im Handelszeitraum 2011 wurde das Frontjahrprodukt im Marktgebiet der TTF mit durchschnittlich 26,02 EUR je MWh deutlich höher als im Vorjahr gehandelt (Vorjahr: 21,11 EUR je MWh). Insgesamt zeigte sich eine hohe Korrelation zum Ölmarkt. Mit dem Erdbeben in Japan entkoppelte sich das Kalenderjahr kurzzeitig vom Ölmarkt ebenso wie im vierten Quartal. Für Lieferungen im Jahr 2013 betrug der Durchschnittspreis für 2011 26,76 EUR je MWh, im Jahr 2010 lag er bei 22,42 EUR je MWh. Dies bedeutet einen Anstieg von 19 Prozent im Vergleich zum Vorjahr.

**Kohlenotierungen deutlich höher als in 2010.** Der bereits im September 2010 einsetzende Anstieg der Kohlenotierungen (API #2-Index) für den ARA-Raum (Amsterdam – Rotterdam – Antwerpen) für Steinkohle mit einem Heizwert von 6.000 kcal/kg auf etwa 122,66 US-Dollar je metrische Tonne zum Jahresende 2010 setzte sich bis zum April 2011 auf einen Jahreshöchststand von 127,86 US-Dollar je Tonne fort. Der Preisanstieg lag in einer Angebotsverknappung infolge der Überflutungen in Kolumbien, Australien und Südafrika, einem kalten und langen Winter in Europa und der Atomkatastrophe in Fukushima begründet. Im Mai 2011 erfolgte ein Preisrückgang auf durchschnittlich 122,78 US-Dollar je metrische Tonne (Vorjahr: 89,78 US-Dollar je Tonne) und anschließend war eine recht stabile Seitwärtsbewegung aufgrund der Verlangsamung der Europäischen Konjunktur mit ab Oktober 2011 sinkenden Kohlepreisen im Rotterdamer Spothandel auf bis zu 111,49 US-Dollar je Tonne im Dezember 2011 zu verzeichnen. Gegenüber dem Vorjahr hat sich Steinkohle insgesamt um durchschnittlich etwa 32 Prozent deutlich verteuert.

Kohlenotierungen (API #2-Index) in US-Dollar je metrische Tonne (ARA)	2011	2010
erstes Halbjahr	123,72	83,04
zweites Halbjahr	119,37	100,94
Jahresdurchschnitt	121,54	91,99

Das BAFA ermittelt unter Zugrundelegung von Notierungen für importierte Steinkohle den Preis für die in Deutschland geförderte Steinkohle. Der BAFA-Preis spiegelt damit mit zeitlicher Verzögerung die internationale Preisentwicklung wider. Im dritten Quartal 2011 lag der durchschnittliche Preis je Tonne Steinkohleeinheit gemäß BAFA bei 106,22 EUR (drittes Quartal 2010: 87,97 EUR). Der Jahresdurchschnittswert für 2011 ist zum Zeitpunkt der Aufstellung dieses Lageberichts noch nicht bekanntgegeben (Vorjahr: 85,33 EUR je Tonne SKE).

**Ölpreis auf hohem Niveau mit sinkender Tendenz.** Die Preisentwicklung an den Ölmärkten wurde im Jahresverlauf 2011 sehr stark von geopolitischen Faktoren überlagert. Trotz steigender Lagerbestände führten die Umstürze in Tunesien und Ägypten, der Bürgerkrieg in Libyen und die Proteste in weiteren arabischen Staaten in den ersten Monaten des Jahres 2011 zu einer deutlichen Ölverteuern an der International Commodities Exchange (ICE) auf bis zu durchschnittlich 123,45 US-Dollar je Barrel im April 2011 für die Nordseeölsorte UK Brent für den Frontmonat. In der zweiten Jahreshälfte 2011 zeichnete sich dann ein leichter Preisrückgang auf 108,13 US-Dollar je Barrel im Monatsdurchschnitt Dezember ab. Insgesamt wurden die Handelspreise für Brent-Rohöl, die im Dezember 2010 erstmals wieder über der 90-US-Dollar-Marke lagen, im Jahr 2011 durchweg auf einem sehr hohen Preisniveau gehalten.

Ölnotierungen UK Brent in US-Dollar je Barrel (ICE)	2011	2010
Frontmonat	111,23	79,54
Tages-Minimum	93,57	67,73
Tages-Maximum	127,22	94,68
Frontjahr	108,34	84,37

Der Preisanstieg zog sich mit einer deutlichen Ausprägung auf die zeitlich nahegelegenen Monate durch die gesamte Future-Curve, wodurch der Brent-Future-Markt im Laufe des Jahres 2011 erstmals seit 2008 wieder von einer Contango-Situation in eine Backwardation schwenkte.

Nach vorläufigen Berechnungen des BAFA sanken die Rohöleinfuhren in die Bundesrepublik Deutschland im Zeitraum Januar bis Oktober 2011 gegenüber der entsprechenden Referenzperiode 2010 um 2,1 Prozent von 76,8 auf 75,1 Mio. Tonnen. Der Grenzübergangspreis für die Tonne Importrohöl lag im Durchschnitt von Januar bis Oktober 2011 mit 589,56 EUR um 35 Prozent höher als im Vorjahresvergleichszeitraum (Vorjahr: 437,74 EUR).

**Volatiles Preisniveau im CO2-Markt.** Insgesamt zeigten sich im europäischen Handel an der EEX für EU-Emissionsberechtigungen starke Volatilitäten in 2011 mit einem deutlichen Preisanstieg Mitte März, einhergehend mit der



Atomkatastrophe in Japan, auf durchschnittlich 15,92 EUR je Tonne CO<sub>2</sub> im zweiten Quartal und einem massiven Preisverfall im weiteren Verlauf ab September auf durchschnittlich 8,95 EUR je Tonne CO<sub>2</sub> im vierten Quartal. Im Dezember 2011 erreichten die Preise ihr Rekordtief. Die Marktverwerfungen stehen in engem Zusammenhang mit dem Vertrauensverlust in den europäischen Emissionshandel, wie zuletzt bedingt durch den Weltklimagipfel in Durban und den eingetrübten Konjunkturaussichten in Europa aufgrund der Schuldenkrise.

Notierungen für CO <sub>2</sub> -Zertifikate in EUR je Tonne (EEX)	2011	2010
Jahresdurchschnitt	12,94	14,48
Tages-Minimum	6,50	12,40
Tages-Maximum	16,84	16,42

Gemäß dem Clean Development Mechanism des Kyoto-Protokolls besteht für europäische Unternehmen außerdem die Möglichkeit, Emissionen bis zu bestimmten Obergrenzen durch Certified Emission Reductions (CERs) abzudecken. CERs entsprechen bescheinigten CO<sub>2</sub>-Gutschriften aus Projekten zur Emissionsreduktion in Entwicklungs- und Schwellenländern. Die Preise für die sogenannten CERs notierten im Berichtsjahr bei durchschnittlich 10,06 EUR je Tonne CO<sub>2</sub> (Vorjahr: 12,46 EUR je Tonne CO<sub>2</sub>) und zeigten einen vergleichbaren Verlauf mit entsprechenden Ausschlägen.

**Preisentwicklung Strom und Gas im Endkundengeschäft.** Im Endkundengeschäft sind die Preise im Bundesdurchschnitt für Strom und Gas in 2011 gestiegen. Zu Jahresbeginn 2011 erhöhte über die Hälfte der insgesamt 1.100 Stromversorger die Preise für Haushalts- und Gewerbekunden; im August beziehungsweise September 2011 erhöhten etwa weitere 90 Grundversorger ihre Strompreise um durchschnittlich circa vier Prozent; beziehungsweise die Hälfte der insgesamt 700 Gasversorger die Gaspreise um durchschnittlich etwa zehn Prozent (Stand 16. November 2011, Check24). Die Strompreiserhöhungen waren mehrheitlich mit der Ende 2010 gestiegenen EEG-Umlage begründet.

### 2.1.3 Gesamtaussage zum Einfluss der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf den Geschäftsverlauf 2011 von enercity

Von signifikantem Einfluss auf die Geschäftsentwicklung 2011 von enercity war insbesondere der milde Winter, der zu einem Rückgang der enercity-Fernwärme- und Gaslieferungen um etwa 20 Prozent im vierten Quartal 2011 gegenüber dem Vergleichszeitraum im Vorjahr führte. Im Geschäftsfeld Contracting wurde über die Beteiligungsgesellschaft Danpower der regenerative Wachstumskurs durch Biomasseninvestitionen fortgesetzt.

**Erfolgreiche Marktpositionierung.** Im Großkundensegment des Strommarkts steht enercity unter starkem Wettbewerbsdruck. Im Tarifkundensegment bestätigt sich, dass mehrere neue, teilweise sehr preisaggressive Wettbewerber den Markt grundlegend geändert haben. Ebenso hat sich der Wettbewerb auf dem Gasmarkt wie erwartet stark entwickelt. enercity versorgt in der Region Hannover etwa 240 Tausend Gas- und 340 Tausend Stromkunden; von denen insgesamt für das Geschäftsjahr 2011 ein Kundenverlust von insgesamt rund zehn tausend Strom- und Gaskunden zu verzeichnen war. Damit liegt der kumulierte Versorgerwechsel der Haushalte im Grundversorgungsgebiet für beide Marktsegmente unter dem Bundesdurchschnitt. Auf enercity entfällt damit ein Marktanteil von etwa 90 Prozent. Der zunehmenden Wechselbereitschaft der preissensiblen Kunden wurde mit der Investition in Onlineprodukte mit günstigeren Tarifen begegnet. Der enercity-Anteil am Fernwärmemarkt beträgt derzeit etwa 22 Prozent. Im Geschäftssegment Wasser liegt enercity im bundesweiten Preisvergleich im günstigen vorderen Drittel vergleichbarer Wettbewerber in 50 deutschen Großstädten. Insgesamt kann sich enercity nach wie vor mit wettbewerbsfähigen Preisen unterhalb des bundesdurchschnittlichen Preisniveaus positionieren.

## 2.2 Politische Rahmenbedingungen

Politische und regulatorische Vorgaben sowie Marktentwicklungen bilden die Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft, die regelmäßig durch markt- und wettbewerbsorientierte Maßnahmen beeinflusst wird. Die Geschäftspolitik der auf diesem Gebiet tätigen Unternehmen muss daher immer wieder an die sich ändernden Voraussetzungen und Regularien angepasst werden. enercity wird sich auch künftig mit den sich ändernden Rahmenbedingungen auseinandersetzen und nach praktikablen und vertretbaren Wegen der Umsetzung suchen.

### 2.2.1 Europäische Energiepolitik

**EU-Energieziele und -Maßnahmen.** Den Herausforderungen des gegenwärtigen energiewirtschaftlichen Umfelds – wie die Endlichkeit fossiler Energieträger bei gleichzeitig weltweit wachsender Nachfrage, die Auswirkungen des Klimawandels und die instabilen Verhältnisse in wichtigen Weltregionen – soll mit einer auf EU-Ebene abgestimmten Energiepolitik begegnet werden. Im November 2010 schrieb die EU-Kommission den Energie-Aktionsplan von 2007 mit der EU-Energiestrategie 2011–2020 und dem Energieinfrastrukturpaket 2020/2030 fort und legte damit ihre Vorstellungen von der zukünftigen Richtung der EU-Energiepolitik dar. Im Februar 2011 entschieden die Staats- und Regierungschefs im Europäischen Rat zu Energiefragen über künftige Schwerpunktthemen. Diese betreffen insbesondere die zügige Vollendung des EU-weiten Binnenmarktes für Strom und Gas einschließlich des notwendigen Infrastrukturaufbaus.

**Energiebinnenmarkt.** Die sogenannte Entflechtung, das heißt die Trennung der Strom- oder Gasnetze von Energieerzeugung und Vertrieb, ist im Energiebinnenmarkt von besonderem Stellenwert. Der Wettbewerb soll mithilfe staatlicher Regulierung simuliert werden. Auf Grundlage des Dritten Binnenmarktpakets aus 2009 wurde die europäische Regulierungsbehörde ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) gegründet, welche die Regulierungstätigkeit der nationalen Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten unterstützt und koordiniert.

Der Ausbau der Energieinfrastrukturen ist eine wesentliche Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit des Binnenmarktes, die Versorgungssicherung und den Ausbau der erneuerbaren Energien und umfasst neue Kraftwerke, Stromnetze und Speicherkapazitäten. Am 19. Oktober 2011 hat die Europäische Kommission den Richtlinienentwurf zu den EU-Infrastrukturprioritäten veröffentlicht. Ziel ist die Beschleunigung des grenzüberschreitenden Baus von Infrastrukturprojekten im Energiesektor, wobei insbesondere dem Ausbau von Gasfernleitungsnetzen und Gasspeichern, Stromübertragungsnetzen und Anwendungen für Smart Grids auf Verteilnetzebene oberste Priorität zugewiesen werden.

**Energieeffizienz.** Die Europäische Kommission hat im März 2011 den Energieeffizienzplan vorgelegt, welcher das Ziel bekräftigt, die Energieeffizienz in der EU bis zum Jahr 2020 um 20 Prozent zu steigern. Hierzu hat die Europäische Kommission am 22. Juni 2011 einen Vorschlag für eine Richtlinie zur Energieeffizienz und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG (sogenannte Kraft-Wärme-Kopplungs-Richtlinie) und 2006/32/EG (sogenannte Energiedienstleistungsrichtlinie) veröffentlicht. Adressaten dieser

Richtlinie sind im Wesentlichen Energieversorgungsunternehmen und Behörden. Im Bereich der Energieversorgung sollen die Mitgliedstaaten eventuell über die Energieversorger verpflichtet werden, jährlich 1,5 Prozent durch Senkung des effektiven Verbrauchs im Endkundenmarkt einzusparen. In der Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (2010/31/EU) werden konkrete Anforderungen für den Neubau und die größere Renovierung an Bestandsgebäuden definiert und der rechtliche Rahmen für Energieausweise vorgegeben.

**Energiehandel.** Am 28. Dezember 2011 ist die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT) in Kraft getreten. Sie gilt unmittelbar und bedarf keiner Umsetzung in nationales Recht. Bei der REMIT handelt es sich um eine branchenspezifische Regulierung des europäischen Energiegroßhandelsmarktes in Bezug auf Transparenz gegenüber dem Markt einerseits, der Informationspflicht gegenüber den Behörden andererseits und zur Erhöhung von Integrität. Die wichtigsten Punkte der REMIT sind vor diesem Hintergrund die Regelungen zum Verbot von Marktmissbrauch (Insiderhandel und Marktmanipulation), zur Veröffentlichung von Daten – insbesondere Insiderinformationen – gegenüber dem Markt, zur Meldung von Daten – insbesondere Transaktionsdaten – gegenüber den Behörden, zur Registrierung von Marktteilnehmern und zur Überwachung und Durchsetzung der Regelungen durch die zuständigen Behörden.

**Finanzinstrumente.** Die Europäische Kommission hat am 20. Oktober 2011 Vorschläge zur Novellierung der Richtlinie über Märkte für Finanzinstrumente (Markets in Financial Instruments Directive – MiFID) veröffentlicht. Die Vorschläge umfassen die Richtlinie MiFID II und die Verordnung MiFIR. Von besonderer Bedeutung für Energieversorgungsunternehmen sind Änderungen der Ausnahmetatbestände in der MiFID II. Die Handelstätigkeiten vor allem kommunaler Energieversorgungsunternehmen waren bislang von einer Regulierung durch das MiFID ausgenommen. Der bisherige Ausnahmetatbestand wurde gestrichen und die sogenannte Nebentätigkeitsaufnahme mit definierten Anforderungskriterien eingeführt. Sollte keiner der weiteren in der MiFID vorgesehenen Ausnahmetatbestände anwendbar sein, könnte dies im Ergebnis insbesondere höhere Eigenkapitalunterlegungspflichten, zusätzliche organisatorische Anforderungen und die Einhaltung bestimmter Bilanzierungsvorschriften bedeuten. Verschärfungen würden sich darüber hinaus aus der Neudefinition von Emissionszertifikaten als Finanzinstrumente ergeben. Die MiFIR würde darüber hinaus in steigenden Transparenzanforderungen und Meldevorschriften resultieren.

**Energiesteuern.** Am 13. April 2011 hat die Europäische Kommission einen Vorschlag zur Änderung der Richtlinie 2003/96/EG vom 27. Oktober 2003 (Energiesteuer-Richtlinie) zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom veröffentlicht. Mit der neuen Richtlinie soll eine einheitliche Behandlung aller Energiequellen erreicht, ein adäquater Rahmen für die Besteuerung erneuerbarer Energien geschaffen und Übereinstimmungen der Energiesteuer mit dem Emissionshandelssystem erreicht werden. Damit soll die Änderung der Energiesteuerrichtlinie hauptsächlich der Erreichung der EU-Klima- und Energieeffizienzziele dienen. Unter anderem ist die Einführung von Mindeststeuersätzen geplant, deren Berechnung auf Basis des Energiegehalts sowie auf Basis der CO<sub>2</sub>-Emissionen erfolgen soll. Die vorgeschlagene Änderung der Energiesteuerrichtlinie soll voraussichtlich am 1. Januar 2013 in Kraft treten.

## 2.2.2 Energiepolitik und Rechtsrahmen in Deutschland

Im Ergebnis zeichnete sich im Jahr 2011 eine deutliche Energiewende ab. Die Nuklearkatastrophe in Fukushima im März 2011 hat die energiepolitische Debatte schlagartig verändert. Die wenige Monate zuvor von der Bundesregierung beschlossene Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke wurde am 14. März 2011 durch ein dreimonatiges Moratorium für die sieben ältesten Kernkraftwerke in Deutschland wieder aufgehoben. Die Reaktorkatastrophe mündete in einer Neubewertung der Kernenergie Risiken und einer Positionierung für einen schnellen Atomausstieg beziehungsweise den beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien. Gleichzeitig erlangen damit auch die fossilen Energieträger Kohle und Erdgas auf längere Sicht Bedeutung für eine zuverlässige und wirtschaftliche Energieversorgung. Im Zusammenhang mit der Energiewende werden damit zukünftig der beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien, der hierfür notwendige Netzaus- und -umbau, die Sicherung von Ersatz- und Reservekapazitäten, die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle im Hinblick auf eine dezentralere Erzeugung sowie Energieeffizienz und Einsparung die zentralen Herausforderungen der Energiewirtschaft sein.

Im Folgenden sind die wesentlichen gesetzlichen Neuerungen während des Geschäftsjahres 2011 dargestellt, die von Bedeutung für die Geschäftstätigkeit von enercity sind.

**Solarförderung.** Das Bundeskabinett hat am 2. Februar 2011 eine weitere Kürzung der Solarförderung beschlossen. Der garantierte Abnahmepreis für Solarstrom sollte im Juli um maximal 15,0 Prozent gesenkt werden. Nachträglich verzichtete die Bundesregierung auf eine Absenkung der Vergütung aufgrund rückläufiger Installationen in den Monaten März bis Mai 2011. Zu Jahresbeginn 2012 soll die Förderung auf Grundlage der Ausbauraten der Monate Oktober 2011 bis April 2012 gekürzt werden.

**Grünstromprivileg.** Das Grünstromprivileg wurde ebenfalls am 2. Februar 2011 neu definiert. Energieversorgungsunternehmen, die mindestens 50,0 Prozent des gelieferten Stroms aus erneuerbaren Energien beziehen und diese Strommenge direkt vermarkten, sind von der EEG-Umlage befreit. Die Formulierungshilfe sieht vor, ab dem 1. Januar 2012 die Umlagebefreiung für die Unternehmen, die das Grünstromprivileg nutzen, auf Höhe der EEG-Umlage im Jahr 2010 zu begrenzen.

**Novelle des Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz (EEWärmeG).** Seit dem 1. Januar 2009 müssen Hausbauer entsprechend dem EEWärmeG erneuerbare Energien für ihre Wärmeversorgung nutzen. Zum 1. Mai 2011 ist die Novelle des EEWärmeG in Kraft getreten. Künftig gilt nicht nur bei neuen, sondern auch bei bestehenden öffentlichen Gebäuden nach einer Renovierung eine Pflicht zur anteiligen Nutzung erneuerbarer Energien.

**Trinkwasserverordnung (TrinkwV).** Am 10. Mai 2011 wurde die erste Verordnung zur Änderung der TrinkwV zur Anpassung an die EU-Trinkwasserrichtlinie durch das Bundeskabinett verabschiedet. Wesentlich ist die Einführung von Grenzwerten für Uran und Cadmium sowie eines technischen Maßnahmenwertes für den Parameter Legionellen. Die geänderte TrinkwV ist am 1. November 2011 in Kraft getreten.

**Regierungsprogramm Elektromobilität.** Für das Jahr 2020 sind mindestens eine Million Elektrofahrzeuge in Deutschland geplant, bis 2030 sechs Millionen. Das Bundeskabinett hat hierfür am 18. Mai 2011 ein Regierungsprogramm zur Förderung der Forschung, Entwicklung und Markteinführung der Elektromobilität verabschiedet. Die Bundesregierung gewährt im Rahmen des Regierungsprogramms Elektromobilität unter anderem zusätzliche Mittel für Forschungs- und Entwicklungsmaßnahmen in Höhe von 1.000 Mio. EUR bis 2013 und plant den Aufbau regionaler Leuchtturmprojekte.

**Gesetzespaket zur Energiewende.** Im engen Zusammenhang mit der Atomkatastrophe in Japan und der notwendigen Intensivierung der Klimaschutzaktivitäten hat die Bundesregierung am 6. Juni 2011 mit dem Papier „Der Weg zur Energie der

Zukunft – sicher, bezahlbar, umweltfreundlich“ den Rahmen für wesentliche Veränderungen in der Energiewirtschaft und ein umfangreiches Gesetzespaket zur Energiewende geschaffen. Die Bundesregierung bekennt sich darin unter anderem zum Umbau der Energieversorgung, zum Ausstieg aus der Kernenergie, zu den Klimaschutzzielen sowie zu einer Weiterentwicklung des Energiekonzepts. Der Bundestag hat am 30. Mai 2011 und 30. Juni 2011 ein Bündel an Maßnahmen zur Energiewende beschlossen. Die wesentlichen Bestandteile sind im Folgenden aufgeführt.

**Änderung des Atomgesetzes (AtG).** Die sieben ältesten Kernkraftwerke, die nach der Reaktorkatastrophe in Japan heruntergefahren wurden, und das Kernkraftwerk Krümmel bleiben mit Inkrafttreten des geänderten Atomgesetzes am 6. August 2011 stillgelegt. Darüber hinaus wird die Bundesnetzagentur ermächtigt, ein Kraftwerk aus Gründen der Netzstabilität bis zum Frühjahr 2013 als Reservekraftwerk zu bestimmen. Für die übrigen neun Kernkraftwerke erlischt die Genehmigung zum Leistungsbetrieb gestaffelt in den Jahren 2015 bis 2022 zu jeweils festgelegten Abschaltzeiten.

**Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften (EnWGÄndG).** Das am 4. August 2011 in Kraft getretene EnWGÄndG dient unter anderem der Umsetzung des dritten Energiebinnenmarktpakets in nationales Recht. Neben der eigentumsrechtlichen Entflechtung für Transportnetzbetreiber enthält das EnWGÄndG Regelungen zur kapazitiven Ausstattung und weiteren Entflechtung von Verteilnetzbetreibern, zur notwendigen Entflechtung des Gasspeicherbetriebes, zur Einführung von Netzentwicklungsplänen, Smart Metern sowie einer Verbraucherschlichtungsstelle und weitere das Energiegeschäft regulierende Maßnahmen. Zudem kam es zu Änderungen im KWK-G. Diese beinhalten insbesondere die Verlängerung der Förderung von KWK-Anlagen bis zum Jahr 2020 und die Abschaffung der Begrenzung der Förderdauer.

Am 30. Dezember 2011 ist das zweite EnWGÄndG in Kraft getreten. Die Ermächtigungsgrundlagen im EnWG sowie die entsprechende Regelung in der Anreizregulierungsverordnung ARegV wurden dahingehend angepasst, dass bei der Erlösobergrenzenbestimmung ein genereller sektoraler Produktivitätsfaktor zu berücksichtigen ist. Die Anpassungen wurden vorgenommen, nachdem der Bundesgerichtshof im Sommer 2011 festgestellt hat, dass es bisher keine ausreichende Gesetzesgrundlage für die Anwendung eines sektoralen Produktivitätsfaktors seit 2009 durch die BNetzA gegeben hatte. Neben weiteren Netzbetreibern hatte auch die eNG hiergegen erfolgreich Beschwerde eingelegt.

**Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes („EEG 2012“).** Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien soll kontinuierlich bis 2050 auf mindestens 80 Prozent steigen. Das EEG bleibt das wichtigste Instrument für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Der Deutsche Bundestag hat in 2011 das Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien beschlossen, mit dem das EEG grundlegend novelliert wird. Die Novelle wird am 1. Januar 2012 in Kraft treten. Die Neuregelungen orientieren sich insbesondere an einer verbesserten Kosteneffizienz sowie einer beschleunigten Markt-, Netz- und Systemintegration der erneuerbaren Energien. Strom aus erneuerbaren Energien soll durch Einführung einer optionalen Marktprämie bedarfsgerechter erzeugt werden und zur Netzstabilität beitragen. Anbieter, die Strom aus erneuerbaren Energien nicht wie bisher an Netzbetreiber weiterleiten, sondern ihn direkt vermarkten, sollen gefördert werden. Durch eine Flexibilitätsprämie für Biogas sollen Investitionen in die Fähigkeit zur markt- und bedarfsorientierten Stromerzeugung von Biogasanlagen gefördert werden. Darüber hinaus werden die Entschädigungszahlungen im Falle der reduzierten Einspeisung von EEG-/KWK-Anlagen wegen Netzengpass auf 95 Prozent der entgangenen Einnahmen begrenzt. Zudem werden energieintensive Unternehmen durch die Neuerungen zur besonderen Ausgleichsregelung zunehmend von der EEG-Umlage entlastet, während gleichzeitig der Kreis der Begünstigten erweitert wird. Die Seeanlagenverordnung soll mit dem Ziel geändert werden, Planungsverfahren für Offshore-Windenergieanlagen beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie zu bündeln. Damit sollen Windenergieanlagen vor der Küste zügiger geplant werden können.

**Gesetz zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze (NABEG).** Die Finanzierung und Beschleunigung des Netzausbaus und die Stärkung seiner Akzeptanz sind eine grundlegende Voraussetzung der Energiewende. Das NABEG soll dafür sorgen, dass sich Höchstspannungsleitungen schneller bauen lassen. Die Bundesnetzagentur soll bei Höchstspannungsleitungen von grenzüberschreitender oder länderübergreifender Bedeutung die Raumverträglichkeit bundeseinheitlich prüfen und in bestimmten Fällen die Planfeststellung übernehmen.

**Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG).** Am 28. Juli 2011 ist das novellierte TEHG in Kraft getreten, welches die einheitlichen EU-Zuteilungsregeln für kostenlose Emissionsberechtigungen für den Emissionszertifikatehandel in der dritten Handelsperiode 2013 bis 2020 in deutsches Recht umsetzt. Benötigte Emissionszertifikate werden ab 2013 nicht mehr kostenlos zugeteilt, sondern müssen vollständig ersteigert werden. Die entsprechende Zuteilungsverordnung (ZUV) 2020 für die Emissionsberechtigung von Treibhausgasen ist daraufhin am 30. September 2011 in Kraft getreten.

**Verordnung zur Änderung der Energie- und der Stromsteuer-Durchführungsverordnung.** Am 30. September 2011 ist die Verordnung zur Änderung der Energie- und der Stromsteuer-Durchführungsverordnung in Kraft getreten. Die beiden Durchführungsverordnungen mussten unter anderem nach Änderungen des Energie- und des Stromsteuergesetzes zum 1. Januar 2011 angepasst werden.

**Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWK-G).** Der Gesetzesentwurf zur Novelle des KWK-Gesetzes wurde am 14. Dezember 2011 im Bundeskabinett beschlossen. Ziel der Novelle ist die Erreichung eines 25-prozentigen KWK-Anteils an der Stromerzeugung bis 2020. Als wichtigste Änderung wird für dem Emissionshandelsgesetz unterliegende KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung über 2 MW ab 1. Januar 2013 der KWK-Zuschlag erhöht. Darüber hinaus wird die Modernisierung von KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung über 2 MW erweitert. Zudem wird die Förderung auch auf Wärme- und Kältespeicher – um die KWK-Anlagen künftig verstärkt für den Ausgleich fluktuierender Solar- und Windstromerzeugung einsetzen zu können – und konventionelle Kondensationskraftwerke sowie industrielle Kondensationsanlagen ausgedehnt. Verbessert wird auch die Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärmenetzen.

**Förderung von kleinen und mittelständischen Energieversorgern.** Vor dem Hintergrund eines Zubaubedarfs von weiteren zehn GW an gesicherter Kraftwerksleistung bis 2020 soll ein zügiger Kapazitätsaufbau unter anderem durch ein Planungsbeschleunigungsgesetz sichergestellt werden. Darüber hinaus soll ein neues Kraftwerksförderprogramm der Bundesregierung für kleine und mittelständische Energieerzeuger zur Versorgungssicherheit beitragen und die notwendigen Anreize für den Infrastrukturausbau und Umbau der Energieerzeugung setzen.

[1] Gradtagszahlen sind ein Witterungsindikator für die Beurteilung des temperaturabhängigen Heizenergiebedarfs. Die Berechnung folgt der VDI-Richtlinie 2067 bei einer Rauminnentemperatur von 20 Grad Celsius und einer tagesmittleren Außentemperatur unterhalb der Heizgrenztemperatur von 15 Grad Celsius.

### 3 Absatz und Beschaffung

Im Folgenden ist die Entwicklung der enercity-Geschäftsfelder Strom, Gas, Wasser und Wärme sowohl absatz- als auch beschaffungsseitig dargestellt.

**Strom.** Der enercity-Geschäftsbereich Strom umfasst auf der Absatzseite die Stromversorgung von Endkunden im Konzessionsgebiet und außerhalb des Konzessionsgebietes sowie Handelsaktivitäten. Im Geschäftsjahr 2011 ist der gesamte Stromabsatz – entgegen der Entwicklung im Vorjahr und zum Gesamtstrommarkt – um 10,4 Prozent (Vorjahr: - 11,4 Prozent) auf 23.709 GWh gestiegen (Vorjahr: 21.483 GWh). Dabei entwickelte sich der Absatz an Kunden im Konzessionsgebiet leicht rückläufig (- 7,9 Prozent). Der Rückgang konnte durch einen stark gestiegenen Absatz außerhalb des Konzessionsgebiets (+ 28,0 Prozent) mehr als kompensiert werden. Die Absatzmengen sind dabei wie im Vorjahr mit einem Anteil von etwa 75,7 Prozent überwiegend durch den Energiehandel getrieben (Vorjahr: 74,9 Prozent). Insgesamt verzeichneten die enercity-Handelsgeschäfte auch in diesem Geschäftsjahr im Vorjahresvergleich einen moderaten Anstieg um etwa 11,6 Prozent (Vorjahr: 10,4 Prozent).

Im Zusammenhang mit der positiven Entwicklung des Stromabsatzes sind auch die Strombezugs- und -erzeugungsmengen 2011 gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Der mengenmäßig größte Anteil entfällt, vergleichbar dem Vorjahr, mit 75,9 Prozent auf den Stromhandel (Vorjahr: 76,5 Prozent). Darüber hinaus deckt enercity den Strombedarf durch Eigenerzeugung über Beteiligungen an Gemeinschaftskraftwerken beziehungsweise eigene Erzeugungskapazitäten (19,7 Prozent). Die Eigenerzeugung blieb trotz der Modernisierung der GuD-Anlage im HKW Linden annähernd konstant (- 5,4 Prozent). Der verbleibende Anteil wurde fremdbezogen (4,4 Prozent). Hier zeigt sich ein deutlicher Anstieg gegenüber dem Vorjahr, der im Wesentlichen in dem erstmaligen Bezug von Strom auf Basis einer virtuellen Kraftwerksscheibe begründet liegt (Vorjahr: 0,5 Prozent).

**Gas.** Im Geschäftsbereich Gas führt enercity absatzseitig grundsätzlich die Gasgrundversorgung im Stadtgebiet Hannover sowie in weiteren regionalen Gemeinden und Geschäfte am Gashandelsmarkt durch. Der Gasabsatz hat sich im Geschäftsjahr 2011 um insgesamt 7,5 Prozent (Vorjahr: + 6,6 Prozent) auf 23.134 GWh (Vorjahr: 25.011 GWh) vermindert. Dabei entwickelten sich die Handelsgeschäfte leicht (- 79 GWh) und die gesamten Gaslieferungen an Kunden stark rückläufig (- 2.223 GWh).

Der durch die milde Witterung bedingte Rückgang bei den Kunden im Konzessionsgebiet (- 36,1 Prozent) konnte nur teilweise durch Kundenzugewinne außerhalb des Konzessionsgebiets (+ 121,4 Prozent) – entsprechend der enercity-Wachstumsstrategie – kompensiert werden. Der Absatz an Kunden außerhalb des Konzessionsgebietes lag 2011 bei 817 GWh (Vorjahr: 369 GWh). Korrespondierend mit der rückläufigen Entwicklung im Gasabsatz sind die Gasbezugsmengen im Berichtsjahr ebenfalls gesunken. Die Gashandelsaktivitäten sind dabei weiterhin mit einem Anteil von 78,4 Prozent von wesentlicher Bedeutung (Vorjahr: 69,0 Prozent). Darüber hinaus erfolgt eine Optimierung der Gasbezugsmengen über Speicherkapazitäten der GHG.

**Wasser.** enercity betreibt auf der Absatzseite im Geschäftsbereich Wasser die Wasserversorgung im Stadtgebiet Hannover und weiteren regionalen Gemeinden. Darüber hinaus werden verschiedene regionale Wasserverbände und Ortsteile beliefert. Der Wasserabsatz ist im Geschäftsjahr 2011 gegenüber dem Vorjahr leicht auf 40,9 Mio. Kubikmeter gesunken (Vorjahr: 41,7 Kubikmeter), was unter anderem in Zusammenhang mit den niedrigeren Temperaturen während der Sommermonate steht. Der Großteil des Wasserabsatzes ging dabei mit 84,1 Prozent wieder an Tarifkunden (Vorjahr: 84,5 Prozent).

Der Wasserbezug erfolgt hauptsächlich über eigene Wasserwerke in der Region Hannover sowie über strategische Beteiligungen an Wassergewinnungsgesellschaften. Die Eigenerzeugung machte 2011, ähnlich dem Vorjahr, einen Anteil von 92,6 Prozent (Vorjahr: 93,5 Prozent) am Gesamtbezug von 42,6 Mio. Kubikmeter (Vorjahr: 43,4 Mio. Kubikmeter) aus. Damit stellt der Fremdbezug momentan nur eine strategische Ergänzung zur Eigenerzeugung dar.

**Wärme.** Zu den enercity-Wärmekunden zählen Industrieunternehmen, öffentliche Einrichtungen, Krankenhäuser und Kunden in Wohngebieten. Der Wärmeabsatz entwickelte sich 2011 insgesamt leicht rückläufig mit minus 12,5 Prozent (Vorjahr: + 21,9 Prozent) auf 1.219 GWh (Vorjahr: 1.389 GWh). Die negative Entwicklung ist dabei hauptsächlich auf die die milden Temperaturen während der Wintermonate in 2011 und die verstärkte Durchführung von Maßnahmen zur energetischen Gebäudesanierung zurückzuführen. Der Fernwärmebedarf wurde dabei mit einem Anteil von mit 88,8 Prozent (Vorjahr: 91,3 Prozent) beinahe vollständig durch die Erzeugung bei GKL und GKH sowie durch eigene Erzeugungskapazitäten gedeckt.

### 4 Umwelt und Innovation

**Umweltschutz in der enercity-Unternehmensstrategie.** Als Unternehmen der Daseinsvorsorge ist enercity dem Umwelt- und Klimaschutz in besonderer Weise verpflichtet. Ökologisches Verantwortungsbewusstsein ist mit Blick auf die Region Hannover sowie als Reaktion auf die sich wandelnden Anforderungen an eine ökologisch und wirtschaftlich nachhaltige Energieerzeugung auf dem nationalen Energiemarkt ein integraler Bestandteil der Unternehmensstrategie. enercity ist im Rahmen des Klimaschutzprogramms „Klima-Allianz Hannover“ Umweltschutzverpflichtungen zur CO<sub>2</sub>-Reduktion und Ausweitung der Stromerzeugung durch regenerative Energien und Kraft-Wärme-Kopplung bis zum Jahr 2020 eingegangen. Zur Einhaltung hat enercity ein Maßnahmen-Portfolio definiert, das die vereinbarten Ziele vollumfänglich erfüllt. Bei der Erzeugung von Strom und Wärme setzt enercity auf Kraft-Wärme-Kopplung als Instrument der effizienten Brennstoffnutzung. Im enercity-Unternehmenskonzept K2020 sind der Ausbau energieeffizienter Technologien sowie die Erzeugung auf Basis regenerativer Energien fest verankert und Bestandteil der Wachstumsstrategie.

**Enercity-Umweltmanagement.** Das enercity-Umweltmanagementsystem ist unter Berücksichtigung der Umweltnorm DIN/ISO 14001 ausgestaltet und gewährleistet Zuverlässigkeit und Rechtsicherheit beim betrieblichen Umweltschutz. Das Umweltmanagement umfasst die maßgeblichen gesetzlichen Anforderungen, ein verbindliches Wertesystem und Umweltleitlinien, festgelegte Instrumente zur Umsetzung der Leitlinien, verantwortliche Funktionsträger und interne Regelungen. Die Einhaltung der internen Anforderungen wird im Rahmen interner und externer Auditierungen regelmäßig kontrolliert.

**Umweltziele 2011.** Die Umweltziele in 2011 umfassten die Ausweitung der ProKlima-Förderung auf kleine und mittlere Betriebe sowie den Bereich Fernwärme und die Inbetriebnahme effizienter Leuchten im Rahmen des LED-Straßenbeleuchtungsprojekts Hannover-List. Die entsprechenden Maßnahmen wurden im Berichtsjahr durchgeführt. Für das Jahr 2012 ist die Erstellung eines umfassenden Energiemanagementkonzepts im Sinne der DIN EN 16001 mit dem Ziel der Reduktion des Eigenenergieeinsatzes im Unternehmen vorgesehen.

**Klima-Allianz Hannover.** enercity befindet sich in der Umsetzung des Klimaschutzprogramms Klima-Allianz Hannover 2020 und hat sich unter anderem zu einer bilanzwirksamen Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 0,7 Mio. Tonnen auf der Angebotsseite bis zum Jahr 2020 verpflichtet. Die wirksamsten Umweltschutzmaßnahmen im Geschäftsjahr 2011 lagen in der Modernisierung und

Leistungssteigerung der GuD-Anlage des HKW Linden – mit einem CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial von 0,2 Mio. Tonnen – und dem Fernwärmeausbau der Stufe 1. Beide Projekte laufen planmäßig. 2011 konnte die Anschlussleistung im Bereich Fernwärme um 17,3 MWth erweitert werden. Der Ausbau im Geschäftsfeld Contracting auf Basis erneuerbarer Energien entwickelt sich entsprechend den Planungen. Insgesamt erfährt der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung auf Basis der strategischen Unternehmensplanung K2020 eine höhere Gewichtung. Gemäß bestehender Vorschaurechnung wird die Erreichung der Unternehmensziele im Rahmen der Klima-Allianz gewährleistet.

**Umweltfreundliche Stromerzeugung.** Der Anteil des Stroms, der in Anlagen erzeugt wird, die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, beträgt im Berichtsjahr 42,5 Prozent (Vorjahr: 43,2 Prozent) an der enercity-Eigenerzeugung in Höhe von insgesamt rund 4.848 GWh (Vorjahr: etwa 5.715 GWh). Der Produktionsanteil, der in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzeugt wird, beläuft sich im Geschäftsjahr 2011 auf 18,1 Prozent (Vorjahr 20,1 Prozent). Die gegenüber dem Vorjahr vergleichsweise geringere KWK-Stromerzeugung liegt zum einen in der Erweiterung und Modernisierung der GuD-Anlage des HKW Linden und zum anderen in der milden Witterung begründet. Die erneuerbaren Energieträger (Photovoltaik, Wasser, Wind) haben im Geschäftsjahr 2011 einen Anteil von 0,13 Prozent (Vorjahr: 0,58 Prozent).

**Biomassenutzung.** Zum Jahresende 2011 ist enercity über die Tochterunternehmen eCG und Danpower sowie die Energie-Projektgesellschaft Langenhagen mbH, Langenhagen, (EPL) an insgesamt 58 Biomasseanlagen (Vorjahr: 29), davon 30 Biogasanlagen (Vorjahr: 13), 16 Holzhackschnitzelanlagen, wovon vier Anlagen Strom erzeugen, fünf Holzpelletfeuerungsanlagen, vier Klär- und zwei Grubengasanlagen sowie einem Ersatzbrennstoffkraftwerk beteiligt. Unter Berücksichtigung der Ersatzbrennstoffanlage in Bitterfeld liegt die geplante erneuerbare Jahresstromproduktion dieser Anlagen bei etwa 610 GWh (Vorjahr: 140 GWh), wovon annähernd 450 GWh (Vorjahr: 80 GWh) den Beteiligungen von enercity zuzurechnen sind. Der Anstieg gegenüber dem Vorjahr liegt in dem Erwerb der Erzeugungskapazitäten der Dalkia-Gesellschaften durch die Danpower begründet. Die eCG sowie die Danpower werden im Geschäftsfeld Biomasse auch in den nächsten Jahren weiterhin substantiell investieren.

**enercity-Ökostromprodukte.** Die erneuerbaren Energien haben 2011 eine bedeutsame Marktposition erlangt. enercity hat bereits in vergangenen Jahren auf diesen Entwicklungstrend reagiert und beschreitet auch im aktuellen Geschäftsjahr weiterhin erfolgreich den Weg zum Ökostromanbieter. Enercity bietet grundsätzlich allen Kundengruppen ökologische Vertriebsprodukte an. Die Ökostromprodukte enercity UmweltStrom und enercity NaturOption werden dabei aus österreichischer Wasserkraft gewonnen. Die enercity-Ökostromprodukte sind vom TÜV Süd zertifiziert. Im Privatkundenbereich konnten die Kundenzahlen für Ökostromprodukte etwa verfünffacht werden. Ende 2010 haben etwa 6.500 Privatkunden enercity UmweltStrom bezogen; Ende 2011 beziehen 31.000 Privatkunden enercity-Ökostrom in Höhe von 171 GWh. Im Geschäftskundenbereich wurden die Absatzmengen von Ökostrom im Geschäftsjahr 2011 beinahe versechsfacht und weitere Firmenkunden konnten für langfristige Lieferverträge mit Ökostrom gewonnen werden.

**Klimaschutzfonds proKlima.** Neben eigenen Potenzialen unterstützt enercity mit dem Klimaschutzfonds proKlima zusätzlich die in der Klima-Allianz aufgezeigten Potenziale zur CO<sub>2</sub>-Reduktion auf der Nachfrageseite beziehungsweise zum Energiesparen. Der bislang im europäischen Raum einzigartige, im Juni 1998 gegründete Klimaschutzfonds proKlima wird von enercity sowie den Städten des proKlima-Fördergebiets Hannover, Hemmingen, Laatzen, Langenhagen, Ronnenberg und Seelze finanziert. enercity übernimmt dabei einen Großteil (circa 75 Prozent) des jährlichen Fondsvolumens in Höhe von etwa fünf Millionen EUR. Schwerpunkt der Förderprogramme ist die Einsparung von Heizenergie und Strom. Gefördert werden beispielsweise energetische Modernisierungen von Wohngebäuden durch verbesserte Wärmedämmungen, neue Fernwärmeanschlüsse, Blockheizkraftwerke, Solarwärme- und Holzheizanlagen. Die Förderpolitik von proKlima setzt dabei bewusst Impulse für Innovationen und qualitativ hochwertige Umsetzungen.

**Energieeffiziente Straßenbeleuchtung.** Die Umstellung auf energieeffiziente Straßenbeleuchtungssysteme wird in Hannover seit vielen Jahren als kontinuierlicher Prozess verstanden. Mit der Ablösung der letzten Quecksilberdampf-Hochdrucklampe wurde bereits im Jahr 2009 – sechs Jahre vor dem EU-Verbot dieses Leuchtmittels – ein entscheidender Meilenstein erreicht. Im Rahmen des LED-Projekts II in 2011 wurden mit insgesamt 73 LED-Leuchten verschiedene Beleuchtungsaufgaben (Fußweg, Anliegerstraße, Fußgängerzone, Stadtteilplatz und Verkehrsstraße) auf DIN-gerechtem Lichtniveau gelöst. Gleichzeitig werden unterschiedliche Systeme intelligenter elektronischer Lichtsteuerung erprobt. Der ökologische Nutzen liegt in einer jährlichen Energieeinsparung in Höhe von 70 Prozent ohne Komfortverlust.

**BioErdgas als Kraftstoff.** Seit Juni 2010 bietet die eCG in Hannover BioErdgas an. Diesem Erdgas werden bilanziell 10,0 Prozent BioErdgas beigemischt, das in der Biogasanlage der BiRo GmbH & Co. KG, Ronnenberg, hergestellt und in der Biogasaufbereitungsanlage von enercity aufbereitet wird. Derzeit prüft die eCG die Beimischung von bis zu 100,0 Prozent abfallstämmigem BioErdgas an ausgewählten Tankstellen. Dieses BioErdgas wird unter anderem aus landwirtschaftlichen Reststoffen gewonnen und steht damit nicht in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion. Damit besteht die Möglichkeit die CO<sub>2</sub>-Emissionen um bis zu 90,0 Prozent zu reduzieren. Erdgasfahrzeuge können ohne Modifizierung mit 100,0 Prozent BioErdgas gefahren werden.

## 5 Mitarbeitende

**Unternehmenskultur.** Das interne Wertesystem bei enercity basiert auf den im Unternehmensleitbild beschriebenen Werten „aktiv, persönlich und kompetent“ als Maßstäbe für die Zusammenarbeit im Unternehmen, eine positive Arbeitsatmosphäre und Mitarbeitermotivation. Gleichsam wirkt das Handeln der Mitarbeitenden nach außen wie innen.

**Personalstrategie.** Die Wahrnehmung der sozialen Verantwortung für die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter gehört zum enercity-Leitbild. Eine adäquate Personalentwicklung und zielorientierte Sourcing-Strategie sowie eine hochqualifizierte, zunehmend duale Berufsausbildung sind die wesentlichen Elemente des Human Resource Management. Im Unternehmenskonzept K2020 sind die Erhaltung und punktuelle Steigerung der Mitarbeiterqualifikation und -kompetenz als ein wesentliches personalpolitisches Ziel formuliert.

**Herausforderungen für die Personalpolitik.** Die anhaltende Wettbewerbsintensität auf den Energiemärkten und der damit einhergehende Kostendruck sowie die Notwendigkeit von Effizienzsteigerungen in den internen Prozessen stellen die Personalpolitik zunehmend vor Herausforderungen. Außerdem sind die Effekte des demografischen Wandels vorausschauend zu analysieren und im Rahmen der strategischen und operativen Umsetzung zu berücksichtigen. Mit steigendem Durchschnittsalter der Beschäftigten ergibt sich die Notwendigkeit einer kontinuierlichen Weiterentwicklung der personalpolitischen Instrumente wie beispielsweise im

Bereich der Personalentwicklung und des Wissenstransfers.

**Entwicklung Personalbestand.** Der Personalbestand hat sich bei enercity wie folgt entwickelt:

Stand per 31.12.	2011	2010	2009	2008	2007
Kaufmännische Auszubildende	30	31	32	32	31
Technische Auszubildende	97	103	92	94	94
Auszubildende Gesamt	127	134	124	126	125
Mitarbeitende gesamt	2.587	2.642	2.705	2741	2731
davon Mitarbeitende in Altersteilzeit	226	305	382	232	273

Die Zahl der Auszubildenden ist im Hinblick auf die Gesamtbeschäftigtenzahl im Vorjahresvergleich annähernd konstant geblieben. Die Anzahl der Beschäftigten ist insgesamt im Vergleich zum Vorjahr weiterhin leicht gesunken. Diese Entwicklung ist das Resultat der Umsetzung des Projekts Triathlon aus dem Jahr 2004. Das Umsetzungspaket beinhaltet unter anderem sozialverträgliche Personalreduzierungen. Hierzu haben Vorstand und Betriebsrat beispielsweise Interessenausgleiche und einen Sozialplan vereinbart. Die Fluktuationsrate verringerte sich im Berichtsjahr auf 1,7 Prozent gegenüber 2,9 Prozent im Vorjahr.

Das Durchschnittsalter der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter bei enercity beträgt im Berichtsjahr etwa 44 Jahre (Vorjahr: 43 Jahre) bei einer durchschnittlichen Betriebszugehörigkeit von etwa 19 Jahren wie im Vorjahr. In 2011 wurden 131 Schwerbehinderte beschäftigt (Vorjahr: 127). Das entspricht einer Schwerbehindertenquote von 5,3 Prozent (Vorjahr: 5,0 Prozent). Die Schwerbehindertenquote von enercity liegt damit oberhalb der gesetzlich geforderten Fünf-Prozent-Grenze.

**Berufliche Ausbildung.** enercity stellt jährlich 31 Ausbildungsplätze in sieben Berufen und drei dualen Studiengängen zur Verfügung. Vor dem Hintergrund der aktuellen Bewerbersituation und dem allgemeinen Trend sinkender Schülerabgangszahlen haben Vorstand und Betriebsrat in diesem Geschäftsjahr vereinbart, den Ausbildungsjahrgängen 2011 bis 2013 nach erfolgreich bestandener Abschlussprüfung für die Dauer von zwölf Monaten ein befristetes Arbeitsverhältnis anzubieten. Auch im Geschäftsjahr 2011 haben alle Auszubildenden ihre Berufsausbildung erfolgreich abgeschlossen. Darüber hinaus bietet enercity in Kooperation mit der Pro Beruf GmbH vier zusätzliche Ausbildungsplätze für benachteiligte Jugendliche an.

**Nachwuchsförderung.** enercity hat bislang regelmäßig an der Fachhochschule Hannover und der Hochschule Weserbergland in Hameln etwa sieben dual Studierende zum Bachelor of Science in der Fachrichtung Elektrotechnik und Bachelor of Arts in der Fachrichtung Betriebswirtschaft ausgebildet. Das duale Studienplatzangebot wurde im Geschäftsjahr 2011 auf neun ausbildungs- und praxisorientierte Studienplätze erhöht. enercity sieht für Auszubildende mit dualen Studienabschluss einen wachsenden Bedarf und gute Einsatzmöglichkeiten. Darüber hinaus werden Stipendien für Studierende nach einer sehr gut abgeschlossenen Berufsausbildung bei enercity gewährt. Der Kontakt zu den Studierenden wird dabei während des Studiums aufrecht erhalten, um ihnen nach erfolgreichem Studienabschluss eine Perspektive bei enercity aufzeigen zu können. Im Geschäftsjahr 2011 wurden sieben Studierende (Vorjahr: drei) in Höhe von insgesamt sieben Tausend EUR (Vorjahr: drei Tausend EUR) gefördert.

**Personalentwicklung.** Das Thema Personalentwicklung gewinnt in Zeiten zunehmenden Wettbewerbs immer mehr an Bedeutung. Wesentliche Elemente sind hierbei jährliche Personalentwicklungsgespräche zwischen der Führungskraft und den jeweiligen Mitarbeitenden. Hierfür wurden die Führungskräfte im Berichtsjahr in einem neuen Gesprächskonzept geschult, bei dem Problemlösungsorientierung und wirkungsvolles Feedback die wesentlichen Elemente darstellten. Darüber hinaus erhielten Führungskräfte individuelle, fachliche und persönliche Weiterqualifizierungsangebote. Grundlage bilden speziell auf das identifizierte Entwicklungspotenzial abgestimmte Entwicklungspläne. Ergänzend wurden Führungskräfte-dialog-Veranstaltungen zu verschiedenen Themen mit namhaften Referenten durchgeführt mit dem Ziel, den gegenseitigen Austausch und eine verstärkte Netzwerkbildung über die einzelnen Führungsebenen hinaus zu fördern. Das Bildungsbudget lag im Berichtsjahr mit insgesamt 2,4 Mio. EUR (Vorjahr: 2,5 Mio. EUR) beziehungsweise 930 EUR je Mitarbeitenden (Vorjahr: 942 EUR je Mitarbeitenden) annähernd auf Vorjahresniveau.

**Wissenstransfer.** Um das Spezialwissen der Mitarbeitenden im Falle eines Arbeitsplatzwechsels oder Ausscheidens aus dem Unternehmen zu sichern, wurde der Prozess Wissenstransfer etabliert. An dem Wissenstransfer nehmen der Wissensgeber und Wissensnehmer sowie die Führungskraft teil. Der Prozess ist individuell gestaltet und beinhaltet neben beruflichem Fachwissen auch Erfahrungen, Netzwerke, Kompetenzen sowie mit dem Aufgabengebiet in Zusammenhang stehende Tätigkeiten.

**Frauenförderung und familienorientierte Personalpolitik.** Der Anteil von Frauen an der Gesamtbeschäftigtenzahl hat sich auch in diesem Jahr leicht erhöht. Zudem hat der Anteil von Frauen in Führungspositionen im Gegensatz zum Vorjahr wieder leicht zugenommen.

	Frauen bei enercity			Frauen in Führungspositionen		
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2009	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2009
absolut	577	587	583	22	19	22
in Prozent	22,3	22,2	21,6	11,3	9,9	11,8

Im November 2011 bot die Dialogveranstaltung „Yes – she can“ des Arbeitsdirektors und der Arbeitsgruppe Gleichstellung des Betriebsrats ein Forum für die Beteiligung der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter an der Diskussion zur Frauenförderung. Im Ergebnis ist festzuhalten, dass enercity die weiblichen Beschäftigten und ihre Potenziale wahrnimmt und individuelle Förderungen sowie vielfältige Angebote zur Vereinbarkeit von Familie und Beruf – wie beispielsweise ein Eltern-Kind-Büro und eine Betriebskinderkrippe – anbietet. Eine Vielzahl von Arbeitszeitmodellen trägt dazu bei, die Arbeitszeit mit den Lebensumständen, wie zum Beispiel der Kinderbetreuung, in Einklang zu bringen. Zudem schafft alternierende Telearbeit, die derzeit auf etwa 60 Arbeitsplätzen (Vorjahr: 52 Arbeitsplätze) realisiert wird, die Möglichkeit zur Arbeitsortflexibilität. Auch wird seit Jahren eine Sommerferienbetreuung für Mitarbeiterkinder angeboten. Darüber hinaus gewährt enercity Unterstützungsangebote hinsichtlich der Vereinbarkeit von Beruf und Pflege. Die genannten personalpolitischen Instrumente sollen insgesamt eine erhöhte Attraktivität von enercity als Arbeitgeber bewirken und zur Mitarbeiterzufriedenheit beziehungsweise -bindung beitragen. Eine insgesamt familienbewusste Personalpolitik wurde enercity in 2010 mit dem Zertifikat „Audit berufundfamilie“ bestätigt.

**Lebensarbeitszeitkonten:** Seit 2008 ist die Betriebsvereinbarung Lebensarbeitszeitkonto in Kraft. Seitdem besteht die Möglichkeit durch Umwandlung von Zeit beziehungsweise Geld die Lebensarbeitszeit insgesamt um bis zu fünf Jahre zu verkürzen.

Zum Ende des Geschäftsjahres bestanden insgesamt 173 Lebensarbeitszeitkonten mit etwa 130 Tausend Stunden. Im Vorjahr waren es 143 Lebensarbeitszeitkonten und rund 84 Tausend Stunden.

**Altersversorgung.** Nach dem TV-V haben die enercity-Beschäftigten Anspruch auf eine zusätzliche Alters- und Hinterbliebenenversorgung des öffentlichen Dienstes als Pflichtversicherung des Arbeitgebers. enercity ist dazu Mitglied bei der Zusatzversorgungskasse der Stadt Hannover (ZVK). Nach Maßgabe des Tarifvertrages über die zusätzliche Altersvorsorge der Beschäftigten des öffentlichen Dienstes (ATV-K) finanziert enercity über monatliche Umlagezahlungen von zurzeit 5,07 Prozent und ein Sanierungsgeld von derzeit 3,51 Prozent des Zusatzversicherungspflichtigen Entgelts den Aufbau einer Betriebsrente. Die Umlagen werden durch den Arbeitgeber pauschal versteuert.

Zusätzlich zur Betriebsrente besteht die Möglichkeit, durch eigene Beiträge eine freiwillige kapitalgedeckte Altersvorsorge bei der ZVK oder der Sparkassen Pensionskasse aufzubauen. Im Geschäftsjahr 2011 haben 16,7 Prozent der Beschäftigten die Entgeltumwandlung in Anspruch genommen (Vorjahr: 14,2 Prozent). Bei der ZVK kann zudem eine Entgeltumwandlung aus dem Nettoeinkommen vorgenommen werden.

**Gesundheitsmanagement.** Bei enercity ist ein Gesundheitsmanagement eingerichtet, das durch einen Lenkungsausschuss zentral gesteuert wird. Unter dem Programmnamen „enercity & ich – Gesundheit in unseren Händen“ werden die fünf Handlungsfelder Führung, Psyche, Ernährung, Bewegung und Prävention erfasst. Im Geschäftsjahr 2011 lag der Handlungsschwerpunkt auf dem Thema Bewegung. Des Weiteren zählen zum Gesundheitsmanagement die Angebote des betriebsärztlichen Dienstes zu Präventionsmaßnahmen und arbeitsspezifischen Entlastungsmöglichkeiten sowie die Angebote der Sozialberatung. Im Berichtsjahr wurden unter anderem eine Präventionsveranstaltung zum Thema Haut und eine Dialogveranstaltung zum Thema Stress durchgeführt.

**Arbeitssicherheit.** Sämtliche Verfahrensregelungen, Arbeitsanweisungen, Betriebsanweisungen und weitere Dokumente zum Thema Arbeitssicherheit sind im integrierten Managementsystem (IMS) in digitaler Form hinterlegt. Das IMS erfüllt die Anforderungen aus OHSAS 18001. Im Geschäftsjahr 2011 haben sich die enercity-Kennzahlen zum Unfallgeschehen positiv entwickelt. Die Unfallquote lag bei 18,5 Unfällen je 1.000 Mitarbeitende (Vorjahr: 23,2 Unfälle je 1.000 Mitarbeitende) beziehungsweise bei 12,1 Unfällen je eine Mio. geleistete Arbeitsstunden (Vorjahr: 15,5 Unfälle je eine Mio. geleistete Arbeitsstunden).

## 6. Bindung an Stadt und Region

enercity ist mit der Landeshauptstadt Hannover und ihren Bürgerinnen und Bürgern traditionell verbunden, was sich sowohl in einem wirtschaftlichen und kulturellen Engagement als auch einem aktiven Sozial- und Sportsponsoring zeigt.

**Wirtschaft.** Im Geschäftsjahr 2011 werden der Landeshauptstadt Hannover und der Region Hannover 80,4 Mio. EUR (Vorjahr 88,5 Mio. EUR) über die VVG zugeführt. Zusätzlich zahlt enercity eine Konzessionsabgabe von 41,6 Millionen EUR (Vorjahr 45,7 Mio. EUR) an die Landeshauptstadt Hannover und die Umlandgemeinden. Darüber hinaus repräsentiert enercity durch die Vergabe von umfangreichen Aufträgen an die heimische Wirtschaft und an heimische Handwerksbetriebe einen wesentlichen Wirtschaftsfaktor in Stadt und Region. Aktuelle Ergebnisse einer Marktforschungsstudie des pestel-Institutes zufolge profitiert die regionale Wirtschaft auch von der proKlima-Förderung: Im Durchschnitt entstehen Folgeinvestitionen von 12,70 EUR pro einem EUR Fördergeld, wovon über 50 Prozent im Fördergebiet und weitere 26 Prozent in der übrigen Region verbleiben. Insgesamt trägt proKlima zur Sicherung von 257 Arbeitsplätzen in der Region bei.

**Kultur und Sport.** Als Gründungssponsor und Kooperationspartner unterstützt enercity seit fünf Jahren das Junge Schauspiel Hannover. In dieser Zusammenarbeit erhalten Jugendliche die Chance ihre Talente und Fähigkeiten zu entdecken. Im diesjährigen Kooperationsprojekt wird das Stück Coraline nach dem Roman von Neil Gaiman aufgeführt. Das jährliche Jazzfestival „enercity swinging hannover“ fand zum siebten Mal in Folge mit der Unterstützung von enercity statt. Darüber wurde 2011 der Neubau des Sprengel Museums Hannover mit einer Mio. EUR im Rahmen eines Sponsoringvertrages unterstützt. Der Erweiterungsbau soll die Stellung des Museums im nationalen wie auch internationalen Wettbewerb nachhaltig stärken. enercity hatte bereits im Jahr 2009 im Rahmen der Großausstellung „Marc, Macke, Delaunay“ das Sprengel Museum unterstützt. Für das Jahr 2013 ist die Zusammenarbeit in einem weiteren Projekt geplant. Darüber hinaus unterstützt enercity im Sport seit dem Jahr 2010 den Handball-Erstligisten TSV Hannover-Burgdorf.

**Soziales.** Seit einigen Jahren unterstützt enercity Initiativen und Organisationen der Kinderbetreuung und -hilfe in Hannover. Im Geschäftsjahr 2011 wurden zum Beispiel zehntausend EUR je hälftig an den Clinic Clowns Hannover e.V. zur Betreuung schwerkranker Kinder und die Aktion Kindertraum für die Arbeit mit blinden Kindern gespendet. Darüber hinaus übernimmt enercity auch soziale Verantwortung für die Mitarbeitenden, indem attraktive Arbeits- und Ausbildungsplätze zur Verfügung gestellt werden.

## 7. Analyse des Geschäftsverlaufs und der Lage

### 7.1 Gesamtbeurteilung

**Stabile Gesamtentwicklung.** Insgesamt zeigt sich im Geschäftsjahr 2011 unter schwierigen Marktbedingungen eine stabile Entwicklung auf Basis der strategischen Planung K2020.

Die Umsatzerlöse erhöhten sich unter Berücksichtigung der Erträge aus Strom- und Gasderivaten um 6,4 Prozent, bei unterschiedlichen Entwicklungen in den einzelnen Sparten. Der größte Anteil an den Umsätzen entfällt dabei unverändert auf den Strom- und Gasbereich. Die zu den Umsätzen stärker gestiegenen Materialaufwendungen führten zu einem um 8,8 Prozent beziehungsweise 32,2 Mio. EUR verringerten Rohertrag.

**EBIT.** Das enercity-EBIT („Earnings before Interest and Taxes“ = Ergebnis vor Ertragsteuern und Zinsergebnis) sank um 20,4 Mio. EUR auf 155,8 Mio. EUR (Vorjahr: 176,2 Mio. EUR). Das EBIT lag damit um 11,6 Prozent niedriger als Vorjahr, aber oberhalb des im Wirtschaftsplan für 2011 prognostizierten Wertes. Bei einem leicht verbesserten Zinsergebnis liegt das Jahresergebnis vor Gewinnabführung und Ausschüttung auf die Genussscheine um 14,1 Prozent unter dem Vorjahr und sank damit ebenfalls.

**ROCE.** Die Ertragslage im Geschäftsjahr 2011 spiegelt sich in einem ROCE (Return on Capital Employed) von 11,6 Prozent (Vorjahr: 13,8 Prozent) wider. Das durchschnittliche Capital Employed hat sich durch Investitionstätigkeiten auf 1.340,8 Mio. EUR (Vorjahr: 1.277,3 Mio. EUR) erhöht.

**Unternehmensinternes Steuerungssystem.** Die Basis für die interne Steuerung bei enercity sind die Steuerungsgrößen EBIT und ROCE. Das EBIT beschreibt das operative Ergebnis vor Zinsen und Ertragsteuern. Die Steuerungskennzahl ROCE ist eine

Kapitalrendite vor Steuern. Der ROCE misst den nachhaltig aus dem operativen Geschäft erzielten Erfolg auf das eingesetzte Kapital. Er setzt das EBIT in Relation zu dem durchschnittlichen Capital Employed des Geschäftsjahres. Das Capital Employed spiegelt das im Unternehmen gebundene und zu verzinsende Kapital wider. Es ergibt sich aus der Bilanzsumme abzüglich des nicht zinstragenden Kapitals. Bei enercity zählen hierzu im Wesentlichen Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen, sonstige Rückstellungen und Steuerrückstellungen sowie erhaltene Zuschüsse. Der ROCE misst, wie effektiv und profitabel enercity mit dem eingesetzten Kapital wirtschaftet. Im Sinne einer wertorientierten Unternehmenssteuerung verfolgt die enercity-Unternehmensführung einen ROCE, der über den Verzinsungsansprüchen der Kapitalgeber liegt.

Die enercity-Unternehmenssteuerung erfolgt auf Gesamtunternehmensebene über die Steuerungskennzahl ROCE. Auf Grundlage des langfristigen Unternehmenskonzeptes wird die Mindestverzinsung des eingesetzten Kapitals festgelegt. Auf die einzelnen Fachbereiche von enercity werden Budgets zu Investitionen sowie Kosten und der EBIT im Zielvereinbarungsprozess heruntergebrochen. Neben den finanziellen Zielen werden mit den Fachbereichen, insbesondere Führungskräften, auch Ziele vereinbart, welche die Kunden-, Mitarbeiter- und Prozessperspektive abdecken. Dem Vorstand wird quartalsweise über die Ausprägung der Steuerungsgrößen sowie künftige Schätz- und Prognosewerte Bericht erstattet. Die Berichterstattung umfasst auch Investitions- und Kostenentwicklungen. Zu den Perspektiven Finanzen, Kunden, Mitarbeiter und Prozesse findet unterjährig ein Review statt.

## 7.2 Ertragslage

Die Ertragslage stellt sich im Vorjahresvergleich wie folgt dar:

Ertragslage (Kurzfassung)	2011	2010	Veränderung in	
	TEUR	TEUR	TEUR	%
Umsatzerlöse[1]	2.743.935	2.577.726	166.209	6,4
Materialaufwand <sup>1</sup>	2.409.455	2.211.074	198.381	9,0
Rohertrag[2]	334.480	366.652	-32.172	-8,8
Personalaufwand	194.021	194.487	-466	-0,2
Konzessionsabgabe	41.569	45.701	-4.132	-9,0
Übrige betriebliche Aufwendungen	101.144	125.348	-24.204	-19,3
Übrige betriebliche Erträge	200.404	192.657	7.747	4,0
Beteiligungsergebnis und Zinserträge aus Ausleihungen	21.329	42.926	-21.597	-50,3
EBITDA	219.479	236.698	-17.219	-7,3
Abschreibungen (inkl. Zuschreibungen)	63.664	60.459	3.205	5,3
EBIT	155.815	176.239	-20.424	-11,6
Zinsergebnis	-28.585	-29.953	1.368	-4,6
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	127.230	146.286	-19.056	-13,0
Ertragsteuern	3.607	4.163	-556	-13,4
Erfolgsunabhängige Steuern	2.909	1.592	1.317	82,7
Jahresergebnis vor Gewinnabführung und Ausschüttung auf Genussscheine	120.714	140.531	-19.817	-14,1
Gewinnabführung	100.109	110.548	-10.439	-9,4
Ausschüttung auf Genussscheine	3.605	3.983	-378	-9,5
Einstellung in Gewinnrücklage der SWH	17.000	26.000	-9.000	-34,6
Bilanzgewinn	0	0	0	0,0

[1] Die Erträge (70.665 TEUR; Vorjahr: 95.336 TEUR) und Aufwendungen (53.972 TEUR; Vorjahr: 134.975 TEUR) aus Strom- und Gasfutures sowie Strom- und Gas Rohwarenswhaps wurden nicht den übrigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen, sondern den Umsatzerlösen bzw. dem Materialaufwand zugeordnet.

[2] Ohne andere aktivierte Eigenleistungen und Bestandsveränderungen.

enercity erwirtschaftete den Gesamtumsatz im Wesentlichen im Inland. Dabei stellt das Konzessionsgebiet das wesentliche Absatzgebiet für Endkunden dar. Dies gilt vor allem für die Absätze in den Sparten Wasser und Wärme und in großen Teilen auch für den Gasabsatz. Die Wärmesparte beinhaltet im Wesentlichen das Fernwärmegeschäft.

**Umsatzerlöse.** Im Jahr 2011 erwirtschaftete enercity Umsatzerlöse in Höhe von 2.743,9 Mio. EUR und damit 6,4 Prozent mehr als im Vorjahr. Dabei sind Erlösrückgänge bei Gas und Wärme zu verzeichnen. Dagegen konnten beim Strom als auch bei den sonstigen Geschäften Umsatzsteigerungen verzeichnet werden.

Die Entwicklung der Umsatzerlöse bildet sich in den einzelnen Sparten wie folgt ab:

In der **Stromsparte** wurden Erlöse in Höhe von 1.770,3 Mio. EUR (Vorjahr: 1.617,2 Mio. EUR) erzielt. Dabei tragen die Stromhandelsgeschäfte mit 1.014,0 Mio. EUR (Vorjahr: 922,3 Mio. EUR) zu den Stromerlösen bei. Die Zunahme resultiert aus gestiegenen Handelsmengen bei allerdings geringeren Preisen an der Strombörse. Neben dem Anstieg im Handel waren auch die Erlöse mit Kunden um 62,1 Mio. EUR höher. Dabei nahmen die Erlöse mit Kunden außerhalb des Konzessionsgebiets mengen- und preisbedingt um 77,8 Mio. EUR zu und konnten damit den mengenbedingten Rückgang unter anderem aufgrund von Kundenverlusten bei den Erlösen mit Kunden im Konzessionsgebiet mehr als kompensieren. Darüber hinaus sanken die Erträge aus den zur Absicherung der Commodity-Risiken eingesetzten Derivaten um 28,1 Mio. EUR. Insgesamt stiegen die Stromerlöse um 9,5 Prozent.

Die Erlöse der **Gassparte** (685,8 Mio. EUR; Vorjahr: 698,1 Mio. EUR) sind bei gestiegenen Preisen mengenbedingt um 1,8 Prozent zurückgegangen. Dabei sind die Gashandelsgeschäfte (361,3 Mio. EUR; Vorjahr: 300,0 Mio. EUR) bei einem fast unveränderten



Mengenvolumen um 20,4 Prozent gestiegen. Beim Absatz an Kunden waren neben dem Verlust eines Weiterverteilers witterungs- und damit mengenbedingte Umsatzrückgänge von insgesamt 21,1 Prozent zu verzeichnen. Die Mengensteigerung durch Kundengewinne außerhalb des Konzessionsgebiets konnte den Gesamtrückgang nur leicht mildern. Zudem stiegen die Erträge aus den zur Absicherung der Commodity-Risiken eingesetzten Derivate um 3,4 Mio. EUR.

Im **Bereich Wärme** ist ein Rückgang der Umsatzerlöse um 4,3 Mio. EUR auf 72,7 Mio. EUR zu verzeichnen. Grund hierfür sind die witterungsbedingt gesunkenen Absatzmengen im Fernwärmebereich.

Die **Wassererlöse** betragen 75,8 Mio. EUR im Jahr 2011 und lagen damit 0,9 Mio. EUR unter dem Vorjahreswert. Damit setzte sich der langjährige Trend der mengenbedingten rückläufigen Umsätze im Wasserbereich wieder fort.

Die Umsatzerlöse im **Dienstleistungsbereich** sind um 28,2 Prozent auf 139,3 Mio. EUR (Vorjahr: 108,7 Mio. EUR) gestiegen. Der Anstieg resultiert hauptsächlich aus preisbedingt gestiegenen Erlösen aus dem Verkauf von Kohle (103,8 Mio. EUR; Vorjahr: 73,9 Mio. EUR). Zudem tragen zu den Dienstleistungserlösen Nebengeschäfte bei. Zu diesen zählen unter anderem Dienstleistungen und Arbeitnehmerüberlassungen an Tochtergesellschaften.

**Materialaufwand.** Der gesamte Materialaufwand, der im Wesentlichen Bezugskosten für Strom, Gas, Wasser und Fernwärme enthält, hat sich gegenüber dem Vorjahr um 198,4 Mio. EUR auf nunmehr 2.409,5 Mio. EUR erhöht. Einhergehend mit der Erlösentwicklung im Energiehandel sind die Aufwendungen aus dem Stromhandel mengenbedingt um 98,3 Mio. EUR gestiegen. Zudem stiegen die Gashandelsaufwendungen bei leichter Mengenzunahme preisbedingt um 96,6 Mio. EUR an. Die Strombezugskosten erhöhten sich aufgrund gestiegener Rohstoffpreise bei den eigenen Erzeugungskapazitäten und einem verstärkten Fremdbezug um 146,3 Mio. EUR. Dagegen sanken die Gasbezugskosten mengenbedingt um 54,4 Mio. EUR. Zudem gingen die Aufwendungen aus den zur Absicherung der Commodity-Risiken eingesetzten Derivate um 81,0 Mio. EUR zurück. Der Wasserbezug ist aufgrund der weitestgehenden Eigenerzeugung von untergeordneter Bedeutung. In den übrigen Materialaufwendungen sind die Aufwendungen für Kohleinkäufe zur Weiterveräußerung enthalten, die aufgrund von Preissteigerungen um 20,3 Mio. EUR auf 100,6 Mio. EUR angestiegen sind.

**Bezogene Leistungen.** In den bezogenen Leistungen sind die an die Netzbetreiber zu leistenden Netzentgeltzahlungen mit 181,9 Mio. EUR (Vorjahr: 207,2 Mio. EUR) enthalten. Dabei sanken die zu leistenden Netzentgelte an die eNG für im Konzessionsgebiet versorgte Kunden aufgrund der stark gesunkenen Absatzmengen im Gasbereich von 169,2 Mio. EUR auf 141,9 Mio. EUR. Für außerhalb des Netzgebietes versorgte Kunden entstanden aufgrund gestiegener Absatzmengen im Strom- und Gasbereich höhere Netznutzungsaufwendungen von 39,9 Mio. EUR (Vorjahr: 38,0 Mio. EUR).

**Abschreibungen.** Die Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und auf Sachanlagen sind mit 47,7 Mio. EUR (Vorjahr 46,9 Mio. EUR) nur leicht verändert. Die Abschreibungen auf Finanzanlagen sind auf die Abwertung von Beteiligungen in Höhe von 16,0 Mio. EUR zurückzuführen. Hierin ist der Werteverzehr der Beteiligung KWM mit 11,5 Mio. EUR enthalten.

**Personalaufwand.** Der Personalaufwand ist bei einer reduzierten Mitarbeiterzahl gegenüber dem Vorjahr leicht auf 194,0 Mio. EUR gesunken (194,5 Mio. EUR).

**Konzessionsabgabe.** Die Konzessionsabgabenzahlungen an Städte und Gemeinden im enercity-Konzessionsgebiet entsprechen den diesen Verpflichtungen zugrunde liegenden Absatz- beziehungsweise Umsatzentwicklungen. Sie wurden in voller Höhe erwirtschaftet und sind aufgrund gesunkener Absatzmengen, gerade im Bereich Gas, niedriger als im Vorjahr.

**Übrige betriebliche Aufwendungen.** Die Reduzierung der übrigen betrieblichen Aufwendungen um 24,2 Mio. EUR resultiert aus geringeren Wertberichtigungen auf Forderungen (-6,9 Mio. EUR) und Sondereffekten im Vorjahr.

**Übrige betriebliche Erträge.** Der Anstieg der übrigen betrieblichen Erträge um 7,7 Mio. EUR resultiert hauptsächlich aus den gestiegenen Gewinnen im Rahmen von Derivategeschäften.

**Finanzergebnis.** Das Finanzergebnis ist um 20,2 Mio. EUR auf - 7,3 Mio. EUR zurückgegangen. Dabei hat sich das Zinsergebnis leicht verbessert (+ 1,4 Mio. EUR). Gegenläufig wirkte das – im Wesentlichen aufgrund des verschlechterten Ergebnisses der eNG – um insgesamt 21,6 Mio. EUR gesunkene Beteiligungsergebnis.

Nach Bedienung des Genussscheinkapitals in Höhe von 3,6 Mio. EUR ergibt sich ein entsprechend dem Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrag mit der VVG abzuführender Gewinn von 100,1 Mio. EUR. Ein Betrag von 17,0 Mio. EUR wird zur Stärkung des Eigenkapitals in die anderen Gewinnrücklagen eingestellt.

## **7.3 Finanz- und Vermögenslage**

### **7.3.1 Ziele und Grundsätze des Finanzmanagements**

Das enercity-Finanzmanagement hat die langfristig stabile Unternehmensfinanzierung sowie die Sicherstellung der jederzeitigen Zahlungsfähigkeit unter Beachtung ausgewogener Bilanzstrukturen zum Ziel. Unter Wahrung einer hohen Verlässlichkeit und Sicherheit soll gleichzeitig für die Finanzierung eine größtmögliche Flexibilität erreicht werden, um den Herausforderungen des energiepolitischen Umfelds gerecht werden zu können. Die Bereitstellung und Bewirtschaftung der finanziellen Ressourcen schaffen dabei unternehmerische Spielräume und halten Handlungsmöglichkeiten für strategische Optionen offen.

Grundsätzlich erfolgen alle Finanzierungsaktivitäten im Rahmen der unternehmensspezifischen Finanzrichtlinien. Diese bilden den Handlungsrahmen für das enercity-Finanzmanagement und entsprechen den Organisations- und Sorgfaltspflichten des Unternehmens.

### **7.3.2 Finanzwirtschaftliche Schwerpunkte im abgelaufenen Geschäftsjahr**

**Finanzierungsfazilitäten.** Zur Deckung des Gesamtfinanzierungsbedarfes von enercity stehen grundsätzlich die Mittelzuflüsse aus der laufenden Geschäftstätigkeit und externe Finanzierungsfazilitäten zur Verfügung. Das Innenfinanzierungspotenzial umfasste im Geschäftsjahr 2011 einen operativen Cashflow in Höhe von 178,2 Mio. EUR (Vorjahr: 158,2 Mio. EUR). Die im Zusammenhang mit der enercity-Wachstumsstrategie stehenden Investitionsprojekte – wie der Ausbau der Kraftwerkskapazitäten, die Erweiterung der Gasspeicherkaverne und insbesondere der 2009 vollzogene Anteilserwerb an der Thüga AG – sind über bilaterale Kredite und zwei Schulscheindarlehen finanziert.

Der Gesamtbestand an Darlehen beträgt zum Stichtag 31. Dezember 2011 734,2 Mio. EUR (Vorjahr: 759,4 Mio. EUR), davon sind –

wie bereits im Vorjahr – 707,0 Mio. EUR auf 6-Monats-Euribor-Basis zu verzinsen. Die Darlehen sind damit zu 96,3 Prozent variabel verzinslich und zu 3,7 Prozent festverzinslich. Im Geschäftsjahr 2011 wurden im Saldo Tilgungen in Höhe von 25,2 Mio. EUR geleistet. Der Darlehensgesamtbestand hat eine durchschnittliche Restlaufzeit von 5,4 Jahren.

Im Zusammenhang mit den Kreditverbindlichkeiten wurden mit den Kreditgebern Financial Covenants vereinbart. Diese umfassen insbesondere Finanzkennzahlen zur Eigenkapitalausstattung und Entschuldungsfähigkeit. Die mit den Kreditgebern vereinbarten Financial Covenants sind während des Geschäftsjahres jederzeit eingehalten worden.

Für die Darstellung der Fälligkeitsstruktur der Darlehen und für Erläuterungen zum enercity-Genussrechtskapital wird auf den Anhang in diesem Abschluss verwiesen.

**Zinsentwicklung.** Die langfristige Zinssicherung für die variabel verzinsten Darlehen erfolgt durch den Einsatz von Zinsswaps. Die zur Zinssicherung abgeschlossenen Swapverträge haben zum 31. Dezember 2011 ein Vertragsvolumen von 700,0 Mio. EUR (Vorjahr: 630,0 Mio. EUR). Die durchschnittliche Restlaufzeit beträgt 14,1 Jahre. Der durchschnittliche Festzinssatz des Swap-Portfolios liegt bei 3,29 Prozent (Vorjahr: 3,24 Prozent).

**Entwicklung Fondsanlagen.** Aufgrund des Kapitalbedarfs für die getätigten Wachstumsinvestitionen wurde im Jahr 2011 ein Spezialfonds der Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft in Höhe von 30,3 Mio. EUR aufgelöst. Das Gesamtvolumen der in den verbleibenden zwei Spezialfonds investierten Mittel beträgt zum 31. Dezember 2011 noch rund 61,3 Mio. EUR.

**Liquiditätssteuerung.** Für den kurzfristigen Liquiditätsbedarf sind schriftlich vereinbarte Kreditlinien in Höhe von insgesamt 140,3 Mio. EUR eingeräumt worden. Daneben stehen bei Banken intern vorgemerkte Linien über weitere 95,0 Mio. EUR zur Verfügung (Vorjahr: 80,0 Mio. EUR). Die Kreditlinien haben im Wesentlichen keine Laufzeitbegrenzung. Zum Stichtag 31. Dezember 2011 waren die Kreditlinien – wie bereits im Vorjahr – nicht in Anspruch genommen. Die üblichen saisonalen Liquiditätsschwankungen werden über kurzfristige Geldanlagen und -aufnahmen ausgeglichen. Dazu stehen zum Stichtag neun Bankpartner zur Verfügung.

**Devisenhandel.** Schwerpunkt des Devisenhandels war im Geschäftsjahr 2011 die Absicherung der auf den internationalen Märkten beschafften Kraftwerkskohle. enercity beschafft jährlich Importkohle in einem preisabhängigen Schwankungsspielraum von rund 100 Mio. US-Dollar bis 150 Mio. US-Dollar. Das damit verbundene Währungsrisiko wird für die Geschäftsjahre 2012 bis 2015 durch Kurssicherungen mittels Devisentermingeschäften reduziert und aktiv gesteuert.

**Ausblick.** Aufgabe des enercity-Finanzmanagements wird es in den nächsten Jahren weiterhin sein, die Finanzierungsmöglichkeiten zu optimieren. Nach der konzentrierten Ausweitung des Kreditvolumens für diverse Wachstumsinvestitionen in den vergangenen Geschäftsjahren wird der Schwerpunkt zukünftig darauf liegen, bei Darlehensprolongationen und Anschlussfinanzierungen die Mittelbereitstellung weiterhin zu guten Konditionen zu sichern.

### 7.3.3 Investitionen und Substanzerhaltung

enercity hat in diesem Geschäftsjahr Investitionen in Höhe von insgesamt 120,5 Mio. EUR getätigt (Vorjahr: 443,6 Mio. EUR). Diese verteilen sich auf Sachanlagen in Höhe von 62,4 Mio. EUR (Vorjahr: 80,6 Mio. EUR), auf Finanzanlagen mit 57,0 Mio. EUR (Vorjahr: 360,6 Mio. EUR) sowie immaterielle Vermögensgegenstände mit einem Betrag von 1,2 Mio. EUR (Vorjahr: 2,4 Mio. EUR).

**Finanzanlagen.** Die Finanzinvestitionen umfassen im Wesentlichen die Vergabe von langfristigen Gesellschafterdarlehen in Höhe von insgesamt 31,7 Mio. EUR (Vorjahr: 85,3 Mio. EUR) an Danpower, GHG und GKL sowie die Anteilserhöhungen an Danpower (18,9 Mio. EUR) und GHG (3,7 Mio. EUR).

**Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände.** Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände für die Geschäftsjahre 2011 und 2010 verteilen sich auf die Geschäftsbereiche wie folgt:

	Sachanlagen		immaterielle Vermögensgegenstände	
	2011 TEUR	2010 TEUR	2011 TEUR	2010 TEUR
Strom	24.277,2	44.940,2	0,0	0,0
Gas	12.871,6	11.019,1	0,0	12,1
Wasser	11.122,5	8.137,2	0,2	0,0
Wärme	4.314,9	5.886,1	2,9	0,0
Gemeinsame Bereiche	9.770,5	10.619,3	1.180,1	2.366,4
	62.356,7	80.601,9	1.183,2	2.378,5
	Gesamt		davon im Bereich Netze	
	2011 TEUR	2010 TEUR	2011 TEUR	2010 TEUR
Strom	24.277,2	44.940,2	16.018,3	9.266,3
Gas	12.871,6	11.031,2	4.894,7	9.265,9
Wasser	11.122,7	8.137,2	4.568,5	3.208,4
Wärme	4.317,8	5.886,1	1.969,9	1.003,2
Gemeinsame Bereiche	10.950,6	12.985,7	115,5	177,8
	63.539,9	82.980,4	27.566,9	22.921,6

Die Investitionen in das Sachanlagevermögen betreffen im Wesentlichen geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau (28,5 Mio. EUR; Vorjahr: 49,8 Mio. EUR) sowie Verteilungsanlagen (27,8 Mio. EUR; Vorjahr: 23,6 Mio. EUR). Im Bereich Strom entfallen die Investitionen schwerpunktmäßig auf Kabelnetze (15,2 Mio. EUR), während für die Modernisierung und Erweiterung des Heizkraftwerks in Linden in 2011 lediglich etwa 0,4 Mio. EUR (Vorjahr: 27,4 Mio. EUR) angefallen sind. Die getätigten Investitionen für diese Maßnahme werden bei GKL abgebildet. Die Finanzierung erfolgt über Gesellschafterdarlehen von enercity. Im Bereich Gas wurde vorrangig in Rohrnetze und Hausanschlüsse (5,1 Mio. EUR), im Bereich Wasser in Versorgungsleitungen und Hausanschlüsse

(5,2 Mio. EUR), in der Wärme in Versorgungs- und Anschlussleitungen (6,2 Mio. EUR) beziehungsweise in den gemeinsamen Bereichen in Büro- und Werkstattinventar, Software und Fernmeldekabel (6,6 Mio. EUR) investiert.

**Getätigte Investitionen und Maßnahmen zur Substanzerhaltung im Netz.** Die Länge des Leitungsnetzes erhöhte sich im Bereich Strom im Geschäftsjahr 2011 um 45 Kilometer auf insgesamt 7.434 Kilometer. Durch weitere Netzoptimierungen verringerte sich das Gasverteilungsnetz um 13 Kilometer auf insgesamt 1.929 Kilometer, zuzüglich 1.002 Kilometer Hausanschlussleitungen. Das Transport- und Verteilnetz der Wasserversorgung, bestehend aus Zubringer-, Haupt- und Versorgungsleitungen, hatte zum Stichtag eine Gesamtlänge von 2.212 Kilometern, gegenüber 2.209 Kilometern im Vorjahr, zuzüglich weiterer 1.245 Kilometer Hausanschlussleitungen. Die Länge des Leitungsnetzes der Fernwärmeversorgung ist in 2011 relativ unverändert bei einer Länge von 301 Kilometer (Vorjahr: 295 Kilometer).

Die Investitionen für Erneuerungsmaßnahmen basieren auf den alle zwei Jahre überarbeiteten Instandhaltungskonzepten für die jeweiligen Netze. Diese enthalten unter anderem Aussagen über die Schadensentwicklung und die Substanzbewertung und zum mittelfristigen Ersatzbedarf auf der Basis von technischen Lebensdauerverteilungen. Bei der derzeitigen Mischung aus punktuelltem Substanzaufbau und an anderen Stellen kontrolliertem moderatem Substanzverzehr kann weiterhin von einer befriedigenden Gesamtsituation mit einzelnen Problemfeldern ausgegangen werden.

**Stromnetz.** Im Rahmen des GuD-Modernisierungsprojekts am HKW Linden wird das durch die eNG erstellte 110-kV-Einspeisekonzept umgesetzt. Das Konzept wurde in Verbindung mit einem 110-kV-Zielnetz entwickelt und soll mittelfristig eine Reduzierung der 110-kV-Netzsubstanz und eine geringere Redundanz in den Betriebsmitteln bei einer gleichzeitigen Erhöhung der Übertragungsfähigkeit im 110-kV-Netz erreichen. Im Geschäftsjahr 2011 wurden die Leistungsableitungen der GuD-Modernisierung und die Umsetzung des Hochspannungszielnetzes zum Umspannwerk (UW) Anderten fertig gestellt. Für die Jahre 2012 und 2013 ist geplant, die Leistungsfähigkeit der Übergabe am UW Mehrum zu erhöhen und die 110-kV-Leitungsverbindung zwischen dem UW Leinhausen zum UW Linden zu verstärken.

Die Umstellung des Strom-Netzanschlusses für die Volkswagen AG von der 30-kV- auf die 110-kV-Spannungsebene läuft weitgehend planmäßig. Mit der Erneuerung der 30-kV-Schaltanlage im UW Stöcken für die Netzkunden Continental und Johnson Controls und dem sukzessiven Rückbau der heutigen 30-kV-Netzanschlüsse von der Volkswagen AG werden die Maßnahmen im Bereich Stöcken voraussichtlich bis Ende 2012 abgeschlossen werden.

Im Jahr 2011 wurde im Mittelspannungsnetz mit der Erneuerung der 10-kV-Schaltanlage in einem neuen UW-Gebäude in dem UW List begonnen. Die Maßnahmen sollen in 2012 fortgesetzt und in 2013 abgeschlossen werden. Die Leistungsanfragen im Mittelspannungsnetz konzentrierten sich 2011 zu großen Teilen auf die Stadtteile Misburg, Roderbruch, Seelhorst und Tönniesberg.

**Gasnetz.** Der Rückbau der Graugussrohre mit der Nennweite DN 200 wurde in 2011 fristgerecht abgeschlossen. Die Stilllegung aller unbehandelten Graugussleitungen ist in Abstimmung mit der niedersächsischen Energieaufsicht bis Ende 2014 umzusetzen. Die Schadensentwicklung verbleibt weiterhin auf niedrigem Niveau. Aufgrund der sich weiter verschärfenden Rahmenbedingungen (Energieeinsparverordnung EnEV 2012, EEWärmeG) wird ein weiterer Rückgang der Neuanschlüsse erwartet. 2011 wurden – wie im Vorjahr – rund 300 neue Hausanschlüsse erstellt.

**Wassernetz.** Im Wassernetz wurde im Geschäftsjahr 2011 weiter an der Erneuerung besonders schadensanfälliger, nicht ausgekleideter Graugussleitungen gearbeitet. In diesem Zusammenhang wurden auch alte und ebenfalls schadensauffällige Blei-, Grauguss- und Stahlhausanschlussleitungen sowie Hausanschlüsse mit verzinkten Teilen ertüchtigt. Darüber hinaus wurden der Neubau von drei zusätzlichen Rohrmesspunkten auf den Zubringerleitungen zur verbesserten Rohrnetzüberwachung und die Grunderneuerung der Druckerhöhungsanlage Misburg abgeschlossen.

Weiterhin wurde zur Vermeidung von hygienischen Problemen und zur Verbesserung der Druckfestigkeit an der Sanierung der übergeordneten Netzinfrastruktur gearbeitet. Dabei liegt der Schwerpunkt nach wie vor auf den nördlichen Zubringerleitungen (Berkhof 2, Verbindungsleitung und Fuhrberg 2) sowie auf den dauerhaft zu erhaltenden Hochbehältern (Lindener Berg, Heisterberg, Bemerode). So wurden die Ertüchtigungsarbeiten an der Kammer 3 des HB Heisterberg und am HB Lindener Berg abgeschlossen. Für 2012 ist die Fortführung dieser Programme geplant.

**Fernwärmenetz.** Das Fernwärmenetz ist das jüngste Netz von enercity weshalb im Geschäftsjahr, wie auch in Vorjahren, kein größerer Erneuerungsbedarf bestand. Für die Zukunft ist jedoch von einem moderaten und kontinuierlich steigenden Erneuerungsbedarf auszugehen. Der wesentliche Investitionsschwerpunkt liegt weiterhin in einem Ausbau und einer Verdichtung des Netzes. In 2011 wurden beispielsweise der Neubau der VHV Allgemeine Versicherung AG, Hannover, angeschlossen und das Projekt Vahrenwalder Str. 245 mit einer Anschlussleistung von 1,8 MW beendet. Zudem wurden 2011 diverse Fernwärmeleitungen umgelegt, zum Beispiel im Bereich des Sprengel Museums. Auch für das nächste Jahr sind Neuanschlüsse und Leitungsbau mit einem Gesamtinvestitionsvolumen von sechs Mio. EUR geplant.

#### 7.3.4 Liquiditätsanalyse

Die Aufgliederung des Finanzbedarfs und dessen Deckung ergibt sich wie folgt:

	2011	2010
	TEUR	TEUR
Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit	178.172	158.204
davon Cash Earnings nach DVFA/SG	174.005	187.194
Cashflow aus Investitionstätigkeit	-80.284	-175.115
Cashflow aus Finanzierungstätigkeit	-125.278	39.255
Zahlungswirksame Veränderung des Finanzmittelfonds	-27.390	22.344
Finanzmittelfonds am 1.1.	60.990	38.646
Finanzmittelfonds am 31.12.	33.600	60.990
<b>Zusammensetzung des Finanzmittelfonds</b>	31.12.2011	31.12.2010
	TEUR	TEUR
Liquide Mittel	29.216	56.629
Wertpapiere des Umlaufvermögens	4.384	4.361

Finanzmittelfonds

33.600

60.990

Das Geschäftsjahr 2011 war nach den umfangreichen Investitionen 2009 und 2010 durch eine rückläufige Investitionstätigkeit und ein niedrigeres Jahresergebnis geprägt. Die Investitionen lagen dabei wieder im Rahmen der Jahre vor 2009.

Das gesunkene Investitionsvolumen führte insgesamt zu einem Rückgang der Auszahlungen im Cashflow aus Investitionstätigkeit um 94,8 Mio. EUR. Dieser Rückgang im Jahr 2011 resultiert im Wesentlichen aus gesunkenen Investitionen in das Finanzanlagevermögen.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit beinhaltet Mittelabflüsse mit 62,4 Mio. EUR für Investitionen in das Sachanlagevermögen und 57,0 Mio. EUR für Investitionen in Finanzanlagen, denen Mittelzuflüsse aus dem Abgang von Finanzanlagen mit 39,9 Mio. EUR gegenüberstehen. Bei den Sachanlagen handelt es sich hauptsächlich um die im Berichtsjahr getätigten üblichen Ersatzinvestitionen. Die um 125,6 Mio. EUR gesunkenen Investitionen in Finanzanlagen beinhalten Darlehensvergaben an Beteiligungen zur Finanzierung von Investitionen mit 32,6 Mio. EUR und Anteilserwerbe an GHG und Danpower mit 22,6 Mio. EUR. Die Mittelzuflüsse resultieren hauptsächlich aus der Auflösung eines Wertpapierspezialfonds.

Nach der verstärkten Aufnahme von Finanzmitteln im Vorjahr wurden 2011 im Saldo 25,2 Mio. EUR an Darlehen zurückgeführt. Darüber hinaus erfolgten Auszahlungen an die Anteilseigner und Genussscheinhaber in Höhe von 107,6 Mio. EUR, was im Wesentlichen insgesamt zu den Mittelabflüssen aus der Finanzierungstätigkeit führte. Der gestiegene Mittelzufluss des operativen Cashflows deckte nicht ganz die Mittelabflüsse aus der Finanzierungs- und Investitionstätigkeit. Daher nahm der Finanzmittelfonds um 27,4 Mio. EUR ab.

### 7.3.5 Vermögensanalyse

Die Bilanzstruktur von enercity stellt sich wie folgt dar:

Bilanz (Kurzfassung)	31.12.2011	31.12.2010	Veränderung in	
	TEUR	TEUR	TEUR	%
Anlagevermögen				
Immaterielle Vermögensgegenstände	6.986	8.262	-1.276	-15,4
Sachanlagen	421.423	406.146	15.277	3,8
Finanzanlagen	948.675	944.469	4.206	0,4
Umlaufvermögen			0	
Vorräte	42.930	37.293	5.637	15,1
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	391.853	398.779	-6.926	-1,7
Wertpapiere und flüssige Mittel	33.600	60.990	-27.390	-44,9
Rechnungsabgrenzungsposten	1.826	590	1.236	209,5
Bilanzsumme Aktiva	1.847.293	1.856.529	-9.236	-0,5
Eigenkapital	416.227	399.227	17.000	4,3
Zuschüsse	94.495	97.428	-2.933	-3,0
Rückstellungen	232.630	265.510	-32.880	-12,4
Verbindlichkeiten	1.101.617	1.092.938	8.679	0,8
Rechnungsabgrenzungsposten	2.324	1.426	898	63,0
Bilanzsumme Passiva	1.847.293	1.856.529	-9.236	-0,5

Die Bilanzsumme von enercity ist gegenüber dem Vorjahr geringfügig um 9,2 Mio. EUR gesunken (Vorjahr: +116,9 Mio. EUR).

Aktiva. Das Anlagevermögen beträgt zum Stichtag 1.377,1 Mio. EUR (Vorjahr: 1.358,9 Mio. EUR), das Umlaufvermögen (inkl. RAP) 470,2 Mio. EUR (Vorjahr: 497,7 Mio. EUR). Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich damit die langfristig gebundenen Vermögensgegenstände leicht um 18,2 Mio. EUR (Vorjahr: +302,2 Mio. EUR) beziehungsweise 1,3 Prozent (Vorjahr: +28,6 Prozent), während das Umlaufvermögen (inkl. RAP) um 27,4 Mio. EUR (Vorjahr: -185,3 Mio. EUR) beziehungsweise 5,5 Prozent (Vorjahr: -27,1 Prozent) zurückging.

Die Erhöhung des langfristigen Vermögens ist im Wesentlichen auf den Anstieg der Sachanlagen (+15,3 Mio. EUR) zurückzuführen. Die Investitionen, hauptsächlich in Verteilungsanlagen, lagen im Berichtsjahr mit 62,4 Mio. EUR (Vorjahr: 80,6 Mio. EUR) über den Abschreibungen in Höhe von 44,1 Mio. EUR (Vorjahr: 43,9 Mio. EUR), was zur Substanzerhaltung beiträgt. Für Erläuterungen der Investitionen wird auf den Abschnitt „Investitionen und Substanzerhaltung“ verwiesen.

Die Finanzanlagen veränderten sich im Gegensatz zu den Vorjahren nur leicht. Im Berichtsjahr wurden 57,0 Mio. EUR investiert. Diese betrafen hauptsächlich die Ausweitung des Engagements bei Danpower und die Finanzierung von Wachstumsinvestitionen der Danpower durch Gesellschafterdarlehen. Diese Investitionen wurden zum Teil durch die Auflösung eines Wertpapierspezialfonds finanziert.

Der Rückgang des kurzfristigen Vermögens ist hauptsächlich auf die Verwendung der im Geschäftsjahr 2010 vorgehaltenen liquiden Mittel (-27,4 Mio. EUR) für die bereits geplanten Investitionen zurückzuführen. Das übrige kurzfristige Vermögen verringerte sich leicht um 2,7 Mio. EUR. Den aufgrund des erhöhten nutzbaren Gasspeichervolumens gestiegenen Vorräten steht ein gesunkenes Forderungsvolumen gegenüber.

Die Ausweitung des langfristigen Vermögens und die Reduzierung des Umlaufvermögens führte 2011 zu einer insgesamt leicht erhöhten langfristige Vermögensquote von 74,5 Prozent (Vorjahr: 73,2 Prozent).

Kennzahlen zur Vermögens- und Kapitalstrukturanalyse

2011	2010	Veränderung	
in %	in %	absolut	in %

Langfristige Vermögensquote	74,5	73,2	1,3	1,8
Eigenkapitalquote	22,5	21,5	1,0	4,8
Deckungsgrad für langfristige Vermögenswerte (Eigenkapital/langfristiges Vermögen)	30,2	29,4	0,8	2,7

**Passiva.** Das Eigenkapital erhöhte sich durch die teilweise Einstellung des Jahresergebnisses 2011 in die Gewinnrücklagen um 17,0 Mio. EUR (Vorjahr: 26,0 Mio. EUR). Insgesamt lag die Eigenkapitalquote mit 22,5 Prozent leicht über dem Stand vom 31. Dezember 2010. Auch der Deckungsgrad für das langfristige Vermögen konnte durch die Zunahme des Eigenkapitals leicht auf 30,2 Prozent verbessert werden.

Die Verbindlichkeiten sind um insgesamt etwa 8,7 Mio. EUR gegenüber dem Vorjahr gestiegen (Vorjahr: + 106,4 Mio. EUR). Der Anstieg ist im Wesentlichen bedingt durch die Zunahme der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen um 48,7 Mio. EUR (Vorjahr:

-22,1 Mio. EUR). Dies ist auf den verstärkten Fremdbezug von Strom und gestiegenen Verbindlichkeiten im Energiehandel zurückzuführen. Gegenläufig wirkten sich die Rückführung von Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten in Höhe von 25,2 Mio. EUR (Vorjahr: +134,8 Mio. EUR) und geringere Verbindlichkeiten aus Gewinnabführung aus. Von den Verbindlichkeiten sind 680,1 Mio. EUR (Vorjahr: 734,2 Mio. EUR) mittel- bis langfristig. Diese bestehen ausschließlich gegenüber Kreditinstituten zur langfristigen Finanzierung der Investitionsprojekte.

Die Rückstellungen gingen im Berichtsjahr um 32,9 Mio. EUR stark zurück. Ursache hierfür waren geringere Steuerrückstellungen und geringere Rückstellungen für drohende Verluste aus den schwebenden Geschäften. Die Rückstellungen sind in Höhe von 105,8 Mio. EUR mittel- bis langfristig (Vorjahr: 109,0 Mio. EUR).

Insgesamt verfügt enercity über eine solide Vermögens- und Kapitalstruktur. Das langfristig gebundene Vermögen war etwa zu einem Drittel durch Eigenkapital gedeckt und konnte im Berichtsjahr wieder gesteigert werden.

Für weitere Erläuterungen zur Vermögenslage wird auf den Anhang in diesem Abschluss verwiesen.

## **8. Bericht zum rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystem**

### **8.1 Komponenten des internen Kontroll- und Risikomanagementsystems im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess**

Als internes Kontrollsystem (IKS) bezeichnet enercity grundsätzlich die Gesamtheit der im Unternehmen eingerichteten, aufeinander abgestimmten und miteinander verbundenen Grundsätze, Verfahren und Regelungen, die auf die organisatorische Umsetzung der Entscheidungen des Managements gerichtet sind und dazu dienen, die Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit der Geschäftstätigkeit, die Ordnungsmäßigkeit und Verlässlichkeit der internen und externen Rechnungslegung sowie die Einhaltung der für das Unternehmen maßgeblichen rechtlichen Vorschriften sicherzustellen.

Das interne Kontrollsystem umfasst einerseits Regelungen zur Steuerung der Unternehmensaktivitäten und andererseits Regelungen zur Überwachung von deren Einhaltung. Das interne Überwachungssystem beinhaltet prozessintegrierte organisatorische Sicherungsmaßnahmen und Kontrollen sowie prozessunabhängige Überwachungsmaßnahmen, die vor allem von der internen Revision durchgeführt werden.

Die wesentlichen Komponenten zur Beschreibung interner Kontrollsysteme umfassen in Anlehnung an das weltweit anerkannte COSO-Modell das Kontrollumfeld, Risikobeurteilungen, Kontrollaktivitäten, Information und Kommunikation sowie die Überwachung des internen Kontrollsystems.

#### **8.1.1 Kontrollumfeld**

Der enercity-Jahresabschluss ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB) in der Fassung des am 29. Mai 2009 in Kraft getretenen Bilanzrechtsmodernisierungsgesetzes (BilMoG) und des Aktiengesetzes aufgestellt. Der Lagebericht berücksichtigt die Anforderungen der Deutschen Rechnungslegungsstandards DRS 15 und DRS 5.

Die Erstellung des Einzelabschlusses von enercity wird durch die Hauptabteilung Finanz- und Rechnungswesen koordiniert und verantwortet. Dies umfasst insbesondere die kaufmännische Einrichtung und Bedienung des Buchungssystems sowie die Durchführung der Abschlussbuchungen nach Maßgabe der verbindlichen Bilanzierungsrichtlinien und Verfahrensregelungen. Diese umfassen eine Beschreibung des Abschlusserstellungsprozesses sowie der anzuwendenden Bilanzierungs- und Bewertungsgrundsätze. Die Rechnungslegungsprozesse werden durch ein integriertes Enterprise-Resource-Planning-System (ERP-System) unterstützt. Der enercity-Jahresabschluss wird mithilfe einer SAP-Standardsoftware erstellt.

Die Verantwortlichkeit für die Implementierung, Aufrechterhaltung und Wirksamkeit des internen Kontroll- und Risikomanagementsystems sowie die Überwachung der Einhaltung der Vorgaben liegt beim enercity-Vorstand.

Durch ein Kontrollumfeld, das bei enercity allgemein durch eine integre und ethische Unternehmenskultur, die fachliche Kompetenz der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sowie eine Organisationsstruktur mit eindeutigen Verantwortlichkeiten geprägt ist, werden die grundsätzlichen Voraussetzungen für das Kontrollbewusstsein der Beschäftigten und damit die Wirksamkeit des internen Kontrollsystems geschaffen.

#### **8.1.2 Risikobeurteilungen**

Im Rahmen der Finanzberichterstattung besteht das Risiko, dass ein potenziell unentdeckter Fehler in einem rechnungslegungsrelevanten Prozess zu einer Falschaussage im Abschluss führen könnte. Um diesem Risiko entgegenzuwirken, ist ein rechnungslegungsbezogenes internes Kontrollsystem eingerichtet. Dieses ist integraler Bestandteil der Rechnungslegungs- und Finanzberichterstattungsprozesse von enercity und soll eine ordnungsgemäße und zuverlässige Rechnungslegung und Finanzberichterstattung gewährleisten.

Das rechnungslegungsbezogene interne Kontrollsystem zielt insbesondere darauf ab, dass Geschäftsvorfälle in Übereinstimmung mit den gesetzlichen Vorschriften vollständig und zeitnah, mit dem richtigen Wert, in der richtigen Buchungsperiode und auf den richtigen Konten erfasst, dass Vermögensgegenstände und Schulden im Abschluss zutreffend angesetzt, ausgewiesen und bewertet sowie verlässliche und relevante Informationen zeitnah und vollständig bereitgestellt werden. Grundlage hierfür sind die

Identifikation möglicher Fehlerquellen und die wirksame Begrenzung daraus resultierender Risiken.

Hierfür ist ein rechnungslegungsbezogenes Risikomanagementsystem eingerichtet. Dieses umfasst die regelmäßige Identifikation, Analyse, Bewertung, Steuerung, Dokumentation und Berichterstattung hinsichtlich rechnungslegungsrelevanter Risiken, die das Ziel eines regelkonformen Jahresabschlusses gefährden. Der Fokus liegt in der Einhaltung der handels- und aktienrechtlichen Anforderungen sowie branchenspezifischen Vorschriften des EnWG. Des Weiteren finden ergänzende Vorschriften und Satzungen sowie die Verlautbarungen des Instituts der Wirtschaftsprüfer in Deutschland e.V. Beachtung. Das Risikomanagement erstreckt sich auf alle rechnungslegungsrelevanten Fachabteilungen und Prozesse wie Finanz-, Haupt-, Kontokorrent- und Anlagenbuchhaltung, Rechnungsprüfung, Zahlungsverkehr, Steuern sowie Finanzierung. Die Verantwortung für das Risikomanagement von Rechnungslegungsrisiken liegt bei der Hauptabteilung Finanz- und Rechnungswesen.

### **8.1.3 Kontrollaktivitäten**

Organisatorische Sicherungsmaßnahmen sind als Fehler verhindernde Maßnahmen in die Aufbau- und Ablauforganisation bei enercity integriert und gewährleisten ein vorgegebenes Sicherheitsniveau. Sie umfassen verbindliche Richtlinien wie beispielsweise Zahlungsrichtlinien, Freigabeverfahren und Genehmigungsprozesse, Zeitpläne, Prozessbeschreibungen und Verfahrensanweisungen sowie Maßnahmen wie das Vier-Augen-Prinzip, den Grundsatz der Funktionstrennung unvereinbarer Funktionen und systembasierte Zugriffsberechtigungen beziehungsweise -beschränkungen im IT-Bereich. Durch ein hinterlegtes Benutzerberechtigungskonzept soll ein unberechtigter Zugriff auf Daten und Systeme beziehungsweise Systemeinstellungs-, Buchungs- und Berichtsfunktionen vermieden werden.

Die laufende Buchhaltung und die Erstellung des Jahresabschlusses sind in funktionale Prozessschritte gegliedert, in die entweder systemgestützte oder manuelle Kontrollen integriert sind. Kontrollen erfolgen präventiv und direktiv. Sie sollen die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Fehlern in den Arbeitsabläufen vermindern beziehungsweise aufgetretene Fehler aufdecken. Beispiele sind systemseitig hinterlegte Validierungen in der Software und programmierte Plausibilitätsprüfungen, die Daten auf ihre Gültigkeit prüfen. Im Rahmen von manuellen Plausibilitätskontrollen erfolgen beispielsweise Soll-Ist-Vergleiche von gebuchten und durch das Controlling ermittelten Werten.

### **8.1.4 Information und Kommunikation**

Die Jahresabschlussarbeiten erfolgen nach einem vom Vorstand verabschiedeten und kommunizierten verbindlichen Abschlussterminkalender. Die Überwachung der rechtzeitigen Anlieferung von Informationen zu den jeweiligen Terminen sowie die Dokumentation der angelieferten Daten erfolgt standardisiert und ist jederzeit nachvollziehbar.

Das rechnungslegungsbezogene Informations- und Kommunikationssystem umfasst darüber hinaus Bilanzierungsrichtlinien und Verfahrensregelungen, die in den jeweiligen Abteilungen beziehungsweise elektronisch im integrierten Managementsystem bei enercity hinterlegt sind. Es existieren ein zentrales Dokumentationssystem und detaillierte Dokumentationsanforderungen für eine effiziente Kommunikation und als Grundlage für die Durchführung von Kontrollen.

### **8.1.5 Überwachung des internen Kontrollsystems**

Das rechnungslegungsbezogene interne Kontrollsystem ist Gegenstand eines kontinuierlichen Überwachungs- und Verbesserungsprozesses. Ziel der internen Überwachungsmaßnahmen ist die regelmäßige Überprüfung der internen Kontrollmechanismen auf Eignung und Funktionsfähigkeit, um die Wirksamkeit des internen Kontrollsystems sicherzustellen. Kontrollschwächen können auf diese Weise identifiziert und behoben werden. In diesem Zusammenhang kommt der internen Revision eine besondere Bedeutung zu.

Im Verantwortungs- und Ergebnisbereich der Fachbereichsleiter liegen – ausgehend von den Bereichszielen und -chancen – ein ordnungsgemäßer Prozessablauf und das Festlegen von Maßnahmen und Systemen zur Überwachung, Bewältigung und Steuerung der Risiken im Rahmen des internen Kontrollsystems. In diesem Rahmen können prozessunabhängige Überwachungsmaßnahmen durch Managementkontrollen von Fachbereichsleitern, Abteilungsleitern und Fachgebietsleitern festgelegt und durchgeführt werden. Zur Verfügung stehende Kontrollinstrumente sind beispielsweise monatliche Finanzberichte und Liquiditätsplanungen, ein quartalsweises Reporting durch das Controlling und die Überwachung des Tagesliquiditätsstatus. Zudem geht der Veröffentlichung des Jahresabschlusses die Prüfung durch den Finanz- und Prüfungsausschuss des Aufsichtsrats voran.

Darüber hinaus wird die Angemessenheit der Ausgestaltung des rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystems sowie dessen Wirksamkeit jährlich im Rahmen der Jahres- beziehungsweise Konzernabschlussprüfung durch externe Wirtschaftsprüfer beurteilt.

## **8.2 Prüfung und Überwachung des rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystems durch die interne Revision**

Die Wirksamkeit und Funktionsfähigkeit der definierten Prozessabläufe und der prozessinhärenten Kontrollen im Rahmen des rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystems von enercity, die Einhaltung maßgeblicher gesetzlicher Vorschriften und interner Richtlinien sowie die Vorkehrungen zum Schutz der Vermögensgegenstände werden von der internen Revision jährlich im Rahmen von risikoorientierten Prüfungen überwacht. Im Rahmen der Beurteilung der Wirksamkeit der definierten Prozesse und Kontrollen wird analysiert, ob die Kontrollaktivitäten grundsätzlich geeignet sind, die Risiken einer fehlerhaften Finanzberichterstattung zu reduzieren. Zudem wird die operative Effektivität der festgelegten Kontrollen überprüft, indem die Kontrolldurchführung und deren Dokumentation überwacht werden. Die interne Revision identifiziert Kontrollschwächen, bewertet deren Auswirkungen auf den Abschluss und überwacht die zur Beseitigung der Schwachstellen abgeleiteten Verbesserungsmaßnahmen.

Aufgaben, Verantwortlichkeiten und Befugnisse sind der Verfahrensregelung „Grundsätze der Revision und Prüfprozesse“ geregelt. Die interne Revision verfügt über ein umfassendes und uneingeschränktes Prüf- und Informationsrecht sowie den erforderlichen Zugang zu Personen, Aufzeichnungen, Systemen und Daten. Die interne Revision ist unabhängig und objektiv bei der Erfüllung ihrer Aufgaben. Die Unabhängigkeit der internen Revision ist sowohl in der Struktur als auch in der Aufgabenwahrnehmung gegeben. Sie ist organisatorisch als Stabstelle des Vorstands eingerichtet. Sie beachtet die Berufsethik sowie Revisionsstandards des Deutschen Instituts für interne Revision e. V. (DIIR).

Struktur, Prozesse und Tätigkeiten der Revision sind im Jahr 2007 gemäß des DIIR-Standards und des DIIR-Leitfadens zur Durchführung eines Quality Assessments von einem qualifizierten und unabhängigen externen Prüfer untersucht und zertifiziert worden. Als Ergebnis wurde festgehalten, dass die interne Revision als kompetente Funktion bei enercity wahrgenommen wird, die

ihre Tätigkeit mit Professionalität, Integrität und unabhängig durchführt sowie in vielen der Untersuchungsbereiche nach „best practice“ oder „good practice“ arbeitet. Die interne Revision erfüllt die Bedürfnisse ihrer Interessengruppen in hohem Maße. Den DIIR-Standards folgend ist für das Jahr 2012 die Durchführung eines Qualitäts-Reviews vereinbart.

Zentrales Element ist die Entwicklung und Fortschreibung des Revisionsprogramms entsprechend den vom Vorstand und der Revisionsabteilung gesetzten Prioritäten sowie den Anregungen der Fachbereiche. Das Revisionsprogramm, die sogenannte Prüflandkarte, besteht aus etwa 50 prüfbaren Aktivitäten, die sich wiederum aus Prozessen, Organisationseinheiten, Fachfunktionen und Projekten zusammensetzen. Die im internen Revisionsystem im Rahmen eines Revisionsprogramms hinterlegten Prüfbereiche umfassen auch rechnungslegungsbezogene Prüffelder, wie beispielsweise Buchhaltung im System SAP Classic, Zahlungsverkehr, Debitorenbuchhaltung und Forderungsmanagement. Die Arbeit der internen Revision ist dabei dynamisch an die Entwicklungsprozesse anzupassen. Die Jahresprüfpläne werden risikoorientiert auf der Grundlage von quantitativen und qualitativen Risikoindikatoren durch den Leiter der Revision erstellt und sind vom Vorstand zu genehmigen.

Der Prüfungsablauf umfasst im Wesentlichen die Planung und Vorbereitung des Prüfauftrags, die Prüfungsdurchführung, die Beurteilung der Feststellungen und Erarbeitung von Empfehlungen, die Berichterstattung im Revisionsbericht einschließlich Umsetzungsverantwortung sowie Terminierung und die Schlussbesprechung mit den Prozessverantwortlichen. Darüber hinaus überwacht die interne Revision die Umsetzung der vereinbarten Maßnahmen durch die Fachbereiche im Rahmen von Monitoring, Follow up und Reviewprüfungen. Außerdem erfolgt mit Abschluss der Prüfung ein Reporting an den Vorstand und die Fachbereichsleiter, indem die Prüfberichte beziehungsweise ein Management Summary für das entsprechende Prüffeld zur Verfügung gestellt werden. Der Aufsichtsrat wird auf Verlangen über die Ergebnisse der internen Revision durch den Vorstand informiert.

Durch Personalentwicklungsmaßnahmen zu revisionsspezifischem Wissen und über die zu prüfenden Bereiche wird sichergestellt, dass die Mitarbeitenden der Revisionsabteilung über die entsprechende Qualifikation zur ordnungsgemäßen Durchführung der Revisionstätigkeit verfügen.

Für das Geschäftsjahr 2011 lagen die Schwerpunkte der internen Revision im Rahmen der Prüfung des rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystems unter anderem in den Prüfbereichen Abrechnung, Zahlungsverkehr und Urlaubsrückstellungen. Die Umsetzungsquote hinsichtlich der vereinbarten Maßnahmen lag im Berichtsjahr bei über 90 Prozent. Für das folgende Geschäftsjahr 2012 sind Prüfungen in den Bereichen Buchhaltung SAP Classic (Berechtigungskonzeption), Kundenabrechnung (Berechtigungskonzeption), Urlaubsrückstellungen sowie in den Systemen SAP IS-U und SAP HCM geplant.

**Überwachung durch den Aufsichtsrat.** Der Aufsichtsrat hat gemäß § 107 Abs. 3 S. 2 AktG unter anderem die Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystems zu überwachen. Der Finanz- und Prüfungsausschuss des Aufsichtsrats befasst sich in seinen Sitzungen unter anderem auch mit der Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystems. Der Vorstand berichtet auf Anfrage über die Risiken. Dabei wird erläutert, welche Maßnahmen ergriffen werden, um die Risiken zu überwachen und zu steuern. Ebenso wird Auskunft bezüglich der Angemessenheit und Funktionsfähigkeit erteilt.

## **9 Risikoberichterstattung**

### **9.1 Risikomanagement**

**Übersicht zum Risikomanagementsystem.** Unternehmerisches Handeln ist grundsätzlich mit Chancen und Risiken unterschiedlicher Natur verbunden, die von wesentlichem Einfluss auf die Unternehmensentwicklung sein können. Ein leistungsfähiges und dynamisches Risikomanagement ist daher für eine erfolgreiche Unternehmensführung von besonderer Bedeutung. Die Unternehmensziele von enercity sind unmittelbar mit dem Risikomanagement verbunden und bilden die Grundlage beziehungsweise Klammer zwischen Unternehmensstrategie und strategischem Risikomanagement. Die Zielumsetzung, mit dem Anspruch einer kontinuierlichen Überprüfung und Anpassung der strategischen Ausrichtung, ist somit ein wesentlicher Bestandteil der Risikopolitik und gibt als Leitlinie den Rahmen für die operativen unternehmerischen Handlungen vor. Bei enercity wird das Risikomanagement als ein unternehmensweites, bereichsübergreifendes System verstanden, das alle Aktivitäten im Umgang mit Risiken in sich vereint und auch Risiken aus dem Konzernverbund in die Betrachtung einschließt. Das Risikomanagementsystem soll das unternehmerische Handeln unterstützen, indem die mit dem Ausnutzen von Chancen verbundenen Risiken gemanagt werden. Das Risikomanagement ist als kontinuierlicher und etablierter Prozess in die Unternehmenssteuerung integriert. Chancen werden insbesondere in der jährlichen Strategieklausur in Strategien umgesetzt und über den Zielvereinbarungsprozess heruntergebrochen. Über ein Berichtswesen kann die Zielerreichung quartalsweise überprüft werden.

**Risikomanagementziele und -strategie.** Zielsetzung des Risikomanagements sind die Identifikation, Bewertung, Steuerung und Kontrolle von wesentlichen Risiken, die den Fortbestand oder das wirtschaftliche Ergebnis von enercity gefährden können. Unter dem Begriff Risiko werden grundsätzlich alle unternehmensinternen und -externen Vorgänge verstanden, die eine Erreichung der geschäftlichen Ziele von enercity – wie beispielsweise hinsichtlich des Geschäftsergebnisses, Vermögens, der Gesetzeskonformität und Reputation – von enercity über definierte Grenzen hinaus negativ beeinflussen können. Risiken mit einer Schadenshöhe von bis zu 0,15 Mio. EUR werden grundsätzlich nicht berücksichtigt. Der Betrachtungszeitraum orientiert sich an der operativen Planung und beträgt zwölf Monate. Wesentliche Risiken mit einem längerfristigen Betrachtungszeitraum werden im Rahmen des strategischen Planungsprozesses gesondert ermittelt und in die Risikoinventur eingebracht.

**Aufbauorganisation und Verantwortungsbereiche.** Die Verantwortung für ein angemessenes Risikomanagement tragen die Geschäftsleitungen der Gesellschaften im Konzernverbund. Die Ausgestaltung in den jeweiligen Gesellschaften basiert dabei im Wesentlichen auf der Struktur des enercity-Risikomanagementsystems. Innerhalb der Fachbereiche liegen die zielgerichtete und ordnungsgemäße Ausgestaltung sowie der laufende Prozess des Risikomanagements im Verantwortungs- und Ergebnisbereich der jeweiligen Fachbereichsleiter, wobei der inhaltliche Prozessablauf unternehmenseinheitlich vorgegeben ist. Risikomeldungen erfolgen an eine zentrale Risikomanagementfunktion, die auch für die Fortentwicklung des Risikomanagementsystems verantwortlich ist. Die Revisionsabteilung nimmt aufgrund ihrer Aufgabenwahrnehmung eine zentrale Stellung innerhalb des Risikomanagementsystems ein. Sie beurteilt das bestehende Risikomanagement der Fachbereiche durch regelmäßige Prüfungen auf Vollständigkeit, Wirksamkeit und Zweckmäßigkeit und gibt Gestaltungsempfehlungen für die Optimierung. Um den Ordnungsrahmen für das Risikomanagementsystem sicherzustellen, sind Verfahrensweisen und Verantwortlichkeiten in der Verfahrensregelung Risikomanagement-Leitfaden eindeutig geregelt und festgelegt.

**Prozess des Risikomanagements.** Das Risikomanagement entspricht einem rollierenden Prozess, indem zukünftige

risikobehaftete Entwicklungen frühestmöglich und fortlaufend identifiziert, analysiert, bewertet, überwacht und gesteuert werden.

**Risikoidentifikation und -analyse.** Strategische Chancen und Risiken werden bereits frühzeitig identifiziert und in der Unternehmenskonzeption berücksichtigt. Vor dem Hintergrund der jeweiligen Unternehmenssituation und im Vergleich mit relevanten Wettbewerbern – beispielsweise in Form eines Financial- und Prozessbenchmarking – werden die strategische Unternehmensausrichtung, die Strategien der Geschäftsfelder und die Ziele der Fachbereiche bestimmt. Im Rahmen einer jährlich im Zuge der operativen Planung stattfindenden Risikoinventur werden durch die Fachbereiche alle relevanten Risikopotenziale von enercity und des Umfelds mit einer Schadenshöhe über 0,15 Mio. EUR regelmäßig für die jeweiligen Funktionen und Geschäftsprozesse strukturiert nach Risikokategorien erfasst sowie standardisiert und systemgestützt dem zentralen Risikomanagement gemeldet. Die Risikokategorien umfassen regulatorische und finanzwirtschaftliche Risiken sowie Risiken in den Bereichen Organisation/Personal/ IT, Produktion/Beschaffung/Handel, Absatz und Vertrieb sowie sonstige externe und interne Risiken. Zwischen den Zeitpunkten der Risikoinventur haben die Fachbereiche wesentliche Veränderungen der Risikosituation im Rahmen einer Ad-hoc-Risikoberichterstattung mitzuteilen.

**Risikobewertung.** Die Bruttobewertung der identifizierten Risiken erfolgt auf Grundlage der möglichen Schadenshöhe und der jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeit des betreffenden Risikos zunächst ohne Berücksichtigung bereits ergriffener risikosteuernder Maßnahmen. Die Risikoquantifizierung erfolgt möglichst objektiv und unternehmensweit einheitlich sowie konsistent durch die Anwendung definierter Messverfahren sowie Kennzahlen und berücksichtigt mögliche Interdependenzen zwischen den einzelnen Risikoarten.

**Risikosteuerung.** Die bewerteten Risiken werden anhand ihrer potenziellen Schadenshöhe und Eintrittswahrscheinlichkeit in einer Risikomatrix zusammengefasst. Anhand dieser Risikomatrix lässt sich ein eventueller Handlungsbedarf ableiten. Wesentliche Risiken mit hoher Eintrittswahrscheinlichkeit oder Schadenshöhe, sogenannte A-Risiken, werden durch operative Maßnahmen begrenzt. Gegenstand und Ziel der Risikosteuerung ist die gezielte und aktive Kontrolle sowie Beeinflussung der identifizierten und bewerteten wesentlichen Risiken einschließlich der damit verbundenen Verlustpotenziale. Die Steuerungsmaßnahmen zielen auf die Verringerung der Eintrittswahrscheinlichkeit beziehungsweise eine Begrenzung des Schadenspotenzials ab.

**Risiküberwachung.** Gegenstand der Risiküberwachung ist die Kontrolle der zur Risikosteuerung ergriffenen Maßnahmen sowie die Beobachtung der akzeptierten Risiken. Die Früherkennung von Risiken ist ein wesentlicher Bestandteil des enercity-Risikomanagementsystems. Durch ein Frühwarnsystem soll sichergestellt werden, dass mögliche negative Entwicklungen von enercity frühzeitig erkannt und erforderliche Steuerungsmaßnahmen ergriffen werden können. Für jedes wesentliche Risiko werden hierfür eindeutige Verantwortlichkeiten der Überwachungsträger festgelegt und Frühwarnindikatoren definiert. Wesentliche Risiken entsprechen dabei gemäß den festgelegten Wertgrenzen sogenannten A-Risiken. Die A-Risiken umfassen Einzelrisiken mit einer Schadenshöhe ab 7,5 Mio. EUR beziehungsweise ab drei Mio. EUR und einer Eintrittswahrscheinlichkeit von mindestens 50 Prozent beziehungsweise Risiken mit einer Schadenshöhe ab 0,5 Mio. EUR und einer Eintrittswahrscheinlichkeit ab 75 Prozent. Frühwarnindikatoren umfassen beispielsweise Wettbewerbsrisiken wie Umsatzrückgänge bei Key-Account-Kunden, Beschaffungsrisiken in Form von Preissteigerungen der Primärenergieträger und Ausfallrisiken hinsichtlich der Erzeugungsbeziehungsweise Speicherkapazitäten oder IT-Systeme. Für jeden Frühwarnindikator werden konkrete Warnbeziehungsweise Schwellenwerte bestimmt, die bei Erreichen festgelegte Aktivitäten durch den Überwachungsträger, insbesondere die Berichterstattung, auslösen. Risiken mit wesentlichen Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage werden unverzüglich an den Vorstand berichtet. Bei Risikoeintritt werden definierte Maßnahmen zur Risikobewältigung und -minimierung ergriffen.

**Risikokommunikation.** Durch eine angemessene Risikokommunikation wird sichergestellt, dass wesentliche Risikoinformationen den relevanten Stellen im Unternehmen frühzeitig zugänglich gemacht werden. Die im Rahmen der Risikoinventur seitens der Fachbereiche identifizierten Risiken mit einem Nettowert ab 0,15 Mio. EUR sind zeitnah an die zentrale Risikomanagementfunktion zu kommunizieren. In Verantwortung der zentralen Risikomanagementfunktion wird eine Gesamtrisikoubersicht erstellt. Mindestens einmal jährlich erfolgt eine Risikoberichterstattung über wesentliche Risiken durch die zentrale Risikomanagementfunktion an den enercity-Vorstand. Über wesentliche Veränderungen der Risikosituation wird der Vorstand unverzüglich in Kenntnis gesetzt.

**Überwachung von Risiken im Energiehandel.** Der Energiehandel dient der wirtschaftlichen Optimierung des Energieportfolios bei enercity und verfolgt primär das Ziel, Ergebnisrisiken aus Preisschwankungen auf Energiemärkten einzugrenzen und die Beschaffungspreise zu optimieren. Für die Überwachung der mit den Handelstätigkeiten verbundenen Risiken, wie insbesondere Marktpreis- und Kontrahentenrisiken, ist ein Risikomanagementsystem implementiert.

Die Ausgestaltung des Risikomanagements im enercity-Energiehandel ist weitestgehend an den für deutsche Kreditinstitute verbindlichen Mindestanforderungen an das Risikomanagement (MaRisk) der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht ausgerichtet. Organisatorische Rahmenbedingungen und Verantwortlichkeiten sind in der Energiehandelsrichtlinie dokumentiert.

Die organisatorische Einbindung der Risikomanagementfunktionen erfolgt entsprechend den Anforderungen nach Funktionstrennung und Unabhängigkeit der Kontrollinstitutionen in getrennten Bereichen des Energiehandels und im Risikocontrolling. Zusätzlich ist ein Risikokomitee organisatorisch fest verankert.

Die Einhaltung der Regelungen, die den Energiehandel betreffen, wird mindestens einmal jährlich risikoorientiert in wesentlichen Prüffeldern durch die Revisionsabteilung geprüft.

**Interne Revision.** Die prozessunabhängige Überprüfung des Risikomanagementsystems erfolgt in regelmäßigen Abständen durch die Revisionsabteilung sowie im Rahmen der Jahresabschlussprüfung durch die Wirtschaftsprüfer. Für grundsätzliche Aussagen wird auf die Angaben zur internen Revision hinsichtlich der Prüfung und Überwachung des rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystems in diesem Lagebericht verwiesen.

Für das Geschäftsjahr 2011 lagen die Schwerpunkte der internen Revision im Rahmen der Prüfung des Risikomanagementsystems in den Prüfbereichen Personal, Kundendatenservice und -abrechnung sowie den Beteiligungen GKL, eCG und eNG. Dabei wurden insbesondere die modifizierte Risikozuordnung und die veränderte Clusterung in A-Risiken (wesentliche Risiken) und B-Risiken (weniger wesentliche Risiken) geprüft. Die Prüfung im Prüffeld Risikomanagement ist auch für das folgende Geschäftsjahr 2012 im Jahresprüfplan der Revision verankert.

**Überwachung durch den Aufsichtsrat.** Der Aufsichtsrat hat gemäß § 107 Abs. 3 S. 2 AktG unter anderem die Wirksamkeit des Risikomanagementsystems zu überwachen. Der Finanz- und Prüfungsausschuss des Aufsichtsrats befasst sich in seinen Sitzungen unter anderem auch mit der Wirksamkeit des Risikomanagementsystems. Der Vorstand berichtet auf Anfrage über die Risiken.



Dabei wird erläutert, welche Maßnahmen ergriffen werden, um die Risiken zu überwachen und zu steuern. Ebenso wird Auskunft bezüglich der Angemessenheit und Funktionsfähigkeit erteilt.

## 9.2 Darstellung der wesentlichen Risiken und Chancen

**Gesamtbild der Risikolage.** Das Ergebnis der Risikoinventur im Geschäftsjahr 2011 bestätigt den Trend einer durchschnittlichen, nicht ansteigenden Risikolage für enercity. Das Risikoportfolio umfasst derzeit insgesamt etwa 100 Einzelrisiken. Die wesentlichen Risiken, die sogenannten A-Risiken, beziehen sich auf Risiken im Zusammenhang mit der Finanzmarkttrichtlinie MiFID und der damit einhergehenden Eigenkapitaldeckung im Energiehandel, den Ausfall von strategischen Gas- oder Strombezugslieferanten, die Insolvenz von Handelspartnern, auf Großschäden und längere Nichtverfügbarkeiten von Produktionsanlagen, den Ausfall von Versorgungsleitungen sowie Forderungsausfälle und wirtschaftliche Schäden durch einen Ausfall der IT-Systeme. Für die Mehrheit dieser A-Risiken besteht eine Eintrittswahrscheinlichkeit von unter zehn bis vielfach nur einem Prozent. Die Risikolage bildet im Ergebnis die Risikosensibilität des Unternehmens im Zuge der schwankenden Umfeldbedingungen ab. Insgesamt entsprechen alle Risiken mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit über 50 Prozent einem Verlustpotenzial von lediglich etwa fünf Prozent des bilanziellen enercity-Eigenkapitals. Damit bestätigt sich die risikokontrollierte Unternehmensführung von enercity. Bestandsgefährdende Risiken bestehen nicht. Wesentliche Chancen liegen insbesondere bei Synergien im Thüga-Verbund, in der Vermarktung freier Kraftwerkskapazitäten, im Vermarktungserfolg marktreifer Produkte und Dienstleistungen, in der Festigung von Marktanteilen für Strom und Gas im Netzgebiet und dem bundesweiten Wachstumskurs.

enercity ist im Zuge der geschäftlichen Aktivitäten im Rahmen der aufgeführten Risikokategorien im Wesentlichen den im Folgenden dargestellten Risiken ausgesetzt.

**Produktion, Beschaffung und Handel.** Die Risikokategorien Produktion und Beschaffung beinhalten grundsätzlich sämtliche Verlustgefahren, die während der Bereitstellung der Produktionsfaktoren bis zu deren Einsatz entstehen können. Im Produktionsbereich bestehen im Allgemeinen Betriebsrisiken in Bezug auf die Anlagen zur Erzeugung, Förderung, Speicherung und Verteilung, die sich aus Betriebsunterbrechungen aufgrund von Ausfällen oder Betriebsstörungen ergeben und die Ertragslage beeinträchtigen können. Die Risiken sind mit niedrigen Eintrittswahrscheinlichkeiten eingestuft. Eine Risikosteuerung erfolgt durch langfristige Instandhaltungskonzepte, den Einsatz qualifizierten Personals und mittels Versicherungen. Vermögensrisiken sind ausreichend abgesichert.

Beschaffungsrisiken können generell die Abhängigkeit von einzelnen Lieferanten, Risiken aus langfristigen Einkaufsverträgen und Preisschwankungen auf den Rohstoffmärkten umfassen. Das Preisrisiko im Hinblick auf den Kohlebedarf wird durch Einkaufsstrategien sowie eine Absicherung des Währungsrisikos gesteuert. Für die Beschaffung von Kraftwerksgas besteht ein Gasbezugsvertrag mit einer marktgerechten Preisgleitklausel. Die Änderungen der CO<sub>2</sub>-Zuteilungsregeln für die dritte Handelsperiode 2013 bis 2020 können zu steigenden Kosten für Emissionszertifikate und zum Risiko sinkender Stromerzeugungsmargen führen, sofern die gestiegenen Kosten nur begrenzt an den Markt weitergegeben werden können. Gestiegene Primärenergiekosten, anhaltend niedrige Strompreise und der Trend einer Annäherung von Base- und Peak-Preis stellen ein Vermarktungsrisiko konventioneller Kraftwerke dar. Das Management von Preisrisiken und steigenden CO<sub>2</sub>-Kosten ist daher in die Prozesse zur Kraftwerkssteuerung integriert, wobei Fremdgutachten berücksichtigt werden. Produktion, Handel und Vertrieb steuern Mengen und Margen auf Endkunden- und Handelsseite chancenreich aus.

Das Handelsrisiko umfasst die Gefahr unerwarteter Preis- oder Mengenänderungen im Bereich des Energiehandels, die eine negative Ergebniswirkung nach sich ziehen können, und die Gefahr des Ausfalls von Handelspartnern beziehungsweise von Forderungen gegenüber Handelspartnern. Im Energiehandel werden zur Absicherung von Preisrisiken Finanzderivate eingesetzt. Der Energiehandel ist grundsätzlich bestrebt, Optimierungspotenziale bei der langfristigen Gasbeschaffung mit Bezugs- und Vermarktungsmöglichkeiten am Großhandelsmarkt und dem kombinierten Einsatz des Kavernenspeichers zu nutzen. Für weitere Informationen im Hinblick auf die Risikosteuerung im Energiehandel wird auf die Ausführungen zur Überwachung von Risiken im Energiehandel im Rahmen der Darstellung des enercity-Risikomanagementsystems verwiesen. Der Ergebnisbeitrag des Energiehandels könnte durch die Veränderung der Finanzmarkttrichtlinie und eine damit einhergehende Ausweitung der Eigenkapitalunterlegungsvorschriften negativ flankiert werden.

Der Atomausstieg zeigt den Weg in eine Energieerzeugung der Zukunft. In diesem Zusammenhang bieten sich Vermarktungschancen für konventionelle Kraftwerke in der langen Übergangsphase und im Rahmen der erneuerbaren Energieerzeugung.

**Absatz und Vertrieb.** Die Risikokategorie Absatz und Vertrieb beinhaltet grundsätzlich Risiken, die sich auf die Veräußerung von Produkten und Dienstleistungen beziehen. Dies beinhaltet unter anderem Erfüllungs-, Verkaufs-, Lager-, Abnahme-, Zahlungs- sowie Produkthaftungs- und Wettbewerbsrisiken. Die zunehmende Wettbewerbsintensität resultiert in dem potenziellen Risiko von künftigen Absatz- und Marktanteilsverlusten im Strom- und Gasgeschäft. Trotz zahlreicher Wettbewerber im Marktgebiet Hannover wird mit attraktiven Produkten und marktgerechten Preisen die Marktpositionierung überdurchschnittlich gut behauptet. Durch eine stärkere Zielgruppenorientierung und den Ausbau der Aktivitäten außerhalb des angestammten Netzgebietes im Rahmen der enercity-Wachstumsstrategie sollen auch in Zukunft Kunden erfolgreich gebunden werden. Der Schwerpunkt liegt auf der Entwicklung von neuen, innovativen Angeboten, um der intensiven Wettbewerbslage zu begegnen. Zur Unterstützung dieser Strategie erfolgen der Ausbau von Speicherkapazitäten und eine Intensivierung der Gashandelsgeschäfte. Vor dem Hintergrund einer von allen Seiten geforderten Versorgungssicherheit sind Gasspeicher unabdingbar und ein wichtiges strategisches Instrument. Mit der Erweiterung der Erdgasspeicher kann die hohe Versorgungssicherheit für Hannover gestärkt werden.

Darüber hinaus sind klimabedingte Absatzrückgänge im Wärmebereich zu erwarten, die durch eine Verdichtung des Fernwärmenetzes ausgeglichen werden sollen. Für weitere Einzelheiten wird auf die korrespondierenden Ausführungen zur enercity-Unternehmensstrategie in diesem Lagebericht verwiesen. Weitere wesentliche Risikofelder umfassen Risiken aus Zahlungsausfällen und verzögerten IT-Entwicklungen. Im Hinblick auf energiewirtschaftliche IT-Systeme bestehen Anforderungen auf Seiten des Gesetzgebers und der Marktpartner. Die Zahlungsausfälle bewegen sich auf einem branchenüblichen Niveau.

**Finanzwirtschaftliche Risiken.** Finanzwirtschaftliche Risiken können die finanzielle Situation von enercity negativ beeinflussen; wie beispielsweise Marktpreis-, Kredit- und Liquiditätsrisiken. Finanzwirtschaftliche Risiken bestehen mehrheitlich mit niedrigen Eintrittswahrscheinlichkeiten und umfassen Risiken, die das Zins- und Devisenmanagement, die Kapitalanlage und den Zahlungsverkehr betreffen. Zur Steuerung von Zinsrisiken und zur Zinsoptimierung werden Zinsswap- und Zinsswapoptionengeschäfte eingesetzt. Währungsrisiken werden durch Devisentermingeschäfte abgesichert. Alle getätigten Geschäfte unterliegen einer kontinuierlichen Überwachung. Des Weiteren können sich für enercity Risiken aus der Nichteinhaltung

der Financial Covenants im Zusammenhang mit den Kreditverbindlichkeiten ergeben. Diese limitieren entweder das Kreditvolumen, die Bindungsdauer oder Zinsaufwendungen. Zur Anwendung kommen Eigenkapitalquoten und Größen zur Entschuldungsfähigkeit. Für weiterführende Angaben wird auf den Anhang in diesem Abschluss verwiesen. Außerdem sind in diesem Risikobereich finanzielle Auswirkungen auf das Unternehmensergebnis durch beispielsweise Streik, Pandemie, schwebende Verfahren und mögliche planerische Abweichungen bei Beteiligungsergebnissen abgebildet. Letztgenannte Risiken bestehen mit geringen Eintrittswahrscheinlichkeiten.

**Regulatorische Risiken.** Die Risikokategorie der regulatorischen Risiken umfasst grundsätzlich kartell-, patent-, bilanz- und steuerrechtliche Risiken, Genehmigungsverfahren und gesetzliche Auflagen sowie Umweltschutzbestimmungen. Aufgrund kartellrechtlicher Prüfungen und Feststellungen bestehen Preisrisiken. Die Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft ist grundsätzlich bestrebt, diesen Preisrisiken durch ausreichende Nachweisführungen und eine angemessene Preisausgestaltung entgegenzuwirken.

Beispielhafte Risiken dieser Kategorie sind außerdem das EEG, das dritte europäische Binnenmarktpaket und die Regulierung der Netznutzungsentgelte durch die Bundesnetzagentur (BNetzA). Es bestehen Ergebnisrisiken im Zusammenhang mit der Anreizregulierung der Netze. Trotz der Festlegung von Erlösobergrenzen bestehen Erfordernisse, die genehmigten Ansätze zu verteidigen. Eine wesentliche Frage wird in diesem Zusammenhang sein, ob die entstandenen Netzkosten im Rahmen der Prüfung auf Grundlage der Jahresabschlüsse aus Sicht der BNetzA ausreichend nachweisfähig dargelegt werden können. Des Weiteren ist mit einer Reduzierung der Erlösobergrenzen Strom und Gas für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor in der Anreizregulierungsformel zu rechnen. Die Auswirkungen der Regulierung auf die Ertragslage sollen durch Maßnahmen zur Kostensenkung und Effizienzverbesserung begrenzt werden.

Bei Ablauf der vorhandenen Konzessionsverträge droht die Nichtverlängerung als grundlegendes Risiko. Als Folge daraus müsste das Verteilnetz des vakanten Konzessionsgebietes dem neuen Energieversorgungsunternehmen gegen Zahlung einer wirtschaftlich angemessenen Vergütung überlassen werden. Auf der anderen Seite besteht die Chance, an Ausschreibungen von Konzessionen teilzunehmen und somit neue Konzessionen oder auslaufende Konzessionsverträge zu halten. Die Verhandlungsposition bei Konzessionsvergaben soll durch ein konsequentes Kostenmanagement gestärkt werden, um attraktive Konditionen bieten zu können.

**Organisation, Personal und IT.** In dieser Risikokategorie werden sämtliche Risiken zusammengefasst, die ihren Ursprung in den Bereichen Personal oder IT haben, oder die in der Organisationsstruktur des Unternehmens begründet sind. Der Wettbewerb um qualifiziertes Personal ist im Zuge des demografischen Wandels intensiv. Die Attraktivität von enercity soll im Rahmen der Mitarbeiterakquise durch eine leistungsorientierte Vergütung, fortschrittliche Sozialleistungen, vielseitige Perspektiven sowie attraktive Fort- und Weiterbildungsangebote hervorgehoben werden.

Die Geschäftsprozesse werden durch effiziente Informationsverarbeitungssysteme unterstützt, die im Wesentlichen auf marktüblichen Standards basieren. Dennoch können Risiken bei der Verfügbarkeit der IT-Infrastruktur und der Datensicherheit eintreten. Zur Risikosteuerung werden Maßnahmen wie regelmäßige Investitionen in Hard- und Software, hohe Sicherheitsstandards, eingeschränkte Zugangs- und Zugriffsberechtigungen sowie eine Sensibilisierung der Nutzer ergriffen. Risiken bei der Entwicklung von IT-Lösungen, die der Unterstützung der Geschäftsabläufe dienen, werden im Rahmen des Planungsprozesses und des Managements der IT-Projekte gesteuert.

Im Hinblick auf wesentliche enercity-Beteiligungen bestehen die im Folgenden dargestellten Risiken.

**Contracting.** Im Wachstumsmarkt Contracting sind die drei Beteiligungsgesellschaften Danpower, eCG und die Energie-Projektgesellschaft Langenhagen mbH (EPL) des enercity-Konzernverbunds aktiv. Die Investitionsprojekte sind jeweils weitestgehend durch langfristige Wärmelieferverträge und die gesetzlichen Vergütungsregelungen des EEG und KWK-G gesichert. Risiken aus Betriebsunterbrechungen werden durch ordnungsgemäße Wartung durch hochqualifiziertes Personal und Wartungsverträge minimiert. Die Versorgung von EEG-Anlagen mit Einsatz- und Brennstoffen ist größtenteils durch langfristige Lieferverträge sichergestellt. Zukünftige Änderungen des EEG sowie KWK-G und andere gesetzliche Regelungen zu Energiesteuern und -einsparungen können für zukünftige Erzeugungsprojekte Chancen sowie Risiken aufgrund veränderter Vergütungsregelungen bedeuten.

**Beteiligungen.** Das enercity-Beteiligungsportfolio wird durch ein eingerichtetes Beteiligungsmanagement im Rahmen einer turnusmäßigen Berichterstattung überwacht. Dabei werden Plan-Ist-Abweichungen, die negative Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage haben können, analysiert und gegebenenfalls Gegensteuerungsmaßnahmen erarbeitet. Des Weiteren werden insbesondere mit wesentlichen Beteiligungsgesellschaften in regelmäßigen Sitzungen die Unternehmensstrategie, Regulierungseinflüsse und die Rentabilität größerer Investitionsvorhaben thematisiert. Zudem unterliegen die Buchwerte der Beteiligungsgesellschaften einer regelmäßigen Werthaltigkeitsprüfung. Ein hohes Chancenpotenzial liegt im strategisch bedeutenden Erwerb der Thüga-Anteile im Jahr 2009. So können beispielsweise im Bereich der Energiebeschaffung und des Materialeinkaufs durch gebündelte Beschaffungsstrategien deutliche Skaleneffekte erzielt werden.

## 10 Nachtragsbericht

Es liegen keine Vorgänge von besonderer Bedeutung nach dem Ende des Geschäftsjahres vor, die eine wesentliche Auswirkung auf den Geschäftsverlauf von enercity hatten.

## 11 Prognosebericht

### 11.1 Erwartete Umfeldentwicklung

Die sich aus den Umfeldbedingungen ergebenden Chancen und Risiken haben direkten Einfluss auf die unternehmerische Entwicklung von enercity. Die im Folgenden unterstellten volkswirtschaftlichen Eckdaten sowie die marktbedingten Erwartungen sind Einflussgrößen auf die Wirtschaftsplanung von enercity und wurden entsprechend berücksichtigt.

**Gebremstes Wachstum erwartet.** Prognosen des Statistischen Bundesamtes Deutschland zufolge wird das reale Bruttoinlandsprodukt in Deutschland 2012 um etwa 0,4 Prozent gegenüber dem Vorjahr wachsen. Vor dem Hintergrund der europäischen Schuldenkrise werden auch zukünftig weiterhin Belastungen für die deutsche Konjunktur bestehen. Starke Wachstums- oder Schrumpfungsphasen der Gesamtwirtschaft beeinflussen insbesondere die Energienachfrage der Industrieunternehmen. Unter Zugrundelegung der Wachstumsprognose des Statistischen Bundesamtes Deutschland geht enercity von einer lediglich geringfügigen Zunahme der Energienachfrage in den beiden folgenden Geschäftsjahren aus.

**Erwartete Preisentwicklungen auf den Energiemärkten.** Die Preisprognosen erfolgen auf Basis der bisher beobachtbaren

Preisentwicklungen. Aufgrund des zunehmenden weltweiten Wirtschaftswachstums (2,5 Prozent für 2012 laut Weltbank) erwartet enercity einen sich fortsetzenden Ölpreisanstieg. Darüber hinaus wird für 2012 mit Kohleleinstandspreisen auf einem dem Jahresdurchschnittswert 2011 entsprechenden Niveau gerechnet. Bei den TTF-Gashandelspreisen erwartet enercity einen ähnlichen Anstieg wie in 2011. Für Strom wird vor dem Hintergrund der Brennstoff-Preisentwicklungen von etwas ansteigenden Strompreisen ausgegangen, bei allerdings auch künftig leicht sinkenden Clean Spark Spreads beziehungsweise Clean Dark Spreads. Für den Emissionsmarkt sieht enercity eine Preisentwicklung in einer Bandbreite ähnlich wie in 2011, bei allerdings niedrigeren Maximalwerten. Prägend für die Preisentwicklung werden der Ausbau der erneuerbaren Energien und klimapolitische Entscheidungen sein. Ab 2013 ergeben sich für enercity weitere Belastungen aufgrund der Änderung der Zuteilungsregelungen in der dritten Handelsperiode. Inwiefern die steigenden Kosten am Markt durchsetzbar sind, ist offen, sodass von einer Verstärkung des Drucks auf die Stromerzeugungsmargen auszugehen ist.

**Auswirkungen des energiepolitischen Rahmens.** Durch die Einführung des Effizienzvergleichs und der damit verbundenen Anreizregulierung in den Netzbereichen Strom und Gas sind in den kommenden Jahren weitere Kürzungen der Netzentgelte zu erwarten. Dies wird sich über die eNG auch entsprechend auf das Ergebnis von enercity auswirken. Die ausgeweitete EU-Richtlinie über Märkte für Finanzinstrumente (MiFID) könnte den enercity-Strom- und -Gashandel mit steigenden Eigenkapitalanforderungen konfrontieren.

**Wettbewerbsentwicklung.** Für die kommenden beiden Geschäftsjahre ist von einer Intensivierung des Kundenwechselverhaltens auszugehen. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Errichtung weiterer Netzkapazitäten ist ein Anstieg der EEG-Umlage und Netznutzungsentgelte zu erwarten. Dieser Anstieg wird zusätzlich verstärkt durch die Sonderkunden-Umlage ab 1. Januar 2012 als Entschädigung für entgangene Einnahmen im Zusammenhang mit der möglichen Freistellung von Netzentgelten für energieintensive Industrieunternehmen. Dies wird sich voraussichtlich in erhöhten Energiekosten für die Endverbraucher niederschlagen. Auch für die folgenden Jahre ist mit weiterhin steigenden Strompreisen für die Endverbraucher zu rechnen: Die Deutsche Energieagentur dena prognostiziert einen Anstieg der Strompreise bis zum Jahr 2020 um etwa 20 Prozent. Um die Energiekosten zu minimieren, werden Energieverbraucher daher vermutlich zunehmend zu einem Versorgerwechsel bereit sein. Dies wird durch die am 1. April 2012 in Kraft tretenden neuen Regeln für den Anbieterwechsel begünstigt werden. Dem steigenden Druck durch Versorgerwechsel will enercity insbesondere mit einer Strategie der nachhaltigen Wettbewerbspositionierung und einem Ausbau der Geschäftsaktivitäten außerhalb des Grundversorgungsgebietes begegnen. Die genannten strategischen Ziele sind im Unternehmenskonzept K2020 fest verankert.

**Investitionsentwicklung.** Die veränderten energiepolitischen Rahmenbedingungen und der Erneuerungsbedarf bei konventionellen Kraftwerken werden voraussichtlich einen bedeutenden Investitionsbedarf zur Folge haben. Zudem wird die Energieerzeugung mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien dezentraler werden. Für kommunale Energieversorgungsunternehmen ergeben sich kurz- bis mittelfristig gute Chancen zum Aufbau zusätzlicher Erzeugungskapazitäten, da sie aufgrund der lokalen Nähe über die notwendige Akzeptanz in der Bevölkerung verfügen.

## 11.2 Erwartete Entwicklung von enercity

enercity wird in den folgenden beiden Geschäftsjahren an dem im Unternehmenskonzept K2020 aufgezeigten strategischen Unternehmensentwicklungsprozess festhalten, um sich erfolgreich gegenüber den Herausforderungen von Wettbewerb, Regulierung und politischen Rahmenbedingungen zu positionieren.

**Bereich Umwelt und Innovation.** Nach der Zielsetzung der Bundesregierung soll der Anteil der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 auf mindestens 35 Prozent steigen, was insbesondere durch den Ausbau der Windkraft an Land und auf See realisiert werden soll. enercity plant in den folgenden beiden Geschäftsjahren auch Investitionen zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung und Effizienztechnologien. So soll im kommenden Geschäftsjahr – neben den Bereichen Contracting, Biomasse und Erdgasspeicherung – auch in Windkraftprojekte investiert werden.

**Bereich Mitarbeitende.** enercity wird an dem Vertrag zur Zukunfts- und Beschäftigungssicherung II auch in den folgenden beiden Geschäftsjahren festhalten. Dabei werden 2012 insbesondere der Erhalt der Leistung und Motivation aller Mitarbeitenden, die Erstellung von Konzepten zur Beherrschung der demografischen Entwicklung im Unternehmen, die Betreuung von Führungskräften bei ihren Führungsaufgaben und Förderung der Veränderungsbereitschaft und -fähigkeit sowie eine verbesserte Nutzung des Mitarbeiterpools für Vakanzen im Vordergrund stehen. Für das kommende Jahr ist die Entwicklung eines Konzepts für die nachhaltige Bindung und Integration von Fach- und akademischen Nachwuchskräften vorgesehen, das in 2013 mit dem Betriebsrat abgestimmt und vereinbart werden soll. Im Bereich der familienorientierten Personalpolitik wird das Thema Vereinbarkeit von Beruf und Pflege und im Bereich Gesundheitsmanagement das Thema Ernährung schwerpunktmäßig im kommenden Geschäftsjahr verfolgt werden.

**Erwartete Entwicklung der Ertragslage pro Geschäftsfeld.** Für den **Stromabsatz** ist die gesamtwirtschaftliche Entwicklung ein maßgeblicher Parameter. So ist unter anderem entscheidend, ob die deutsche Industrie ihre Produktion weiter ausweiten kann. Im Strombereich ist es das Ziel von enercity, die Marktstellung in den kommenden beiden Geschäftsjahren weiterhin nachhaltig zu festigen und auszubauen. Die Wechselbereitschaft der Kunden soll gedämpft und Stromlieferungsverträge mit bundesweit tätigen Kunden neu abgeschlossen oder verlängert werden. Insgesamt geht enercity für die beiden Folgejahre von erhöhten Erlösen aus dem Stromabsatz an Endkunden aus. Durch eine Erhöhung der Absatzmengen außerhalb des Konzessionsgebietes sollen die Ergebnisbeiträge für das Geschäftsfeld Strom relativ konstant gehalten werden.

Im Geschäftsbereich **Gas** war im abgelaufenen Geschäftsjahr eine zunehmende Wettbewerbsintensität zu verzeichnen. Für das folgende Geschäftsjahr ist davon auszugehen, dass sich im Gasabsatz weiterhin modernisierungs- und verbrauchsverhaltensbedingte Einsparungen, Effekte aus Kundenwechselverhalten sowie aus Abgängen zur Fernwärme bemerkbar machen werden. Für das Grundversorgungsgebiet ist daher von einem leichten Rückgang des Gasabsatzes auszugehen. Um den erwarteten Rückgang innerhalb des Versorgungsgebietes zu kompensieren, soll der überregionale Gasvertrieb im Geschäftskundensegment intensiviert werden, weshalb ein moderat steigender Absatz außerhalb des Grundversorgungsgebietes erwartet wird. Aufgrund dieser gegenläufigen Entwicklung ist insgesamt von einer leichten Zunahme des enercity-Gesamtabsatzes auszugehen.

Der Rückgang der **Wasserabsatzmengen** wird sich voraussichtlich in den folgenden beiden Geschäftsjahren weiter fortsetzen. enercity hat dabei weiter zum Ziel, konstante Preise zu ermöglichen – trotz planmäßigen Sanierungsbedarfs in der Wasserversorgung und eines hohen Fixkostenanteils der Anlagen. enercity ist bestrebt, die kundenorientierte Positionierung zu erhalten.

Aufgrund kundenseitiger **Wärmeschutzmaßnahmen** im Gebäudebestand ist grundsätzlich eine rückläufige Absatzentwicklung in den beiden folgenden Jahren zu erwarten. Der derzeitige 22 prozentige Anteil von enercity am Fernwärmemarkt soll bis zum Jahr 2020 auf 30 Prozent erhöht werden. Im Fernwärmemarkt wird enercity daher in den folgenden beiden Geschäftsjahren die Bemühungen zu einer kontrollierten Verdichtung des Fernwärmenetzes weiterhin aktiv fortsetzen und die konsequente Entflechtung von Gas- und Fernwärmenetz zur Kostenoptimierung vorantreiben. Insgesamt ist im Bereich Fernwärme ein leichtes Wachstum in den beiden Folgejahren möglich.

Umsatzerlöse nach Geschäftsfeldern (in Mio. EUR)*	Ist 2011	Wirtschaftsplan 2012	Erwartete Entwicklungstendenz in 2013 gegenüber dem Vorjahr
Strom	1.718	1.698	leichter Rückgang
Gas	667	695	geringfügiger Anstieg
Wasser	76	78	Relativ konstant
Wärme	73	78	geringfügiger Anstieg
Dienstleistungen	139	131	leichter Rückgang
Gesamt	2.673	2.680	geringfügiger Anstieg

\* inklusive Erträge aus Handelsgeschäften und ohne Erträge aus Strom- und Gasfutures sowie Strom-/Ölswaps und Rohwarenswaps

**Beteiligungsergebnis.** Einen wesentlichen Beitrag für die Jahresergebnisse 2012 und 2013 werden die Beteiligungserträge aus der Thüga und den Contractinggesellschaften liefern. Auf Grundlage aktueller Planungen der Beteiligungsgesellschaften sowie der jeweils vereinbarten Ziele wird ein Beteiligungsergebnis von über 40 Mio. EUR für 2012 erwartet. Eine wirksame Steuerung des Beteiligungsportfolios wird auch in den kommenden beiden Geschäftsjahren weiterhin von Bedeutung sein.

**Ausweitung der Contractingaktivitäten.** Die bereits eingeschlagene Linie im Bereich Contracting wird enercity auch in den nächsten beiden Jahren weiterverfolgen und ausbauen. Der Fokus ist hierbei auf die Erstellung und den Betrieb von kleinen bis mittleren Blockheizkraftwerken sowie die Erzeugung von Energie aus Biomasse gerichtet. Die Weiterentwicklung und Ausdehnung dieses Geschäftsfeldes erfolgt hierbei insbesondere über die Teilkonzerne Danpower und eCG.

**Geplante Investitionen.** Für das kommende Geschäftsjahr sind Sach- und Finanzanlageinvestitionen von insgesamt etwa 105,6 Mio. EUR geplant. Die Sachinvestitionen liegen mit 65,6 Mio. EUR über den geplanten Abschreibungen und verteilen sich wie folgt auf die einzelnen Geschäftsfelder:

Investitionen nach Geschäftsfeldern (in Mio. EUR)	Ist 2011	Wirtschaftsplan 2012	Erwartete Entwicklungstendenz in 2013 gegenüber dem Vorjahr
Strom	24,3	21,3	annähernd auf Vorjahresniveau
Gas	12,9	10,2	annähernd auf Vorjahresniveau
Wasser	11,1	11,2	annähernd auf Vorjahresniveau
Wärme	4,3	6,7	annähernd auf Vorjahresniveau
Gemeinsame Anlagen	10,9	16,2	annähernd auf Vorjahresniveau
Gesamt	63,5	65,6	annähernd auf Vorjahresniveau

Im Geschäftsfeld Strom ist ein Großteil des geplanten Investitionsvolumens für den Bereich der Verteilungsnetze vorgesehen. Zudem sind fünf Mio. EUR für Investitionen in die Stromerzeugung aus Windenergie geplant. Die Investitionen im Gasbereich entfallen insbesondere auf die Wertschöpfungsstufe Verteilung; im Bereich Wasser im Wesentlichen auf Erneuerungsmaßnahmen im Wassernetz und im Bereich Wärme größtenteils auf geplante Neuanschlüsse entlang der Fernwärmetrassen. Für 2012 sind zudem Investitionen mit einem Volumen von 40,0 Mio. EUR hauptsächlich für Finanzanlagen zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und Effizienztechnologien sowie die Erdgasspeicherung vorgesehen. Davon soll der größte Teil in Windkraftprojekte investiert werden.

**Geplante Finanzierung.** Die Investitionen und weiteren Aktivitäten sollen hauptsächlich innenfinanziert werden. Die Innenfinanzierung soll insbesondere durch Abgänge des Finanzanlagevermögens und darüber hinaus über Rücklagenbildung erfolgen. Die Außenfinanzierung wird im Wesentlichen durch Nettokreditaufnahmen in Höhe von insgesamt 25 Mio. EUR getragen. In 2012 soll der Darlehensbestand damit kaum verändert bleiben.

**Gesamtbeurteilung.** Insgesamt wird damit gerechnet, dass der verschärfte Wettbewerb bei Strom und Gas sowie die zunehmend verschärften Bedingungen bei der Regulierung und dem Klimaschutz negative Auswirkungen auf die künftigen Unternehmensergebnisse im traditionellen Kerngeschäft haben werden. Wachstumsinvestitionen sollen diese Ergebnisbelastungen kompensieren. Für das Geschäftsjahr 2012 wird ein Jahresergebnis in Höhe von etwa 113 Mio. EUR erwartet. Die Gewinnabführung soll leicht über dem Vorjahr bei 102 Mio. EUR liegen. Für das Geschäftsjahr 2013 wird trotz der bestehenden Unsicherheiten bei den Beschaffungskosten für die Emissionszertifikate mit einem stabilen Jahresergebnis auf Basis eines Ergebnisses der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit im Zielkorridor des Unternehmenskonzeptes K2020 gerechnet.

**Zukunftgerichtete Aussagen.** Die getroffenen zukunftsgerichteten Aussagen basieren auf den gegenwärtigen Annahmen und Einschätzungen der Unternehmensleitung. Die Prognosen sind daher grundsätzlich Ungewissheiten und dem Risiko unterworfen, dass die tatsächliche Geschäftsentwicklung sowie die Ertrags- und Finanzlage von enercity in den folgenden beiden Geschäftsjahren im Ergebnis von den prognostizierten Entwicklungen abweichen können.

## Bilanz zum 31. Dezember 2011

### Aktiva

	31.12.2011		31.12.2010	
	EUR	EUR	TEUR	TEUR
<b>A. Anlagevermögen</b>				
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>				
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte		6.986.448,00		8.262
<b>II. Sachanlagen</b>				
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	37.765.634,83		40.132	
2. Erzeugungs-, Gewinnungs- und Bezugsanlagen	11.092.172,00		10.977	
3. Verteilungsanlagen	280.890.028,46		272.488	
4. Technische Anlagen und Maschinen	43.997.396,00		40.361	
5. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	9.117.192,00		9.813	
6. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	38.560.340,02	421.422.763,31	32.374	406.145
<b>III. Finanzanlagen</b>				
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	250.879.315,40		239.735	
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	112.205.034,50		80.600	
3. Beteiligungen	506.025.136,38		510.678	
4. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	11.447.297,00		16.039	
5. Wertpapiere des Anlagevermögens	65.727.125,14		94.366	
6. Sonstige Ausleihungen	2.390.709,88	948.674.618,30	3.052	944.470
		1.377.083.829,61		1.358.877
<b>B. Umlaufvermögen</b>				
<b>I. Vorräte</b>				
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	27.745.708,81		28.227	
2. Unfertige Leistungen	1.967.376,96		1.323	
3. Waren	13.216.447,66	42.929.533,43	7.743	37.293
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>				
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen abzüglich erhaltene Anzahlungen	479.665.654,88		499.341	
	-206.831.612,06		-204.279	
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	61.610.030,05		31.542	
3. Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	14.481.027,33		15.746	
4. Sonstige Vermögensgegenstände	42.927.871,13	391.852.971,33	56.429	398.779
<b>III. Wertpapiere</b>				
1. Eigene Genussscheine	3.587.292,58		3.587	
2. Sonstige Wertpapiere	796.926,25	4.384.218,83	774	4.361
<b>IV. Kassenbestand und Guthaben bei Kreditinstituten</b>		29.216.132,79		56.629
		468.382.856,38		497.062
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>		1.825.800,20		590
		1.847.292.486,19		1.856.529

## Passiva

	31.12.2011	31.12.2010
	EUR	TEUR
<b>A. Eigenkapital</b>		
I. Gezeichnetes Kapital	86.000.000,00	86.000
II. Kapitalrücklage	78.534.977,83	78.535
III. Gewinnrücklagen		
Andere Gewinnrücklagen	246.578.720,58	229.579
IV. Genussscheinkapital	5.112.918,81	5.113
	416.226.617,22	399.227
<b>B. Sonderposten für Investitionszuschüsse</b>	11.077.896,00	11.998
<b>C. Erhaltene Baukostenzuschüsse</b>	83.416.707,00	85.430
<b>D. Rückstellungen</b>		
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	45.137.667,00	48.046

2. Steuerrückstellungen	0,00	7.248
3. Sonstige Rückstellungen	187.492.507,74	210.216
	232.630.174,74	265.510
<b>E. Verbindlichkeiten</b>		
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	734.204.056,50	759.359
2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	235.134.415,38	186.468
3. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	78.876.263,39	93.831
4. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	13.416.069,61	11.991
5. Sonstige Verbindlichkeiten	39.986.022,19	41.289
--davon aus Steuern: EUR 14.107.522,65 (Vorjahr: TEUR 9.564)--		
--davon im Rahmen der sozialen Sicherheit: EUR 6.266,54 (Vorjahr: TEUR 5)--		
	1.101.616.827,07	1.092.938
<b>F. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	2.324.264,16	1.426
	1.847.292.486,19	1.856.529

### Gewinn- und Verlustrechnung für die Zeit vom 1. Januar bis 31. Dezember 2011

	2011		2010	
	EUR	EUR	TEUR	TEUR
1. Umsatzerlöse (brutto)		2.791.286.560,15		2.580.394
abzüglich Energiesteuer		-118.016.388,91		-98.004
		2.673.270.171,24		2.482.390
2. Erhöhung/Minderung des Bestandes an unfertigen Leistungen		643.986,46		-1.079
3. Andere aktivierte Eigenleistungen		5.612.238,35		5.430
4. Sonstige betriebliche Erträge		265.456.351,76		283.932
		2.944.982.747,81		2.770.673
5. Materialaufwand				
a) Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren	2.125.846.148,80		1.825.092	
b) Aufwendungen für bezogene Leistungen	229.636.662,77	2.355.482.811,57	251.008	2.076.100
6. Personalaufwand				
a) Löhne und Gehälter	155.765.478,91		155.390	
b) Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	38.255.538,22	194.021.017,13	39.097	194.487
7. Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen		47.690.694,10		46.890
8. Sonstige betriebliche Aufwendungen				
a) Konzessionsabgabe	41.568.711,00		45.701	
b) Andere	155.759.912,92	197.328.623,92	259.245	304.946
		2.794.523.146,72		2.622.423
9. Betriebsergebnis		150.459.601,09		148.250
10. Erträge aus Beteiligungen		51.805.752,12		47.083
--davon aus verbundenen Unternehmen EUR 2.966.091,00 (Vorjahr: TEUR 2.754)--				
11. Auf Grund von Gewinnabführungsverträgen erhaltene Gewinne		8.859.029,00		11.525
--davon Dividenden an außenstehende Gesellschafter EUR 198.790,28 (Vorjahr: TEUR 199)--				
12. Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens		5.186.416,86		2.000
--davon aus verbundenen Unternehmen EUR 3.663.070,16 (Vorjahr: TEUR 639)--				
13. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge		5.371.018,34		4.137
--davon aus verbundenen Unternehmen EUR 1.185.333,26 (Vorjahr: TEUR 658)--				
14. Abschreibungen auf Finanzanlagen		15.973.459,00		14.937
15. Aufwendungen aus Verlustübernahme		44.522.280,77		17.683
16. Zinsen und ähnliche Aufwendungen		33.956.248,13		34.089
--davon an verbundene Unternehmen EUR 404.579,37 (Vorjahr: TEUR 122)--				
		-23.229.771,58		-1.964

17. Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	127.229.829,51	146.286
18. Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	3.606.925,45	4.163
19. Sonstige Steuern	2.909.221,88	1.592
20. Aufgrund eines Gewinnabführungsvertrags abgeführter Gewinn	100.109.074,42	110.548
21. Jahresüberschuss vor Ausschüttung auf das Genussscheinkapital	20.604.607,76	29.983
22. Ausschüttung auf Genussscheinkapital	3.604.607,76	3.983
23. Jahresüberschuss	17.000.000,00	26.000
24. Einstellung in andere Gewinnrücklagen	-17.000.000,00	-26.000
25. Bilanzgewinn	0,00	0

## Anhang für das Geschäftsjahr 2011

### I. Allgemeine Angaben

Der Jahresabschluss wurde auf der Grundlage der handelsrechtlichen Ansatz-, Bewertungs- und Gliederungsvorschriften erstellt. Ergänzend dazu waren die Bestimmungen des Aktiengesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und des Wertpapierhandelsgesetzes zu beachten.

Die Gewinn- und Verlustrechnung ist nach dem Gesamtkostenverfahren gegliedert.

In der Bilanz und in der Gewinn- und Verlustrechnung wurden gemäß § 265 Abs. 5 HGB branchenspezifische Hinzufügungen vorgenommen. Des Weiteren wurden aus Gründen der Klarheit und Übersichtlichkeit weitere Posten hinzugefügt, für die das Gesetz keinen gesonderten Ausweis vorsieht. Für empfangene Investitions- und Baukostenzuschüsse erfolgt ein passivischer Ausweis mit entsprechender Bezeichnung.

### II. Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Erworbene **immaterielle Vermögensgegenstände** werden zu Anschaffungskosten erfasst und linear entsprechend der voraussichtlichen Nutzungsdauer abgeschrieben. Die Nutzungsdauer beträgt überwiegend fünf Jahre.

**Sachanlagen** werden zu Anschaffungs- beziehungsweise Herstellungskosten, vermindert um planmäßige Abschreibungen nach § 253 Abs. 3 HGB, bewertet. In die Herstellungskosten für eigene Leistungen werden gemäß § 255 Abs. 2 S. 2 HGB neben den Einzelkosten auch Gemeinkosten einschließlich Verwaltungskosten einbezogen. Fremdkapitalkosten werden nicht als Teil der Herstellungskosten aktiviert.

Den planmäßigen Abschreibungen liegen die betriebswirtschaftlichen Nutzungsdauern zu Grunde, wobei die Anlagenzugänge bis zum 31. Dezember 2007, soweit steuerlich zulässig, überwiegend degressiv abgeschrieben werden. Der Übergang auf die lineare Methode erfolgt, sobald diese zu höheren Abschreibungen führt. Anlagenzugänge ab dem 1. Januar 2008 werden linear und im Zugangsjahr zeitanteilig abgeschrieben. Bewegliche Vermögensgegenstände werden ab 2009 entsprechend ihrem Entwertungsverlauf degressiv abgeschrieben. Hieraus ergeben sich keine wesentlichen Auswirkungen auf die Vermögens- und Ertragslage.

Für die Vermögensgegenstände werden nachfolgende Entwertungsverläufe p.a. unterstellt:

Anlagenklasse	Entwertungsverlauf p.a.
Technische Anlagen und Maschinen	10 bis 25 %
Verteilungsanlagen	6,25 bis 12,50 %
Erzeugungsanlagen	10 bis 25 %
Betriebs- und Geschäftsausstattung	25 %

Zugänge der Verteilungsanlagen werden nach der Sammelpostenmethode bewertet.

Geringwertige Anlagegüter mit Anschaffungskosten bis 150 Euro wurden bis 2010 im Zugangsjahr in voller Höhe als Aufwand erfasst; geringwertige Anlagegüter mit Anschaffungskosten zwischen 150 Euro und 1.000 Euro wurden nach der Sammelpostenmethode bewertet und über fünf Jahre linear abgeschrieben.

Ab 2011 werden zugehende geringwertige Anlagegüter mit Anschaffungskosten bis 410 Euro in voller Höhe abgeschrieben, die Sammelpostenmethode kommt für Neuzugänge nicht mehr zur Anwendung.

Bei den **Finanzanlagen** werden Beteiligungen und Wertpapiere zu Anschaffungskosten ausgewiesen, soweit nicht ein niedrigerer beizulegender Wert am Abschlussstichtag anzusetzen ist. Verzinsliche Ausleihungen sind zum Nominalwert bilanziert. In den sonstigen Ausleihungen enthaltene niedrig verzinsliche Darlehen an Betriebsangehörige werden zum Nennbetrag (Rückzahlungsbetrag) ausgewiesen. Die übrigen niedrig verzinslichen Darlehen werden mit dem Barwert ausgewiesen.

Die **Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe** sowie die **Waren** werden zu durchschnittlichen Einstandspreisen (Bewertung zum gewogenen Durchschnitt) oder zum niedrigeren Tageswert angesetzt. Die Umschlagshäufigkeit der Vorräte wird durch pauschale Abschläge auf die Anschaffungs- beziehungsweise Herstellungskosten berücksichtigt. Gewährte Zuschüsse sind berücksichtigt. Die Bewertung der **unfertigen Leistungen** entspricht der Ermittlung der Herstellungskosten der selbstgestellten Vermögensgegenstände des Anlagevermögens. Unentgeltlich zugeteilte Emissionsrechte werden zum Erinnerungswert angesetzt; entgeltlich erworbene Emissionsrechte werden mit den Anschaffungskosten oder zum niedrigeren beizulegenden Wert am Abschlussstichtag bewertet.

**Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände** werden unter Berücksichtigung erkennbarer Einzelrisiken und allgemeiner Wagnisse bewertet. Die Bewertung der **eigenen Genussscheine und sonstigen Wertpapiere** erfolgt zu den Anschaffungskosten. Forderungen in fremder Währung werden bei Zugang zum Transaktionskurs und mit dem Devisenkassamittelkurs am Abschlussstichtag bewertet. Zur Vereinfachung der Darstellung wurden wie im Vorjahr aufrechnungsfähige Forderungen und Verbindlichkeiten saldiert.

Als aktive **Rechnungsabgrenzungsposten** werden Ausgaben vor dem Bilanzstichtag ausgewiesen, die Aufwand für eine bestimmte Zeit nach diesem Stichtag darstellen. Als passive Rechnungsabgrenzungsposten werden Einnahmen vor dem Bilanzstichtag ausgewiesen, die Ertrag für eine bestimmte Zeit nach diesem Stichtag darstellen.

**Empfangene Zuschüsse** zur Anschaffung von Anlagegütern werden in einen Sonderposten für Investitionszuschüsse eingestellt und zu Gunsten der sonstigen betrieblichen Erträge aufgelöst.

Die bis zum 31. Dezember 2002 **empfangenen Baukostenzuschüsse** werden mit 5 Prozent jährlich ertragswirksam aufgelöst, die Neuzugänge ab dem 1. Januar 2003 werden bei Vereinnahmung passiviert und zum Bilanzstichtag analog den Nutzungsdauern der entsprechenden Aktivposten erfolgswirksam in den Umsatzerlösen aufgelöst.

Die **Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen** werden nach versicherungsmathematischen Grundsätzen ermittelt. Zur Bewertung der Pensionsrückstellungen wird die „Projected Unit Credit Method (PUCM)“ mit einem Zinsfuß gemäß 253 Abs. 2 Satz 2 HGB von 5,14 Prozent p.a. sowie erwartete Einkommens- und Rentensteigerungen von 2,50 Prozent p.a. beziehungsweise 2,00 Prozent p.a. verwendet. Den Verpflichtungen liegen die Richttafeln 2005 G von Dr. Heubeck zu Grunde. Hier ebenfalls bilanzierte Rückstellungen für Vorruhestandsverpflichtungen werden mit dem Erfüllungsbetrag erfasst. Die Verpflichtungen für Altersteilzeit werden nach versicherungsmathematischen Grundsätzen ermittelt. Bei der Ermittlung der Verpflichtungen aus Altersteilzeit werden ebenfalls die Richttafeln 2005 G von Dr. Heubeck zu Grunde gelegt. Bei der Bewertung der Verpflichtungen aus der Altersteilzeit wird eine erwartete Einkommenssteigerung von 2,50 Prozent p.a. berücksichtigt. Die Verpflichtungen aus der Altersteilzeit werden mit 3,94 Prozent p.a. abgezinst.

Die **sonstigen Rückstellungen** berücksichtigen alle erkennbaren Risiken und ungewissen Verpflichtungen und werden in Höhe des Erfüllungsbetrages angesetzt, der nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendig ist. Bei der Bewertung des Erfüllungsbetrages wurde eine Kostensteigerung von 2,50 Prozent p.a. berücksichtigt. Die sonstigen Rückstellungen mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr werden mit fristadäquaten Zinssätzen abgezinst, die von der Deutschen Bundesbank bekannt gegeben worden sind. Die Abzinsungssätze der Rückstellungen betragen für 2011 zwischen 3,82 Prozent p.a. bis 5,22 Prozent p.a.

Sämtliche **Verbindlichkeiten** werden mit dem Erfüllungsbetrag ausgewiesen. Fremdwährungsverbindlichkeiten werden mit dem Devisenkassamittelkurs am Abschlussstichtag bewertet.

Bei der Bewertung von **Derivaten** wird die Bildung von Bewertungseinheiten berücksichtigt. Für weitere Erläuterungen verweisen wir auf die Kapitel III. 1. und III. 4.

### III. Angaben zur Bilanz und zur Gewinn- und Verlustrechnung

#### 1. Erläuterungen zur Bilanz

##### Anlagevermögen

Die Entwicklung der einzelnen Posten des Anlagevermögens wird unter Angabe der Abschreibungen des Geschäftsjahres im Anlagenspiegel in der Anlage zum Anhang gezeigt.

Die Zunahme der Anteile an verbundenen Unternehmen ist im Wesentlichen auf den Erwerb von weiteren 10,0 Prozent an der Danpower GmbH, Potsdam, mit 10,5 Mio. EUR sowie eine Einstellung in ihre Kapitalrücklage in Höhe von 8,5 Mio. EUR und weiterer Anteile in Höhe von 6,6 Prozent an der GHG Gasspeicher GmbH, Hannover, mit 3,7 Mio. EUR zurückzuführen.

Die Zunahme der Ausleihungen an verbundene Unternehmen in Höhe von 31,6 Mio. EUR ist unter anderem auf die Erhöhung des Gesellschafterdarlehens an die Gemeinschaftskraftwerk Hannover-Linden GmbH, Hannover, zur Finanzierung der Erweiterung der Erzeugungskapazitäten in Höhe von 10,0 Mio. EUR sowie auf die Gewährung eines Gesellschafterdarlehens für einen Beteiligungserwerb in Höhe von 17,0 Mio. EUR zurückzuführen.

Die Wertpapiere des Anlagevermögens nahmen durch die Veräußerung eines langfristigen Fonds in Höhe von 30,3 Mio. EUR ab. Die sonstigen Ausleihungen verminderten sich durch die Tilgung von Arbeitgeberdarlehen an Betriebsangehörige um 0,7 Mio. EUR.

##### Vorräte

Die Zunahme der Warenvorräte von 7,7 Mio. EUR auf 13,2 Mio. EUR ist auf gestiegene Beschaffungskosten für den Gasbezug sowie gestiegene Einspeichermengen der Gasvorräte im Speicher Empelde zurückzuführen.

##### Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

In den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen ist auch der abgegrenzte Verbrauch zwischen Ablese- und Bilanzstichtag enthalten.

Die in Abzug gebrachten erhaltenen Anzahlungen betreffen hauptsächlich eingegangene Teilbeträge auf den noch nicht abgelesenen Energie- und Wasserverbrauch.

3,1 Mio. EUR (Vorjahr: 19,7 Mio. EUR) der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen haben eine Restlaufzeit von mehr als einem Jahr. Von den sonstigen Vermögensgegenständen haben 0,2 Mio. EUR (Vorjahr: 0,1 Mio. EUR) eine Restlaufzeit von mehr als einem Jahr.

In den sonstigen Vermögensgegenständen sind Vorsteuererstattungsansprüche in Höhe von 24,3 Mio. EUR erfasst worden.

Die Mitzugehörigkeit der Forderungen gegen verbundene Unternehmen und Beteiligungsunternehmen zu anderen Posten stellt sich wie folgt dar:

	Verbundene Unternehmen TEUR	Beteiligungs- unternehmen TEUR
Forderungen aus		
Lieferungen und Leistungen	44.306	5.728
dem Finanzierungsverkehr	8.250	8.750
Beteiligungserträge	0	3
Unternehmensverträgen	9.054	0



### Wertpapiere

Bei den sonstigen Wertpapieren handelt es sich um Anlagen in Investmentfonds zur Insolvenzsicherung von Altersteilzeitverpflichtungen (Verpfändungsmodell) im Blockmodell; bei den Fondsanteilen handelt es sich nicht um Deckungsvermögen im Sinne des § 246 Abs. 2 S. 2 HGB. Die Fondsanteile werden zu Anschaffungskosten bewertet.

### Gezeichnetes Kapital

Das Grundkapital der Gesellschaft beträgt unverändert 86,0 Mio. EUR und ist eingeteilt in 17.200.000 Aktien im Nennwert von je 5,00 EUR, wovon die Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft Hannover mbH, Hannover, (VVG) 12.914.742 Aktien hält.

### Kapitalrücklage

Die Kapitalrücklage beträgt unverändert 78,5 Mio. EUR und betrifft im Wesentlichen Einzahlungen der Aktionäre sowie den gesetzlichen Reservefonds mit unverändert 11,4 Mio. EUR.

### Gewinnrücklagen

Den anderen Gewinnrücklagen wurde der Jahresüberschuss in Höhe von 17,0 Mio. EUR zugeführt.

### Genussscheine

Die Genussscheine wurden mit einem Gesamtnennbetrag von 5.112.918,81 EUR ausgegeben und lauten auf den Inhaber. Die Stückelung beträgt 511.291.881 Stück über je 0,01 EUR Nennbetrag. Die Laufzeit der Genussscheine ist unbefristet und eine Kündigung durch die Inhaber ist erstmals zum 31. Dezember 2015 möglich.

### Sonderposten für Investitionszuschüsse

Im Sonderposten für Investitionszuschüsse sind Zuschüsse zur Anschaffung von Anlagegütern enthalten. Im Geschäftsjahr 2011 wurden 0,3 Mio. EUR als Zugang erfasst; die Auflösung in Höhe von 1,2 Mio. EUR wird in den sonstigen betrieblichen Erträgen erfasst.

### Erhaltene Baukostenzuschüsse

In den erhaltenen Baukostenzuschüssen wurden im Geschäftsjahr 7,2 Mio. EUR eingestellt. Die Auflösungsbeträge sind in Höhe von 9,2 Mio. EUR in den Umsatzerlösen enthalten.

### Sonstige Rückstellungen

In den sonstigen Rückstellungen sind enthalten:

	2011	2010
	TEUR	TEUR
Personalbezogene Rückstellungen	36.556	36.288
Rehabilitierung von Netzen und sonstigen Anlagen	45.543	44.222
Altlastensanierungen	16.349	16.304
Ausstehende Bezugsrechnungen	16.258	22.292
Rückbauverpflichtungen	13.970	11.653
Absatzrisiken gegenüber Kunden	8.999	19.845
Abrechnungsverpflichtungen	8.114	7.721
Buchführungsverpflichtungen für Geschäftsvorfälle des Vorjahres	4.893	4.968
Sozialplanverpflichtungen auf Grund von Reorganisationen	0	2.000
Übrige	36.811	44.923
	187.493	210.216

### Verbindlichkeiten

Für die Verbindlichkeiten bestehen folgende Restlaufzeiten:

	Gesamt	davon mit einer Restlaufzeit	
	TEUR	bis 1 Jahr	über 5 Jahre
	TEUR	TEUR	TEUR
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	734.204	54.041	334.619
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	235.134	235.134	0
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	78.876	78.876	0
Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	13.416	13.416	0
Sonstige Verbindlichkeiten	39.986	39.986	0
	1.101.616	421.453	334.619

Die Abnahme der Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten in Höhe von 25,2 Mio. EUR ist auf die Tilgung von Darlehen zur Finanzierung des Sach- und Finanzanlagevermögens und auf die kurzfristige Liquiditätssteuerung zurückzuführen.

In den sonstigen Verbindlichkeiten sind Zinsabgrenzungen in Höhe von 9,2 Mio. EUR enthalten.

Die Mitzugehörigkeit der Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen und Beteiligungsunternehmen zu anderen Posten

stellt sich wie folgt dar:

	Verbundene Unternehmen TEUR	Beteiligungs- unternehmen TEUR
Verbindlichkeiten aus		
Lieferungen und Leistungen	-4.405	-212
dem Finanzierungsverkehr	-41.450	13.220
Beteiligungserträge	0	408
Unternehmensverträgen	124.731	0
	78.876	13.416

## Bewertungseinheiten

Die Stadtwerke Hannover AG setzen derivative Finanzinstrumente (Sicherungsinstrumente) zur Absicherung von zukünftigen Zahlungsströmen aus Darlehen und Wareneinkäufen (Grundgeschäfte) ein. Dafür werden als Sicherungsinstrumente Zinsswaps, Devisentermingeschäfte, CO<sub>2</sub> - Zertifikateswaps, Kohleswaps und Ölswaps abgeschlossen. Zur Absicherung werden ausschließlich Mikrobewertungseinheiten gebildet. Die bilanzielle Abbildung der Bewertungseinheiten erfolgt anhand der Einfrierungsmethode.

Im Berichtsjahr wurden Darlehen in Höhe von 630,0 Mio. EUR durch Payer Swaps abgesichert und in Bewertungseinheiten einbezogen. Die aus den variablen Zinszahlungen der Darlehen resultierenden Zinsrisiken werden durch die zu erhaltenden variablen Zinszahlungen aus dem Payer Swaps eliminiert. Der beizulegende Zeitwert der in Bewertungseinheiten einbezogenen Payer Swaps beträgt - 63,4 Mio. EUR, die durch die Bildung der Bewertungseinheiten vermiedene Drohverlustrückstellung beträgt 61,9 Mio. EUR. Im Rahmen der Bildung der Bewertungseinheiten wurden negative Marktwerte von 1,4 Mio. EUR sowie 0,5 Mio. EUR aus Ineffektivitäten als Drohverlustrückstellung berücksichtigt. Die variabel verzinslichen Darlehen werden für Zeiträume von bis zu 30 Jahren abgesichert. In die Bewertungseinheiten werden mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erwartende Transaktionen in Form von Darlehensprolongationen in Höhe von 470,0 Mio. EUR einbezogen. Die Notwendigkeit der Darlehensprolongationen resultiert aus dem geplanten Finanzierungsbedarf der Stadtwerke Hannover AG. Die Ermittlung der prospektiven Effektivität erfolgt mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen. Die Ermittlung der retrospektiven Effektivität erfolgte anhand der Dollar Offset Methode.

Darüber hinaus wurden Kohlebeschaffungsgeschäfte von 139,9 Mio. EUR durch Devisentermingeschäfte abgesichert. Die Devisentermingeschäfte gleichen die aus den Warentermingeschäften resultierenden Währungsrisiken aus. Der beizulegende Zeitwert der Devisentermingeschäfte beträgt 5,4 Mio. EUR. Aufgrund negativer Zinskomponenten die nicht in die Bewertungseinheiten einbezogen wurden, ergab sich eine Drohverlustrückstellung von 0,8 Mio. EUR. Die vermiedene Drohverlustrückstellung aus den Kassakomponenten beträgt 0,8 Mio. EUR. Die Devisentermingeschäfte haben Laufzeiten von bis zu drei Jahren. Sowohl die Ermittlung der prospektiven als auch retrospektiven Effektivität erfolgt anhand der Critical Term Match Methode.

Zur Absicherung von Preisänderungsrisiken aus mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erwartenden Gasgeschäften werden Ölswaps eingesetzt. Diese haben ein Nominalwert von 153,9 Mio. EUR und einen beizulegenden Zeitwert von 1,0 Mio. EUR. Die durch die Bildung der Bewertungseinheiten vermiedene Drohverlustrückstellung beträgt 6,1 Mio. EUR.

Zur Absicherung von Preisänderungsrisiken aus mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erwartenden Strombezügen werden CO<sub>2</sub> - Zertifikateswaps und Kohleswaps eingesetzt. Die erwarteten Strombezüge ergeben sich aus bestehenden Strombezugsrahmenverträgen. Die CO<sub>2</sub> – Zertifikateswaps haben ein Nominalwert von 9,3 Mio. EUR und einen beizulegenden Zeitwert von -4,3 Mio. EUR. Die Kohleswaps haben ein Nominalwert von 50,4 Mio. EUR und einen beizulegenden Zeitwert von -2,3 Mio. EUR. Die durch die Bildung der Bewertungseinheiten vermiedene Drohverlustrückstellung beträgt 6,6 Mio. EUR. Die abgeschlossenen Sicherungsgeschäfte haben Laufzeiten von bis zu drei Jahren.

Hinsichtlich der Preisänderungsrisiken gleichen sich die gegenläufigen Zahlungsströme aus Grund- und Sicherungsgeschäften im Rahmen der abgesicherten Risiken zukünftig vollständig aus. Die Wirksamkeit der Sicherungsbeziehungen wird anhand der Critical Term Match Methode nachgewiesen.

## 2. Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

### Umsatzerlöse 1)

Die Umsatzerlöse (ohne Energiesteuer) nach Geschäftsbereichen betragen:

	2011 TEUR	2010 TEUR
Stromversorgung	1.619.245	1.465.500
Gasversorgung	598.870	601.220
Wasserversorgung	69.363	69.154
Wärmeversorgung	69.660	74.091
Sonstige	316.132	272.425
	2.673.270	2.482.390

Die Umsatzerlöse wurden im Wesentlichen im Inland erzielt.

### Sonstige betriebliche Erträge 1)

	2011 TEUR	2010 TEUR
Erträge aus finanziellen Strom- und Gasfutures	53.456	93.999
Erträge aus Mieten und Pachten	88.564	86.110

Erträge aus Anlageabgängen	3.332	2.365
Erträge aus dem Verbrauch von Rückstellungen	20.649	38.762
Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	48.124	32.144
Erträge aus der Kostenerstattung durch Dritte	8.360	10.159
Erträge aus der Auflösung von Investitionszuschüssen	1.232	1.297
Übrige sonstige Erträge	41.739	19.096
	265.456	283.932

Weiterhin sind Erträge aus der Währungsumrechnung in Höhe von 0,1 Mio. EUR (Vorjahr: 1,9 Mio. EUR), Erträge aus sonstigen Finanzgeschäften in Höhe von 12,9 Mio. EUR (Vorjahr: 5,4 Mio. EUR) sowie Erträge aus Rohwaren-Swaps in Höhe von 17,2 Mio. EUR (Vorjahr: 1,3 Mio. EUR) hier ausgewiesen. Von den sonstigen betrieblichen Erträgen sind 55,0 Mio. EUR periodenfremd.

#### **Materialaufwand 2)**

Die Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe beinhalten insbesondere die Aufwendungen für den Bezug von Energie und Wasser in Höhe von 1.992,3 Mio. EUR (Vorjahr: 1.701,9 Mio. EUR).

Bei den Aufwendungen für bezogene Leistungen wurden 181,8 Mio. EUR (Vorjahr: 208,0 Mio. EUR) für Netznutzungsentgelte berücksichtigt.

#### **Personalaufwand**

Die Aufwendungen für Altersversorgung betragen im Geschäftsjahr 11,8 Mio. EUR (Vorjahr: 12,0 Mio. EUR).

#### **Sonstige betriebliche Aufwendungen 2)**

In den sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind enthalten:

	2011 TEUR	2010 TEUR
Aufwendungen aus Strom- und Gasfutures	46.043	134.512
Konzessionsabgaben	41.569	45.701
Zuführungen zu Rückstellungen	31.063	37.186
Dienst- und Fremdleistungen	19.816	18.717
Gebühren, Beiträge, Mieten und Pachten	10.719	10.037
Rechts- und Beratungskosten	3.888	3.395
Wertberichtigungen zu Forderungen	2.690	9.641
Kosten für Werbung, Inserate und Zuschüsse	5.055	4.614
Zuwendungen an die proKlima GbR, Hannover	3.598	3.470
Übrige sonstige Aufwendungen	32.888	37.673
	197.329	304.946

1) Ohne Umgliederung der Erträge aus Strom- /Gasfutures sowie Strom- /Ölswaps und Rohwarenswaps in Höhe von 70,7 Mio. EUR (i. Vj. 95,3 Mio. EUR) aus den sonstigen betrieblichen Erträgen in die Umsatzerlöse

2) Ohne Umgliederung der Aufwendungen aus Strom- /Gasfutures sowie Strom- /Ölswaps und Rohwarenswaps in Höhe von 54,0 Mio. EUR (i. Vj. 135,0 Mio. EUR) aus den sonstigen betrieblichen Aufwendungen in den Materialaufwand.

In den sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind Aufwendungen aus Währungsumrechnungen in Höhe von 0,6 Mio. EUR (Vorjahr: 3,0 Mio. EUR) enthalten.

#### **Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge**

Die sonstigen Zinsen und Erträge enthalten 1,6 Mio. EUR (Vorjahr: 1,2 Mio. EUR) Erträge aus der Abzinsung von Rückstellungen.

#### **Zinsen und ähnliche Aufwendungen**

In dieser Aufwandsposition werden 2,8 Mio. EUR (Vorjahr: 6,0 Mio. EUR) Aufwendungen aus der Aufzinsung von Rückstellungen erfasst.

#### **Aufwendungen aus Verlustübernahmen**

Hier wird die Verlustübernahme für das Geschäftsjahr 2011 der enercity Netzgesellschaft mbH, Hannover, in Höhe von 44,5 Mio. EUR (Vorjahr: 17,7 Mio. EUR) erfasst.

### **3. Berichterstattung gemäß § 6b Abs. 3 Energiewirtschaftsgesetz**

Die Stadtwerke Hannover AG tätigt mit nachfolgenden verbundenen Unternehmen beziehungsweise assoziierten Unternehmen im Sinne von § 271 Abs. 2 HGB beziehungsweise § 311 HGB Geschäfte größeren Umfangs:

- eNG – enercity Netzgesellschaft Hannover mbH, Hannover
- NGL – Netzgesellschaft Laatzen GmbH & Co. KG, Laatzen
- GKH – Gemeinschaftskraftwerk Hannover GmbH, Hannover
- GKL – Gemeinschaftskraftwerk Hannover-Linden GmbH, Hannover
- KWM – Kraftwerk Mehrum GmbH, Hannover

Die eNG stellt gegen Zahlung von Netznutzungsentgelten das Strom- und Gasnetz für die Belieferung der Kunden in den Konzessionsgebieten der Stadtwerke Hannover AG zur Verfügung. Von der NGL wurde das Stromnetz für das Netzgebiet der Stadt Laatzen gepachtet und der eNG zum Netzbetrieb gegen Entgelt zur Verfügung gestellt.

Die Gesellschaften GKH, GKL und KWM lieferten auf Grundlage entsprechender Vereinbarungen Strom an die Stadtwerke Hannover AG; der entsprechende Aufwand ist im Materialaufwand enthalten.

Zwischen der Stadtwerke Hannover AG und den Kraftwerksgesellschaften GKH und GKL sowie der eNG und der NGL bestehen Betriebsführungs- und Pachtverträge; die entsprechenden Erträge werden in den Umsatzerlösen sowie in den sonstigen betrieblichen Erträgen ausgewiesen.

Die Aufwendungen und Erträge ergeben sich aus nachfolgender Übersicht:

	2011 TEUR	2010 TEUR
<b>Von SWH AG erbrachte Leistungen</b>		
eNG	229.319	217.900
GKH	15.778	14.654
GKL	28.055	121.170
KWM	119.856	80.340
NGL	1.305	1.479
	394.313	435.543
<b>Von SWH AG empfangene Leistungen</b>		
eNG	148.303	189.366
GKH	78.812	62.371
GKL	36.122	37.022
KWM	133.159	115.746
NGL	3.461	3.493
	399.857	407.998

#### 4. Derivative Finanzinstrumente

##### 1. Commodity-Derivate

Zur Absicherung und Optimierung der Strom- und Gasgeschäfte (Preisrisikomanagement) und zur Vermarktung eigener Kraftwerkskapazitäten (Kraftwerksoptimierung) werden **Strom- und Gasforwards** eingesetzt und an der deutschen Strombörse EEX (European Energy Exchange) **Gas- und Stromfutures** gehandelt. Der Einsatz dieser derivativen Finanzinstrumente ist durch eine interne Richtlinie geregelt.

Die Marktwerte der Derivate bestimmen sich durch Abzinsung der erwarteten künftigen Zahlungsströme über die Restlaufzeit des Kontrakts auf Basis einer Zinsstrukturkurve zum Stichtag. Diesbezüglich werden die für die Restlaufzeit der Derivate abgeleiteten Forward-Preise verwendet.

Zum 31. Dezember 2011 betragen Nominal- und Marktwert der am Stichtag schwebenden Geschäfte:

	Marktwert TEUR	Nominalwert TEUR
<b>Strom-Forwards</b>		
Beschaffung	-32.787	836.406
Absatz	62.213	938.387
<b>Stromfutures</b>		
Kauf	-24.070	370.896
Verkauf	24.894	357.665
<b>Gas-Forwards</b>		
Beschaffung	-9.995	321.449
Absatz	20.602	224.255
<b>Gasfutures</b>		
Kauf	-151	6.295
Verkauf	29	2.098

Zur Sicherung von Margen für Sondervereinbarungen im Gasbereich werden Ölswaps eingesetzt; Nominal- und Marktwerte stellen sich am 31. Dezember 2011 wie folgt dar:

	Marktwert TEUR	Nominalwert TEUR
Kauf	7.103	90.610
Verkauf	-6.096	63.360

Zur Sicherung von Preisrisiken aus der Strombeschaffung werden **Kohle- und CO2-Zertifikateswaps** eingesetzt; Nominal- und Marktwerte stellen sich am 31. Dezember 2011 wie folgt dar:

	Marktwert TEUR	Nominalwert TEUR
Kohleswaps	-2.280	50.429
CO2-Zertifikateswaps	-4.314	9.343

## 2. Zinsderivate

Die Stadtwerke Hannover AG sichert ihre Zinsrisiken über Zinsswaps ab. Das Unternehmen hat im Zusammenhang mit der Absicherung von Darlehen zur Investitionsfinanzierung Swapverträge mit verschiedenen Kreditinstituten über ein Gesamtvolumen von 700,0 Mio. EUR abgeschlossen.

Am Abschlussstichtag bestanden Zinsderivate in folgendem Umfang:

	Marktwert TEUR	Nominalwert TEUR
Payer-Swaps	-72.739	700.000

Die Marktwerte der Zinsderivate bestimmen sich durch Abzinsung der erwarteten künftigen Zahlungsströme über die Restlaufzeit des Kontrakts auf Basis einer Zinsstrukturkurve zum Stichtag.

Für Zinsswaps die nicht in Bewertungseinheiten einbezogen wurden, sind Rückstellungen von 9,4 Mio. EUR gebildet worden.

## 3. Devisenderivate

Zur Steuerung des Währungsrisikos werden im Wesentlichen für Kohleerkäufe **Devisentermingeschäfte** abgeschlossen. Der Marktwert von Devisentermingeschäften errechnet sich auf Basis des am Abschlussstichtag geltenden Devisenterminkurses für die jeweilige Restlaufzeit des Kontrakts im Vergleich zum kontrahierten Devisenterminkurs.

Am Abschlussstichtag bestanden Währungssicherungen in folgendem Umfang:

	Marktwert TEUR	Nominalwert TEUR
Devisenkäufe	7.536	180.646
Devisenverkäufe	-1.789	34.779

## 4. Derivate auf Emissionszertifikate

Zur Optimierung der Beschaffung von Emissionszertifikaten (nicht dem eigenen Gebrauch dienend) wurden Swap- und Termingeschäfte abgeschlossen. Die Swapgeschäfte werden phasengleich und mit gleichen Konditionen an die Kraftwerksbeteiligungen weitergegeben. Der Marktwert von Emissionszertifikatetermingeschäften errechnet sich auf Basis des am Abschlussstichtag geltenden Emissionszertifikateterminkurses für die jeweilige Restlaufzeit des Kontrakts im Vergleich zum kontrahierten Emissionszertifikateterminkurs.

Am Abschlussstichtag bestanden Emissionszertifikatetermingeschäfte in folgendem Umfang:

	Marktwert TEUR	Nominalwert TEUR
Emissionszertifikatekäufe	-19.885	45.022
Emissionszertifikateverkäufe	202	363
Swap EUA/CER	-11.220	17.527
Swap CER/EUA	11.220	17.527

Für Emissionszertifikatetermingeschäfte sind Rückstellungen von 3,5 Mio. EUR gebildet worden.

## 5. Angaben zum Jahresergebnis

Die Stadtwerke Hannover AG haben entsprechend dem Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrag 100,1 Mio. EUR (Vorjahr: 110,5 Mio. EUR) an die VVG abzuführen. In diesem Betrag sind 19,7 Mio. EUR (Vorjahr: 22,0 Mio. EUR) Mindestdividende an außenstehende Aktionäre enthalten. Auf das Genussscheinkapital erfolgt eine Ausschüttung von 3,6 Mio. EUR (Vorjahr: 4,0 Mio. EUR). Der verbleibende Jahresüberschuss von 17,0 Mio. EUR (Vorjahr: 26,0 Mio. EUR) wurde den anderen Gewinnrücklagen zugeführt.

## 6. Sonstige Angaben

### Zusammensetzung der Organe, Aufwendungen für Organe und Organkredite

#### VORSTAND

Michael G. Feist, Kaufmännischer Direktor und Vorstandsvorsitzender  
 Harald Noske, Technischer Direktor  
 Rechtsanwalt Jochen Westerholz, Arbeitsdirektor

## AUFSICHTSRAT

Walter Meinhold, Vorsitzender, Rektor a. D.  
Walter Kroll, stellv. Vorsitzender, Installateur \*)  
Jens Allerheiligen, kaufmännischer Angestellter  
Andreas Bergen, Geschäftsführer  
Blanca Blancke, Gewerkschaftssekretärin \*) (ab 18.1.2012)  
Martin Bühre, Maschinenbautechniker \*)  
Wilfried Engelke, Selbständiger Handwerksmeister  
Willi Grewe, Gewerkschaftssekretär \*)  
Dr. Marc Hansmann, Stadtkämmerer  
Dr. Reinhard Klopffleisch, Gewerkschaftssekretär \*)  
Dieter Käßner, Diplom-Betriebswirt des Handwerks  
Hans-Jürgen Lerch, Bürokaufmann \*)  
Dr. Hilde Moennig, Tierärztin  
Thomas Mohnike, kaufmännischer Angestellter \*)  
Manfred Müller, Ingenieur für Informationsverarbeitung  
Ralf Riekemann, Diplom-Ingenieur Maschinenbau (FH) \*)  
Bernd Rudolph, Stellvertretender Vorsitzender des Vorstandes der Thüga AG  
Norbert Stichtenoth, Betriebswirt \*)  
Adelheit Wenzel, Gewerkschaftssekretärin \*) (bis 31.12.2011)  
Friedrich Wittmeier, Justiziar \*)  
Ewald Woste, Vorstandsvorsitzender der Thüga AG  
\*) Arbeitsnehmervertreter der Stadtwerke Hannover AG

Dem Vorstand wurden 1,8 Mio. EUR vergütet; davon entfielen 0,9 Mio. EUR auf feste (Gehälter, Zuschüsse zu Versicherungsbeiträgen, Sachbezüge) und 0,9 Mio. EUR auf variable Vergütungen. Frühere Mitglieder des Vorstandes und ihre Hinterbliebenen erhielten 0,6 Mio. EUR. Für Pensionsverpflichtungen gegenüber früheren Mitgliedern des Vorstandes und ihren Hinterbliebenen sind 6,9 Mio. EUR zurückgestellt.

Dem Aufsichtsrat wurden 75 TEUR und dem Beirat 4 TEUR vergütet.

## Belegschaft

Im Jahresdurchschnitt wurden 2011 im Unternehmen 2.606 Mitarbeiter beschäftigt. Davon waren 771 Lohnempfänger, 1.722 Gehaltsempfänger sowie 113 Auszubildende.

## Nicht in der Bilanz enthaltene Geschäfte

Im Zusammenhang mit der Übernahme der Energieversorgung eines Kunden bestanden am Bilanzstichtag Leasingverpflichtungen von 2,9 Mio. EUR.

Zum Bilanzstichtag besteht gegenüber Lieferanten ein offenes Bestellobligo in Höhe von 224,8 Mio. Euro.

Infolge der langfristigen Anmietung des Verwaltungsgebäudes Ihmeplatz 2, Hannover, bestehen Verpflichtungen aus dem Mietvertrag mit einer Restlaufzeit von bis zu zehn Jahren in Höhe von 22,3 Mio. EUR. Darüber hinaus bestehen am Stichtag Verpflichtungen aus dem Pachtvertrag mit einer Restlaufzeit von 15 Jahren für das Strom- und Wassernetz mit der Netzgesellschaft Laatzten. Im Geschäftsjahr 2011 sind Aufwendungen von 2,3 Mio. EUR entstanden.

Gegenüber einem Kreditinstitut wurde für ein Darlehen der Danpower GmbH, Potsdam (verbundenes Unternehmen), eine Ankaufsverpflichtung von bis zu 40,0 Mio. EUR bis zur Tilgung des Darlehens eingegangen. Die Ankaufsverpflichtung gegenüber dem Kreditinstitut war nicht zu passivieren, da die Verpflichtungen aus dem zugrunde liegende Darlehen von der Danpower GmbH erfüllt werden können und daher mit einer Inanspruchnahme nicht zu rechnen ist.

Aus Darlehenszusagen gegenüber den verbundenen Unternehmen GKL - Gemeinschaftskraftwerk Hannover-Linden GmbH und GHG - Gasspeicher Hannover GmbH bestehen Verpflichtungen von 141,6 Mio. EUR.

Wesentlicher Anteilsbesitz der Stadtwerke Hannover AG

Name und Sitz der Gesellschaft	Anteil am Kapital in %	Eigenkapital in TEUR	Ergebnis in TEUR	Geschäfts- jahr
<b>Unmittelbare Beteiligungen</b>				
<b>Verbundene Unternehmen</b>				
enercity Contracting GmbH, Hannover	100,00	22.430	01)	2011
enercity Netzgesellschaft mbH, Hannover	100,00	250	01)	2011
GKL-Gemeinschaftskraftwerk Hannover-Linden GmbH, Hannover	90,00	9.203	01)	2011
Kraftwerk Mehrum GmbH, Hannover	83,33	23.520	01)	2011
Danpower GmbH, Potsdam	84,90	18.154	4.954	2010
GKH-Gemeinschaftskraftwerk Hannover GmbH, Hannover	84,70	10.226	01)	2011
Gemeinschaftskraftwerk Hannover- Braunschweig GmbH & Co. KG, Hannover	66,67	1.631	544	2010
GHG-Gasspeicher Hannover GmbH, Hannover	68,35	102	01)	2011
GKW Beteiligungs-GmbH, Hannover	66,67	28	0	2010
<b>Beteiligungen</b>				

Thüga Holding GmbH & Co. KGaA, München			-101.970	
	20,53	2.312.949	2)	2010
Energie-Projektgesellschaft Langenhagen mbH, Langenhagen	50,00	2.014	129	2010
htp GmbH, Hannover	50,00	22.401	3.897	2010
Metegra GmbH, Laatzen	25,00	2.000	82	2010
Cleverty GmbH & Co. KG, Leipzig	50,00	38	-4.106	2010
Netzgesellschaft Laatzen GmbH & Co. KG, Laatzen	49,00	6.100	833	2010
Netzverwaltungsgesellschaft Laatzen mbH, Laatzen	49,00	26	1	2010
Stadtwerke Wunstorf GmbH & Co. KG, Wunstorf	34,00	7.517	2.054	2010
Stadtwerke Garbsen GmbH, Garbsen	20,00	-6.599	3.329 2)	2010
8KU Renewables GmbH	12,50	802	148	2010
<b>Mittelbare Beteiligungen</b>				
<b>Verbundene Unternehmen</b>				
Projektmanagement und Engineering GmbH, Leipzig	100,00	50	0	2010
BGA Biogas Energy 1 GmbH, Bitterfeld	100,00	5	-18	2010
BGA Biogas Energy 2 GmbH, Bitterfeld	100,00	-126	-149	2010
Vigoris Handels GmbH, Potsdam	100,00	143	118	2010
IEP Innovative Energie GmbH,	74,90	240	-56	2010
IEW GmbH, Wolgast	74,90	50	264	2010
IEW Biogaspark Wolgast GmbH, Wolgast	75,20	133	364	2010
IEW Biogas 1 GmbH, Wolgast	75,20	50	124	2010
IEW Biogas 3 GmbH, Wolgast	75,20	50	133	2010
IEW Biogas 4 GmbH, Wolgast	75,20	43	-1	2010
EKT Energie und Kommunal - Technologie GmbH, Potsdam	100,00	10.588	4.459	2010
Bitterfelder Fernwärme GmbH, Bitterfeld	100,00	1.728	1.088	2010
WVW Wärmeversorgung Wolgast GmbH, Wolgast	51,00	2.014	536	2010
Bioenergie Giesen GmbH, Giesen	51,00	2.000	-12	2010
Bioenergie Harber GmbH & Co. KG, Hohenhameln	51,00	1.300	-33	2010
<b>Beteiligungen</b>				
PD Energy GmbH, Bitterfeld	50,00	12.404	291	2010

1) Die Ergebnisse dieser Unternehmen fließen auf Grund von Gewinnabführungsverträgen anteilig der Stadtwerke Hannover AG zu.

2) Die Angaben beziehen sich auf den Konzernabschluss der Gesellschaft.

#### **Konzernverhältnisse**

Die VVG hat mitgeteilt, dass ihr 75,09 Prozent der Stimmrechte an der Stadtwerke Hannover AG zustehen. Gleichfalls hat die VVG mitgeteilt, dass die Landeshauptstadt Hannover auf Grund der Zurechnung der von der VVG gehaltenen Stimmrechte gemäß § 16 Abs. 4 AktG über 75,09 Prozent Stimmrechte an der Stadtwerke Hannover AG verfügt.

Die Stadtwerke Hannover AG ist das Mutterunternehmen, das für den kleinsten Kreis von Unternehmen einen Konzernabschluss nach den International Financial Reporting Standards (IFRS), wie sie in der EU anzuwenden sind, aufstellt. Mutterunternehmen für den größten Konsolidierungskreis ist die Mehrheitsgesellschafterin VVG. Diese stellt einen Konzernabschluss und Konzernlagebericht nach den Vorschriften des HGB auf, in den die Stadtwerke Hannover AG einbezogen wird. Die Konzernabschlüsse und Konzernlageberichte der VVG und Stadtwerke Hannover AG werden nach § 325 HGB beim Betreiber des Elektronischen Bundesanzeigers elektronisch eingereicht und dort bekannt gemacht.

#### **Versicherung der gesetzlichen Vertreter**

Nach bestem Wissen versichern wir, dass gemäß den anzuwendenden Rechnungslegungsgrundsätzen für die Jahresberichterstattung der Jahresabschluss ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Unternehmens vermittelt und im Lagebericht der Geschäftsverlauf einschließlich des Geschäftsergebnisses und die Lage des Unternehmens so dargestellt sind, dass ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt wird sowie die wesentlichen Chancen und Risiken der voraussichtlichen Entwicklung des Unternehmens beschrieben sind.

**Hannover, den 15. Februar 2012**

**Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft**

*Der Vorstand*  
*Feist*  
*Noske*  
*Westerholz*

## Entwicklung des Anlagevermögens im Geschäftsjahr 2011

	Anschaffungs- und Herstellungskosten				31.12.2011 EUR
	1.1.2011 EUR	Zugänge EUR	Abgänge EUR	Umbuchungen/ Umgliederungen EUR	
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>					
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche					
Rechte und Werte	39.413.512,45	1.183.220,81	385.020,31	1.136.464,24	41.348.177,19
<b>II. Sachanlagen</b>					
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken					
	144.416.000,88	166.542,55	2.728.988,78	110.819,30	141.964.373,95
2. Erzeugungs-, Gewinnungs- und Bezugsanlagen					
	164.153.667,93	801.514,33	6.175.956,12	1.472.165,88	160.251.392,02
3. Verteilungsanlagen					
	1.328.213.579,54	27.837.759,98	11.295.731,89	11.297.436,79	1.356.053.044,42
4. Technische Anlagen und Maschinen					
	204.009.797,05	3.119.098,14	3.073.911,39	6.981.877,64	211.036.861,44
5. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattungen					
	62.819.092,38	1.924.116,97	3.209.807,08	1.323.192,51	62.856.594,78
6. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau					
	32.374.637,32	28.507.659,06	0,00	-22.321.956,36	38.560.340,02
	1.935.986.775,10	62.356.691,03	26.484.395,26	-1.136.464,24	1.970.722.606,63
<b>III. Finanzanlagen</b>					
1. Anteile an verbundenen Unternehmen					
	251.441.377,40	22.649.046,00	0,00	0,00	274.090.423,40
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen					
	80.600.000,00	31.706.119,50	5.600.000,00	5.498.915,00	112.205.034,50
3. Beteiligungen					
	516.668.812,93	0,00	184.342,55	0,00	516.484.470,38
4. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht					
	16.038.599,00	907.613,00	0,00	-5.498.915,00	11.447.297,00
5. Wertpapiere des Anlagevermögens					
	95.388.220,50	1.700.235,89	31.361.331,25	0,00	65.727.125,14
6. Sonstige Ausleihungen					
	3.071.931,41	0,00	661.804,93	0,00	2.410.126,48
	963.208.941,24	56.963.014,39	37.807.478,73	0,00	982.364.476,90
	2.938.609.228,79	120.502.926,23	64.676.894,30	0,00	2.994.435.260,72

	Kumulierte Abschreibungen				
	Abschreibungen des Geschäftsjahres EUR	Zugänge EUR	Abgänge EUR	Zuschreibungen EUR	
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>					
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche					
Rechte und Werte		31.151.648,45	3.595.101,05	385.020,31	0,00
<b>II. Sachanlagen</b>					
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken					
		104.284.129,01	2.378.749,45	2.464.139,34	0,00
2. Erzeugungs-, Gewinnungs- und Bezugsanlagen					
		153.176.741,93	1.728.161,88	5.745.683,79	0,00
3. Verteilungsanlagen					
		1.055.725.486,41	29.620.517,02	10.182.987,47	0,00
4. Technische Anlagen und Maschinen					
		163.649.066,05	6.438.895,78	3.048.496,39	0,00
5. Andere Anlagen, Betriebs-					



und Geschäftsausstattungen	53.006.107,38	3.929.268,92	3.195.973,52	0,00
6. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	0,00	0,00	0,00	0,00
	1.529.841.530,78	44.095.593,05	24.637.280,51	0,00
<b>III. Finanzanlagen</b>				
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	11.706.108,00	11.505.000,00	0,00	0,00
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Beteiligungen	5.990.876,00	4.468.458,00	0,00	0,00
4. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0,00	0,00	0,00	0,00
5. Wertpapiere des Anlagevermögens	1.022.582,76	1,00	1.022.583,76	0,00
6. Sonstige Ausleihungen	19.922,82	0,00	0,00	506,22
	18.739.489,58	15.973.459,00	1.022.583,76	506,22
	1.579.732.668,81	63.664.153,10	26.044.884,58	506,22

	Buchwerte		
	31.12.2011 EUR	31.12.2011 EUR	31.12.2010 TEUR
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b> Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	34.361.729,19	6.986.448,00	8.262
<b>II. Sachanlagen</b>			
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	104.198.739,12	37.765.634,83	40.132
2. Erzeugungs-, Gewinnungs- und Bezugsanlagen	149.159.220,02	11.092.172,00	10.977
3. Verteilungsanlagen	1.075.163.015,96	280.890.028,46	272.488
4. Technische Anlagen und Maschinen	167.039.465,44	43.997.396,00	40.361
5. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattungen	53.739.402,78	9.117.192,00	9.813
6. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	0,00	38.560.340,02	32.374
	1.549.299.843,32	421.422.763,31	406.145
<b>III. Finanzanlagen</b>			
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	23.211.108,00	250.879.315,40	239.735
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	0,00	112.205.034,50	80.600
3. Beteiligungen	10.459.334,00	506.025.136,38	510.678
4. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0,00	11.447.297,00	16.039
5. Wertpapiere des Anlagevermögens	0,00	65.727.125,14	94.366
6. Sonstige Ausleihungen	19.416,60	2.390.709,88	3.052
	33.689.858,60	948.674.618,30	944.470
	1.617.351.431,11	1.377.083.829,61	1.358.877

**Tätigkeitsabschlüsse gemäß § 6b Abs. 3 EnWG  
Bilanz zum 31. Dezember 2011**

	Gesamt	Gesamt	Strom	Strom
	Unternehmen	Unternehmen	Verteilung	Verteilung
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
<b>Aktiva</b>	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR
<b>A. Anlagevermögen</b>	1.377.084	1.358.877	143.602	134.267
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	6.986	8.262	1.588	2.056
II. Sachanlagen	421.423	406.145	131.408	121.881
III. Finanzanlagen	948.675	944.469	10.606	10.330
<b>B. Umlaufvermögen</b>	468.383	497.062	46.591	22.354
I. Vorräte	42.930	37.293	846	1.132

1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe (abzgl. Anzahlungen)	27.746	28.227	476	784
2. Unfertige Leistungen	1.967	1.323	369	348
3. Waren	13.216	7.743	0	0
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	391.853	398.779	39.268	8.537
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	479.666	499.341	1.968	1.975
abzüglich erhaltene Anzahlungen	-206.832	-204.279	0	0
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	61.610	31.542	21	-486
3. Forderungen gegen andere Tätigkeitsbereiche	0	0	30.933	1.885
4. Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	14.481	15.746	0	0
5. Sonstige Vermögensgegenstände	42.928	56.429	6.346	5.162
III. Wertpapiere	4.384	4.361	909	907
1. Eigene Genussscheine	3.587	3.587	781	781
2. Sonstige Wertpapiere	797	774	128	127
IV. Kassenbestand und Guthaben bei Kreditinstituten	29.216	56.629	5.569	11.779
C. Rechnungsabgrenzungsposten	1.826	590	409	144
<b>Bilanzsumme Aktiva</b>	<b>1.847.292</b>	<b>1.856.528</b>	<b>190.602</b>	<b>156.765</b>

#### Passiva

A. Eigenkapital	416.227	399.227	77.114	77.245
I. Gezeichnetes Kapital	86.000	86.000	19.679	19.679
II. Kapitalrücklage	78.535	78.535	17.972	17.972
III. Gewinnrücklagen	246.579	229.579	38.350	38.482
IV. Genussscheinkapital	5.113	5.113	1.112	1.112
C. Sonderposten für Investitionszuschüsse	11.078	11.998	4.182	4.587
D. Erhaltene Baukostenzuschüsse	83.417	85.430	34.826	35.885
E. Rückstellungen	232.630	265.510	30.708	31.302
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	45.138	48.046	14.978	7.875
2. Steuerrückstellungen	0	7.248	0	1.508
3. Sonstige Rückstellungen	187.493	210.216	15.729	21.919
F. Verbindlichkeiten	1.101.617	1.092.938	43.773	7.747
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	734.204	759.359	1	0
2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	235.134	186.468	1.426	1.454
3. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	78.876	93.831	38.664	1.362
4. Verbindlichkeiten gegen andere Tätigkeitsbereiche	0	0	0	0
5. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	13.416	11.991	1.269	1.053
6. Sonstige Verbindlichkeiten	39.986	41.289	2.412	3.878
davon aus Steuern:	14.108	9.564	342	339
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit:	6	5	0	0
G. Rechnungsabgrenzungsposten	2.324	1.426	0	0
<b>Bilanzsumme Passiva</b>	<b>1.847.292</b>	<b>1.856.528</b>	<b>190.602</b>	<b>156.765</b>

	Strom andere Aktivitäten	Strom andere Aktivitäten	Strom Gesamt	Strom Gesamt
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
<b>Aktiva</b>	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR
A. Anlagevermögen	300.153	303.302	443.755	437.568
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	1.360	1.428	2.948	3.484
II. Sachanlagen	24.289	21.834	155.697	143.715
III. Finanzanlagen	274.504	280.039	285.110	290.369
B. Umlaufvermögen	465.806	489.346	512.397	511.701
I. Vorräte	15.769	16.383	16.615	17.514
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe (abzgl. Anzahlungen)	15.767	16.383	16.244	17.167
2. Unfertige Leistungen	2	0	371	348
3. Waren	0	0	0	0
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	443.102	461.559	482.370	470.096
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	274.130	257.226	276.098	259.201
abzüglich erhaltene Anzahlungen	-80.162	-77.326	-80.162	-77.326

2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	42.401	22.365	42.422	21.879
3. Forderungen gegen andere Tätigkeitsbereiche	189.378	247.169	220.312	249.054
4. Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	3.958	812	3.958	812
5. Sonstige Vermögensgegenstände	13.396	11.313	19.742	16.475
III. Wertpapiere	612	594	1.521	1.501
1. Eigene Genussscheine	377	377	1.158	1.158
2. Sonstige Wertpapiere	235	217	363	344
IV. Kassenbestand und Guthaben bei Kreditinstituten	6.322	10.810	11.891	22.589
C. Rechnungsabgrenzungsposten	329	94	738	238
<b>Bilanzsumme Aktiva</b>	<b>766.288</b>	<b>792.742</b>	<b>956.890</b>	<b>949.507</b>
<b>Passiva</b>				
A. Eigenkapital	69.867	69.667	146.981	146.912
I. Gezeichnetes Kapital	8.075	8.075	27.754	27.754
II. Kapitalrücklage	7.374	7.374	25.346	25.346
III. Gewinnrücklagen	53.880	53.681	92.231	92.162
IV. Genussscheinkapital	538	538	1.650	1.650
C. Sonderposten für Investitionszuschüsse	749	1.154	4.931	5.741
D. Erhaltene Baukostenzuschüsse	1.599	1.397	36.425	37.282
E. Rückstellungen	60.389	86.991	91.097	118.292
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	27.515	13.472	42.493	21.347
2. Steuerrückstellungen	0	1.384	0	2.891
3. Sonstige Rückstellungen	32.874	72.135	48.603	94.054
F. Verbindlichkeiten	631.793	632.542	675.565	640.289
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	355.200	380.359	355.201	380.359
2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	180.125	107.346	181.551	108.799
3. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	-19.051	47.786	19.614	49.148
4. Verbindlichkeiten gegen andere Tätigkeitsbereiche	1.858	21.823	1.858	21.823
5. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	763	5	2.032	1.058
6. Sonstige Verbindlichkeiten	112.897	75.224	115.309	79.102
davon aus Steuern:	628	579	970	918
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit:	0	0	0	0
G. Rechnungsabgrenzungsposten	1.890	990	1.891	990
<b>Bilanzsumme Passiva</b>	<b>766.288</b>	<b>792.742</b>	<b>956.890</b>	<b>949.507</b>

	Gas Speicherung 31.12.2011	Gas Speicherung 31.12.2010	Gas Verteilung 31.12.2011	Gas Verteilung 31.12.2010
<b>Aktiva</b>	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR
A. Anlagevermögen	25.347	12.478	108.548	109.277
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	55	36	1.114	1.351
II. Sachanlagen	3.894	333	106.648	107.369
III. Finanzanlagen	21.397	12.109	786	557
B. Umlaufvermögen	223	4.968	52.663	16.606
I. Vorräte	13	-1	662	1.052
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe (abzgl. Anzahlungen)	13	-1	407	995
2. Unfertige Leistungen	0	0	255	56
3. Waren	0	0	0	0
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	44	4.805	46.746	5.396
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen abzüglich erhaltene Anzahlungen	53	25	1.591	1.576
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	0	0	0	0
3. Forderungen gegen andere Tätigkeitsbereiche	-182	4.712	13	-300
4. Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0	0	40.012	0
5. Sonstige Vermögensgegenstände	3	3	0	0
III. Wertpapiere	170	65	5.130	4.119
1. Eigene Genussscheine	17	16	752	758
	7	7	665	665

2. Sonstige Wertpapiere	10	9	87	93
IV. Kassenbestand und Guthaben bei Kreditinstituten	149	147	4.502	9.400
C. Rechnungsabgrenzungsposten	15	3	285	95
<b>Bilanzsumme Aktiva</b>	<b>25.585</b>	<b>17.448</b>	<b>161.497</b>	<b>125.978</b>
<b>Passiva</b>				
A. Eigenkapital	478	459	53.789	53.885
I. Gezeichnetes Kapital	144	144	16.063	16.063
II. Kapitalrücklage	132	132	14.668	14.668
III. Gewinnrücklagen	192	172	22.111	22.207
IV. Genussscheinkapital	10	10	948	948
C. Sonderposten für Investitionszuschüsse	2	1	1.138	1.271
D. Erhaltene Baukostenzuschüsse	74	41	14.480	14.987
E. Rückstellungen	1.337	1.214	21.378	24.158
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	1.221	567	10.216	5.780
2. Steuerrückstellungen	0	19	0	1.203
3. Sonstige Rückstellungen	116	629	11.162	17.175
F. Verbindlichkeiten	23.694	15.733	70.711	31.677
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	0	0	1	0
2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	23	12	828	835
3. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	-2.456	-1.864	67.976	-981
4. Verbindlichkeiten gegen andere Tätigkeitsbereiche	26.043	17.516	0	28.750
5. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0	0	0	0
6. Sonstige Verbindlichkeiten	83	69	1.907	3.073
davon aus Steuern:	28	24	233	248
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit:	0	0	0	0
G. Rechnungsabgrenzungsposten	0	0	0	0
<b>Bilanzsumme Passiva</b>	<b>25.585</b>	<b>17.448</b>	<b>161.497</b>	<b>125.978</b>

	Gas andere Aktivitäten	Gas andere Aktivitäten	Gas Gesamt	Gas Gesamt
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR
<b>Aktiva</b>				
A. Anlagevermögen	11.528	10.425	145.423	132.181
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	447	397	1.617	1.784
II. Sachanlagen	5.319	4.538	115.861	112.240
III. Finanzanlagen	5.762	5.490	27.945	18.156
B. Umlaufvermögen	111.106	190.908	163.992	212.481
I. Vorräte	13.347	7.669	14.022	8.720
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe (abzgl. Anzahlungen)	292	-32	712	963
2. Unfertige Leistungen	16	0	271	56
3. Waren	13.039	7.701	13.039	7.701
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	94.104	177.902	140.895	188.103
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen abzüglich erhaltene Anzahlungen	142.204	179.491	143.847	181.092
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	-86.244	-89.244	-86.244	-89.244
3. Forderungen gegen andere Tätigkeitsbereiche	27.080	7.787	26.911	12.200
4. Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	1.174	71.944	41.186	71.944
5. Sonstige Vermögensgegenstände	2.605	5.677	2.608	5.680
III. Wertpapiere	7.286	2.246	12.586	6.430
1. Eigene Genussscheine	246	228	1.015	1.002
2. Sonstige Wertpapiere	176	176	848	848
IV. Kassenbestand und Guthaben bei Kreditinstituten	69	52	167	154
C. Rechnungsabgrenzungsposten	3.410	5.108	8.061	14.655
	124	29	425	127
<b>Bilanzsumme Aktiva</b>	<b>122.758</b>	<b>201.362</b>	<b>309.840</b>	<b>344.788</b>
<b>Passiva</b>				
A. Eigenkapital	13.242	13.032	67.509	67.375

I. Gezeichnetes Kapital	4.136	4.136	20.343	20.343
II. Kapitalrücklage	3.776	3.776	18.576	18.576
III. Gewinnrücklagen	5.078	4.868	27.381	27.247
IV. Genussscheinkapital	252	252	1.209	1.209
C. Sonderposten für Investitionszuschüsse	17	14	1.157	1.286
D. Erhaltene Baukostenzuschüsse	714	591	15.268	15.619
E. Rückstellungen	22.486	21.267	45.202	46.639
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	8.072	3.219	19.508	9.566
2. Steuerrückstellungen	0	654	0	1.876
3. Sonstige Rückstellungen	14.415	17.394	25.693	35.198
F. Verbindlichkeiten	86.169	166.459	180.574	213.868
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1	0	1	0
2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	35.145	74.174	35.996	75.021
3. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	-33.064	33.176	32.456	30.331
4. Verbindlichkeiten gegen andere Tätigkeitsbereiche	175.490	115.574	201.533	161.840
5. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	-387	0	-387	0
6. Sonstige Verbindlichkeiten	-91.015	-56.466	-89.025	-53.324
davon aus Steuern:	184	138		411
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit:	0	0		0
G. Rechnungsabgrenzungsposten	130	0	130	0
<b>Bilanzsumme Passiva</b>	<b>122.758</b>	<b>201.362</b>	<b>309.840</b>	<b>344.788</b>

	Sonstige Aktivitäten	
	31.12.2011	31.12.2010
	TEUR	TEUR
<b>Aktiva</b>		
A. Anlagevermögen	787.906	789.128
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	2.422	2.993
II. Sachanlagen	149.865	150.190
III. Finanzanlagen	635.620	635.944
B. Umlaufvermögen	136.352	191.838
I. Vorräte	12.293	11.059
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe (abzgl. Anzahlungen)	10.790	10.097
2. Unfertige Leistungen	1.325	920
3. Waren	177	42
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	112.946	159.538
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen abzüglich erhaltene Anzahlungen	59.720	59.047
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	-40.426	-37.709
3. Forderungen gegen andere Tätigkeitsbereiche	-7.723	-2.537
4. Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	82.861	97.960
5. Sonstige Vermögensgegenstände	7.915	9.254
III. Wertpapiere	10.600	33.523
1. Eigene Genussscheine	1.848	1.857
2. Sonstige Wertpapiere	1.581	1.581
IV. Kassenbestand und Guthaben bei Kreditinstituten	267	276
C. Rechnungsabgrenzungsposten	9.264	19.384
<b>Bilanzsumme Aktiva</b>	<b>663</b>	<b>225</b>
<b>Passiva</b>	<b>924.921</b>	<b>981.191</b>
A. Eigenkapital	201.737	184.939
I. Gezeichnetes Kapital	37.903	37.903
II. Kapitalrücklage	34.613	34.613
III. Gewinnrücklagen	126.967	110.170
IV. Genussscheinkapital	2.253	2.253
C. Sonderposten für Investitionszuschüsse	4.990	4.971
D. Erhaltene Baukostenzuschüsse	31.723	32.528
E. Rückstellungen	96.332	100.578
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	-16.864	17.133

2. Steuerrückstellungen	0	2.481
3. Sonstige Rückstellungen	113.196	80.963
F. Verbindlichkeiten	589.836	657.739
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	379.001	379.000
2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	17.587	2.647
3. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	26.807	14.353
4. Verbindlichkeiten gegen andere Tätigkeitsbereiche	140.967	235.295
5. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	11.771	10.934
6. Sonstige Verbindlichkeiten	13.702	15.510
davon aus Steuern:	12.692	8.235
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit:	6	5
G. Rechnungsabgrenzungsposten	304	435
<b>Bilanzsumme Passiva</b>	<b>924.921</b>	<b>981.191</b>

### Gewinn- und Verlustrechnung für die Zeit vom 1. Januar bis 31. Dezember 2011

	Gesamt	Gesamt	Strom	Strom	Strom
	Unternehmen	Unternehmen	Verteilung	Verteilung	andere Aktivitäten
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011
	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR
1. Umsatzerlöse	2.673.270	2.482.390	57.901	50.504	1.660.352
2. Erhöhung des Bestandes an unfertigen Leistungen	644	-1.079	22	3	2
3. Andere aktivierte Eigenleistungen	5.612	5.430	1.733	1.536	562
4. Sonstige betriebliche Erträge	265.456	283.932	56.214	55.532	84.283
6. Materialaufwand	2.355.483	2.076.100	10.495	4.662	1.561.542
a) Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren	2.125.846	1.825.092	2.544	1.843	1.436.430
b) Aufwendungen für bezogene Leistungen	229.637	251.007	7.951	2.819	125.112
7. Personalaufwand	194.021	194.487	34.263	34.493	52.806
a) Löhne und Gehälter	155.765	155.390	27.661	27.562	42.816
b) Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	38.256	39.097	6.602	6.932	9.990
8. Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	47.691	46.891	13.142	12.459	3.729
9. Sonstige betriebliche Aufwendungen	197.329	304.946	37.469	39.340	70.425
a) Konzessionsabgabe	41.569	45.701	24.227	25.040	0
b) Andere	155.760	259.245	13.242	14.301	70.425
10. Erträge aus Beteiligungen	51.806	47.083	389	391	316
davon aus verbundenen Unternehmen:	2.966	2.754	0	0	0
11. Auf Grund von Gewinnabführungsverträgen erhaltene Gewinn und Dividenden an außenstehende Gesellschafter	8.859	11.525	0	0	1.356
12. Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	5.186	2.000	158	154	2.451
davon aus verbundenen Unternehmen:	3.821	796	158	154	2.451
13. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	5.371	4.137	1.159	593	-2.626
davon aus verbundenen Unternehmen:	1.185	658	470	109	366
14. Abschreibungen auf Finanzanlagen	15.973	14.937	0	0	15.973
15. Aufwendungen aus Verlustübernahme	44.522	17.683	29.787	11.713	0
16. Zinsen und ähnliche Aufwendungen	33.956	34.089	426	713	11.646
davon an verbundene Unternehmen:	405	122	0	0	1
17. Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	127.230	146.286	-8.375	5.255	43.134
18. Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	3.607	4.163	-14	112	999
19. Sonstige Steuern	2.909	1.592	374	266	78
20. Aufgrund eines Gewinnabführungsvertrags abgeführter Gewinn	100.109	110.548	-9.519	4.010	41.678
21. Jahresüberschuss vor Ausschüttung auf das Genussscheinkapital	20.605	29.983	784	867	379

22. Ausschüttung auf Genussscheinkapital	3.605	3.983	784	867	379
23. Jahresüberschuss	17.000	26.000	0	0	0
24. Einstellung in andere Gewinnrücklagen	17.000	26.000	0	0	0
25. Bilanzgewinn	0	0	0	0	0

	Strom andere Aktivitäten	Strom Gesamt	Strom Gesamt	Gas Speicherung	Gas Speicherung
	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR
1. Umsatzerlöse	1.486.648	1.718.252	1.537.152	7	4
2. Erhöhung des Bestandes an unfertigen Leistungen	-3	24	1	0	0
3. Andere aktivierte Eigenleistungen	574	2.295	2.111	19	10
4. Sonstige betriebliche Erträge	114.221	140.497	169.753	204	323
6. Materialaufwand	1.320.050	1.572.036	1.324.712	38	15
a) Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren	1.183.774	1.438.974	1.185.617	30	13
b) Aufwendungen für bezogene Leistungen	136.276	133.063	139.095	8	2
7. Personalaufwand	53.268	87.069	87.761	2.651	2.645
a) Löhne und Gehälter	42.611	70.477	70.173	2.149	2.119
b) Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	10.657	16.592	17.588	502	526
8. Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	3.500	16.871	15.959	148	76
9. Sonstige betriebliche Aufwendungen	166.213	107.894	205.553	383	265
a) Konzessionsabgabe	0	24.227	25.040	0	0
b) Andere	166.213	83.668	180.514	383	265
10. Erträge aus Beteiligungen	99	705	490	0	0
davon aus verbundenen Unternehmen:	0	0	0	0	0
11. Auf Grund von Gewinnabführungsverträgen erhaltene Gewinn und Dividenden an außenstehende Gesellschafter	1.747	1.356	1.747	3	3
12. Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	507	2.609	661	0	1
davon aus verbundenen Unternehmen:	486	2.609	640	0	1
13. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	723	-1.467	1.316	3	13
davon aus verbundenen Unternehmen:	230	836	339	0	0
14. Abschreibungen auf Finanzanlagen	14.937	15.973	14.937	0	0
15. Aufwendungen aus Verlustübernahme	0	29.787	11.713	0	0
16. Zinsen und ähnliche Aufwendungen	10.236	12.072	10.949	31	36
davon an verbundene Unternehmen:	27	1	27	0	0
17. Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	55.674	34.759	60.929	-2.895	-2.443
18. Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	1.245	985	1.357	-1	0
19. Sonstige Steuern	278	452	543	10	3
20. Aufgrund eines Gewinnabführungsvertrags abgeführter Gewinn	53.733	32.158	57.743	-2.912	-2.454
21. Jahresüberschuss vor Ausschüttung auf das Genussscheinkapital	419	1.163	1.285	7	8
22. Ausschüttung auf Genussscheinkapital	419	1.163	1.285	7	8
23. Jahresüberschuss	0	0	0	0	0
24. Einstellung in andere Gewinnrücklagen	0	0	0	0	0
25. Bilanzgewinn	0	0	0	0	0

	Gas Verteilung	Gas Verteilung	Gas andere Aktivitäten	Gas andere Aktivitäten	Gas Gesamt
	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010	31.12.2011
	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR
1. Umsatzerlöse	37.807	39.453	629.344	643.415	667.158
2. Erhöhung des Bestandes an unfertigen Leistungen	198	-256	16	0	215
3. Andere aktivierte Eigenleistungen	1.183	1.431	176	167	1.379

4. Sonstige betriebliche Erträge	40.109	41.117	35.544	33.909	75.857
6. Materialaufwand	5.504	6.795	628.271	617.146	633.813
a) Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren	1.221	1.326	554.863	530.952	556.114
b) Aufwendungen für bezogene Leistungen	4.283	5.469	73.408	86.195	77.699
7. Personalaufwand	23.822	24.032	16.358	15.006	42.831
a) Löhne und Gehälter	19.261	19.152	13.269	12.014	34.678
b) Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	4.561	4.880	3.089	2.991	8.153
8. Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	10.666	10.719	1.446	1.362	12.259
9. Sonstige betriebliche Aufwendungen	15.938	19.315	16.841	27.693	33.162
a) Konzessionsabgabe	8.622	12.061	0	0	8.622
b) Andere	7.315	7.254	16.841	27.693	24.540
10. Erträge aus Beteiligungen	0	0	1.128	1.247	1.128
davon aus verbundenen Unternehmen:	0	0	0	0	0
11. Auf Grund von Gewinnabführungsverträgen erhaltene Gewinn und Dividenden an außenstehende Gesellschafter	0	0	0	0	3
12. Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	0	0	0	0	0
davon aus verbundenen Unternehmen:	0	0	0	0	0
13. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	706	502	111	181	820
davon aus verbundenen Unternehmen:	0	48	0	0	0
14. Abschreibungen auf Finanzanlagen	0	0	0	0	0
15. Aufwendungen aus Verlustübernahme	15.236	6.344	0	0	15.236
16. Zinsen und ähnliche Aufwendungen	288	622	284	266	603
davon an verbundene Unternehmen:	0	0	0	0	0
17. Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	8.565	13.271	16.045	23.295	21.715
18. Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	182	283	499	576	681
19. Sonstige Steuern	210	126	1.407	73	1.627
20. Aufgrund eines Gewinnabführungsvertrags abgeführter Gewinn	7.505	12.124	13.961	22.450	18.554
21. Jahresüberschuss vor Ausschüttung auf das Genussscheinkapital	668	738	177	196	853
22. Ausschüttung auf Genussscheinkapital	668	738	177	196	853
23. Jahresüberschuss	0	0	0	0	0
24. Einstellung in andere Gewinnrücklagen	0	0	0	0	0
25. Bilanzgewinn	0	0	0	0	0

	Gas	Sonstige Aktivitäten	Sonstige Aktivitäten
	Gesamt		
	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2010
	TEUR	TEUR	TEUR
1. Umsatzerlöse	682.872	287.860	262.366
2. Erhöhung des Bestandes an unfertigen Leistungen	-257	406	-822
3. Andere aktivierte Eigenleistungen	1.608	1.938	1.711
4. Sonstige betriebliche Erträge	75.349	49.102	38.829
6. Materialaufwand	623.957	149.634	127.431
a) Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren	532.291	130.759	107.185
b) Aufwendungen für bezogene Leistungen	91.666	18.875	20.246
7. Personalaufwand	41.682	64.122	65.044
a) Löhne und Gehälter	33.285	50.611	51.932
b) Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	8.397	13.511	13.112
8. Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	12.156	18.561	18.776
9. Sonstige betriebliche Aufwendungen	47.273	56.272	52.120
a) Konzessionsabgabe	12.061	8.720	8.601
b) Andere	35.212	47.553	43.519
10. Erträge aus Beteiligungen	1.247	49.972	45.347



davon aus verbundenen Unternehmen:	0	2.966	2.754
11. Auf Grund von Gewinnabführungsverträgen erhaltene Gewinn und Dividenden an außenstehende Gesellschafter	3	7.500	9.775
12. Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	1	2.577	1.337
davon aus verbundenen Unternehmen:	1	1.212	155
13. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	697	6.018	2.124
davon aus verbundenen Unternehmen:	48	349	272
14. Abschreibungen auf Finanzanlagen	0	0	0
15. Aufwendungen aus Verlustübernahme	6.344	-501	-375
16. Zinsen und ähnliche Aufwendungen	925	21.282	22.216
davon an verbundene Unternehmen:	0	404	95
17. Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	34.124	70.756	51.233
18. Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	859	1.941	1.946
19. Sonstige Steuern	203	830	846
20. Aufgrund eines Gewinnabführungsvertrags abgeführter Gewinn	32.120	49.397	20.686
21. Jahresüberschuss vor Ausschüttung auf das Genussscheinkapital	942	18.589	27.755
22. Ausschüttung auf Genussscheinkapital	942	1.589	1.755
23. Jahresüberschuss	0	17.000	26.000
24. Einstellung in andere Gewinnrücklagen	0	17.000	26.000
25. Bilanzgewinn	0	0	0

### Entwicklung des Anlagevermögens im Geschäftsjahr 2011 Tätigkeit Stromverteilung

	Anschaffungs- und Herstellungskosten 01.01.2011 TEUR	Zugänge TEUR	Abgänge TEUR	Umbuchungen / Umgliederungen *) TEUR	Anschaffungs- und Herstellungskosten 31.12.2011 TEUR
<b>A. Anlagevermögen</b>					
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>					
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	13.094	265	88	253	13.523
<b>II. Sachanlagen</b>					
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	38.589	77	351	6	38.321
2. Erzeugungs-, Gewinnungs- und Bezugsanlagen	733	0	5	0	728
3. Verteilungsanlagen	287.640	13.989	2.073	3.393	302.948
4. Technische Anlagen und Maschinen	179.613	2.252	1.963	5.202	185.105
5. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattungen	13.631	449	766	365	13.679
6. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	11.057	6.250	0	9.222	8.084
	531.263	23.016	5.158	18.190	548.866
<b>III. Finanzanlagen</b>					
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	150	0	0	0	150
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	0	0	0	0	0
3. Beteiligungen	5.607	0	0	0	5.607
4. Ausleihungen an Unternehmen mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	4.000	0	0	0	4.000
5. Wertpapiere des Anlagevermögens	0	0	0	0	0
6. Sonstige Ausleihungen	525	324	0	0	849
	0	0	0	0	0
	10.282	324	0	0	10.606
	554.638	23.605	5.246	18.443	572.995
	Abschreibungen	Abschreibungen Zugänge	Abschreibungen Abgänge	Abschreibungen Umbuchungen	Zuschreibungen

	01.01.2011				
	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR
A. Anlagevermögen					
I. Immaterielle Vermögensgegenstände					
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche					
Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	11.196	828	88	0	0
II. Sachanlagen					
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und					
Bauten, einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken					
	25.791	613	330	0	0
2. Erzeugungs-, Gewinnungs- und Bezugsanlagen					
	711	7	5	0	0
3. Verteilungsanlagen					
	228.714	5.701	1.846	0	0
4. Technische Anlagen und Maschinen					
	143.292	5.071	1.937	0	0
5. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattungen					
	11.519	921	763	-2	0
6. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau					
	0	0	0	0	0
	410.027	12.314	4.881	-2	0
III. Finanzanlagen					
1. Anteile an verbundenen Unternehmen					
	0	0	0	0	0
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen					
	0	0	0	0	0
3. Beteiligungen					
	0	0	0	0	0
4. Ausleihungen an Unternehmen mit denen ein					
Beteiligungsverhältnis besteht					
5. Wertpapiere des Anlagevermögens					
	0	0	0	0	0
6. Sonstige Ausleihungen					
	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0
	421.223	13.142	4.969	-2	0

	Abschreibungen (kumuliert)	Buchwerte	Buchwerte
	TEUR	31.12.2011 TEUR	31.12.2010 TEUR
A. Anlagevermögen			
I. Immaterielle Vermögensgegenstände			
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche			
Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	11.935	1.588	2.056
II. Sachanlagen			
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und			
Bauten, einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken			
	26.074	12.247	13.059
2. Erzeugungs-, Gewinnungs- und Bezugsanlagen			
	713	15	18
3. Verteilungsanlagen			
	232.570	70.379	59.213
4. Technische Anlagen und Maschinen			
	146.426	38.679	36.407
5. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattungen			
	11.675	2.004	2.239
6. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau			
	0	8.084	10.946
	417.459	131.408	121.881
III. Finanzanlagen			
1. Anteile an verbundenen Unternehmen			
	0	150	150
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen			
	0	0	0
3. Beteiligungen			
	0	5.607	5.607
4. Ausleihungen an Unternehmen mit denen ein			
	0	4.000	4.000

Beteiligungsverhältnis besteht

5. Wertpapiere des Anlagevermögens	0	849	573
6. Sonstige Ausleihungen	0	0	0
	0	10.606	10.330
	429.394	143.602	134.267

### Tätigkeit Gasverteilung

	Anschaffungs- und Herstellungskosten 01.01.2011 TEUR	Zugänge TEUR	Abgänge TEUR	Umbuchungen / Umgliederungen *) TEUR	Anschaffungs- und Herstellungskosten 31.12.2011 TEUR
<b>A. Anlagevermögen</b>					
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>					
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	5.275	185	63	177	5.573
<b>II. Sachanlagen</b>					
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	13.594	2	6	79	13.669
2. Erzeugungs-, Gewinnungs- und Bezugsanlagen	16.663	294	179	53	16.830
3. Verteilungsanlagen	372.595	4.758	5.043	1.120	373.430
4. Technische Anlagen und Maschinen	3.247	113	223	197	3.333
5. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattungen	8.426	259	493	147	8.339
6. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	2.734	4.916	0	1.772	5.877
	417.258	10.342	5.944	3.368	421.479
<b>III. Finanzanlagen</b>					
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	100	0	0	0	100
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	0	0	0	0	0
3. Beteiligungen	0	0	0	0	0
4. Ausleihungen an Unternehmen mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0	0	0	0	0
5. Wertpapiere des Anlagevermögens	424	262	0	0	686
6. Sonstige Ausleihungen	0	0	0	0	0
	524	262	0	0	786
	423.058	10.788	6.007	3.544	427.838

	Abschreibungen 01.01.2011 TEUR	Abschreibungen Zugänge TEUR	Abschreibungen Abgänge TEUR	Abschreibungen Umbuchungen TEUR	Zuschreibungen TEUR
<b>A. Anlagevermögen</b>					
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>					
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	3.960	562	63	0	0
<b>II. Sachanlagen</b>					
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	9.233	279	4	0	0
2. Erzeugungs-, Gewinnungs- und Bezugsanlagen	14.117	327	164	0	0
3. Verteilungsanlagen	277.053	8.698	4.434	0	0

4. Technische Anlagen und Maschinen	2.534	254	223	0	0
5. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattungen	7.110	546	491	-2	0
6. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	0	0	0	0	0
	310.046	10.103	5.316	-2	0
III. Finanzanlagen					
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	0	0	0	0	0
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	0	0	0	0	0
3. Beteiligungen	0	0	0	0	0
4. Ausleihungen an Unternehmen mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0	0	0	0	0
5. Wertpapiere des Anlagevermögens	0	0	0	0	0
6. Sonstige Ausleihungen	0	0	0	0	0
	314.006	10.666	5.380	-2	0

	Abschreibungen (kumuliert)	Buchwerte	
		31.12.2011	31.12.2010
	TEUR	TEUR	TEUR
A. Anlagevermögen			
I. Immaterielle Vermögensgegenstände			
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	4.459	1.114	1.351
II. Sachanlagen			
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	9.507	4.162	4.419
2. Erzeugungs-, Gewinnungs- und Bezugsanlagen	14.281	2.550	2.543
3. Verteilungsanlagen	281.317	92.114	95.592
4. Technische Anlagen und Maschinen	2.564	769	731
5. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattungen	7.162	1.176	1.340
6. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	0	5.877	2.743
	314.831	106.648	107.369
III. Finanzanlagen			
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	0	100	100
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	0	0	0
3. Beteiligungen	0	0	0
4. Ausleihungen an Unternehmen mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0	0	0
5. Wertpapiere des Anlagevermögens	0	686	457
6. Sonstige Ausleihungen	0	0	0
	0	786	557
	319.289	108.548	109.277

### Angaben zu den Tätigkeitsabschlüssen gemäß § 6 Abs. 3 EnWG

#### Bilanz

Alle Bilanzwerte werden im ersten Schritt direkt den Tätigkeiten zugeordnet. Soweit eine direkte Zuordnung nicht möglich ist, erfolgt die Zuordnung mittels Verteilschlüssel. Die grundsätzlich verwendeten Verteilschlüssel sind in Anlage 1 aufgeführt.

#### Anlagevermögen

Die Anlagenspiegel zeigen die Aufgliederungen sowie die Entwicklungen der in den Tätigkeitsbilanzen zusammengefassten Anlagepositionen. Die Vermögensgegenstände der gemeinsamen Bereiche wurden anteilig bei den Tätigkeiten Strom- und

Gasverteilung berücksichtigt.

### **Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände**

Alle Forderungen in den Tätigkeiten Strom- und Gasverteilung sind innerhalb eines Jahres fällig.

### **Verbindlichkeiten**

Alle Verbindlichkeiten der Tätigkeiten Strom- und Gasverteilung sind innerhalb eines Jahres fällig.

### **Forderungen und Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeitsbereichen**

Die Forderungen gegen andere Tätigkeitsbereiche und Verbindlichkeiten gegenüber anderen Tätigkeitsbereichen sind Residualgrößen und gleichen als Verrechnungsposten die Bilanzsummen der Aktiv- und Passivseite aus. Der Ausweis der Residualgrößen in den Tätigkeitsbereichen erfolgt unsaldiert entsprechend der Vorzeichen des Saldos als Aktiv- oder Passivposten.

### **Gewinn- und Verlustrechnung**

Alle Erträge und Aufwendungen werden grundsätzlich mittels Aufträgen, Kostenstellen und Profitcentern direkt den Tätigkeiten zugeordnet. Die Erträge und Aufwendungen der gemeinsamen Bereiche werden durch differenzierte Verteilschlüssel auf die anderen Tätigkeiten umgelegt. Die umzulegenden Positionen sind im Wesentlichen Material- und Fremdleistungen, Personalaufwand sowie sonstige betriebliche Erträge und Aufwendungen.

### **Haftungsverhältnisse/ Sonstige finanzielle Verpflichtungen**

Die Haftungsverhältnisse und sonstigen finanziellen Verpflichtungen betreffen die sonstigen Tätigkeiten außerhalb der Strom- und Gasverteilung. Wir verweisen auf die Ausführungen im Anhang.

#### **Bilanzposition**

Anlagevermögen im allgemeinen Bereich

Vorräte

Werksküchenvorräte

Forderungen Lieferungen und Leistungen

Andere Forderungen

Sonstige Vermögensgegenstände:

Lohn-/Gehaltsvorschüsse und Darlehen

Sonstige Forderungen

Wertpapiere

Flüssige Mittel

Rechnungsabgrenzungsposten

Sonderposten für Investitionszuschüsse und erhaltene Baukostenzuschüsse

Rückstellungen Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Sonstige Rückstellungen

Verbindlichkeiten ggü. Kreditinstituten

Verbindlichkeiten Lieferungen und Leistungen

Sonstige Verbindlichkeiten:

Noch auszahlende Löhne/Gehälter

Sonstige Verbindlichkeiten

#### **Verteilschlüssel**

Anlagevermögen je allgemeiner Bereichsschlüssel

Allgemeiner Schlüssel

Personalschlüssel

Umsatzschlüssel

Allgemeiner Schlüssel

Personalschlüssel

Allgemeiner Schlüssel

Schlüssel gezeichnetes Kapital

Allgemeiner Schlüssel

Verteilschlüssel allgemeiner Bereich

Anlagevermögen je allgemeiner Bereichsschlüssel

Personalschlüssel

Personalschlüssel und allgemeiner Schlüssel

Allgemeiner Schlüssel

Allgemeiner Schlüssel

Personalschlüssel

Allgemeiner Schlüssel

Alle Schlüssel bis auf den Schlüssel „gezeichnetes Kapital“ sind zum 31.12.2011 angepasst worden. Da sich die Verteilung des gezeichneten Kapitals zum 31.12.2011 nicht verändert hat, ist dieser Schlüssel nicht angepasst worden.

### **Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers**

Wir haben den Jahresabschluss --bestehend aus Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung sowie Anhang-- unter Einbeziehung der Buchführung und den Lagebericht der Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft, Hannover, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2011 geprüft. Nach § 6b Abs. 5 EnWG umfasste die Prüfung auch die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG, wonach für die Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 EnWG getrennte Konten zu führen und Tätigkeitsabschlüsse aufzustellen sind. Die Buchführung und die Aufstellung von Jahresabschluss und Lagebericht nach den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften sowie die Einhaltung der Pflichten nach § 6b Abs. 3 EnWG liegen in der Verantwortung des Vorstands der Gesellschaft. Unsere Aufgabe ist es, auf der Grundlage der von uns durchgeführten Prüfung eine Beurteilung über den Jahresabschluss unter Einbeziehung der Buchführung und über den Lagebericht sowie über die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG abzugeben.

Wir haben unsere Jahresabschlussprüfung nach § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung vorgenommen. Danach ist die Prüfung so zu planen und durchzuführen, dass Unrichtigkeiten und Verstöße, die sich auf die Darstellung des durch den Jahresabschluss unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung und durch den Lagebericht vermittelten Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage wesentlich auswirken, mit hinreichender Sicherheit erkannt werden und dass mit hinreichender Sicherheit beurteilt werden kann,

ob die Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG in allen wesentlichen Belangen erfüllt sind. Bei der Festlegung der Prüfungshandlungen werden die Kenntnisse über die Geschäftstätigkeit und über das wirtschaftliche und rechtliche Umfeld der Gesellschaft sowie die Erwartungen über mögliche Fehler berücksichtigt. Im Rahmen der Prüfung werden die Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystems sowie Nachweise für die Angaben in Buchführung, Jahresabschluss und Lagebericht sowie für die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG überwiegend auf der Basis von Stichproben beurteilt. Die Prüfung umfasst die Beurteilung der angewandten Bilanzierungsgrundsätze und der wesentlichen Einschätzungen des Vorstands, die Würdigung der Gesamtdarstellung des Jahresabschlusses und des Lageberichts sowie die Beurteilung, ob die Wertansätze und die Zuordnung der Konten nach § 6b Abs. 3 EnWG sachgerecht und nachvollziehbar erfolgt sind und der Grundsatz der Stetigkeit beachtet wurde. Wir sind der Auffassung, dass unsere Prüfung eine hinreichend sichere Grundlage für unsere Beurteilung bildet.

Unsere Prüfung des Jahresabschlusses unter Einbeziehung der Buchführung und des Lageberichts hat zu keinen Einwendungen geführt.

Nach unserer Beurteilung auf Grund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse entspricht der Jahresabschluss den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft. Der Lagebericht steht in Einklang mit dem Jahresabschluss, vermittelt insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar.

Die Prüfung der Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG, wonach für die Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 EnWG getrennte Konten zu führen und Tätigkeitsabschlüsse aufzustellen sind, hat zu keinen Einwendungen geführt.

**Hannover, den 15. Februar 2012**

**KPMG AG, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft**

***Hauptmann, Wirtschaftsprüfer***

***Galic, Wirtschaftsprüfer***

### **Bericht des Aufsichtsrates**

Im Geschäftsjahr 2011 hat der Aufsichtsrat sämtliche ihm nach Gesetz und Satzung obliegenden Aufgaben wahrgenommen. Der Aufsichtsrat war in alle Entscheidungen von grundlegender Bedeutung für das Unternehmen eingebunden und wurde durch den Vorstand regelmäßig, zeitnah und umfassend über die Entwicklung und die Lage des Unternehmens, über die Strategie und Planung, über die Risikosituation, das Risikomanagement sowie über die wesentlichen Geschäftsvorgänge unterrichtet. Anhand von schriftlichen Beschluss- und Berichtsvorlagen sowie begleitenden und ergänzenden mündlichen Auskünften hat der Aufsichtsrat den Vorstand laufend überwacht, Geschäftsvorgänge von besonderer Bedeutung eingehend beraten und sich von der Ordnungsmäßigkeit der Geschäftsführung überzeugt.

### **Sitzungen des Aufsichtsrats und der Ausschüsse**

Der Aufsichtsrat tagte im Geschäftsjahr 2011 in fünf ordentlichen Sitzungen, davon einer konstituierenden Sitzung. Außerordentliche Sitzungen haben nicht stattgefunden. In den Sitzungen wurden insbesondere die Geschäftsentwicklung und die Entwicklung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Stadtwerke Hannover AG erörtert sowie über Fragen der Wirtschafts-, Finanz- und Investitionsplanung und wichtige Einzelvorgänge beraten. Die Einzelvorgänge des Geschäftsjahres 2011 betrafen hauptsächlich Investitions- und Beteiligungsvorhaben, Fragen der Unternehmensfinanzierung sowie der Preisentwicklung. Insbesondere befasste sich der Aufsichtsrat im Geschäftsjahr 2011 mit der Anteilserhöhung an der Danpower um zehn Prozent am 20. Dezember 2011 mit Wirkung zum 1. Januar 2011 und dem 25-prozentigen Anteilserwerb von der E.ON Avacon AG, Helmstedt, an der Metegra GmbH, Hannover, eines Gemeinschaftsunternehmens der Stadtwerke Hannover AG und der E.ON Avacon AG. Die Anteile wurden anschließend an die Mainova Service Dienste GmbH, Tochterunternehmen der Mainova AG, Frankfurt am Main, und die CentraPlus GmbH, Tochterunternehmen der N-ERGIE Aktiengesellschaft, Nürnberg, mit Wirkung zum 1. Januar 2011 weiterveräußert und beide Gesellschaften wurden gleichberechtigte Gesellschafter.

Dem Aufsichtsrat stehen drei Ausschüsse beratend zur Seite: der Präsidialausschuss, der Finanzausschuss und der Beteiligungs- und Strategieausschuss. Die jeweiligen Ausschussvorsitzenden berichten regelmäßig und ausführlich in den Aufsichtsratssitzungen über die geleistete Arbeit.

Der Präsidialausschuss hat im Geschäftsjahr 2011 viermal getagt und bereitet vornehmlich die Verhandlungen und Beschlüsse des Aufsichtsrats vor. Er trifft Entscheidungen über Vorlagen des Vorstandes und Fragen, deren Erledigung im Interesse der Gesellschaft einen Aufschub bis zur nächsten Sitzung des Aufsichtsrats nicht zulässt.

Der Finanzausschuss hielt im Geschäftsjahr 2011 vier Sitzungen ab. Dem Finanzausschuss sind als Aufgaben insbesondere die Vorbereitung der Beschlussfassung über den Wirtschaftsplan und über den Erwerb oder die Veräußerung von Unternehmen und wesentlichen Beteiligungen sowie die Vorbereitung der Feststellung des Jahresabschlusses und des gemäß § 171 AktG zu erstattenden Abschlussberichtes des Aufsichtsrats übertragen. Darüber hinaus ist dem Finanzausschuss die Wahrnehmung der Aufgaben eines Prüfungsausschusses nach § 107 Abs. 3 Satz 2 AktG übertragen. Themenschwerpunkte bildeten im Geschäftsjahr 2011 Investitionsvorhaben sowie Berichte zur wirtschaftlichen Lage und Entwicklung des Unternehmens, hier insbesondere der Jahresabschluss für das Geschäftsjahr 2010, der Nachtragsfinanzplan für 2011 und der Wirtschaftsplan für 2012.

Der Beteiligungs- und Strategieausschuss tagte im Geschäftsjahr 2011 fünfmal. Er hat die Aufgabe, Entscheidungen des Aufsichtsrats zu Konzern- und Beteiligungsangelegenheiten vorzubereiten und Berichte des Vorstands entgegenzunehmen. Grundsätzliche Fragen der Unternehmensstrategie und Angelegenheiten der Beteiligungsführung sind im Vorfeld im Beteiligungs- und Strategieausschuss zu beraten. Im Geschäftsjahr 2011 wurden insbesondere die Durchführung von Anteilserwerben und -veräußerungen, Gesellschaftsgründungen sowie den Status und die Entwicklung von Beteiligungsgesellschaften thematisiert.

## **Besetzung des Aufsichtsrats und des Vorstands**

In der Aufsichtsratssitzung vom 17. März 2011 wurde Herr Walter Meinhold einstimmig, erneut zum Vorsitzenden des Aufsichtsrats gewählt. In der gleichen Sitzung wurde das Aufsichtsratsmitglied Herr Andreas Bergen erneut zum unabhängigen Finanzexperten gemäß § 100 Abs. 5 AktG bestimmt.

Im Geschäftsjahr 2011 gab es folgende personelle Veränderung in der Besetzung des Aufsichtsrats:

Frau Adelheit Wenzel, Gewerkschaftssekretärin, legte zum 31. Dezember 2011 ihre Tätigkeit im Aufsichtsrat nieder. Frau Blanca Blancke, ebenfalls Gewerkschaftssekretärin, nimmt dafür zum 18. Januar 2012 ihre Tätigkeit als Arbeitnehmervertreterin im Aufsichtsrat auf.

In der personellen Besetzung des Vorstands gab es während des abgelaufenen Geschäftsjahres keine Veränderungen.

## **Jahresabschluss und Gewinnabführung**

Die KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Hannover, wurde von der Hauptversammlung am 7. Februar 2011 zum Abschlussprüfer gewählt. In Umsetzung dieses Beschlusses erhielt die Gesellschaft vom Aufsichtsrat den schriftlichen Auftrag zur Prüfung des Jahresabschlusses der Stadtwerke Hannover AG zum 31. Dezember 2011 sowie des Lageberichts für das Geschäftsjahr 2011.

Auf Grundlage der durch den Aufsichtsratsvorsitzenden festgelegten Prüfungsschwerpunkte und unter Einbeziehung der Buchführung prüfte die KPMG AG den vom Vorstand nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB) aufgestellten Jahresabschluss der Stadtwerke Hannover AG zum 31. Dezember 2011 sowie den Lagebericht für das Geschäftsjahr 2011. Die Prüfung ergab keine Einwendungen, so dass ein uneingeschränkter Bestätigungsvermerk erteilt wurde.

Der Aufsichtsrat hat den vom Vorstand vorgelegten Jahresabschluss und den Lagebericht der Stadtwerke Hannover AG sowie den Vorschlag für die Verwendung des Bilanzergebnisses abschließend sorgfältig geprüft. Die Unterlagen zum Jahresabschluss wurden sowohl in der Sitzung des Finanzausschusses am 14. März 2012 als auch in der am gleichen Tag stattfindenden Sitzung des Aufsichtsrats erörtert. In den Sitzungen berichtete der Abschlussprüfer jeweils über die wesentlichen Ergebnisse seiner Prüfung und erteilte soweit notwendig ergänzende Auskünfte. Das abschließende Ergebnis der Prüfung durch den Aufsichtsrat führte zu keinerlei Einwendungen, und der Aufsichtsrat stimmte den Prüfungsergebnissen des Abschlussprüfers zu, billigte den vom Vorstand aufgestellten Jahresabschluss zum 31. Dezember 2011 und schloss sich dem Vorschlag des Vorstands zur Verwendung des Bilanzgewinns an. Der Jahresabschluss Stadtwerke Hannover AG zum 31. Dezember 2011 ist damit gemäß § 172 Satz 1 AktG festgestellt.

Aufgrund eines Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrags ist der Gewinn vor Feststellung des Jahresabschlusses unmittelbar an die Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft Hannover mbH, Hannover, abzuführen. Der abzuführende Gewinn belief sich auf 100.109 Tausend Euro. Auf das Genussscheinkapital erfolgte eine Ausschüttung von 3.605 Tausend Euro. Der verbleibende Jahresüberschuss von 17.000 Tausend Euro wurde den anderen Gewinnrücklagen zugeführt.

Der Aufsichtsrat dankt den Mitgliedern des Vorstands für die vertrauensvolle und erfolgreiche Zusammenarbeit. Allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern sowie dem Betriebsrat dankt der Aufsichtsrat für das persönliche Engagement und die erfolgreich geleistete Arbeit im Geschäftsjahr 2011.

Hannover, den 14. März 2012  
Der Aufsichtsrat

Walter Meinhold  
Vorsitzender

**Hannover, den 14. März 2012**

**Stadtwerke Hannover AG**

*Der Aufsichtsrat*

*Walter Meinhold*

*Vorsitzender*

---