

## **Jahresabschluss und Lagebericht für das Geschäftsjahr 2013 der Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft**



# **Jahresabschluss und Lagebericht für das Geschäftsjahr 2013 der Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft**

## **Inhalt**

### **Bericht des Aufsichtsrats**

### **Lagebericht für das Geschäftsjahr 2013**

### **Jahresabschluss für das Geschäftsjahr 2013**

- Bilanz zum 31. Dezember 2013
- Gewinn- und Verlustrechnung vom 1. Januar 2013 bis 31. Dezember 2013
- Anhang für das Geschäftsjahr 2013
- Entwicklung des Anlagevermögens im Geschäftsjahr 2013

### **Tätigkeitsabschlüsse gemäß § 6b EnWG für das Geschäftsjahr 2013**

- Bilanz zum 31. Dezember 2013
- Gewinn- und Verlustrechnung vom 1. Januar 2013 bis 31. Dezember 2013
- Entwicklung des Anlagevermögens im Geschäftsjahr 2013 für die Tätigkeit Stromverteilung
- Entwicklung des Anlagevermögens im Geschäftsjahr 2013 für die Tätigkeit Gasverteilung
- Angaben zu den Tätigkeitsabschlüssen gemäß § 6b EnWG

### **Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers**

# Bericht des Aufsichtsrats

Im Geschäftsjahr 2013 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 hat im Geschäftsjahr 2013 in sieben ordentlichen Sitzungen, davon einer konstituierenden Sitzung, getagt. 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 betrafen hauptsächlich die Entwicklung von Beteiligungsprojekten im Bereich der Windenergie, den Verkauf der Kommanditanteile an der Clevergy GmbH & Co. KG und Fragen der Tarifpreisentwicklung.

Der Präsidialausschuss hat 2013 sechsmal 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 hat im Geschäftsjahr 2013 sieben Sitzungen abgehalten. 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 Aktiengesetz (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 2013 Berichte zur wirtschaftlichen Lage und Entwicklung des Unternehmens, hier insbesondere der Jahresabschluss für das Geschäftsjahr 2012 und die laufenden Quartalsberichte für 2013, der Nachtragsfinanzplan für 2013 und der Wirtschaftsplan 2014, Jahresabschlüsse der Beteiligungsgesellschaften für 2012, das Risikomanagementsystem und die Prüfungsschwerpunkte für den Jahresabschluss 2013.

Der Beteiligungs- und Strategieausschuss tagte 2013 in sieben Sitzungen, davon einer Klausur. 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 2013 wurden insbesondere die Entwicklung von Beteiligungsprojekten im Bereich der Windenergie und der Verkauf der Kommanditanteile an der Clevergy GmbH & Co. KG sowie der Status und die Entwicklung von Beteiligungsgesellschaften beraten.

Die Ausschussvorsitzenden berichten regelmäßig und ausführlich in den Aufsichtsratssitzungen über die geleistete Arbeit.

## Besetzung des Aufsichtsrats und des Vorstands

In der Sitzung vom 15. März 2013 hat sich der Aufsichtsrat neu konstituiert. Die Amtszeit von Herrn Walter Kroll endete mit Beginn der Freistellungsphase der Altersteilzeit zum 2. März 2013. Herr Martin Bühre hat daraufhin zum 15. März 2013 die Tätigkeit als stellvertretender Aufsichtsratsvorsitzender aufgenommen. Herr Jens Allerheiligen ist unabhängiger Finanzexperte gemäß § 100 Abs. 5 AktG.

Folgende Mandatsträger haben zum 14. März 2013 ihre Tätigkeit im Aufsichtsrat niedergelegt:

- Hans-Jürgen Lerch, Bürokaufmann\*
- Thomas Mohnike, kaufmännischer Angestellter\*
- Charlotte Wallat, Juristin

Im Gegenzug sind folgende Mitglieder zum 14. März 2013 in den Aufsichtsrat eingetreten:

- Ute Bitter, Industriefachwirtin<sup>\*</sup>
- Christine Kastning, Diplom-Ökonomin/Bankangestellte
- Andrea Rietig, Bauingenieurin (FH)<sup>\*</sup>
- Frank Schröder, Betriebsschlosser<sup>\*</sup>

<sup>\*</sup> Die genannten Aufsichtsratsmitglieder sind Arbeitnehmervertreter.

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 18. April 2013 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 2013 sowie des Lageberichts für das Geschäftsjahr 2013.

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 aufgestellten Jahresabschluss der Stadtwerke Hannover AG zum 31. Dezember 2013 sowie den Lagebericht für das Geschäftsjahr 2013. 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 10. März 2014 als auch in der am Folgetag 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 2013 und schloss sich dem Vorschlag des Vorstands zur Verwendung des Bilanzgewinns an. Der Jahresabschluss Stadtwerke Hannover AG zum 31. Dezember 2013 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 beträgt 97,1 Mio. Euro. Auf das Genussscheinkapital erfolgt eine Ausschüttung von 3,5 Mio. Euro. Der verbleibende Jahresüberschuss von 6,0 Mio. Euro wird 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 2013.

Hannover, den 11. März 2014

Der Aufsichtsrat

Dr. Marc Hansmann

Vorsitzender

# Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft

## Lagebericht für das Geschäftsjahr 2013

1	Grundlagen der Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft .....	2
1.1	Struktur .....	2
1.1.1	Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft .....	2
1.1.2	Konzern Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft .....	2
1.1.3	Wesentliche energy-Beteiligungen .....	3
1.2	Strategie .....	3
1.3	Steuerungssystem .....	5
2	Wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen .....	6
2.1	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen .....	6
2.1.1	Gesamtwirtschaftliche Situation .....	6
2.1.2	Marktbezogene Entwicklung .....	6
2.2	Politische Rahmenbedingungen .....	13
2.2.1	Europäische Energiepolitik .....	13
2.2.2	Energiepolitik und Rechtsrahmen in Deutschland .....	14
3	Geschäftsverlauf .....	15
3.1	Veränderungen in der Beteiligungsstruktur .....	15
3.2	Wesentliche Ereignisse des Geschäftsjahres .....	16
3.3	Absatz und Beschaffung .....	17
3.4	Umwelt und Innovation .....	17
3.5	Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter .....	20
3.6	Bindung an Stadt und Region .....	22
4	Darstellung und Analyse der Lage .....	23
4.1	Ertragslage .....	23
4.2	Finanzlage .....	26
4.2.1	Ziele und Grundsätze des Finanzmanagements .....	26
4.2.2	Finanzwirtschaftliche Schwerpunkte im abgelaufenen Geschäftsjahr .....	26
4.2.3	Investitionen und Substanzerhaltung .....	27
4.2.4	Liquidität .....	30
4.3	Vermögenslage .....	31
4.4	Gesamtaussage zur Lage .....	32
5	Nachtragsbericht .....	33
6	Bericht über die voraussichtliche Entwicklung mit ihren wesentlichen Chancen und Risiken .....	33
6.1	Prognosebericht .....	33
6.1.1	Erwartete Umfeldentwicklung .....	33
6.1.2	Erwartete Entwicklung von energy .....	34
6.2	Risikobericht .....	37
6.2.1	Risikomanagementsystem .....	37
6.2.2	Risiken .....	39
6.3	Chancenbericht .....	42
6.3.1	Chancenmanagementsystem .....	42
6.3.2	Wesentliche Chancen .....	42
7	Bericht zum rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystem .....	43
7.1	Komponenten des internen Kontroll- und Risikomanagementsystems im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess .....	43
7.1.1	Kontrollumfeld .....	43
7.1.2	Risikobeurteilungen .....	43
7.1.3	Kontrollaktivitäten .....	44
7.1.4	Information und Kommunikation .....	44
7.1.5	Überwachung des internen Kontrollsystems .....	44
7.2	Prüfung und Überwachung des rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystems durch die interne Revision .....	45

# 1 Grundlagen der Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft

## 1.1 Struktur

### 1.1.1 Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft

Die **Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft, Hannover**, (enercity), 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 2013 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. enercity 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“ 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 KWK-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 einer eigenständigen Netzgesellschaft betrieben. Die netzbetreibende Gesellschaft ist gemäß den Unbundling-Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) als unabhängiger Netzbetreiber aufgestellt. Der Betreiber trägt die Verantwortung für den sicheren Betrieb und die Instandhaltung der Netze. Die Netzentgelte, die von den Netznutzern an einen 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

**Netzgesellschaften.** Die enercity Netzgesellschaft mbH, Hannover, (eNG), betreibt Energieversorgungsnetze für leitungsgebundene Energie- und Wasserversorgung im Stadtgebiet der Landeshauptstadt Hannover, in Teilgebieten von Langenhagen und Laatzen sowie in den Umlandkommunen Ronnenberg, Seelze und Hemmingen. Die Netzgesellschaft Laatzen GmbH & Co. KG, Laatzen, (NGL) verantwortet die Erstellung, den Ausbau und die Unterhaltung von Energieversorgungsnetzen beziehungsweise der öffentlichen Wasserversorgung in Teilgebieten von Laatzen. Seit Dezember 2012 ist enercity mit 49,0 Prozent an der Gasnetzgesellschaft Laatzen-Nord mbH, Laatzen, (GNG), beteiligt. Gegenstand des Unternehmens ist die Erstellung, der Ausbau und die Unterhaltung von Energieversorgungsnetzen in Teilen des Stadtgebiets Laatzen zur Sicherstellung der leitungsgebundenen Versorgung der dortigen Allgemeinheit mit Gas. Die GNG hat das Gasnetz mit Wirkung zum 1. Januar 2013 von der bisherigen Netzeigentümerin enercity erworben und zurückverpachtet. Netzbetreiberin bleibt die eNG.

**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 Steinkohlekraftwerk in Hannover-Stöcken und KWM ein Steinkohlekraftwerk in Hohenhameln-Mehrum.

**Contractinggesellschaften.** Wesentliche enercity-Beteiligungen im Wärmebereich sind die Gesellschaften enercity Contracting GmbH, Hannover (eCG), sowie die Danpower GmbH, Potsdam, (Danpower). Beide Gesellschaften sind jeweils Mutterunternehmen von Konzernen mit insgesamt 24 Tochterunternehmen und drei assoziierten Unternehmen. Die Unternehmensgruppen sind bundesweit im Wärmeversorgungs- und Contractinggeschäft tätig. Ein Schwerpunkt ist neben der Energieversorgung aus KWK-Anlagen 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. Darüber hinaus ist enercity im Wärmeversorgungsbereich an der Energie-Projektgesellschaft Langenhagen mbH, Langenhagen, (EPL), mit 50,0 Prozent beteiligt. Die EPL ist schwerpunktmäßig in der Nahwärmeversorgung im Stadtgebiet Langenhagen tätig.

**Erneuerbare Energieerzeugungsgesellschaften.** Zur Bündelung der regenerativen Energieerzeugung, insbesondere durch Windenergieanlagen, wurde die enercity Erneuerbare GmbH, Hannover, (eEG), als 100-prozentiges Tochterunternehmen gegründet. Die eEG ist Mutterunternehmen eines Konzerns mit derzeit zwei Windparkbetriebsgesellschaften als Tochterunternehmen. Zu den Veränderungen bei den erneuerbaren Energieerzeugungsgesellschaften wird auf den Abschnitt „Veränderungen in der Beteiligungsstruktur“ verwiesen.

**Weitere wesentliche Beteiligungen.** Neben den genannten Tochterunternehmen stellen die Beteiligung an der Thüga Holding GmbH & Co. KGaA, München, (Thüga), in Höhe von 20,53 Prozent, an der Gasspeichergesellschaft GHG – Gasspeicher Hannover GmbH, Ronnenberg, (GHG), an der im Telekommunikationsbereich tätigen htp GmbH, Hannover, (htp), und an dem Gemeinschaftsunternehmen Metegra GmbH, Hannover, (Metegra), einem Dienstleistungsunternehmen für Messtechnik, weitere wesentliche Beteiligungen von enercity dar.

## 1.2 Strategie

Das ordnungspolitische, regulatorische und wirtschaftliche Umfeld der Energieversorgung ist nach wie vor durch massive Umbrüche insbesondere auf der Energieerzeugungsseite geprägt, was dazu führt, dass die Rahmenbedingungen für Energieversorgungsunternehmen zunehmend instabil sind. Aktuelle energiepolitische Herausforderungen stellen insbesondere der Umbau der deutschen und europäischen Energieversorgung unter Beachtung des energiepolitischen Dreiecks von Klimaschutz, Versorgungssicherheit und bezahlbaren Preisen, die deutliche Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen als führende klimapolitische Zielstellung, der Rückgang der Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke sowie die Gewährleistung von Planungssicherheit und Verlässlichkeit beim Ausbau der erneuerbaren Energien und bei der Steigerung der Effizienz des Energiesystems dar.

Neben den energiepolitischen Herausforderungen stellen die Liberalisierung der Energiemärkte und der damit verbundene zunehmende Wettbewerb und Margendruck sowie die weiterhin volatilen Energiepreise zusätzliche unternehmerische Anforderungen an die Ertragskraft und Wettbewerbsfähigkeit. Darüber hinaus resultieren aus der Regulierung der Strom- und Erdgasnetze durch die BNetzA sinkende Netzmargen, die bei der gleichzeitigen Forderung nach einer wei-

terhin sehr hohen Versorgungsqualität zu einem starken wirtschaftlichen Druck führen. Hinzu kommen weiter sinkende Margen in der Stromerzeugung, die insbesondere auf das enorme Wachstum der Photovoltaik- und Windstromerzeugung in Deutschland zurückzuführen sind.

Mit diesen sich verändernden Rahmenbedingungen sind nachhaltige Ergebnisrisiken in den relevanten Geschäftssegmenten für Energieversorgungsunternehmen verbunden. enercity hat sich frühzeitig auf den erwartbaren Teil der Veränderungen mit der wachstumsorientierten Unternehmenskonzeption K2020, folgend dem Motto „Vorwärts nach weit“, eingestellt und hält an deren grundsätzlicher Umsetzung fest. Durch eine Kombination von Maßnahmen zur Kostenreduzierung und Margenoptimierung sowie durch rentable Wachstumsprojekte wird eine Ertragskraft auf angemessenem wirtschaftlichem Niveau angestrebt. Dazu soll in den nicht regulierten Wertschöpfungsstufen das Entwicklungspotenzial in Form von Erlös- und Margenoptimierungen genutzt werden. In den regulierten Wertschöpfungsstufen stehen hingegen Kostenoptimierungen im Vordergrund. Hierzu werden wiederkehrend Benchmarks durchgeführt und aus den gewonnenen Erkenntnissen Maßnahmen zur Optimierung abgeleitet und fortlaufend umgesetzt.

enercity orientiert sich im Rahmen der Unternehmenskonzeption K2020 an den im Folgenden dargestellten strategischen Zielen.

**Nachhaltige Wettbewerbspositionierung im vorderen Drittel vergleichbarer deutscher Wettbewerber bei dauerhaftem Substanzerhalt von Anlagen und Netzen.** Auf Basis eines Financial Benchmarking wird rollierend die strategische Wettbewerbspositionierung anhand der Rentabilitätskennzahl ROCE (return on capital employed) ermittelt. Die letzte Erhebung zeigt gegenüber den Wettbewerbern eine Position im vorderen Drittel. Diese Position soll nachhaltig gefestigt werden. enercity verfolgt innerhalb des Grundversorgungsgebietes bei Strom und Gas eine Haltestrategie. Der Marktanteil bewegt sich weiterhin überdurchschnittlich im Vergleich zum Bundesdurchschnitt. Außerhalb des Grundversorgungsgebietes wird eine Wachstumsstrategie verfolgt. Um diese Ziele zu erreichen, erfolgt fortlaufend eine weitere Optimierung der Prozesse und die Erschließung neuer Handlungsfelder. Die Instrumente zur Kundenzufriedenheit und Kundenbindung stehen dabei im besonderen Fokus. Bei Anlagen und Netzen erfolgt ein kontrollierter Substanzerhalt, der in den Planungen finanziell aufgenommen wird. Die Kontrolle erfolgt auch auf Basis von Alpha-Werten, mit denen die Entwicklung der technischen Substanz bewertet wird.

**Marktgerechte Kapitalrentabilität und finanzielle Stabilität.** Für die Eigenkapitalgeber steht eine angemessene jährliche Gewinnabführung im Vordergrund, bei der weiterhin in etwa die bisherige Größenordnung angestrebt wird. 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 nachhaltig verfolgt. Auf Basis 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 geplante sukzessive Aufstockung des Eigenkapitals auf etwa 490,0 Mio. EUR bis zum Jahr 2020 bei. Die Eigenkapitalquote liegt am 31. Dezember 2013 bei 25,7 Prozent und der Nettoverschuldungsgrad (Ratio Net Debt/EBITDA) bei 2,85.

**Ausbau energieeffizienter Technologien sowie der Erzeugung auf Basis regenerativer Energien.** Langfristig wird nur eine effiziente Energieerzeugung am Markt bestehen können. Wesentliche Wachstumsinvestitionen erfolgen daher 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. Die Stromerzeugungskapazität soll hierbei auf einem Niveau von über 1.200 MW bis 2020 stabilisiert werden. Die erzeugte Strommenge soll auf diese Weise ebenfalls bei mehr als 5 TWh liegen. Der regenerative Anteil an der Stromerzeugung soll sich dabei bis zum Ende des Planungszeitraums so weit erhöhen, dass alle Privatkunden im Grundversorgungsgebiet rechnerisch ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen versorgt werden können. Derzeit erfolgt dies bereits zu circa 64 Prozent. Die regenerative Stromerzeugung entfällt dabei schwerpunktmäßig auf Biomasse-Erzeugungskapazitäten unter energetischer Nutzung für die Wärmeversorgung. Darüber hinaus wurden und werden Windkraft-Erzeugungskapazitäten weiter aufgebaut.

Der Zuwachs der Erzeugungskapazität und die Steigerung der Energieeffizienz basiert auch auf einem klaren Bekenntnis zur Eigenerzeugung mithilfe der KWK. In diesem Rahmen erfolgte die Modernisierung und Erweiterung der GuD-Anlage im Heizkraftwerk Linden (HKW Linden). Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme verbessert die Effizienz des Kraftwerkparks und ist zugleich ein wesentlicher Beitrag zu den Klimaschutzaktivitäten im Rahmen der Klima-Allianz 2020 mit der Landeshauptstadt Hannover. Die Modernisierung und Erweiterung der GuD-Anlage im HKW Linden



hat in diesem Zusammenhang ein Potenzial zur Einsparung von jährlich bis zu 200.000 Tonnen CO<sub>2</sub>-Emissionen, ist damit zwar die größte Einzelmaßnahme, die sich jedoch aktuell in Folge des stark verzerrten Strommarktes durch die Erneuerbaren nicht vollständig umsetzen lässt. Zur optimalen Nutzung der in KWK erzeugten Fernwärme wird das Fernwärmeversorgungsnetz entlang bestehender Leitungen verdichtet und zielgerichtet ausgeweitet.

**Erreichen der Ziele der Klima-Allianz 2020.** Die Klima-Allianz Hannover 2020 ist das Klimaschutzaktionsprogramm der Landeshauptstadt Hannover für den 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 und der Anteil der regenerativen und KWK-Stromerzeugung um etwa 50 Prozent gesteigert werden. enercity hat sich in diesem Zusammenhang verpflichtet, eine CO<sub>2</sub>-Reduktion von jährlich 700.000 Tonnen auf der Angebotsseite zu erbringen, und wird damit einen bedeutenden Beitrag zum Gesamtergebnis der Klima-Allianz leisten. Die Klimaschutzmaßnahmen werden unter dem Gesichtspunkt der ökologischen Wirkung und ihrer wirtschaftlichen Tragfähigkeit realisiert. Neben der Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen auf der Angebotsseite unterstützt enercity den effizienten Einsatz von Energie beim Kunden unter anderem im Rahmen des enercity-Fonds proKlima. In 2013 wurde mit der Landeshauptstadt Hannover die Fortschreibung des enercity-Beitrags zur Klima-Allianz 2020 bis 2030 vereinbart. Im Rahmen der Fortschreibung beabsichtigt enercity unter anderem die Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf der Angebotsseite um 1,2 Mio. Tonnen pro Jahr im Zeitraum 1990 bis 2030 sowie die Steigerung der regenerativ erzeugten Strommenge zur Versorgung der enercity-Tarif- und Gewerbekunden auf 1,5 TWh in 2030.

**Ausbau der Aktivitäten außerhalb der Region.** Die Entwicklungen auf den Energiemärkten bestätigen die vertrieblischen Herausforderungen. Weiterhin werden wettbewerbs- und energieeffizienzbedingte Absatzrückgänge im Grundversorgungsgebiet erwartet. Im Strom- und Gasvertrieb sowie beim Energie-Contracting sieht die Vertriebsstrategie daher die Chancen in einer deutschlandweiten Ausrichtung. So soll im Geschäftsfeld Strom das Endkundengeschäft außerhalb des Grundversorgungsgebietes bis zum Jahr 2020 auf insgesamt 3,5 TWh gehalten werden. Trotz des geplanten wirtschaftlichen Wachstums außerhalb des Konzessionsgebietes Hannover bekennt sich enercity zu stabilen partnerschaftlichen Beziehungen zur Landeshauptstadt Hannover, zu den Umlandgemeinden und der Region.

Neben dem Wettbewerb in den netzregulierten Märkten ist von einer weiteren Schrumpfung des Wärmemarktes durch verstärkte Wärmedämmung und energetische Gebäudesanierung auszugehen, sodass sowohl der Gas- als auch der Fernwärmeabsatz sich im Bestand voraussichtlich verringern werden. Durch die Akquisition von Neuanschlüssen soll diese Entwicklung kompensiert werden und der Marktanteil der Fernwärme am Wärmemarkt Hannover weiter ausgebaut werden. Derzeit liegt der Marktanteil bei rund 27 Prozent. Im Geschäftsbereich Wasser werden die Anstrengungen verstärkt um die im Vergleich zu anderen Großstädten wettbewerbsfähige Preispositionierung zu erhalten. Die im Bestand vorhandenen Wegenutzungsverträge/Konzessionsverträge sollen gehalten werden. Hierzu gehören insbesondere die Wegenutzungsverträge für Hannover.

**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 im Zuge Beschaffung und Innovationsplattform (unter anderem smart metering) neue Entwicklungen ergeben.

**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 wird darüber hinaus mit adäquaten Mitarbeiterqualifikations- und Personalentwicklungsmaßnahmen begegnet.

### 1.3 Steuerungssystem

**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. Dem Vorstand wird über die Ausprägung der Steuerungsgrößen Bericht erstattet.

Darüber hinaus dient zur internen Steuerung und als Indikator für den Erfolg eines Geschäftssegments das EBITDA (Ergebnis vor Zinsen, Steuern, Abschreibungen und Wertminderungen). Die Festlegung der Geschäftssegmente sowie Art und Umfang der dargestellten Informationen erfolgt nach dem Management Approach für die Segmente „Strom“, „Gas“, „Wasser“, „Wärme“ und „Dienstleistungen“.

## 2 Wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen

### 2.1 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

#### 2.1.1 Gesamtwirtschaftliche Situation

**Deutsche Konjunktur stabil.** Das deutsche Bruttoinlandsprodukt ist nach vorläufigen Berechnungen des Statistischen Bundesamtes, Wiesbaden, im Jahr 2013 preis- und kalenderbereinigt um 0,5 Prozent gegenüber dem Vorjahr gestiegen (Vorjahr: +0,9 Prozent). Die deutsche Konjunktur scheint durch eine anhaltende Rezession in einigen europäischen Ländern sowie eine schwache Weltwirtschaft gebremst zu werden, zeigt sich jedoch widerstandsfähig. Die wesentlichen Wachstumsbeiträge 2013 sind den Konsumausgaben zuzurechnen (0,7 Prozent). Dem gegenüber steht ein negativer Außenbeitrag von –0,3 Prozent (Vorjahr: +1,1 Prozent), und die preisbereinigte Bruttowertschöpfung über alle Wirtschaftsbereiche ist um 0,4 Prozent gestiegen (Vorjahr: +0,7 Prozent). Das größte Wachstum konnte dabei der Wirtschaftsbereich der Unternehmensdienstleister mit einem Zuwachs von 3,4 Prozent verzeichnen. Das produzierende Gewerbe ist im Vergleich zum Vorjahr konstant geblieben (0,0 Prozent, Vorjahr: –0,8 Prozent), während das Baugewerbe (–1,2 Prozent, Vorjahr: –2,4 Prozent) weiterhin einen Rückgang zu verzeichnen hat. Die Bruttoinvestitionen sind preisbereinigt um 0,1 Prozent (Vorjahr: –2,1 Prozent) zurückgegangen.

**Steigende Inflationsrate.** Der deutsche Verbraucherpreisindex ist im Jahr 2013 mit 1,5 Prozent im Vergleich zum Vorjahr (+2,0 Prozent) weniger stark gestiegen. Wesentlicher Grund für die Preissteigerung war die Preisentwicklung bei Nahrungsmitteln (+4,4 Prozent; Vorjahr: +3,2 Prozent). Energie verteuerte sich um 1,4 Prozent (Vorjahr: +5,7 Prozent), wobei die Preisentwicklung bei den einzelnen Energieprodukten sehr unterschiedlich ausfiel. Strom wurde im Wesentlichen aufgrund der gestiegenen EEG-Umlage um 11,9 Prozent (Vorjahr: +2,8 Prozent) teurer, leichtes Heizöl (–6,0 Prozent; Vorjahr: +8,9 Prozent) und Kraftstoffe (–3,4 Prozent; Vorjahr: +5,7 Prozent) waren hingegen im Vergleich zum Vorjahr günstiger.

#### 2.1.2 Marktbezogene Entwicklung

**Leichter Anstieg beim Primärenergieverbrauch.** Nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AG Energiebilanzen) ist der Primärenergieverbrauch in Deutschland, insbesondere infolge der kühlen Witterungsverhältnisse im ersten Halbjahr, für das Jahr 2013 um 2,6 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf 477,7 Mio. Tonnen Steinkohleeinheiten (t SKE) angestiegen (Vorjahr: Anstieg um etwa 0,8 Prozent auf 461,1 Mio. t SKE).

Die Struktur des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern stellt sich wie folgt dar:

<b>Primärenergieträger</b>	<b>2013</b>	<b>2012*</b>
Anteile in Prozent		
Mineralöl	33,0	33,2
Erdgas	22,5	21,6
Steinkohle	12,7	12,5
Braunkohle	11,6	12,1
Erneuerbare Energien	11,8	11,5
Kernenergie	7,6	8,0
Sonstige einschließlich Außenhandel	0,8	1,1

\* Die Werte für 2012 (bis auf Kernenergie) wurden im Vergleich zur Berichterstattung im Lagebericht 2012 an die endgültigen Berechnungen der AG Energiebilanzen angepasst.

Insgesamt liegen die Verschiebungen in der Struktur des Primärenergieverbrauchs vorrangig in den energiepolitischen Beschlüssen zur Förderung der erneuerbaren Energien, zum Ausstieg aus der Kernenergie und der vergleichsweise kühlen Witterung begründet. Dabei erhöhte sich die Nutzung der erneuerbaren Energien insgesamt um 5,8 Prozent (Vorjahr: +7,8 Prozent), sodass ihr Anteil am Gesamtverbrauch bei 11,8 Prozent lag. Darüber hinaus wurde Steinkohle mit einer Zunahme von 4,1 Prozent (Vorjahr: +3,1 Prozent) vermehrt in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeproduktion genutzt. Der Einsatz von Braunkohle hingegen verminderte sich aufgrund eines höheren Wirkungsgrades durch Modernisierung des Kraftwerksparks um 1,2 Prozent (Vorjahr: +5,1 Prozent). Hier kam insbesondere die günstige Wettbewerbssituation der Steinkohle gegenüber dem Erdgas zum Tragen. Dennoch ist der Erdgasverbrauch im Geschäftsjahr aufgrund der kühlen Witterung im ersten Halbjahr deutlich um 6,7 Prozent angestiegen.

**Rückläufiger Strom- und gestiegener Erdgasverbrauch.** Nach vorläufigen Schätzungen des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Berlin, (BDEW) ist der Brutto-Stromverbrauch in Deutschland im Jahr 2013 mit voraussichtlich insgesamt etwa 596 Milliarden Kilowattstunden (Mrd. kWh) um 1,8 Prozent gegenüber dem Vorjahresniveau zurückgegangen (Vorjahr: -1,4 Prozent). Die Abnahme liegt im Wesentlichen in der gesunkenen Produktion einiger stromintensiver Industrien und dem im Jahr 2013 fehlenden Schalttag begründet. Entgegen dem Vorjahr war nach vorläufigen Schätzungen des BDEW beim Erdgasverbrauch in Höhe von etwa 970 Mrd. kWh (Vorjahr: 909 Mrd. kWh) ein Zuwachs von etwa 7 Prozent (Vorjahr: +1,5 Prozent) zu verzeichnen. Die Zunahme resultierte vorrangig aus der kalten Witterung im ersten Halbjahr.

**Weitere Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.** Nach vorläufigen Berechnungen des BDEW ist die Bruttostromerzeugung 2013 (etwa 629 Mrd. kWh) im Vergleich zum Vorjahr um 0,1 Prozent gesunken, wobei der Anteil der erneuerbaren Energien (EEG-Strom) auf 23,4 Prozent zugenommen hat (Vorjahr: 22,8 Prozent\*). Damit waren die regenerativen Energien nach der Braunkohle (25,8 Prozent) erneut der zweitwichtigste Energieträger für die Stromerzeugung in Deutschland.

Der Beitrag der regenerativen Energieträger an der Bruttostromerzeugung stellt sich nach vorläufigen Angaben des BDEW wie folgt dar:

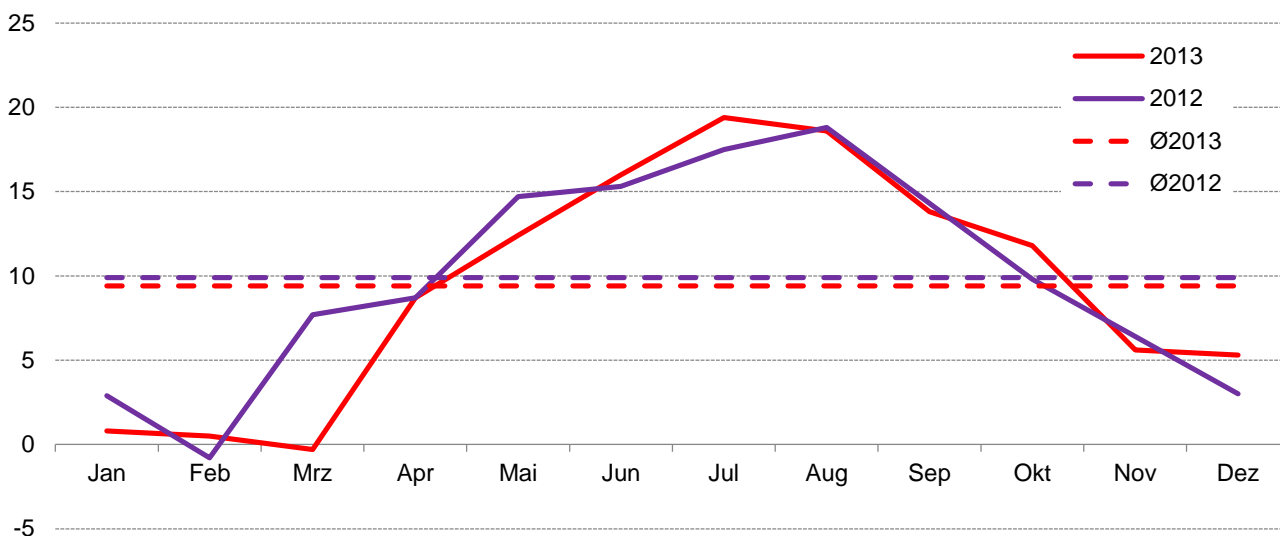
	Bruttostromerzeugung		Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung	
	in Mrd. kWh		in Prozent	
	2013	2012*	2013	2012*
Windenergie	49,8	50,7	7,9	8,0
Biomasse	42,6	39,7	6,8	6,3
Photovoltaik	28,3	26,4	4,5	4,2
Wasserkraft	21,2	21,8	3,4	3,5
Müll und sonstige erneuerbare Energien	5,2	5,0	0,8	0,8
<b>Gesamt</b>	<b>147,1</b>	<b>143,6</b>	<b>23,4</b>	<b>22,8</b>

\* Die Werte für 2012 wurden im Vergleich zur Berichterstattung im Lagebericht 2012 an die zuletzt veröffentlichten Werte des BDEW angepasst.

Den stärksten Zuwachs mit 7,3 Prozent verzeichnete dabei die Solarstromerzeugung, die mit etwa 28,3 Mrd. kWh einen Rekordwert erreicht hat. Der Anstieg der Photovoltaikeinspeisung liegt insbesondere in einem weiteren Ausbau der Solaranlagen (neu installierte Gesamtleistung nach Angaben der Bundesnetzagentur für 2013: 3.303 MW; 2012: 7.630 MW) und günstigen Sonnenverhältnissen begründet. Windenergie bleibt aber trotz eines witterungsbedingten Rückgangs um 3,5 Prozent weiterhin die wichtigste erneuerbare Energieform.

**Witterungseinflüsse.** Insgesamt ergaben sich für 2013 für die Region Hannover durch einen vergleichsweise sehr kalten März und einen kühleren Mai geringere Frühjahrestemperaturen. Die Temperaturen in der zweiten Jahreshälfte hingegen lagen im Juli, Oktober und Dezember oberhalb der Vergleichswerte bei einem sonst ähnlichen Temperaturverlauf. Im Jahresdurchschnitt lagen die tagesmittleren Außentemperaturen in 2013 unter den Werten für 2012 (Jahresdurchschnitt 2013: 9,4 Grad Celsius; Jahresdurchschnitt 2012: 9,9 Grad Celsius).

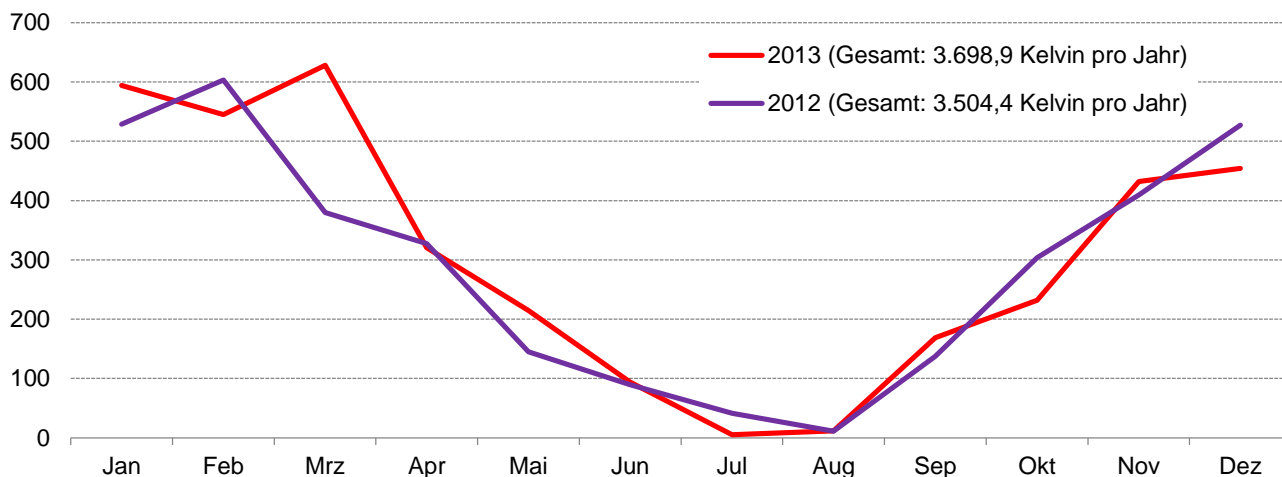
#### Tagesmittlere Außentemperatur für die Region Hannover Monatswerte in Grad Celsius



Der witterungsbedingte Anstieg im Erdgasverbrauch zeigt sich auch in der Erhöhung der Gradtagszahlen<sup>1</sup> um 195 auf 3.699 in 2013 – als Indikator für den Heizenergiebedarf in der Region Hannover – vor allem in den vergleichsweise kalten Monaten Januar und März 2013.

### Gradtagszahlen

Monatswerte in Kelvin



**Starker Rückgang der Stromnotierungen am Terminmarkt.** Im Geschäftsjahr 2013 beziehungsweise im Vorjahr notierten die Kontrakte auf dem Terminmarkt der EEX wie im Folgenden dargestellt (EUR je MWh):

2013	Baseload			Peakload			
	Lieferjahr	Mittelwert	Minimum	Maximum	Mittelwert	Minimum	Maximum
2014		39,08	36,25	45,26	49,67	46,43	57,01
2015		38,67	35,72	45,39	48,73	45,06	57,35

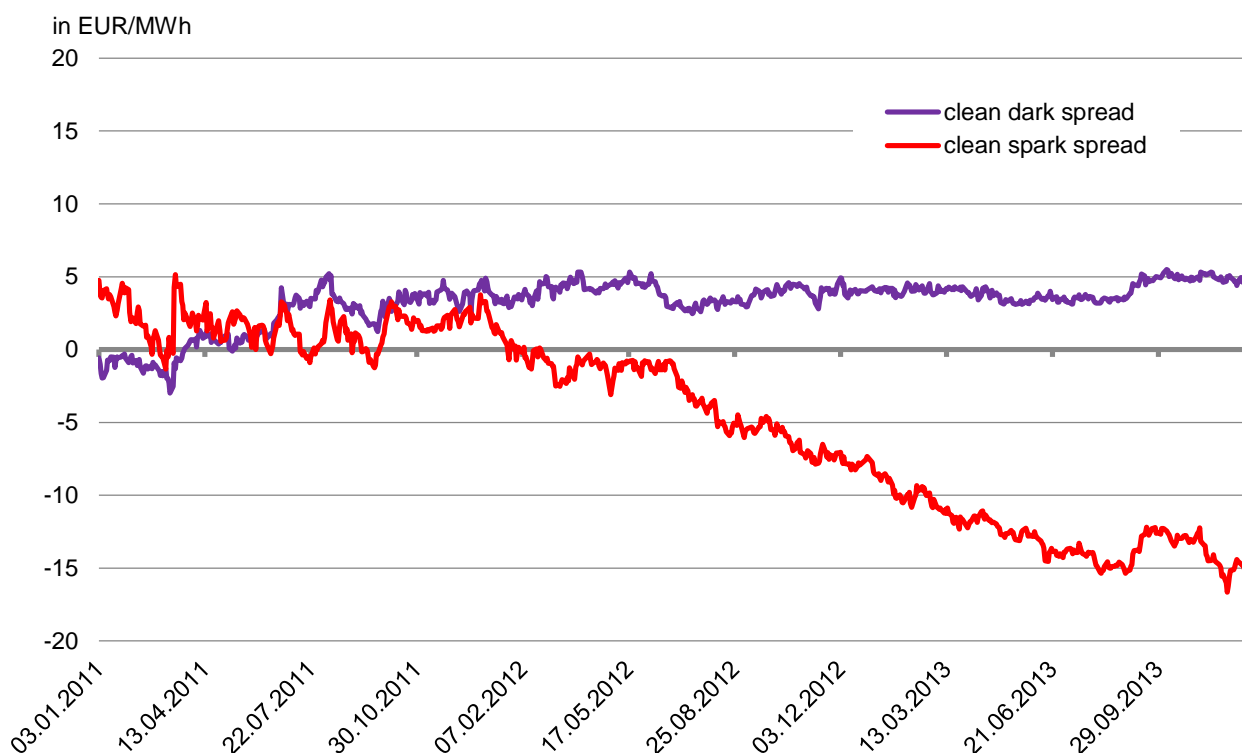
2012	Baseload			Peakload			
	Lieferjahr	Mittelwert	Minimum	Maximum	Mittelwert	Minimum	Maximum
2013		49,30	45,07	54,33	60,86	56,78	66,48
2014		49,69	45,38	54,36	61,54	57,12	67,13

Insgesamt ergab sich auch in 2013 ein weiterer Preisrückgang von –20,7 Prozent gegenüber dem Vorjahr für Lieferungen im Frontjahr für Baseload (Vorjahr: –12,0 Prozent) und –18,4 Prozent für Peakload (Vorjahr: –11,8 Prozent). Die Terminmarktpreise für das Zweitjahr lagen dabei ebenso deutlich unter dem Vorjahresniveau. Insgesamt setzte sich der klare Abwärtstrend des Jahres 2012 weiter fort. Die Ursachen liegen vorrangig in dem stetig steigenden Ausbau der erneuerbaren Energien, der globalen politischen und konjunkturellen Lage mit schwachen Konjunkturdaten aus China, dem Euroraum und den USA sowie dem deutlich gesunkenen Preisniveau für Kohle. Im zweiten Halbjahr hat sich der Strompreisrückgang aufgrund einer Stabilisierung der Finanzmärkte sowie positiver Konjunkturaussichten wesentlich verlangsamt. Weiterhin ist anzumerken, dass mittlerweile bereits ein sehr niedriges Niveau erreicht ist.

**Spreadentwicklung.** Da das Erzeugungsportfolio zum Großteil aus Steinkohle- und Gaskraftwerken besteht, ist die Ergebnisentwicklung insbesondere durch die realisierten Clean Dark Spreads und Clean Spark Spreads geprägt. Der

<sup>1</sup> 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.

Terminmarkt für das Lieferjahr 2014 zeigt die beiden Entwicklungen. Der Clean Dark Spread liegt in 2013 mit durchschnittlich 4,09 EUR je MWh weiterhin auf dem Niveau, das sich nach der Abschaltung einiger deutscher Kernkraftwerke im März 2011 (sogenannter Fukushima-Effekt) eingependelt hat (Mittel 2012: 3,89 EUR je MWh). Der in 2012 begonnene Abwärtstrend des Clean Spark Spread aufgrund stetig steigender Solarstrom-Kapazitäten setzt sich im ersten Halbjahr 2013 fort. Im zweiten Halbjahr 2013 stoppt der Trend im Bereich zwischen rund -10 EUR je MWh und rund -15 EUR je MWh.



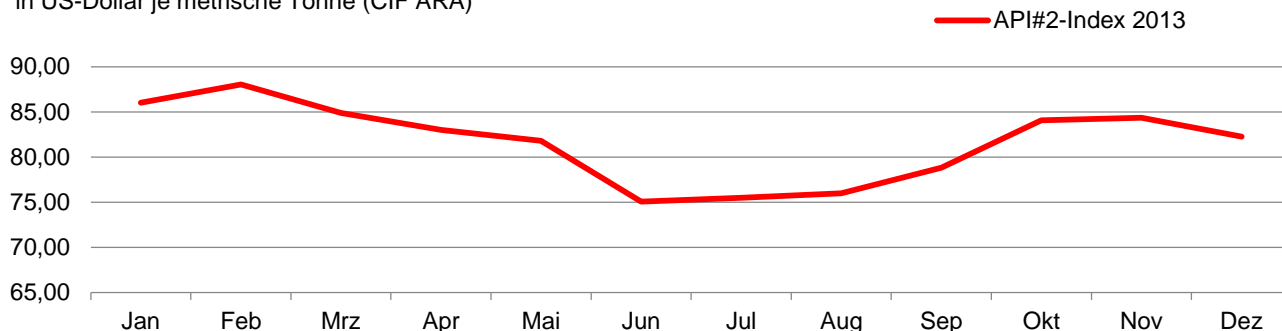
**Leicht gesunkenes Erdgaspreisniveau gegenüber dem Vorjahr.** Langfristige Gasimportverträge sind die Grundlage für die Gasversorgung in Deutschland. Die drei größten Lieferländer waren 2013 weiterhin Russland, Norwegen und die Niederlande. Die Erdgasimportpreise sind im Wesentlichen an internationale Rohölnotierungen gekoppelt. Dementsprechend ist der Grenzübergangspreis für Erdgas im Zeitraum Januar bis Oktober 2013 vorläufigen Angaben des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Eschborn, (BAFA) zufolge insgesamt um durchschnittlich 4,8 Prozent gegenüber dem Vorjahreszeitraum (Vorjahr: +17,5 Prozent) gesunken. Der Erdgasimportpreis für eine Kilowattstunde Erdgas hat im Oktober 2013 durchschnittlich 2,73 EUR-Cent betragen und lag damit um 3,4 Prozent niedriger als im Oktober 2012 (Oktober 2012: +7,6 Prozent). Die Erdgasimporte sind mengenmäßig im Beobachtungszeitraum um 0,2 Prozent im Vergleich zur Vorjahresperiode gesunken (Vorjahr: +17,5 Prozent).

**Gaspreise am Terminmarkt tendieren seitwärts.** Im Handelszeitraum 2013 wurde das Frontjahrprodukt im Marktgebiet der TTF mit durchschnittlich 26,58 EUR je MWh vergleichbar dem Vorjahr gehandelt (Vorjahr: 26,73 EUR je MWh). Für Lieferungen im Jahr 2015 lag der Durchschnittspreis 2013 mit 26,02 EUR je MWh leicht unter dem Vorjahresniveau (26,80 EUR je MWh). Im Berichtszeitraum zeigte sich das Frontjahrprodukt im Marktgebiet der TTF in einer Seitwärtsbewegung. Insgesamt ist das Preisniveau am Terminmarkt seit der Atomkatastrophe in Japan nicht mehr unter die Marke von 25,00 EUR je MWh gefallen, die wie eine Unterstützungslinie für die Preisentwicklung wirkt.

**Kohlenotierungen.** Die monatlichen Kohlenotierungen je metrische Tonne (API #2-Index) im ARA-Raum (Amsterdam – Rotterdam – Antwerpen) für Steinkohle mit einem Heizwert von 6.000 Kilokalorien je Kilogramm folgten von Jahresbeginn 2013 an einem weitestgehend kontinuierlichen Preisrückgang (Januar 2013: 86,01 US-Dollar) bis auf ein Jahrestief von 75,06 US-Dollar im Monatsdurchschnitt für den Juni 2013 (Juni Vorjahr: 87,14 US-Dollar), wobei der Preisverfall von Mai auf Juni mit 6,75 US-Dollar den höchsten Monatsverlust aufweist. Im Anschluss sind die Preise wieder leicht auf 82,25 US-Dollar für Dezember 2013 gestiegen (Dezember Vorjahr: 90,26 US-Dollar). Insgesamt lagen damit die Kohlenotierungen mit einem Jahresdurchschnittswert von 81,65 US-Dollar um circa 11,9 Prozent unter dem Jahresdurchschnittswert 2012 (92,97 US-Dollar).

### Kohlenotierungen (API#2-Index)

in US-Dollar je metrische Tonne (CIF ARA)



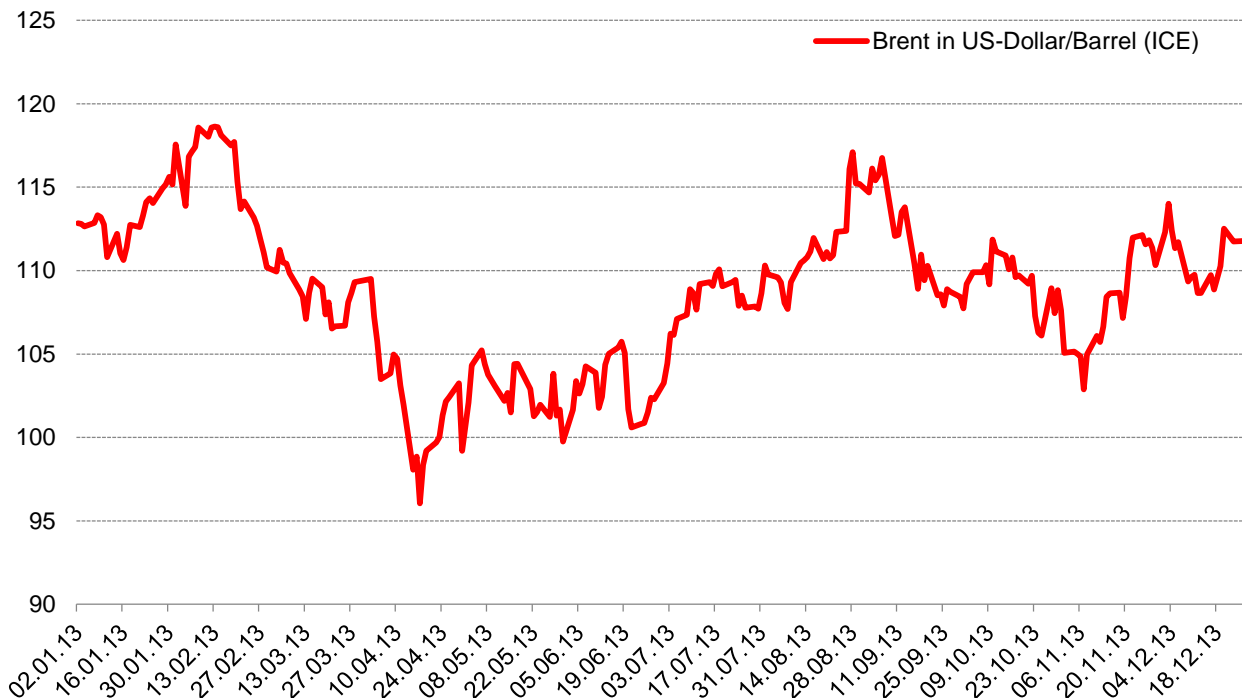
Ausschlaggebend für den Preisrückgang bis Juni 2013 war ein Nachfragerückgang bei Kohle bedingt durch eine schwache Weltkonjunktur und den weltweiten Ausbau erneuerbarer Energien. Speziell in China als größtem Kohleverbraucher der Welt herrschte durch das gesunkene Wirtschaftswachstum und den Ausbau der erneuerbaren Energien ein geringeres Wachstum der Kohlenachfrage, sodass steigende Produktionsmengen aus Indonesien und Australien nicht mehr vollumfänglich abgenommen wurden. In Deutschland hatten vor allem fallende Spotpreise für Strom an der EEX einen Einfluss auf die Kohlenachfrage. Im Juli 2013 stiegen die Spotpreise für Strom an der EEX wieder an und damit auch die Kohlekraftwerkseinsätze und der Verbrauch an Kohle. Dies führte zu steigenden Kohlepreisen für das zweite Halbjahr 2013. Preisunterstützend wirkten außerdem bessere Konjunkturdaten aus China und den USA sowie eine steigende Nachfrage aus Indien und Japan. Das Preisniveau aus dem ersten Halbjahr 2013 wurde jedoch nicht wieder erreicht.

Kohlenotierungen (API#2-Index)	2013	2012
in US-Dollar je metrische Tonne (CIF ARA) (Quelle: Global Coal)		
erstes Halbjahr	83,13	95,53
zweites Halbjahr	80,17	89,81
Jahresdurchschnitt	81,65	92,67

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 2013 lag der durchschnittliche Preis je Tonne Steinkohleeinheit (t SKE) gemäß BAFA bei 75,64 EUR je t SKE (drittes Quartal 2012: 92,01 EUR je t SKE). Der Jahresdurchschnittswert für 2013 ist zum Zeitpunkt der Aufstellung dieses Lageberichts noch nicht bekanntgegeben (Vorjahr: 93,02 EUR je t SKE).

**Volatile Ölpreisentwicklung.** Insgesamt lagen die Handelspreise für einen Barrel der Nordseeölsorte Brent-Rohöl an der International Commodities Exchange (ICE) in London 2013 mit im Monatsdurchschnitt 107,60 US-Dollar leicht unter dem Vorjahresniveau (111,77 US-Dollar je Barrel). Der Mittelwert für das Frontjahr lag 2013 insgesamt bei 103,32 US-Dollar je Barrel im Durchschnitt und damit ebenfalls leicht unter dem Niveau von 2012 (106,73 US-Dollar je Barrel).

**Brent Dated**  
in US-Dollar je Barrel (ICE)



Die Preisentwicklung an den Ölmärkten war 2013 im ersten Halbjahr vor allem von den Konjunkturdaten geprägt. Im ersten Quartal 2013 sorgte eine verbesserte wirtschaftliche Situation in den USA für preistreibende Signale, sodass Brent Dated am 13. Februar 2013 mit einem Schlusskurs von 118,64 US-Dollar je Barrel der Sorte UK Brent an der International Commodities Exchange (ICE) in London sein Jahreshoch erreichte. Nach diesem Höchststand sorgten neue Ängste über eine sich abkühlende Weltkonjunktur, verschärfte Sparmaßnahmen in den USA und die sich abermals zuspitzende Finanzkrise in der Eurozone für eine Umkehr der Preisentwicklung. Der Jahrestiefstwert lag am 17. April 2013 bei 96,05 US-Dollar je Barrel. Danach hatte sich der Preis zunächst etwa zwischen 100 und 110 Dollar je Barrel stabilisiert. Zu Beginn des dritten Quartals setzte aufgrund der Konflikte in Ägypten und Syrien sowie positiven Konjunktur- und Arbeitsmarktdaten aus den USA und China eine Preiserholung auf bis zu 117,1 US-Dollar je Barrel am 28. August 2013 ein. Bis zum 7. November 2013 sank dieser Wert aufgrund einer Entspannung des Syrien-Konflikts wieder auf 102,89 Dollar je Barrel. Danach stieg der Ölpreis aufgrund negativer Meldungen aus Libyen wieder an und lag im Dezember 2013 durchschnittlich bei 110,73 US-Dollar je Barrel.

Nach vorläufigen Berechnungen des BAFA sind die Rohöleinfuhren in die Bundesrepublik Deutschland im Zeitraum Januar bis November 2013 gegenüber der entsprechenden Referenzperiode 2012 um 3,3 Prozent von 85,6 Mio. Tonnen auf 82,8 Mio. Tonnen gesunken. Der Grenzübergangspreis für die Tonne Importrohöl lag im Durchschnitt von Januar bis November 2013 mit 612,23 EUR um etwa 5,2 Prozent niedriger als im Vorjahresvergleichszeitraum (646,02 EUR).

**Geringes Preisniveau im volatilen CO<sub>2</sub>-Markt.** Das Futureprodukt der EEX EUA Mid Dec 2013 zeigte in einem insgesamt volatilen Markt einen Durchschnittspreis von 4,51 EUR (Vorjahr: 7,51 EUR).

Notierungen für CO <sub>2</sub> -Zertifikate	2013	2012
	EEX Future EUA Mid Dec 2013	EEX Future EUA Mid Dec 2012
in EUR je Tonne		
Jahresdurchschnitt	4,51	7,51
Tages-Maximum	6,65	9,52
Tages-Minimum	2,79	5,73



**Erhöhung der EEG-Umlage auf neue Rekordmarke.** Am 15. Oktober 2013 wurde die jährlich neu zu ermittelnde EEG-Umlage von den vier Übertragungsnetzbetreibern veröffentlicht. Dazu setzen die Übertragungsnetzbetreiber die für das kommende Jahr prognostizierten Kosten abzüglich der Erlöse ins Verhältnis zum erwarteten Stromverbrauch der Letztverbraucher. Daraus ergibt sich ab dem 1. Januar 2014 eine EEG-Umlage in Höhe von 6,240 ct pro Kilowattstunde zuzüglich Umsatzsteuer (2013: 5,277 ct/kWh). Dies entspricht einer Gesamtförderung von circa 23,6 Mrd. Euro pro Jahr (Vorjahr: 20,4 Mrd. Euro). Daneben stiegen auch andere staatlich induzierte Lasten, wie die KWK-G-Umlage, die Offshore-Umlage und die Umlage gemäß § 19 NEV für energieintensive Unternehmen. Ab 2014 wird zudem eine Umlage für abschaltbare Großabnehmer erhoben.

## **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-Rat verabschiedet Richtlinie zu radioaktiven Stoffen im Trinkwasser.** Am 22. Oktober 2013 wurde vom EU-Ministerrat die Richtlinie zum Schutz der Bevölkerung vor radioaktiven Stoffen im Trinkwasser verabschiedet. Diese legt auf EU-Ebene Anforderungen an die Messung und die Überwachung der Trinkwasserqualität im Hinblick auf radioaktive Stoffe fest. Eine Umsetzung dieser Richtlinie in nationales Rechts hat innerhalb von zwei Jahren zu erfolgen.

**EU-Parlament und Ministerrat stimmen Backloading beim Emissionshandel zu.** Das Plenum des Europäischen Parlaments und der Ministerrat haben am 10. Dezember 2013 beziehungsweise am 16. Dezember 2013 final für einen Vorschlag der Kommission gestimmt, den Versteigerungszeitraum für Emissionszertifikate während der dritten Handelsperiode um bis zu 900 Mio. CO<sub>2</sub>-Zertifikate anzupassen. Dabei handelt es sich um eine temporäre Verknappung der Zertifikate um den Markt zu stützen. Die genaue Ausgestaltung ist nun von den Mitgliedsstaaten im Climate Change Committee festzulegen. Bei einer Sitzung des Komitees am 11. Dezember 2013 favorisierte die Mehrheit eine stufenweise Verschiebung der maximal möglichen 900 Mio. CO<sub>2</sub>-Zertifikate aus den Jahren 2014–2016 in die Jahre 2019 und 2020.

**EU einigt sich über Revision der Finanzmarktregulierung.** Am 14. Januar 2014 haben sich der EU-Rat, das EU-Parlament und die EU-Kommission im Rahmen der Triologverhandlungen auf eine gemeinsame Position zur Finanzmarktregulierung (MiFID) geeinigt. Das Ziel der Novellierung dieser Richtlinie ist es, mehr Transparenz, Sicherheit und Effizienz in die Finanzmärkte zu bringen. Wie erwartet, wird die bislang bestehende Ausnahme von der Regulierung für Warenhändler, worunter auch der Energiehandel fällt, gestrichen. Jedoch können Energieversorgungsunternehmen von der Richtlinie ausgenommen werden, wenn es sich bei dem Handel mit Finanzinstrumenten um eine Nebentätigkeit im Vergleich zum Hauptgeschäft handelt. Strom- und Gashandelsprodukte, die physisch zu erfüllen sind und an einer Organized Trading Facility (OTF) gehandelt werden, werden in dem aktuellen Vorschlag nicht als Finanzinstrumente definiert. Energiederivate sind hingegen als Finanzinstrumente anzusehen, diese werden vor allem im Öl- und Kohlehandel genutzt. Zunächst ist jedoch von der EU-Kommission bis zum 1. Januar 2018 zu prüfen, welche Auswirkungen diese Klassifizierung der Energiederivate auf die Energiepreise hätte. Die Ergebnisse der Triologverhandlungen müssen nun noch formal von dem EU-Parlament und anschließend von dem EU-Rat angenommen werden. Als weiteren Bestandteil der Finanzmarktregulierung hat die EU-Kommission Anfang November einen Durchführungsrechtsakt zur Umsetzung der EU-Verordnung REMIT vorgelegt.

**EU-Parlament stimmt EU-Richtlinie zur Konzessionsvergabe zu.** Das EU-Parlament hat in dem bereits seit Ende 2011 laufenden Rechtsetzungsverfahren zur Modernisierung des EU-Vergaberechts am 15. Januar 2014 den Ergebnissen der Triologverhandlungen zur EU-Konzessionsrichtlinie zugestimmt. Nachdem eine Bereichsausnahme für Wasser zu Beginn des Rechtsetzungsverfahrens zunächst ausgeschlossen wurde, wurde diese im Rahmen der Triologverhandlungen eingeführt. Die Konzessionsrichtlinie ist dadurch nicht auf die Wasserwirtschaft anzuwenden, sodass alte gesetzliche Regelungen weiterhin gültig sind. Nach der noch notwendigen Zustimmung des EU-Ministerrates hat die Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht zu erfolgen.

**EU-Kommission schlägt klima- und energiepolitische Ziele für 2030 vor.** Die EU-Kommission hat am 22. Januar 2014 klima- und energiepolitische Ziele sowie einen legislativen Vorschlag vorgelegt. Wesentliche Inhalte sind dabei eine Reduktion des EU-weiten Treibhausgasausstoßes um 40,0 Prozent gegenüber dem Basisjahr 1990 und

der EU-weite Ausbau erneuerbarer Energien auf einen Anteil von 27,0 Prozent. Im Gegensatz zu den aktuellen Zielen bis 2020 sind dabei jedoch keine verbindlichen Vorgaben für die Ausbauziele der einzelnen Mitgliedsstaaten vorgesehen. Der legislative Vorschlag beinhaltet die Einführung einer Marktstabilitätsreserve für den Emissionshandel. Dieser würde überschüssige Zertifikate in eine Reserve einstellen und diese bei einem späteren Zertifikatsmangel wieder zur Verfügung stellen. Weiterhin wird eine Erhöhung des linearen Reduktionsfaktors (jährliche Reduktion der neu ausgegebenen Zertifikate) im Emissionshandel zur Erreichung des Reduktionsziels von 40,0 Prozent als notwendig erachtet. Angaben zu den Zielen für die Energieeffizienz sollen im September 2014 folgen.

### 2.2.2 Energiepolitik und Rechtsrahmen in Deutschland

Im Folgenden sind die wesentlichen gesetzlichen Neuerungen während des Geschäftsjahres 2013 dargestellt, die von Bedeutung für die Geschäftstätigkeit von enercity sind.

**Erneute EnWG-Novelle zum 1. Januar 2013 in Kraft getreten.** Die EnWG-Novelle enthält maßgeblich neue Regelungen zum Anschluss von Offshore-Windkraftanlagen und zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind verpflichtet, der BNetzA jedes Jahr einen Offshore-Netzentwicklungsplan vorzulegen. Für fahrlässige Verzögerungen des Netzanschlusses durch den ÜNB sollen Offshore-Betreiber eine Entschädigung erhalten. Der ÜNB erhält das Recht, die ihm dadurch entstehenden Kosten über die Netzentgelte auf die Verbraucher abzuwälzen. Die Wälzung ist bei 0,25 ct/kWh gedeckelt. Daneben enthält die Novelle neue Vorschriften zur buchhalterischen Entflechtung und zum Messwesen.

**Mietrechtsänderungsgesetz tritt in Kraft.** Am 1. Mai 2013 ist das neue Mietrechtsänderungsgesetz in Kraft getreten. Wesentliche relevante Regelungskomplexe sind die energetische Sanierung von Wohnraum und die Wärmelieferung durch Dritte.

**Bundesbedarfsplangesetz tritt in Kraft.** Mit der Veröffentlichung des durch das Bundesparlament am 25. April 2013 beschlossenen Bundesbedarfsplangesetzes im Bundesgesetzblatt am 26. Juli 2013 wurden die Grundlagen zur Beschleunigung des Stromnetzausbaus geschaffen. In dem Gesetz sind vordringliche Übertragungsleitungen und Maßnahmen zur Beschleunigung des Planungsverfahrens festgelegt. Ergänzt wird dieses Gesetz durch die sogenannten Planfeststellungszuweisungen. Damit ist die BNetzA neben der Trassenplanung erstmalig auch für die Planfeststellung zentraler Leitungsprojekte zuständig.

**Bundesregierung beschließt Reservekraftwerksverordnung.** Am 27. Juni 2013 ist die Reservekraftwerksverordnung nach Verkündung im Bundesgesetzblatt in Kraft getreten. Die Verordnung konkretisiert die Regelungen zur Versorgungssicherheit in der Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG-Novelle). Zum einen enthält die Verordnung Regelungen für eine transparentere Beschaffung von Reservekraftwerken. Zum anderen gestaltet sie das Verbot der vorläufigen oder endgültigen Stilllegung systemrelevanter Kraftwerke näher aus.

**Achte Novelle des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkung (GWB) tritt in Kraft.** Am 30. Juni 2013 ist die Novelle des GWB nach einigen Änderungen während der Verhandlungen im Vermittlungsausschuss in Kraft getreten. Wesentliche Punkte der Novelle sind die Fortsetzung der verschärften Preismissbrauchsaufsicht für Strom und Gas nach § 29 GWB sowie Regelungen und Klarstellungen für die Feststellung eines Preismissbrauchs im Bereich Wasser und die Beibehaltung der kartellrechtlichen Sonderregelung nach §§ 31 bis 31b GWB.

**Novelle des Energieeinsparungsgesetzes tritt in Kraft.** Das vierte Gesetz zur Änderung des Energieeinsparungsgesetzes (EnEG) ist nach Veröffentlichung im Bundesgesetzblatt am 13. Juli 2013 in Kraft getreten. Dies dient vor allem dazu, die bereits seit Juli 2012 überfällige „Europäische Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden“ umzusetzen. Wesentliche Neuerungen sind neben der Einführung eines neuen Gebäudestandards „Niedrigstenergiegebäude“, welchem alle ab dem Jahr 2021 neu gebauten Gebäude entsprechen müssen, die Abschaffung des Speicherheizungsverbots, welches zuvor im Jahr 2009 durch die Energieeinsparverordnung eingeführt wurde. Eine weitere Änderung sind umfangreichere Abrechnungsinformationen für gemeinschaftlich genutzte Anlagen im Bereich der Heizung, Kühlung oder Belüftung.

**Änderungen am Regulierungsrahmen in Kraft getreten.** Der Bundesrat hat am 5. Juli 2013 Anpassungen an der Strom- und Gasnetzentgeltverordnung, der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sowie der Stromnetzzugangsverordnung beschlossen. Diese durch den Bundesrat beschlossenen Änderungen im Anschluss von der Bundesregierung am 31. Juli 2013 verabschiedet und sind nach Veröffentlichung im Bundesgesetzblatt am 22. August 2013 in Kraft getreten. Wesentliche Änderungen an den Strom- und Gasnetzentgeltverordnungen sind neue Indexreihen zur Ermittlung der Tagesneuwerte, Regelungen zur Verzinsung des 40,0 Prozent übersteigenden Anteils des Eigenkapitals sowie eine Anpassung bezüglich der Gewerbesteuerkalkulation und Regelungen für die Straßenbeleuchtung und das Pooling

von Abnahmestellen. Ein weiterer wesentlicher Punkt ist die Umsetzung eines Urteils des Oberlandesgerichtes Düsseldorf, welches die rechtliche Grundlage für die Netzentgeltbefreiung stromintensiver Unternehmen entfallen lässt. Dazu wurde beispielsweise eine abhängig von den Jahresbenutzungsstunden gestaffelte Reduzierung der Netzentgelte eingeführt und festgelegt, dass bereits bestandskräftige Befreiungen zum 31. Dezember 2013 unwirksam werden. Bei der ARegV wurden Änderungen zur Anerkennung von Investitionen von Verteilernetzbetreibern in der Hochspannungsebene, neue Regelungen zur Berücksichtigung von strukturellen Besonderheiten bei Effizienzvorgaben sowie ein Zuschlag für Forschungs- und Entwicklungskosten bei den Netzbetreibern eingeführt. In der Stromnetzzugangsverordnung wurde die Grundlage für die Einführung variabler Tarife geschaffen und die Straßenbeleuchtung unter bestimmten Voraussetzungen als öffentliche Verbrauchseinrichtung akzeptiert.

**Reverse-Charge-Verfahren (RC-Verfahren) tritt in Kraft.** Am 1. September 2013 ist das RC-Verfahren für den inländischen Strom- und Gashandel im Umsatzsteuergesetz in Kraft getreten. Damit wird die Umkehrung der Steuerschuldnerschaft geregelt, die bei entsprechenden Leistungen auf den Leistungsempfänger übergeht. Dies führt zu einer Vereinfachung des Steuerverfahrens für die Finanzbehörden sowie für den Leistenden und dient der Bekämpfung der Steuerverkürzung im Bereich der Umsatzsteuer.

**Novelle der Energieeinsparverordnung (EnEV) verabschiedet.** Nach der Verabschiedung der EnEV-Novelle mit einigen Änderungen durch den Bundesrat am 11. Oktober 2013 wurde die Verordnung am 16. Oktober 2013 endgültig durch Annahme der Änderungen des Bundesrates durch das Bundeskabinett verabschiedet. Wesentliche Neuerungen durch die Novelle sind die Einführung neuer Energieeffizienzklassen für den Endenergieverbrauch, die Absenkung des zulässigen Primärenergieverbrauchs für Gebäude im Jahr 2016 um 25,0 Prozent im Vergleich zur EnEV 2009 und eine Aktualisierung der Verpflichtung zur Stilllegung bzw. zum Austausch alter Heizkessel nach 30 Jahren. Dabei sieht die EnEV einige Ausnahmeregelungen vor.

**Neuer Grenzwert für Blei im Trinkwasser tritt in Kraft.** Am 1. Dezember 2013 ist ein neuer Grenzwert von 10 Mikrogramm pro Liter für Blei im Trinkwasser in Kraft getreten. Dieser nun geltende Grenzwert geht auf die EU-Trinkwasserrichtlinie von 1998 zurück. Diese setzte in zwei Stufen den Grenzwert auf 10 Mikrogramm herunter. Nach deutschem Recht wurden zwei, im Vergleich zu EU-Richtlinie, schärfere Zwischenstufen eingeführt. Grundsätzlich ist der nun EU-weit geltende Grenzwert so klein, dass vorhandene Bleileitungen ausgetauscht werden müssen, um den Wert einzuhalten. Unternehmer und sonstige Inhaber von Wasserversorgungsanlagen sind zudem ab dem 1. Dezember 2013 verpflichtet die betroffenen Verbraucher zu informieren, wenn Leitungen aus dem Werkstoff Blei in der von ihnen betriebenen Anlage vorhanden sind, sobald sie hiervon Kenntnis erlangen.

**Neue Bundesregierung: Geplante EEG-Reform.** Im Anschluss an die Bundestagswahl am 22. September 2013 folgte am 27. November 2013 die Unterzeichnung des Koalitionsvertrags zwischen CDU, CSU und SPD. Die Eckpunkte einer geplanten EEG-Reform wurden bereits im Koalitionsvertrag festgehalten und im Anschluss von dem neuen Bundeswirtschaftsminister in einem Eckpunktepapier weiterentwickelt. Diese Eckpunkte hat das Bundeskabinett auf einer Klausurtagung am 22. Januar 2014 vertieft und ergänzt und eine Kabinettsvorlage mit den entsprechenden Inhalten verabschiedet. Das neue EEG soll bereits am 1. August 2014 in Kraft treten. Aufgrund der in den letzten Jahren stark angestiegenen EEG-Umlage besteht dringender Handlungsbedarf. Dieser wird auch an Hand der Eröffnung eines Beihilfeprüfverfahrens durch die EU-Kommission in Bezug auf besondere Ausgleichsregelungen für die Industrie und das Grünstromprivileg nach dem EEG deutlich. Wesentliche Punkte der Kabinettsvorlage sind die Verpflichtung zur Direktvermarktung für alle Anlagenbetreiber mit einer installierten Leistung von mehr als 500 kW. Bis zum 1. Januar 2017 soll dieser Schwellenwert sukzessive auf 100 kW sinken. Weiterhin soll die momentane Förderung in Form einer garantierten Vergütung pro kW durch eine wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe abgelöst werden. Die Förderhöhe soll dabei über Ausschreibungen ermittelt werden. Die durchschnittliche Vergütung der erneuerbaren Energien soll von 17 ct/kWh auf 12 ct/kWh sinken. Dazu ist eine Fokussierung auf Wind Onshore und Photovoltaik geplant. Die Befreiung des Selbstverbrauchs von der EEG-Umlage soll abgeschafft werden und (mit Ausnahme des Kraftwerkseigenverbrauchs) mit einer Mindestumlage von 90,0 Prozent der EEG-Umlage an den Kosten des Ausbaus beteiligt werden.

### 3 Geschäftsverlauf

#### 3.1 Veränderungen in der Beteiligungsstruktur

**Neugründung der enercity Erneuerbare GmbH.** Dem Ausbau regenerativer Energieerzeugung als wesentliches strategisches Unternehmensziel folgend wurde im April 2013 die enercity Erneuerbare GmbH (eEG) mit Sitz in Hannover als 100-prozentiges Tochterunternehmen von enercity gegründet. Gegenstand des Unternehmens ist unter anderem Pla-

nung, Errichtung, Betrieb und Erwerb von Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen, insbesondere Windenergieanlagen. Das Stammkapital der Gesellschaft beträgt 1,0 Mio. EUR.

**eEG kauft Projektgesellschaft.** Mit Unternehmenskaufvertrag vom 27. Mai 2013 hat die eEG sämtliche Geschäftsanteile an der Paul Eckhoff Windpark Fischbeck GmbH, Vechta, einer Projektgesellschaft für die Errichtung und den Betrieb eines Windparks in der Gemarkung Fischbeck in Sachsen-Anhalt, erworben. Der Windpark umfasst fünf Anlagen mit jeweils einer Leistung von 2,3 MW. Durch Gesellschafterbeschluss vom 28. Mai 2013 wurde die Gesellschaft in Windpark Fischbeck GmbH (WPF) umfirmiert.

**eEG übernimmt Windpark in Nordhessen.** Mit Wirkung zum 1. Oktober 2013 hat die eEG sämtliche Anteile an der Windparkbetriebsgesellschaft Martenberg mbH, Hannover, (WPM) erworben. Gegenstand des Unternehmens ist der Betrieb von regenerativen Energieanlagen, insbesondere Windenergieanlagen sowie alle damit im Zusammenhang stehenden Geschäfte. Die WPM betreibt auf dem Gebiet der Gemeinde Adorf-Diemelsee in Nordhessen sechs Anlagen mit einer Gesamtleistung von 13,8 MW.

**Verkauf von Clevergy.** Im Oktober 2013 wurden mit Wirkung zum 1. November 2013 die Anteile an der Clevergy GmbH & Co. KG (Clevergy) mit Sitz in Leipzig an die LichtBlick SE, Hamburg, verkauft. enercity war seit dem Jahr 2008 zusammen mit der N-ERGIE AG, Nürnberg, zur Hälfte an dem Gemeinschaftsunternehmen beteiligt. Clevergy ist eine Vertriebsgesellschaft für innovative und umweltfreundliche Stromprodukte.

### 3.2 Wesentliche Ereignisse des Geschäftsjahres

**Strompreiserhöhung.** Der Aufsichtsrat von enercity hat im Februar 2013 einer Erhöhung des Stromtarifpreises um 5,8 Prozent zum 1. April 2013 zugestimmt. Die Strompreiserhöhung wurde durch die staatlich indizierten Kostensteigerungen erforderlich.

**Modernisierung im Heizkraftwerk (HKW) Linden abgeschlossen.** Nach Beendigung der seit Ende 2012 laufenden letzten Phase der Inbetriebsetzung wurde die Modernisierung und Erweiterung der GuD-Anlage im Februar 2013 mit der kommerziellen Inbetriebnahme abgeschlossen.

**Ausbau des Erdgasspeichers in Empelde.** Seit 1982 nutzt enercity den Erdgas-Kavernenspeicher der GHG, an der enercity bisher mit 68,35 Prozent beteiligt ist. Ende Mai 2013 wurde die Nachsolung der Kaverne K1 beendet. Im Anschluss erfolgten die Workoverarbeiten zur Umrüstung der Kaverne K1 für die Gaswiederbefüllung beziehungsweise Soleentleerung. Nach derzeitiger Planung soll die Gaswiederbefüllung ab Mitte März 2014 erfolgen. Die Aussolung der Kaverne K5 wurde Ende August 2013 planmäßig fortgeführt; eine Inbetriebnahme ist in 2015 vorgesehen. Die Erweiterung der gastechnischen Einrichtungen verlief planmäßig. Im Dezember 2013 wurde der Rohbau der Verdichterhalle V5 fertiggestellt. Der Probelauf des Verdichters V5 beim Hersteller verlief erfolgreich, sodass der geplanten Auslieferung im Februar 2014 nichts entgegensteht. Nach Abschluss der beauftragten Erweiterungsarbeiten, der für das Jahr 2015 geplant ist, werden enercity insgesamt etwa 250,0 Mio. Kubikmeter Arbeitsgasvolumen zur Verfügung stehen.

**Stromerzeugung im Kraftwerk Herrenhausen wird eingestellt.** Im August 2013 hat der enercity-Aufsichtsrat die Einstellung der Stromerzeugung im Kraftwerk Herrenhausen bis spätestens Ende März 2016 genehmigt. Die Stilllegung erfolgt aus wirtschaftlichen Gründen. Wärmeseitig wird das Kraftwerk als potenziell erforderliche Kesselanlage zur Spitzen- und Reserveproduktion von Fernwärme jedoch erhalten bleiben. Betriebsbedingte Kündigungen wird es nicht geben. Im Januar 2014 hat enercity die Stilllegung der Stromproduktion bei der BNetzA angezeigt.

**Weitere Strompreiserhöhung.** Im November 2013 hat der Aufsichtsrat von enercity einer Erhöhung des Stromtarifpreises um 3,46 Prozent zum 1. Januar 2014 zugestimmt. Die Energiewende und der damit verbundene Ausbau sowohl der erneuerbaren Energieträger im bundesdeutschen Stromerzeugungsmix als auch der Stromnetze lassen die Kosten für Strom ansteigen. enercity geht davon aus, dass die Strompreise nach der Erhöhung zum 1. Januar 2014 bis mindestens Herbst 2014 stabil gehalten werden können.

**Verlängerung der Konzessionsverträge.** Die Stadt Hannover und enercity haben sich auf eine Verlängerung der Konzessionsverträge zum Betrieb der Leitungsnetze für Strom, Gas, Fernwärme und Wasser im hannoverschen Stadtgebiet bis zum Jahr 2034 geeinigt. Allerdings stehen noch seitens der Stadt notwendige Gremienbeschlüsse zum Abschluss der Konzessionsverträge aus. Der Aufsichtsrat von enercity hat der Verlängerung bereits im November 2013 zugestimmt.

### 3.3 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. Der gesamte Stromabsatz ist im Geschäftsjahr 2013 im Vergleich zum Vorjahr um 19,7 Prozent auf 16.368 GWh gesunken (Vorjahr: –14,1 Prozent; 20.377 GWh). Ursächlich für den Rückgang waren im Wesentlichen die gegenüber dem Vorjahr deutlich niedrigeren Handelsmengen (–26,7 Prozent; Vorjahr: –19,1 Prozent). Der Absatz an Kunden innerhalb des Konzessionsgebietes ist gegenüber dem Vorjahr um 1,6 Prozent (Vorjahr: +7,9 Prozent) und der Stromabsatz außerhalb des Konzessionsgebietes um 1,4 Prozent (Vorjahr: +7,0 Prozent) gesunken.

Im Zusammenhang mit der Entwicklung des Stromabsatzes sind auch die Strombezugs- und -erzeugungsmengen 2013 gegenüber dem Vorjahr gesunken. Der mengenmäßig größte Anteil entfällt, vergleichbar dem Vorjahr, mit 57,9 Prozent auf den Stromhandel (Vorjahr: 69,3 Prozent). Darüber hinaus deckt enercity den Strombedarf durch Eigenerzeugung über Beteiligungen an Gemeinschaftskraftwerken beziehungsweise durch eigene Erzeugungskapazitäten (29,6 Prozent; Vorjahr: 21,2 Prozent). Der verbleibende Anteil wurde fremdbezogen (12,5 Prozent; Vorjahr: 9,5 Prozent).

**Gas.** Im Geschäftsbereich Gas führt enercity absatzseitig grundsätzlich die Gasgrundversorgung im Stadtgebiet Hannover und in weiteren regionalen Gemeinden sowie Geschäfte am Gashandelsmarkt durch. Der Gasabsatz hat sich 2013 um insgesamt 8,3 Prozent (Vorjahr: +2,4 Prozent) auf 21.719 GWh (Vorjahr: 23.688 GWh) verringert. Bei im Vergleich zum Vorjahr annähernd konstanten Gaslieferungen an Kunden (+58 GWh; Vorjahr: +787 GWh) sind die Handelsmengen gegenüber dem Vorjahr deutlich um 2.056 GWh (Vorjahr: –287 GWh) gesunken. Dabei kam es innerhalb des Konzessionsgebietes aufgrund der Zunahme fremdversorgter Kunden zu einem Absatzrückgang (–2,1 Prozent; Vorjahr: +6,9 Prozent) und außerhalb des Konzessionsgebietes durch Kundenzugewinne entsprechend der enercity-Wachstumsstrategie zu einem Zuwachs (+11,9 Prozent; Vorjahr: +59,8 Prozent). Der Absatz an Kunden außerhalb des Konzessionsgebietes lag 2013 bei 1.461 GWh (Vorjahr: 1.306 GWh).

Korrespondierend mit der Entwicklung im Gasabsatz sind die Gasbezugsmengen im abgelaufenen Geschäftsjahr ebenfalls gesunken. Die Gashandelsaktivitäten sind dabei weiterhin mit einem Anteil von 83,9 Prozent von wesentlicher Bedeutung (Vorjahr: 71,7 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 in weiteren regionalen Gemeinden. Darüber hinaus werden verschiedene regionale Wasserverbände und Ortsteile beliefert. Der Wasserabsatz liegt im Geschäftsjahr 2013 mit 40,6 Mio. Kubikmetern etwa auf Vorjahresniveau. Der Großteil des Wasserabsatzes ging dabei mit 84,8 Prozent an Tarifkunden (Vorjahr: 84,6 Prozent).

Der Wasserbezug erfolgt hauptsächlich über eigene Wasserwerke in der Region Hannover sowie über strategische Beteiligungen an Wassergewinnungsgesellschaften. Die Eigenerzeugung machte 2013 mit 93,4 Prozent (Vorjahr: 93,2 Prozent) weiterhin den Großteil am Gesamtbezug von 42,3 Mio. Kubikmetern 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 ist 2013 wieder leicht um 4,9 Prozent (Vorjahr: +6,2 Prozent) auf 1.357 GWh (Vorjahr: 1.294 GWh) gestiegen. Der Anstieg ist im Wesentlichen auf den gestiegenen Fernwärmeabsatz zurückzuführen. Der gestiegene Fernwärmeabsatz ist zum einen witterungsbedingt und liegt zum anderen in der planmäßigen Ausweitung der Fernwärmeversorgung im Rahmen des Fernwärmeausbauprogramms von enercity begründet. Der Wärmebedarf wurde mit einem Anteil von 90,3 Prozent (Vorjahr: 90,5 Prozent) beinahe vollständig durch die Erzeugung bei GKL und GKH sowie durch eigene Erzeugungskapazitäten gedeckt.

### 3.4 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 KWK 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 und KWK als Instrument der effizienten Brennstoffnutzung fest verankert und Bestandteil der Wachstumsstrategie.

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

**Umweltziele 2013.** In 2013 begann die Einführung eines Energiemanagementsystems (EMS) mit dem Ziel der Zertifizierung nach DIN EN ISO 5001 und der Identifikation von Einsparpotenzialen aller enercity-Standorte. Der TÜV NORD hat den Aufbau des EMS sowie die Ermittlung der Energiekennzahlen (Schritt 1) durch Testat bestätigt. Der Projektabschluss wird in 2015 erwartet.

**Klima-Allianz Hannover 2020/2030.** enercity befindet sich in der Umsetzung des Klimaschutzprogramms „Klima-Allianz Hannover 2020“. Die wirksamsten lokalen Klimaschutzmaßnahmen 2013 waren die Inbetriebnahme der modernisierten und erweiterten GuD-Anlage des HKW Linden mit einem jährlichen CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial von bis zu 200.000 Tonnen und die Fortsetzung des Fernwärmeausbauprogramms mit einer CO<sub>2</sub>-Minderung von insgesamt etwa 65.000 Tonnen pro Jahr. Der Fernwärmeausbau mit einer geplanten zusätzlichen Anschlussleistung von insgesamt 215 MW brutto verläuft bisher überplanmäßig. In diesem Geschäftsjahr konnten Übergabestationen mit einer Anschlussleistung von insgesamt etwa 15 MW<sub>th</sub> in Betrieb genommen werden (Vorjahr: 20 MW<sub>th</sub>). Der Ausbau im Geschäftsfeld Contracting auf Basis erneuerbarer Energien entwickelt sich ebenfalls entsprechend den Planungen. Insgesamt erfährt der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung auf Basis der strategischen Unternehmensplanung K2020 eine höhere Gewichtung. Gemäß derzeitigen Vorscheurechnungen werden die Unternehmensziele im Rahmen der Klima-Allianz 2020 voraussichtlich erreicht. Darüber hinaus wurde mit der Landeshauptstadt eine Vereinbarung über die Fortschreibung des enercity-Beitrags zur Klima-Allianz über das Jahr 2020 hinaus getroffen. Neue Zielsetzungen bis zum Jahr 2030 unterstreichen die Nachhaltigkeit des Klimaschutz-Engagements von enercity.

**Umweltfreundliche Stromerzeugung.** Auch in diesem Geschäftsjahr stellt die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) weiterhin das Rückgrat der Eigenerzeugung dar. Unter Berücksichtigung von Erzeugungskapazitäten der Beteiligungsgesellschaften beträgt die Strommenge aus Anlagen, die nach dem Prinzip der KWK betrieben werden, im Berichtszeitraum 2.234 GWh (Vorjahr: 2.292 GWh). Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurde in der laufenden Berichtsperiode weiter ausgebaut. Die erneuerbaren Energieträger (im Wesentlichen Biomasse, Solarenergie, Wasser und Wind) haben 2013 etwa 554 GWh (Vorjahr: 492 GWh) zur Eigenerzeugung beigetragen. Im Verhältnis zum Verbrauch aller Tarifkunden im Konzessionsgebiet beträgt die regenerative Energieerzeugung rund 64 Prozent (2012: rund 54 Prozent). enercity strebt an, bis zum Jahr 2020 den Strombedarf aller Privatkunden im Konzessionsgebiet bilanziell durch erneuerbare Energien zu decken.

	Stromerzeugung		Installierte Leistung	
	in GWh		in MW	
	2013	2012	2013	2012
Erneuerbare Energien	554	492	158	113
KWK*	2.234	2.292	707	559**

\* Stromerzeugung in Anlagen, die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden.

\*\* Der Wert der installierten KWK-Leistung für 2012 wurde im Vergleich zur Berichterstattung im Lagebericht 2012 korrigiert.

**Contracting.** Im Contracting sind 62 erdgasbetriebene BHKW Anlagen mit einer Gesamtleistung bezogen auf den Anteil der SWH von 8,7 MW elektrisch (MW<sub>el</sub>) und 12,8 MW<sub>th</sub> im Einsatz.

**Biomassennutzung.** Zum Jahresende 2013 ist enercity über die Tochterunternehmen eCG und Danpower sowie die Energie-Projektgesellschaft Langenhagen mbH, Langenhagen, (EPL) an insgesamt 64 Biomasseanlagen, davon 31 Biogasanlagen, 19 Holzhackschnitzelanlagen, wovon vier Anlagen Strom erzeugen, acht Holzpelletfeuerungsanlagen,

vier Klärgas- und eine Grubengasanlage sowie einem Ersatzbrennstoffkraftwerk beteiligt. Unter Berücksichtigung der Ersatzbrennstoffanlage in Bitterfeld ist enercity eine erneuerbare Jahresstromproduktion von etwa 441 GWh aus diesen Anlagen zuzurechnen. Die eCG sowie die Danpower werden im Geschäftsfeld Biomasse auch in den nächsten Jahren weiterhin substanziell investieren.

**enercity Renewables.** Das Unternehmensprojekt „enercity Renewables“ wurde im laufenden Geschäftsjahr fortgeführt. Es dient der Erreichung der in der Unternehmenskonzeption K2020 angelegten Zielsetzungen im Bereich der regenerativen Energieerzeugung. Im laufenden Geschäftsjahr wurde über die eEG ein Windpark in Nordhessen (13,8 MW) erworben und ein Windpark in Sachsen-Anhalt (11,5 MW) im Dezember in Betrieb genommen. Des Weiteren werden kontinuierlich Erwerbsprojekte zur Stromerzeugung aus Windenergie auf ihre Realisierungsfähigkeit zu wirtschaftlich tragfähigen Konditionen hin geprüft. Ein wesentlicher Fokus liegt in der Knüpfung und Pflege von Kontakten zu Grundstückseignern und kommunalen Partnern, um Windenergieprojekte über die gesamte Wertschöpfungskette zu entwickeln. Ergänzend zu den Aktivitäten im Windsektor wurden weitere Photovoltaikanlagen, darunter die derzeit größte Anlage Hannovers auf dem Dach eines Logistikzentrums, installiert.

**enercity-Ökostromprodukte.** Auch im Jahr 2013 konnte enercity weiterhin erfolgreich seinen Weg als Ökostromanbieter fortsetzen. Über 28.000 Privat- und Gewerbekunden wurden von enercity mit ökologischen Vertriebsprodukten in unterschiedlichen Qualitätsstufen beliefert. Das Premium-Produkt ist hierbei sowohl im Privat- als auch im Geschäftskundenbereich verfügbar und mit dem „Grüner Strom-Label“ in Gold zertifiziert. Im Geschäftskundenbereich konnten darüber hinaus die Absatzmengen von Ökostrom in diesem Geschäftsjahr für eine Lieferung in den Folgejahren annähernd vervierfacht werden.

**Klimaschutzfonds proKlima und Energieberatung.** 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-Fördergebietes Hannover, Hemmingen, Laatzen, Langenhagen, Ronnenberg und Seelze finanziert. enercity hat dabei 2013 mit 3,4 Mio. EUR den Großteil (circa 76 Prozent) der gesamten Fondseinzahlungen in Höhe von 4,4 Mio. EUR getragen. Ein Schwerpunkt der Förderprogramme ist das energieeffiziente Bauen und Modernisieren. Ziel ist unter anderem die weitere Etablierung des energieparenden Passivhaus-Standards.

Der enercity-Fonds proKlima fördert dabei auch die Beratungsleistungen der enercity-Strom- und EnergieLotsen. Diese führen kundenorientierte Energieberatungen durch, die Energieeinsparpotenziale identifizieren und die Effizienz der Energienutzung steigern. Die enercity-StromLotsen konnten 2013 bei ihren etwa 500 Beratungen ein durchschnittliches Einsparpotenzial von etwa 19 Prozent aufzeigen. Die enercity-EnergieLotsen haben 2013 neben 92 EnergieSparBeratungen für Gebäude unterstützende Beratungen wie Luftdichtheitstests, Thermografieaufnahmen und WärmeSparBeratungen durchgeführt. Die EnergieSparBeratung wird ebenfalls durch proKlima-Fördermittel unterstützt. Außerdem existiert ein Angebot der Gewerbeberatung, das zum Teil von der Klimaschutzagentur gefördert wird. Hier konnten im vergangenen Jahr 20 Gewerbeberatungen abgeschlossen werden. Zusätzlich wurden einige komplexe Beratungen, wie die EnergieeffizienzBeratung des Pflege- und Wohnstifts „Augustinum“ in Braunschweig, als unterstützende Maßnahme für die eCG durchgeführt.

**Elektromobilität.** Auch im Jahr 2013 hat enercity über die eCG das Geschäftsfeld Elektromobilität weiter verfolgt. Nachdem das Jahr 2012 durch die Antragsstellung für zwei Teilprojekte im Rahmen des Förderprogramms „Schaufenster Elektromobilität“ geprägt war, ist in 2013 ein Projekt, „Demand Response – Das Auto als aktiver Speicher und virtuelles Kraftwerk“, vom Fördermittelgeber genehmigt worden. Bei dem Forschungsvorhaben untersucht die eCG zusammen mit der Leibniz Universität Hannover, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik und dem Institut für Transportation Design aus Braunschweig, die Randbedingungen und Möglichkeiten einer Integration von Elektrofahrzeuge in die bestehenden energiewirtschaftlichen Systeme. Ziel ist die Entwicklung von marktfähigen Geschäftsmodellen, die das Nutzerverhalten so steuern, dass Elektromobilität einen nennenswerten Beitrag zur Stabilisierung des energiewirtschaftlichen Gesamtsystems liefern kann. Dazu wurde eine CarConnectBox (CCB) entwickelt, mit der die Ladevorgänge aufgezeichnet und gesteuert werden können. Die Projekterkenntnisse werden genutzt, um die Einbindung von erneuerbaren Energien in das Stromnetz weiter voran zu treiben. Die Teilnahme am Feldversuch leistet einen wichtigen Beitrag zur Gestaltung der Energiewende.

Das zweite Projekt „Easy charge & park“ befindet sich noch in der Abstimmung mit dem Fördermittelgeber. Dies ist ein gemeinsames Projekt mit der union boden GmbH und hat als Ziel den Aufbau einer öffentlich zugänglichen innovativen Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in den Cityparkhäusern.

**CO<sub>2</sub>-freie Mobilität durch enercity.** Die eCG bietet seit dem Sommer an fünf Erdgastankstellen in Hannover zu 100 Prozent Bio-Erdgas an. Erdgasfahrzeughalter, die bei den enercity-Zapfstellen tanken, sind damit nahezu klimaneutral und CO<sub>2</sub>-frei unterwegs. Der neue Kraftstoff („abfallstämmiges Bio-Erdgas“) stammt seit 1. Juli 2013 aus unterschiedlichen Biomethananlagen in Deutschland, die das Gas aus biogenen Reststoffen produzieren.

### 3.5 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter

**Unternehmenskultur.** Zukunftsorientiert denken, verlässlich handeln und Verantwortung zeigen: Diesen Anspruch stellt enercity nicht nur an seine Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, sondern setzt ihn auch in der Unternehmenskultur um. enercity bietet den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern ein Umfeld, in dem sie sich entfalten und aktiv einbringen können. Dabei bilden Verlässlichkeit und Verantwortung die Basis für ein zukunftsorientiertes Unternehmen. Die Attraktivität als Arbeitgeber wird durch die Studie „Beste Arbeitgeber in Deutschland“ des Magazins „Der Focus“ belegt. Dabei erreichte enercity 2013 Platz sieben der 15 besten Energieversorger und zählt damit zu den besten Stadtwerken in Deutschland.

Verbunden mit den Markenwerten „aktiv“, „persönlich“ und „kompetent“ bilden diese Leitlinien der Arbeitgebermarke die Grundlage für eine wertschätzende und positive Arbeitsatmosphäre mit kooperativer Zusammenarbeit und engagierter Wahrnehmung der Aufgaben und Verantwortungen. Der Mitarbeitende als zentraler Erfolgsfaktor für eine positive Unternehmensentwicklung wird frühzeitig in Entscheidungsprozesse eingebunden. Durch Partizipation und eigene Gestaltungsspielräume können akzeptierte Lösungen für alle entwickelt werden.

**Personalstrategie.** Die Unternehmensstrategie, bei enercity verankert im Konzept K2020, bildet die Grundlage der Personalstrategie. Da der Erfolg eines Unternehmens auf dem Engagement und der Leistungsbereitschaft der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter basiert, spielt die strategische Ausrichtung der Personalarbeit für enercity eine wesentliche Rolle. Kernpunkte der Personalstrategie bilden die individuelle und zielgerichtete Personalentwicklung, der aktive Erhalt von Leistungsfähigkeit und Arbeitsmotivation der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, das Angebot einer breit gefächerten, hochqualifizierten Berufsausbildung sowie die effiziente Gestaltung der personalrelevanten Prozesse.

**Herausforderungen für die Personalpolitik.** Der steigende Wettbewerbs- und Kostendruck auf das Unternehmen, veranlasst durch zunehmende Konkurrenz sowie energiepolitische Entscheidungen und Regularien, erfordert eine kontinuierliche Überprüfung und Anpassung von Prozessen und aus der Unternehmensstrategie abgeleiteten Maßnahmen. Unternehmenspolitisch soll zudem den Grundsätzen ökologisch nachhaltig, ökonomisch erfolgreich und sozial verantwortlich entsprochen werden. Die Personalpolitik unterstützt dies unter anderem durch gezielte und individuelle Qualifizierung der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, ein aktives Gesundheitsmanagement sowie ein umfassendes Maßnahmenangebot zur Vereinbarkeit von Beruf und Familie.

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

<b>Stand 31.12.</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
Kaufmännische Auszubildende	31	29	30	31	32
Technische Auszubildende	96	99	97	103	92
<b>Auszubildende gesamt</b>	<b>127</b>	<b>128</b>	<b>127</b>	<b>134</b>	<b>124</b>
<b>Mitarbeitende gesamt</b>	<b>2.591</b>	<b>2.593</b>	<b>2.587</b>	<b>2.642</b>	<b>2.705</b>
davon Mitarbeitende in Altersteilzeit	190	211	226	305	382

Die Gesamtbeschäftigtenzahl und die Zahl der Auszubildenden sowie das Durchschnittsalter der Beschäftigten von 44,6 Jahren und die durchschnittliche Betriebszugehörigkeit von circa 18 Jahren liegen etwa auf Vorjahresniveau. Bezogen auf Vollzeitmitarbeitende (Mitarbeiterkapazität) reduzierte sich der Personalbestand um rund 67 auf 2.282 (Vorjahr: 2.349). Die Fluktuationsquote beträgt circa 1 Prozent.

**Berufliche Ausbildung und Nachwuchsförderung.** enercity bot in diesem Jahr 30 jungen Menschen die Möglichkeit, einen technischen oder kaufmännischen Ausbildungsberuf zu erlernen oder ein duales Studium zu beginnen. Die Ausbildungsplätze stehen in sieben Berufen und drei dualen Studiengängen zur Verfügung. An der Hochschule Hannover und der Hochschule Weserbergland in Hameln haben 2013 drei dual Studierende ihre Ausbildung zum Bachelor of Engineering in der Fachrichtung Elektrotechnik, zwei zum Bachelor of Engineering im Wirtschaftsingenieurwesen und vier zum Bachelor of Arts in der Fachrichtung Betriebswirtschaft begonnen. Nach erfolgreich bestandener Abschlussprüfung



wird den Auszubildenden von enercity ein befristetes Arbeitsverhältnis für die Dauer von zwölf Monaten angeboten. Auch im Geschäftsjahr 2013 haben alle Auszubildenden ihre Berufsausbildung erfolgreich abgeschlossen.

Um den personalwirtschaftlichen Herausforderungen der Zukunft zu begegnen, können nach einer sehr gut abgeschlossenen Berufsausbildung Stipendien an ehemalige Auszubildende, die ein Vollzeitstudium absolvieren, vergeben werden. Im Geschäftsjahr 2013 wurden sieben Studierende mit insgesamt 6.000 EUR gefördert. Außerdem engagiert sich enercity für die Initiative „Deutschlandstipendium“ des Bundesministeriums für Bildung und Forschung. In diesem Jahr wurden zwölf Studierende verschiedener Fachrichtungen aus Hochschulen und Universitäten gefördert. Um mit den Studierenden in Kontakt zu bleiben, nimmt enercity regelmäßig an Firmenkontaktmessen teil (KISSme, meet@hochschule) und organisiert gemeinsame Veranstaltungen wie Kraft- oder Wasserwerksbesichtigungen.

Des Weiteren engagiert sich enercity in einem sozialen Ausbildungsprojekt der ProBeruf GmbH, bei dem jährlich vier benachteiligten Jugendlichen die Chance einer Qualifizierung geboten wird. Im Jahr 2013 wurden drei Jugendliche in ein befristetes Arbeitsverhältnis übernommen.

**Personalentwicklung.** Ein wesentlicher Schwerpunkt zur Entwicklung und Erhaltung der erforderlichen Mitarbeiterkompetenzen sowie der Arbeits- und Leistungsmotivation ist eine nachhaltige und zielgerichtete Personalentwicklung. In diesem Zusammenhang wurde das interne Bildungsprogramm „Horizonte“ überarbeitet. Durch individuelle Beratungen werden Qualifizierungsmaßnahmen entsprechend der Anliegen der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter zielgerichtet ausgewählt und zusammengestellt. Dies erhöht die Wirksamkeit der Maßnahmen.

Für neue Führungskräfte wird derzeit das Konzept „Die ersten 100 Tage als Führungskraft“ entwickelt. Diese Qualifizierungs- und Beratungsmaßnahme soll neuen Führungskräften den Einstieg in ihre Aufgabe erleichtern. Es werden nicht nur Informationen rund um das Thema Führung weiter gegeben, sondern es soll auf die individuelle Situation und Erfahrung der neuen Führungskraft zugeschnittene Beratungen, unter anderem zum Umgang mit den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, geben. Dem Konzept wird eine hohe Relevanz beigemessen, da gerade die Führungsqualität einen entscheidenden Einfluss auf Mitarbeitermotivation und damit auch auf Arbeitsergebnisse hat.

Engagierte und qualifizierte Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter haben außerdem bei enercity die Möglichkeit, an dem zweijährigen Personalentwicklungsprogramm „Jump“ teilzunehmen. Ziel ist die Qualifizierung sowie berufliche und persönliche Weiterentwicklung von Leistungsträgern durch Coaching und Trainingsmaßnahmen sowie durch die Bearbeitung bereichsübergreifender Arbeitsprojekte und Sonderaufgaben in interdisziplinären Teams.

**Familien- und frauenorientierte Personalpolitik.** Der Anteil von Frauen in Führungspositionen hat sich 2013 von 14,6 Prozent auf 16,1 Prozent deutlich erhöht.

	Frauen bei enercity			Frauen in Führungspositionen		
	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2011	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2011
absolut	590	585	577	32	29	22
in Prozent	22,8	22,2	22,3	16,1	14,6	11,3

enercity engagiert sich seit vielen Jahren aktiv für die Vereinbarkeit von Berufs- und Familienleben der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. 2010 wurde das Unternehmen dafür mit dem Zertifikat „berufundfamilie“ ausgezeichnet. Eine Rezertifizierung bestätigte 2013 die familienbewusste Personalpolitik. Die nächste Auditierung ist für 2016 geplant.

Das umfangreiche familienorientierte Angebot gliedert sich in die Schwerpunkte Arbeitszeit, Arbeitsort, Service und Gesundheitsprävention beziehungsweise Sozialberatung. Die Maßnahmen umfassen unter anderem vielfältige Möglichkeiten zur flexiblen Arbeitszeitgestaltung, alternierende Telearbeit zur Arbeitsortflexibilität (80 Arbeitsplätze, Vorjahr: 66) und außerdem eine Betriebskinderkrippe, ein Eltern-Kind-Büro und eine Sommerferienbetreuung für Mitarbeiterkinder. Die Kindertagesstätte „CompanyKids Energiezwerge“ wird seit 2010 in Trägerschaft des pme Familienservice in Zusammenarbeit mit enercity und der Landeshauptstadt Hannover betrieben. Derzeit werden zwölf der 14 Belegplätze durch Kinder von enercity-Mitarbeitenden in Anspruch genommen. In den Sommerferien 2013 haben 100 Kinder zwischen sechs und zwölf Jahren das enercity-Feriencamp besucht. Unter Aufsicht engagierter und ausgebildeter Betreuer des Vereins für Erlebnispädagogik und Jugendsozialarbeit e. V. wurde den Kindern ein abwechslungsreiches Programm geboten.

Darüber hinaus gewährt enercity vielfältige individuelle Unterstützungsangebote hinsichtlich der Vereinbarkeit von Beruf und Pflege von Angehörigen. Dazu gehört, neben den oben genannten Möglichkeiten, beispielsweise auch der vollständige zeitlich befristete Ausstieg aus dem Beruf.

**Altersversorgung.** Gemäß geltendem Tarifvertrag (TV-V) haben Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter von enercity Anspruch auf eine zusätzliche Alters- und Hinterbliebenenversorgung des öffentlichen Dienstes als Pflichtversicherung des Arbeitgebers. 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 einem 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 in Form einer Entgeltumwandlung eine freiwillige kapitalgedeckte Altersvorsorge bei der Zusatzversorgungskasse der Stadt Hannover (ZVK) oder bei der Sparkassen Pensionskasse aufzubauen. Im Geschäftsjahr 2013 haben wie im Vorjahr etwa 15,0 Prozent der Beschäftigten die Entgeltumwandlung in Anspruch genommen.

Zur Flexibilisierung der Lebensarbeitszeit besteht die Möglichkeit durch Umwandlung von Zeit beziehungsweise Geld die Lebensarbeitszeit um bis zu fünf Jahre zu verkürzen. Zum Ende des Geschäftsjahres bestanden insgesamt 187 Lebensarbeitszeitkonten (Vorjahr: 166 Lebensarbeitszeitkonten) mit etwa 226 Tausend Stunden (Vorjahr: 170 Tausend Stunden).

**Projekte.** In 2013 wurden unternehmensweit zahlreiche Projekte und Vorhaben bearbeitet. Im personalwirtschaftlichen Kontext wurde unter anderem das bestehende Online-Bewerberportal für Auszubildende um die Bewerbergruppen der Fach- und Führungskräfte sowie Praktikanten erweitert. Neben der Möglichkeit, sich als externer Interessent im Internet zu bewerben, haben Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter auch über das Intranet Zugriff auf ein Bewerberportal und können ihre Bewerbungen online abgeben. Das Portal ist eine zeitgemäße Möglichkeit, den Bewerbungsprozess zu optimieren und effizienter zu gestalten.

Des Weiteren wurde in 2013 bei enercity ein modernes elektronisches Personalaktensystem eingeführt. Neben einer reinen Dokumentation können auch Prozesse als Workflow abgebildet werden. Gegenwärtig sind die Umgruppierungs-, Stellenbesetzungs- und Arbeitszeitänderungsprozesse als Workflow implementiert. Ziel ist es, weitere Personalprozesse zu automatisieren.

Im Bereich Social Media ist enercity seit Dezember 2013 mit einem offiziellen Unternehmensauftritt im beruflichen Netzwerk Xing aktiv.

### 3.6 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.** Von dem Ergebnis des Geschäftsjahres 2013 werden der Landeshauptstadt Hannover und der Region Hannover 78,1 Mio. EUR (Vorjahr: 81,7 Mio. EUR) über eine Gewinnabführung an die VVG zugeführt. Zusätzlich zahlt enercity eine Konzessionsabgabe von 40,7 Mio. EUR (Vorjahr: 41,2 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.

**Kultur und Sport.** enercity fördert bereits seit mehreren Jahren die künstlerische und kulturelle Vielfalt in Hannover. Mit Blick auf die Menschen in Hannover und der Region sieht sich enercity in der Verantwortung und leistet einen wichtigen Beitrag zur Gesellschafts- und Stadtentwicklung. So unterstützt enercity bereits seit 2006 als Gründungssponsor und Kooperationspartner das Junge Schauspiel Hannover. Im Mittelpunkt steht dabei der Gedanke, Talente zu entdecken und zu festigen sowie die Jugendlichen auf die Anforderungen der Zukunft vorzubereiten, indem Mut, Teamgeist, Ausdauer und Disziplin durch die Form des Schauspiels gefördert werden. Das traditionelle Jazz-Festival „enercity swinging hannover“ hat enercity inzwischen zum neunten Mal unterstützt. Außerdem hat enercity in 2013 mit der kestnergesellschaft bei dem Ausstellungsprojekt „Der Schein“ kooperiert. Die von August bis November 2013 dauernde Ausstellung widmete sich der Bedeutung von Gold und Glanz in der zeitgenössischen Kunst. Darüber hinaus unterstützt enercity im Sport seit dem Jahr 2010 den Handball-Erstligisten TSV Hannover-Burgdorf sowie seit dem 1. November 2012 als offizieller Co-Sponsor den Fußballverein Hannover 96.

Die langjährige Förderung für Kunst und Kultur in Hannover und der Region wurde nun in 2013 gewürdigt. enercity wurde im April 2013 mit dem Deutschen CSR-Preis in der Kategorie „Kulturelles Engagement als Ausdruck der gesellschaftlichen Verantwortung von Unternehmen“ ausgezeichnet. Mit der Verleihung des Deutschen CSR-Preises wollen Veranstalter, Mitveranstalter und Beirat des Deutschen CSR-Forums herausragende Leistungen auf verschiedenen Feldern

der Wahrnehmung der gesellschaftlichen Verantwortung von Unternehmen (Corporate Social Responsibility, CSR) und des nachhaltigen Wirtschaftens öffentlichkeitswirksam auszeichnen.

**Soziales.** enercity stellt jährlich bis zu 0,15 Mio. EUR dem in 2011 gegründeten enercity-Härtefonds e. V. zur Verfügung. Der Verein verfolgt das Ziel, soziale Härten bei Versorgungsunterbrechungen im Energie- und Wasserbezug von unverschuldet in finanzielle Not geratenen enercity-Privatkunden durch finanzielle Unterstützung zu vermeiden. Darüber hinaus übernimmt enercity auch soziale Verantwortung für die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter zur Förderung der Mitarbeiterzufriedenheit, indem attraktive Arbeits- und Ausbildungsplätze zur Verfügung gestellt werden. Die Beschäftigten von enercity beteiligen sich unter dem Motto „Cents geben, Positives bewegen“ an der 2010 initiierten Spendenaktion Restcent, indem die Netto-Cent-Beträge ihres Gehaltes an soziale Projekte abgeführt werden. In 2013 wurde der Restcent-Erlös in Höhe von etwa 6.000,00 EUR dem Therapiezentrum für autistische Kinder gGmbH in Hannover-Bemerode übergeben.

## 4 Darstellung und Analyse der Lage

### 4.1 Ertragslage

Die Ertragslage stellt sich im Vorjahresvergleich wie folgt dar:

Ertragslage (Kurzfassung)	2013		2012		Veränderung	
		in TEUR	in TEUR	in TEUR	in Prozent	
Umsatzerlöse		2.450.216	2.641.255	-191.039	-7,2	
Materialaufwand	/.	2.145.322	2.298.451	-153.129	-6,7	
<b>Rohertrag<sup>1)</sup></b>		<b>304.894</b>	<b>342.804</b>	<b>-37.910</b>	<b>-11,1</b>	
Personalaufwand	/.	199.747	196.362	3.385	1,7	
Konzessionsabgabe	/.	40.748	41.167	-419	-1,0	
Übrige betriebliche Aufwendungen <sup>2)</sup>	/.	73.415	83.902	-10.487	-12,5	
Übrige betriebliche Erträge <sup>3)</sup>	+	163.952	168.045	-4.093	-2,4	
Beteiligungsergebnis und Zinserträge aus Ausleihungen	+	63.460	41.067	22.393	54,5	
<b>EBITDA</b>		<b>218.396</b>	<b>230.485</b>	<b>-12.089</b>	<b>-5,2</b>	
Abschreibungen (inkl. Zuschreibungen)	/.	71.267	82.717	-11.450	-13,8	
<b>EBIT</b>		<b>147.129</b>	<b>147.768</b>	<b>-639</b>	<b>-0,4</b>	
Zinsergebnis	+	-35.230	-28.024	-7.206	25,7	
<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>		<b>111.899</b>	<b>119.744</b>	<b>-7.845</b>	<b>-6,5</b>	
Ertragsteuern	/.	3.612	3.737	-125	-3,3	
Erfolgsunabhängige Steuern	/.	1.671	1.613	58	3,6	
<b>Jahresergebnis vor Gewinnabführung und Ausschüttung auf Genussscheine</b>		<b>106.616</b>	<b>114.394</b>	<b>-7.778</b>	<b>-6,8</b>	
Gewinnabführung	/.	97.119	101.728	-4.609	-4,5	
Ausschüttung auf Genussscheine	/.	3.497	3.666	-169	-4,6	
Einstellung in Gewinnrücklagen	/.	6.000	9.000	-3.000	-33,3	
<b>Bilanzgewinn</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,0</b>	

<sup>1)</sup> Ohne andere aktivierte Eigenleistungen und Bestandsveränderungen.

<sup>2)</sup> Inklusive Minderung/Erhöhung des Bestandes an unfertigen Leistungen.

<sup>3)</sup> Inklusive anderer aktivierter Eigenleistungen.

energity erwirtschaftete den Gesamtumsatz im Wesentlichen im Inland. Dabei stellt das Grundversorgungsgebiet 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 2013 hat energity Umsatzerlöse von 2.450,2 Mio. EUR erwirtschaftet. Insgesamt hat sich damit im Vergleich zum Vorjahr ein Rückgang um 191,0 Mio. EUR (Vorjahr: –102,7 Mio. EUR) ergeben. Dieser Rückgang ist im Wesentlichen auf eine Abnahme der Erlöse aus Handelsgeschäften (–285,9 Mio. EUR) zurückzuführen.

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

Umsatzerlöse nach Geschäftsbereichen	Ist 2013	Wirtschafts- plan 2013	Ist 2012
	in Mio. EUR	in Mio. EUR	in Mio. EUR
Strom	1.368	1.718	1.566
Gas	766	728	787
Wasser	79	80	80
Wärme	87	86	79
Dienstleistungen	150	133	129
<b>Gesamt</b>	<b>2.450</b>	<b>2.745</b>	<b>2.641</b>

**Stromerlöse.** In der Stromsparte, welche weiterhin die größte Sparte bei energity ist, wurden Erlöse in Höhe von 1.368,0 Mio. EUR erzielt. Damit lagen die Stromerlöse um etwa 198,2 Mio. EUR niedriger als im entsprechenden Vorjahreszeitraum (Vorjahr: –204,0 Mio. EUR). Die Stromhandelsgeschäfte haben in Höhe von 527,1 Mio. EUR (Vorjahr: 782,8 Mio. EUR) weiterhin wesentlich zu den Erlösen der Stromsparte beigetragen, lagen jedoch deutlich unter dem Niveau des Vorjahres. Der merkliche Rückgang um insgesamt 255,7 Mio. EUR beziehungsweise 32,7 Prozent gegenüber dem vorangegangenen Geschäftsjahr resultierte dabei aus verminderten Handelsmengen (–26,7 Prozent) bei gleichzeitig gesunkenen Marktpreisen an der Strombörse. Die Erträge aus den zur Absicherung der Commodity-Risiken im Bereich Strom eingesetzten Derivate (25,2 Mio. EUR; Vorjahr: 30,6 Mio. EUR) verringerten sich gegenüber dem Vorjahr um 5,4 Mio. EUR (Vorjahr: –21,4 Mio. EUR). Die Stromerlöse mit Kunden sind im Vergleich zum Vorjahr trotz gesunkener Stromabsatzmengen um 72,2 Mio. EUR beziehungsweise 11,2 Prozent preisbedingt gestiegen (Vorjahr: +55,0 Mio. EUR). Die gestiegenen Umsatzerlöse in der Stromversorgung von Endkunden konnten jedoch den mengen- und preisbedingten Rückgang der Handelserlöse nicht vollständig kompensieren. Dieser begründet im Wesentlichen auch die Abweichung der realisierten Erlöse im Geschäftsbereich Strom von den erwarteten Erlösen laut Wirtschaftsplanung. Insgesamt beträgt der Anteil der Stromerlöse am Gesamtumsatz 55,8 Prozent (Vorjahr: 59,3 Prozent).

**Gaserlöse.** Die Erlöse im Geschäftsbereich Gas in Höhe von 765,5 Mio. EUR sind 2013 mengenbedingt um 2,8 Prozent (Vorjahr: +14,8 Prozent) beziehungsweise 21,9 Mio. EUR (Vorjahr: +101,6 Mio. EUR) gesunken. Dabei sind die Erlöse aus Gashandelsgeschäften (381,5 Mio. EUR; Vorjahr: 411,7 Mio. EUR) infolge eines gesunkenen Handelsvolumens (–12,8 Prozent) um 7,3 Prozent gesunken (Vorjahr: +14,0 Prozent). Die Erträge aus Gaspreissicherungsgeschäften sind gegenüber dem Vorjahr um 4,9 Mio. EUR auf 14,8 Mio. EUR (Vorjahr: 9,9 Mio. EUR) gestiegen. Auch beim Absatz an Kunden konnten mengen- und preisbedingt Umsatzsteigerungen erzielt werden (+4,5 Prozent; Vorjahr: +19,8 Prozent). Dabei haben sich die Gaserlöse – korrespondierend zur Absatzentwicklung – insbesondere außerhalb des Konzessionsgebietes erhöht (+23,4 Prozent). Innerhalb des Konzessionsgebiets sind die Gaserlöse preisbedingt nur leicht um 0,9 Prozent gestiegen. Die aufgezeigten Umsatzsteigerungen für den Geschäftsbereich Gas haben insgesamt zu über Plan liegenden Gaserlösen geführt. Die Gassparte ist die zweitgrößte Sparte bei energity mit einem Anteil an den gesamten Umsatzerlösen von 31,3 Prozent (Vorjahr: 29,8 Prozent).

**Wassererlöse.** Die Wassererlöse im Konzessionsgebiet sind 2013 trotz eines leichten Mengenrückgangs preisbedingt um 2,2 Prozent (Vorjahr: +5,0 Prozent) auf 73,6 Mio. EUR (Vorjahr: 72,0 Mio. EUR) gestiegen.

**Wärmeerlöse.** Die Erlöse im Bereich Wärme sind gegenüber dem Vorjahr deutlich auf 87,1 Mio. EUR gestiegen (+11,0 Prozent; Vorjahr: +8,0 Prozent). Dieser Anstieg korrespondiert mit dem insbesondere witterungsbedingt gestiegenen Fernwärmeabsatz (+5,1 Prozent) sowie Preisanpassungen.

**Erlöse aus Dienstleistungen.** Die Umsatzerlöse im Dienstleistungsbereich sind um 16,4 Prozent auf 150,1 Mio. EUR (Vorjahr: 128,9 Mio. EUR) gestiegen. Der Anstieg ist im Wesentlichen auf gestiegene Erlöse aus dem Verkauf von Kohle

an Kraftwerksgesellschaften zurückzuführen (113,9 Mio. EUR; Vorjahr: 93,3 Mio. EUR). Die Dienstleistungserlöse umfassen außerdem Erlöse aus Betriebsführung und Nebengeschäften. Dazu zählen unter anderem Zählermessung und -abrechnung sowie diverse Dienstleistungen an Tochtergesellschaften für beispielsweise Einkauf, Gebäudemanagement oder Rechtsberatung und Arbeitnehmerüberlassung.

**Materialaufwand.** Die Materialaufwendungen, die im Wesentlichen Bezugskosten für Strom, Gas Wasser und Fernwärme enthalten, sind insgesamt um 6,7 Prozent (Vorjahr: -4,6 Prozent) beziehungsweise 153,2 Mio. EUR (Vorjahr: -111,0 Mio. EUR) auf 2.145,3 Mio. EUR (Vorjahr: 2.298,5 Mio. EUR) gesunken. Der Rückgang liegt dabei insbesondere in einer Abnahme der Aufwendungen für Strombezug (-159,9 Mio. EUR) begründet. Die gesunkenen Strombezugsaufwendungen sind im Wesentlichen auf eine mengen- und preisbedingte Abnahme der Aufwendungen aus Stromhandelsgeschäften um 308,7 Mio. EUR auf 415,4 Mio. EUR (Vorjahr: 724,1 Mio. EUR) zurückzuführen, die durch gestiegene EEG-Ausgleichszahlungen (+64,3 Mio. EUR), höhere Strombezugskosten von Gemeinschaftskraftwerken (+58,4 Mio. EUR) sowie gestiegenen Aufwendungen aus den zur Absicherung der Commodity-Risiken eingesetzten Stromderivate (+24,6 Mio. EUR) teilweise kompensiert wurden. Die Gashandelsaufwendungen sind gegenüber dem Vorjahr um 72,1 Mio. EUR auf 488,6 Mio. EUR (Vorjahr: 416,5 Mio. EUR) gestiegen. Der Anstieg der Gashandelsaufwendungen wurde durch einen Rückgang der Bezugskosten mit sonstigen Bezugspartnern um insgesamt 83,7 Mio. EUR sowie gesunkenen Aufwendungen für zu Sicherungszwecken eingesetzten Gasderivate (-8,6 Mio. EUR) überkompensiert. Die Wärmebezugskosten sind um 4,3 Mio. EUR auf 26,5 Mio. EUR (Vorjahr: 30,8 Mio. EUR) gesunken. Der Wasserbezug ist aufgrund der überwiegenden Eigenerzeugung von untergeordneter Bedeutung (wie im Vorjahr 1,9 Mio. EUR).

Die Aufwendungen für bezogene Leistungen betreffen insbesondere die an die Netzbetreiber zu zahlenden Netznutzungsentgelte mit 235,8 Mio. EUR (Vorjahr: 201,5 Mio. EUR). Dabei sind mengenbedingt sowohl die an die eNG zu leistenden Netzentgelte für im Konzessionsgebiet versorgte Kunden (171,6 Mio. EUR, Vorjahr: 144,6 Mio. EUR) als auch die Netznutzungsaufwendungen für außerhalb des Konzessionsgebietes versorgte Kunden (64,2 Mio. EUR, Vorjahr: 56,9 Mio. EUR) gestiegen.

**Personalaufwand.** Der Personalaufwand ist bei einer gegenüber dem Vorjahr im Jahresdurchschnitt nahezu gleichgebliebenen Mitarbeiteranzahl (2.590; Vorjahr: 2.589) leicht auf 199,7 Mio. EUR gestiegen (Vorjahr: 196,4 Mio. EUR). Der Anstieg resultiert aus tarifvertraglichen Entgelterhöhungen.

**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 gegenüber dem Vorjahr leicht auf 40,7 Mio. EUR gesunken (Vorjahr: 41,2 Mio. EUR).

**Übrige betriebliche Aufwendungen.** Der Rückgang der übrigen betrieblichen Aufwendungen um 10,5 Mio. EUR auf 73,4 Mio. EUR resultiert insbesondere aus dem Wegfall von im Vorjahr enthaltenen einmaligen periodenfremden Aufwendungen für Konzessionsabgaben (-6,0 Mio. EUR) sowie aus geringeren Zuführungen zu Rückstellungen (-4,2 Mio. EUR).

**Übrige betriebliche Erträge.** Der Rückgang der übrigen betrieblichen Erträge um 4,1 Mio. EUR auf 163,9 Mio. EUR resultiert hauptsächlich aus gesunkenen Erträgen aus Mieten und Pachten (-3,6 Mio. EUR).

**Abschreibungen.** Die Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und auf Sachanlagen sind mit 49,1 Mio. EUR (Vorjahr 48,6 Mio. EUR) nahezu unverändert. Die Abschreibungen auf Finanzanlagen (22,2 Mio. EUR, Vorjahr: 34,1 Mio. EUR) betreffen die Abwertung von Beteiligungen. Dabei wurde eine außerplanmäßige Abschreibung auf die Beteiligung KWM in Höhe von 21,3 Mio. EUR berücksichtigt (Vorjahr: 31,5 Mio. EUR). Diese spiegelt die schwierigen Marktbedingungen für die Stromerzeugung mit konventionellen Kraftwerken wider, wie den Vorrang der erneuerbaren Energieerzeugung im Rahmen der Energiewende und die Strompreisentwicklung an der Börse.

**Beteiligungs- und Zinsergebnis.** Das Beteiligungs- und Zinsergebnis ist um 15,2 Mio. EUR (Vorjahr: +20,3 Mio. EUR) auf 28,2 Mio. EUR gestiegen (Vorjahr: 13,0 Mio. EUR). Dabei haben sich das Beteiligungsergebnis und die Zinserträge aus Ausleihungen wesentlich verbessert (+22,4 Mio. EUR). Dies liegt vorrangig an deutlich gesunkenen Aufwendungen aus Verlustübernahmen (-24,3 Mio. EUR), insbesondere von der eNG, sowie gestiegenen Erträgen aus den Beteiligungen (+3,5 Mio. EUR), vornehmlich durch die erstmalige Ausschüttung der htp sowie gestiegenen Ergebnissen der eCG und Thüga. Dem stehen gesunkene Erträge aus Wertpapieren und Ausleihungen (-5,4 Mio. EUR) gegenüber.

Nach Bedienung des Genussscheinkapitals in Höhe von 3,5 Mio. EUR (Vorjahr: 3,7 Mio. EUR) ergibt sich ein entsprechend dem Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrag mit der VVG abzuführender Gewinn von 97,1 Mio. EUR (Vorjahr: 101,7 Mio. EUR). Ein Betrag von 6,0 Mio. EUR wird zur Stärkung des Eigenkapitals in die anderen Gewinnrücklagen eingestellt (Vorjahr: 9,0 Mio. EUR).

## 4.2 Finanzlage

### 4.2.1 Ziele und Grundsätze des Finanzmanagements

Das enercity-Finanzmanagement hat die langfristig stabile Unternehmensfinanzierung sowie die Sicherstellung der jederzeitigen Liquidität der operativen Geschäftstätigkeit bei möglichst geringen Kapitalkosten zum Ziel. Dabei werden ausgewogene Finanzierungsstrukturen sowie eine fristenkongruente Finanzierung des Vermögens angestrebt. Dem Finanzmanagement obliegen in diesem Zusammenhang auch die Sicherung der finanziellen Vermögensgegenstände und die Gewährleistung ausreichender Liquiditätsreserven. 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 Finanzierung über bilaterale Bankdarlehen und Schuldscheindarlehen stellt dabei die tragende Säule der Außenfinanzierung dar. Am Kapitalmarkt sind Genussscheine emittiert.

**Nutzung derivativer Finanzinstrumente.** Im operativen Geschäft werden derivative Finanzinstrumente ganz überwiegend zur Absicherung von künftigen Zahlungsströmen aus Grundgeschäften, beispielsweise aus Darlehen und Wareneinkäufen, genutzt. Für den Einsatz derivativer Sicherungsinstrumente existieren interne Richtlinien im Unternehmen.

Zinsrisiken im Zusammenhang mit verzinslichen und zinssensitiven Finanzpassiva werden im Rahmen eines Zinsrisikomanagements aktiv gesteuert und überwacht. Ziel ist es, negative Auswirkungen auf die Ertragslage aus Änderungen des Zinsniveaus weitestgehend zu minimieren. Zinsrisiken aus variabel verzinslichen Finanzverbindlichkeiten werden daher weitestgehend durch den Einsatz von Payer-Zinsswaps begrenzt, um die Planungssicherheit des Zinsergebnisses zu optimieren.

Währungsrisiken im Zusammenhang mit Kohlebeschaffungsgeschäften werden durch ein Währungsrisikomanagement gesteuert und überwacht, indem Devisentermingeschäfte abgeschlossen werden.

**Eigenfinanzierung.** Die Gewinnrücklagenzuführung ist für eine Stärkung der Eigenkapitalbasis – insbesondere im Zusammenhang mit den im Rahmen der Bankenfinanzierung vereinbarten Financial Covenants – von Bedeutung. Daher nutzt enercity in Abstimmung mit den Anteilseignern die Möglichkeit zur Einstellung von Beträgen in die Gewinnrücklagen, soweit dies nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung wirtschaftlich begründet ist.

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

### 4.2.2 Finanzwirtschaftliche Schwerpunkte im abgelaufenen Geschäftsjahr

**Finanzierungsfazilitäten.** Zur Deckung des Gesamtfinanzierungsbedarfs von enercity stehen grundsätzlich die Mittelzuflüsse aus der laufenden Geschäftstätigkeit und externe Finanzierungsfazilitäten zur Verfügung. Das Innenfinanzierungspotenzial umfasste im Geschäftsjahr 2013 einen operativen Cashflow in Höhe von 223,0 Mio. EUR (Vorjahr: 101,1 Mio. EUR). Instrumente der Außenfinanzierung stellen im Wesentlichen Bankkredite, Schuldscheindarlehen, Gesellschafterdarlehen und kurzfristige Kreditlinien dar. 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 langfristige bilaterale Kredite und Schuldscheindarlehen finanziert.

Der Gesamtbestand an langfristigen Darlehen beträgt zum Stichtag 31. Dezember 2013 674,2 Mio. EUR (Vorjahr: 730,2 Mio. EUR), davon sind 647,2 Mio. EUR (Vorjahr 703,1 Mio. EUR) auf 6-Monats-Euribor-Basis zu verzinsen. Die Darlehen sind damit zu 96,0 Prozent variabel verzinslich und zu 4,0 Prozent festverzinslich. Im Geschäftsjahr 2013 wurden im Saldo Tilgungen in Höhe von 56,0 Mio. EUR geleistet (Vorjahr: 4,0 Mio. EUR). Der Darlehensgesamtbestand hat eine durchschnittliche Restlaufzeit von 5,5 Jahren (Vorjahr: 4,5 Jahre).

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.

**Zinsentwicklung.** Die langfristige Zinssicherung für die variabel verzinsten Darlehen erfolgt durch den Einsatz von Zinsswaps. Die zur Zinssicherung abgeschlossenen Swapverträge haben zum 31. Dezember 2013 ein Vertragsvolumen von 700,0 Mio. EUR (Vorjahr: 720,0 Mio. EUR). Die durchschnittliche Restlaufzeit beträgt 12,1 Jahre (Vorjahr: 13,3 Jahre). Der durchschnittliche Festzinssatz des Swap-Portfolios liegt bei 3,26 Prozent (Vorjahr: 3,23 Prozent).

**Entwicklung Fondsanlagen.** Im Jahr 2013 wurde ein Spezialfonds in Höhe von 31,1 Mio. EUR aufgelöst (Vorjahr: 30,2 Mio. EUR Auflösung). Durch die Auflösung der Fondsanlage konnte die Summe der langfristigen Darlehen für die Finanzierung der Wachstumsinvestitionen reduziert werden.

**Liquiditätssteuerung.** Für den kurzfristigen Liquiditätsbedarf sind schriftlich vereinbarte Kreditlinien in Höhe von insgesamt 165,3 Mio. EUR eingeräumt worden (Vorjahr: 190,3 Mio. EUR). Daneben stehen bei Banken intern vorgemerkte Linien über weitere 68,9 Mio. EUR zur Verfügung (Vorjahr: 80,7 Mio. EUR). Die Kreditlinien haben im Wesentlichen keine Laufzeitbegrenzung. Zum Stichtag 31. Dezember 2013 waren die Kreditlinien nicht in Anspruch genommen (Vorjahr: 25,0 Mio. EUR). 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 2013 weiterhin die Absicherung der auf den internationalen Märkten beschafften Kraftwerkskohle. enercity beschafft pro Jahr etwa 1,4 Mio. Tonnen Importkohle in einem preisabhängigen Schwankungsspielraum von rund 100,0 Mio. US-Dollar bis 150,0 Mio. US-Dollar. Das damit verbundene Währungsrisiko für die Geschäftsjahre 2013 bis 2016 wird durch Kurssicherungen mittels Devisentermingeschäften reduziert und aktiv gesteuert.

**Nettoschulden.** Das Net Debt ist zum 31. Dezember 2013 um 78,4 Mio. EUR gegenüber dem vorangegangenen Bilanzstichtag gesunken. Der Rückgang resultiert aus Kredittilgungen bei einem deutlichen Anstieg des Bestands an liquiden Mitteln. Zur Steuerung der Finanzierungsaktivitäten wird im Unternehmen das Verhältnis von Net Debt zu EBITDA überwacht. Bei einem im Verhältnis zum EBITDA stärker gesunkenem Net Debt ergibt sich zum Bilanzstichtag eine deutlich verbesserte Ratio in Höhe von 2,85. Insgesamt hat sich damit die Fähigkeit zur Schuldenbedienung von enercity verbessert.

	31.12.2013	31.12.2012	Veränderung	
	in TEUR	in TEUR	in TEUR	in Prozent
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	674.248	730.164	-55.916	-7,7
Liquide Mittel	51.994	29.499	22.495	76,3
Net Debt	622.254	700.665	-78.411	-11,2
EBITDA	218.396	230.485	-12.089	-5,2
Ratio Net Debt/EBITDA	2,85	3,04	-0,19	-6,25

**Außerbilanzielle Verpflichtungen.** Erläuterungen zu außerbilanziellen Verpflichtungen befinden sich im Anhang zu diesem Jahresabschluss. Im Vergleich zum Vorjahr sind keine wesentlichen neuen außerbilanziellen Verpflichtungen eingetreten. Ein erheblicher Einfluss auf die wirtschaftliche Lage der Gesellschaft aus möglichen künftigen Auswirkungen aus den bestehenden Verpflichtungen wird dabei nicht erwartet.

**Ausblick.** Aufgabe des Finanzmanagements wird es in den nächsten Jahren weiterhin sein, die Finanzierungsstrukturen 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 und die finanzielle Stabilität des Konzerns sicherzustellen.

#### 4.2.3 Investitionen und Substanzerhaltung

enercity hat in diesem Geschäftsjahr Investitionen in Höhe von insgesamt 76,6 Mio. EUR getätigt (Vorjahr: 85,3 Mio. EUR). Diese verteilen sich vorrangig auf Sachanlagen (46,6 Mio. EUR) und auf Finanzanlagen (28,1 Mio. EUR).

**Finanzanlagen.** Die Investitionen in das Finanzanlagevermögen in Höhe von 28,1 Mio. EUR (Vorjahr: 35,9 Mio. EUR) betreffen im Wesentlichen die Vergabe von langfristigen Gesellschafterdarlehen an GHG und eEG zur Finanzierung von Investitionen (21,2 Mio. EUR; Vorjahr: 34,0 Mio. EUR).

**Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände.** Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens für die Geschäftsjahre 2013 und 2012 verteilen sich auf die Geschäftsbereiche wie folgt:

in TEUR	Sachanlagen		Immaterielle Vermögensgegenstände		Gesamt		davon im Bereich Netze	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Strom	17.719,6	15.275,3	0,0	0,0	17.719,6	15.275,3	13.639,3	11.718,4
Gas	5.994,4	6.934,2	0,2	0,0	5.994,6	6.934,2	5.316,4	6.026,6
Wasser	9.375,2	9.816,7	0,0	0,0	9.375,2	9.816,7	7.169,3	8.268,3
Wärme	4.956,9	4.802,1	0,5	0,0	4.957,4	4.802,1	4.771,3	4.677,2
Unterstützende Prozesse/Services	8.595,4	10.939,3	1.890,2	1.579,2	10.485,6	12.518,5	258,4	345,1
<b>Gesamt</b>	<b>46.641,5</b>	<b>47.767,6</b>	<b>1.890,9</b>	<b>1.579,2</b>	<b>48.532,4</b>	<b>49.346,8</b>	<b>31.154,7</b>	<b>31.035,6</b>

Die Investitionen in das Sachanlagevermögen betreffen 2013 im Wesentlichen geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau (24,9 Mio. EUR; Vorjahr: 25,9 Mio. EUR) sowie Verteilungsanlagen (15,5 Mio. EUR; Vorjahr: 16,1 Mio. EUR). Im Bereich Strom entfallen die Investitionen des Geschäftsjahres im Wesentlichen auf Kabelnetze und Hausanschlüsse (5,3 Mio. EUR), im Bereich Gas auf Rohrnetze und Hausanschlüsse (3,8 Mio. EUR). Im Geschäftsbereich Wasser wurde vorrangig in Versorgungsleitungen und Hausanschlüsse (6,9 Mio. EUR), im Geschäftsbereich Wärme in Versorgungs- und Anschlussleitungen (3,2 Mio. EUR) beziehungsweise in den unterstützenden Prozessen/Services in Software und Fernmeldekabel (5,8 Mio. EUR) investiert.

Die im Geschäftsjahr tatsächlich durchgeführten Sachinvestitionen liegen unter dem geplanten Investitionsvolumen in Höhe von 54,6 Mio. EUR. Dabei entfallen die Abweichungen im Wesentlichen auf den Bereich Wärme (Plan 2013: 7,1 Mio. EUR) sowie die unterstützenden Prozesse/Services (Plan 2013: 15,3 Mio. EUR). Im Bereich Wärme ist die Planabweichung im Wesentlichen auf eine Verringerung der Anschlussentwicklung zurückzuführen. Bei den unterstützenden Prozessen/Services ist die Planabweichung hauptsächlich auf nicht verbrauchte Mittel im DV-Bereich sowie im Fernmeldekabelnetz zurückzuführen.

**Getätigte Investitionen und Maßnahmen zur Substanzerhaltung im enercity-Netz.** Die Länge des enercity-Stromleitungsnetzes reduzierte sich im Jahr 2013 durch technische Netzoptimierungen in der Stromversorgung um 37 Kilometer auf 6.847 Kilometer (Vorjahr: 6.884 Kilometer). Die Länge des enercity-Gasverteilnetzes beträgt 1.866 Kilometer, zuzüglich 978 Kilometer Hausanschlussleitungen. Das Transport- und Verteilnetz der enercity-Wasserversorgung, bestehend aus Zubringer-, Haupt- und Versorgungsleitungen, hatte zum Bilanzstichtag 2013 eine Gesamtlänge von 2.173 Kilometern (Vorjahr: 2.169 Kilometer), zuzüglich weiterer 1.257 Kilometer Hausanschlussleitungen (Vorjahr: 1.251 Kilometer). Die Länge des Leitungsnetzes der Fernwärmeversorgung hat relativ unverändert 304 Kilometer (Vorjahr: 301 Kilometer) betragen.

Die Investitionen für Erneuerungsmaßnahmen basieren auf den alle drei Jahre überarbeiteten Instandhaltungskonzepten für die jeweiligen Energie- und Wassernetze. Diese enthalten unter anderem Aussagen über die Schadensentwicklung und die Substanzbewertung und zum mittelfristigen Ersatzbedarf auf der Basis von technischen Lebensdauerverteilungen. Bei dem derzeitigen kontrollierten moderaten Substanzverzehr kann weiterhin von einer befriedigenden Gesamtsituation mit einzelnen Problemfeldern ausgegangen werden.

**Stromnetz.** Im Geschäftsjahr 2013 wurde die physikalische Aufweitung des Leistungsengpasses in der Übergabe im Umspannwerk (UW) Mehrum abgeschlossen. In 2014 erfolgen in den Umspannwerken Mehrum und Lahe noch die zugehörigen sekundärtechnischen Anpassungs- und Erneuerungsarbeiten. Die Errichtung der 110-kV-Leitungsverbindung zwischen dem UW Leinhausen und dem UW Linden wurde wegen des laufenden Verfahrens zur Bezuschussung von Investitionsmaßnahmen zur Restriktionsminimierung für KWK-Anlagen auf das Jahr 2014 verschoben. Laut Planung sollen diese Maßnahmen Ende 2014 abgeschlossen werden. Insgesamt sollen sich die vorhandenen Netzengpässe im 110-kV-Netz reduzieren und es soll sich ein deutlich leistungsfähigeres und zuverlässigeres Hochspannungsnetz ergeben.



Nach der Umstellung des Werksnetzes der Volkswagen AG von der 30-kV- auf die 110-kV-Spannungsebene und dem Abschluss der Erneuerung der 30-kV-Schaltanlage im UW Stöcken für die Netzkunden Continental und Johnson Controls konnte der Rückbau der 30-kV-Netzanschlüsse von der Volkswagen AG und den zugehörigen 110-kV-Kabelarbeiten in 2013 abgeschlossen werden.

Im Jahr 2013 wurde im Mittelspannungsnetz die Erneuerung der 10-kV-Schaltanlage in einem neuen UW-Gebäude in dem Umspannwerk List fortgesetzt. Die Fertigstellung der Maßnahme wurde auf 2014 verschoben, da es durch den langen Winter in 2013 einen Bauverzug in der Errichtung des Gebäudes gab. Die Leistungsanfragen im Mittelspannungsnetz konzentrierten sich 2013 zu großen Teilen auf die Stadtteile Stöcken, Linden und Wülferode. Die Erneuerung beziehungsweise der Rückbau der drei Speisepunkte wurde 2013 fristgerecht umgesetzt.

**Gasnetz.** Die Stilllegung aller unbehandelten Graugussleitungen – mit einer aktuell geringen Restlänge – ist in Abstimmung mit der niedersächsischen Energieaufsicht bis Ende 2014 umzusetzen. Die Schadensentwicklung ist weiterhin auf sehr niedrigem Niveau verblieben. Die Anzahl der Neuanschlüsse 2012 (365) und 2013 (431) liegt deutlich über der Anzahl der Neuanschlüsse in den Vorjahren (rund 300).

**Wassernetz.** Im Wassernetz wurde im Geschäftsjahr 2013 weiter an der Erneuerung besonders schadensanfälliger, nicht ausgekleideter Graugussleitungen gearbeitet. In diesem Zusammenhang wurden auch alte und ebenfalls schadensauffällige Grauguss- und Stahlhausanschlussleitungen und Hausanschlüsse mit verzinkten Teilen sowie die zugehörigen Armaturen ertüchtigt. Darüber hinaus wurde das Austauschprogramm für Bleihaushausanschlussleitungen abgeschlossen, um den seit Dezember 2013 neu geltenden Grenzwert für Blei gemäß novellierter Trinkwasserverordnung flächendeckend einhalten zu können.

Zur Vermeidung von hygienischen Problemen und zur Verbesserung der Druckfestigkeit wurde weiter an der Sanierung der übergeordneten Netzinfrastruktur gearbeitet. Dabei lag 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 und Bemerode). Hier wurden neben der fortlaufenden Sanierung der Zubringerleitung Berkhof 2 zwingend notwendige Instandsetzungsarbeiten in den Wasserkammern 1 und 2 des Hochbehälters in Bemerode durchgeführt. Zur verbesserten Rohrnetzüberwachung und zur Reduzierung von Leckagemengen im Schadensfall wurde weiter am Projekt für fernverstellbare Armaturen auf den Zubringerleitungen gearbeitet. Für 2014 und die Folgejahre ist die Fortführung dieser Programme geplant. Im Bereich der Wasseranlagen wurde darüber hinaus die Grunderneuerung der Druckerhöhungsanlage Bemerode sowie die Ertüchtigung des Rohrmesspunktes Bothfeld abgeschlossen. Auch für diese Anlagentypen sind für 2014 weitere Ertüchtigungsmaßnahmen geplant, insbesondere ist hier die Verbesserung der Drucksituation in der Druckzone Arnum zu nennen.

**Fernwärmenetz.** Der Substanzverzehr im Fernwärmenetz ist fast hälftig erreicht. In 2013 wurde der letzte Kilometer des anfälligen Verlegesystems „Lebit“ außer Betrieb genommen. Der wesentliche Investitionsschwerpunkt liegt jedoch weiterhin in dem Ausbau und der Verdichtung des Netzes. 2013 wurden beispielsweise neue Versorgungsgebiete am Weidendamm und am Theodor-Heuss-Platz in Hannover erschlossen. Des Weiteren wurde 2013 eine Vorlaufdruckerhöhung in der Tischbeinstraße in Betrieb genommen. Für das nächste Geschäftsjahr sind Neuanschlüsse und der Leitungsbau mit einem Gesamtinvestitionsvolumen von etwa 3,0 Mio. EUR geplant.

#### 4.2.4 Liquidität

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

	2013	2012
	in TEUR	in TEUR
Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit	222.991	101.081
Cashflow aus Investitionstätigkeit	-51.931	-7.367
Cashflow aus Finanzierungstätigkeit	-148.723	-93.944
<b>Zahlungswirksame Veränderung des Finanzmittelfonds</b>	<b>22.337</b>	<b>-230</b>
Finanzmittelfonds am 01.01.	33.370	33.600
Finanzmittelfonds am 31.12.	55.707	33.370
<b>Zusammensetzung des Finanzmittelfonds</b>	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
Liquide Mittel	51.994	29.499
Wertpapiere des Umlaufvermögens	3.713	3.871
Finanzmittelfonds	55.707	33.370

Die Auszahlungen im Cashflow aus Investitionstätigkeit sind insgesamt gegenüber dem Vorjahr um 44,6 Mio. EUR (Vorjahr: -72,9 Mio. EUR) gestiegen. Dabei haben sich zum einen die Mittelabflüsse für die üblichen Ersatzinvestitionen in das Sachanlagevermögen um 1,1 Mio. EUR und für die Investitionen in Finanzanlagen um 7,8 Mio. EUR, hauptsächlich aufgrund gesunkener Finanzierung von Investitionen bei Konzerngesellschaften, reduziert. Zum anderen sind die Mittelzuflüsse aus dem Abgang von Finanzanlagen um 58,3 Mio. EUR gesunken, was hauptsächlich auf den Abgang von zwei Wertpapierspezialfonds im Vorjahr zurückzuführen ist. Insgesamt wurden netto 14,1 Mio. EUR in das Finanzanlagevermögen und 37,8 Mio. EUR in das übrige Anlagevermögen investiert.

Die Mittelabflüsse aus der Finanzierungstätigkeit resultieren insbesondere aus Auszahlungen an die Anteilseigner und Genussscheininhaber in Höhe von 100,4 Mio. EUR (Vorjahr: 136,5 Mio. EUR) und aus der Tilgung von Krediten mit 56,0 Mio. EUR (Vorjahr: +36,0 Mio. EUR). Dem stehen Mittelzuflüsse aus erhaltenen Zuschüssen gegenüber.

Die Mittelabflüsse aus der Investitions- und Finanzierungstätigkeit wurden durch den gestiegenen Mittelzufluss des operativen Cashflows mehr als gedeckt, sodass der Finanzmittelfonds um 22,3 Mio. EUR zugenommen hat. Der operative Cashflow stieg aufgrund der im Gegensatz zum Vorjahr wieder gestiegenen Verpflichtungen aus der Leistungsabrechnung mit verbundenen Unternehmen (+62,4 Mio. EUR; Vorjahr: -19,1 Mio. EUR).

### 4.3 Vermögenslage

Die Bilanzstruktur von enercity stellt sich wie folgt dar:

Bilanz (Kurzfassung)	2013	2012	Veränderung	
	in TEUR	in TEUR	in TEUR	in Prozent
Anlagevermögen	1.299.796	1.310.317	-10.521	-0,8
Immaterielle Vermögensgegenstände	9.315	8.508	807	9,5
Sachanlagen	413.746	417.563	-3.817	-0,9
Finanzanlagen	876.735	884.246	-7.511	-0,8
<b>Umlaufvermögen inkl. RAP</b>	<b>377.516</b>	<b>355.513</b>	<b>22.003</b>	<b>6,2</b>
Vorräte	78.040	29.490	48.550	164,6
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	239.356	289.284	-49.928	-17,3
Wertpapiere und flüssige Mittel	55.707	33.370	22.337	66,9
Rechnungsabgrenzungsposten (RAP)	4.413	3.369	1.044	31,0
<b>Bilanzsumme Aktiva</b>	<b>1.677.312</b>	<b>1.665.830</b>	<b>11.482</b>	<b>0,7</b>
Eigenkapital	431.227	425.227	6.000	1,4
Zuschüsse	89.494	91.245	-1.751	-1,9
Rückstellungen	201.222	209.388	-8.166	-3,9
Verbindlichkeiten	953.401	931.607	21.794	2,3
Rechnungsabgrenzungsposten	1.968	8.363	-6.395	-76,5
<b>Bilanzsumme Passiva</b>	<b>1.677.312</b>	<b>1.665.830</b>	<b>11.482</b>	<b>0,7</b>

Die Bilanzsumme von enercity ist gegenüber dem Vorjahr um 11,5 Mio. EUR leicht gestiegen (Vorjahr: -181,5 Mio. EUR). Dabei wurde der leichte Rückgang des Anlagevermögens durch die Zunahme des Umlaufvermögens mehr als kompensiert.

**Aktiva.** Das Anlagevermögen hat sich um 10,5 Mio. EUR (Vorjahr: -66,8 Mio. EUR) beziehungsweise 0,8 Prozent (Vorjahr: -4,8 Prozent) vermindert. Dieser Rückgang resultiert im Wesentlichen aus der Verminderung der Finanzanlagen (-7,5 Mio. EUR). Dies ist trotz Investitionen in Form von zusätzlichen Darlehen an Minder- und Mehrheitsbeteiligungen (12,3 Mio. EUR) auf Wertminderungen bei der Beteiligung am KWM (21,3 Mio. EUR) zurückzuführen. Die Sachanlagen sind aufgrund von Anlagenabgängen leicht gesunken, während sich die immateriellen Vermögensgegenstände investitionsbedingt etwas erhöht haben. Für Erläuterungen der Investitionen wird auf den Abschnitt „Investitionen und Substanzerhaltung“ verwiesen.

Das Umlaufvermögen einschließlich Rechnungsabgrenzungsposten ist gegenüber dem Vorjahr um 22,0 Mio. EUR (Vorjahr: -114,7 Mio. EUR) beziehungsweise 6,2 Prozent (Vorjahr: -24,4 Prozent) gestiegen. Der Anstieg resultiert trotz gesunkener Forderungen und sonstigen Vermögensgegenstände aus gestiegenen Vorräten und flüssigen Mitteln. Die Forderungen und sonstigen Vermögensgegenstände gingen einerseits aufgrund von niedrigeren Forderungen aus Lieferungen und Leistungen (-32,1 Mio. EUR), verursacht durch geringere Forderungen aus Energiehandelsgeschäften und höheren erhaltenen Anzahlungen, andererseits durch geringere Forderungen gegen verbundene Unternehmen (-14,8 Mio. EUR), bedingt durch geringere Forderungen aus kurzfristigen Gesellschafterdarlehen, zurück. Demgegenüber hat sich das Vorratsvermögen um 48,6 Mio. EUR erhöht. Dies resultierte vorrangig aus einem mengenbedingt deutlich höherem Bestand an Emissionszertifikaten (+40,9 Mio. EUR) und an höheren Gasvorräten (+6,2 Mio. EUR). Die flüssigen Mittel stiegen auch aufgrund von Factoring um 22,5 Mio. EUR an.

Der Anstieg des Umlaufvermögens und der Rückgang des Anlagevermögens führten zu einer Verringerung der langfristigen Vermögensquote auf 77,5 Prozent.

Kennzahlen zur Vermögens- und Kapitalstrukturanalyse	2013	2012	Veränderung
	in Prozent	in Prozent	in Prozent
Langfristige Vermögensquote	77,5	78,7	-1,5
Eigenkapitalquote	25,7	25,5	0,8
Deckungsgrad für langfristiges Vermögen (Eigenkapital/langfristiges Vermögen)	33,2	32,5	2,2

**Passiva.** Das Eigenkapital hat sich durch die teilweise Einstellung des Jahresergebnisses 2013 in die Gewinnrücklagen um 6,0 Mio. EUR erhöht (Vorjahr: +9,0 Mio. EUR). Insgesamt hat sich die Eigenkapitalquote damit weiter auf 25,7 Prozent verbessert. Auch der Deckungsgrad für das langfristige Vermögen konnte durch die Zunahme des Eigenkapitals bei einem gleichzeitigen Rückgang des Anlagevermögens auf 33,2 Prozent gesteigert werden.

Die Verbindlichkeiten sind um insgesamt 21,7 Mio. EUR gegenüber dem Vorjahr gestiegen (Vorjahr: -170,0 Mio. EUR). Dieser Anstieg wird im Wesentlichen durch gestiegene Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen (+11,0 Mio. EUR; Vorjahr: -161,4 Mio. EUR) und ebenfalls gestiegenen Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen (+62,8 Mio. EUR; Vorjahr: -50,3 Mio. EUR), resultierend aus den laufenden Leistungsbeziehungen, verursacht. Diesem Anstieg stehen um 56,0 Mio. EUR verringerte Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten (674,2 Mio. EUR; Vorjahr: 730,2 Mio. EUR) gegenüber. Von den Verbindlichkeiten sind 655,4 Mio. EUR (Vorjahr: 656,2 Mio. EUR) mittel- bis langfristig. Sie bestehen ausschließlich gegenüber Kreditinstituten und dienen der langfristigen Finanzierung der Investitionsprojekte.

Die Rückstellungen sind im Berichtsjahr um 8,2 Mio. EUR zurückgegangen (Vorjahr: -23,2 Mio. EUR). Ursache ist im Wesentlichen der planmäßige Abbau von Rückstellungen im Zusammenhang mit den Altersteilzeitregelungen (8,4 Mio. EUR). Die Rückstellungen sind in Höhe von 83,2 Mio. EUR mittel- bis langfristig (Vorjahr: 109,0 Mio. EUR).

Der Rückgang des passiven Rechnungsabgrenzungsposten resultiert hauptsächlich aus stichtagsbedingten Veränderungen der Abgrenzungen von Erträgen aus Sicherungsbeziehungen.

Insgesamt verfügt enercity über eine solide Vermögens- und Kapitalstruktur. Das langfristig gebundene Vermögen war 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.

#### 4.4 Gesamtaussage zur Lage

Von wesentlichem Einfluss auf die Geschäftsentwicklung 2013 von enercity waren die Strom- und Gaspreisentwicklung an der Börse, die sich deutlich auf die Handelsaktivitäten und die in diesem Zusammenhang erzielten Erlöse ausgewirkt hat. Da die Beschaffung größtenteils langfristig auf Terminmärkten abgesichert wird, können Preisrückgänge im laufenden Geschäftsjahr teilweise nicht ergebniswirksam mitgenommen werden. Ebenfalls negativ wirken sich die unter wirtschaftlichen Aspekten zunehmend rückläufigen Einlastungsmöglichkeiten konventioneller Kraftwerkskapazitäten aus. Unter den aufgezeigten Marktentwicklungen, insbesondere dem zunehmenden Einfluss der erneuerbaren Energieerzeugung, ist der Einsatz der konventionellen Kraftwerkskapazitäten von enercity somit schwieriger geworden und hat im abgelaufenen Geschäftsjahr eine weitere Abwertung der KWM-Beteiligung notwendig gemacht. Teilweise kompensiert werden konnten diese negativen Ergebniswirkungen durch eine stabile Entwicklung des Beteiligungsergebnisses, insbesondere aufgrund des durch die Effizienzsteigerung und Neufestlegung der Netzentgelte geringeren Verlusts der eNG und positiven Entwicklung der übrigen Beteiligungen.

**Erfolgreiche Marktpositionierung.** Auch im abgelaufenen Geschäftsjahr hat enercity im Tarifkundengeschäft unter einem starken Wettbewerbsdruck gestanden. enercity hat sich jedoch nach wie vor mit wettbewerbsfähigen Preisen auf einem guten bundesdurchschnittlichen Niveau im Vergleich zu ausgewählten relevanten Wettbewerbern weiter behaupten können. Insgesamt liegt der kumulierte Versorgerwechsel der Haushalte im Grundversorgungsgebiet für beide Marktsegmente deutlich unter dem Bundesdurchschnitt der bei Strom 32,8 Prozent und bei Gas 25,6 Prozent (beides Stand 30. September 2013) beträgt. Im Geschäftssegment Wasser liegt enercity im bundesweiten Preisvergleich nach wie vor in der günstigen ersten Hälfte vergleichbarer Wettbewerber in 50 deutschen Großstädten.

**Stabile Gesamtentwicklung.** Insgesamt zeigt sich im Geschäftsjahr 2013 unter weiterhin schwierigen Marktbedingungen eine stabile Entwicklung auf Basis der strategischen Planung K2020. Sowohl das erzielte Jahresergebnis (106,6 Mio. EUR; Plan 2013: 111,0 Mio. EUR) als auch die Gewinnabführung an die Anteilseigner (97,1 Mio. EUR; Plan 2013: 101,3 Mio. EUR) liegen unter den Planungen für das Geschäftsjahr 2013, was im Wesentlichen auf die nicht im Plan enthaltene außerplanmäßige Abschreibung auf KWM zurückzuführen ist.

Die Umsatzerlöse in Höhe von 2.450,2 Mio. EUR sind um 7,2 Prozent gesunken (Vorjahr: –3,7 Prozent), bei unterschiedlichen Entwicklungen in den einzelnen Sparten. Der größte Anteil an den Umsätzen entfällt dabei unverändert auf den Strom- und Gasbereich (2.133,5 Mio. EUR). Die vergleichsweise zu den gesunkenen Umsätzen weniger stark gesunkenen Materialaufwendungen (–6,7 Prozent; Vorjahr: –4,6 Prozent) führen insgesamt zu einem gegenüber dem Vorjahr niedrigeren Rohertrag in Höhe von 304,9 Mio. EUR (–11,1 Prozent; Vorjahr: +2,5 Prozent).

**EBIT.** Das enercity-EBIT („Earnings before Interest and Taxes“ = Ergebnis vor Ertragsteuern und Zinsergebnis) ist nur leicht um 0,6 Mio. EUR auf 147,1 Mio. EUR gesunken (Vorjahr: 147,7 Mio. EUR) und liegt damit um 0,4 Prozent niedriger als im Vorjahr. Bei einem deutlich gesunkenen Zinsergebnis (–35,2 Mio. EUR; Vorjahr: –28,0 Mio. EUR) ist das Jahresergebnis vor Gewinnabführung und Ausschüttung auf die Genussscheine ebenfalls gesunken und liegt um 6,8 Prozent unter dem Vorjahreswert.

**ROCE.** Die Ertragslage im Geschäftsjahr 2013 spiegelt sich in einem gegenüber dem Vorjahr leicht gesunkenen ROCE (Return on Capital Employed) von 11,2 Prozent (Vorjahr: 11,4 Prozent) wider, der allerdings leicht über Plan liegt (Plan 2013: 10,7 Prozent). Das durchschnittliche Capital Employed liegt dabei über Vorjahresniveau (1.308,5 Mio. EUR; Vorjahr: 1.299,1 Mio. EUR).

## 5 Nachtragsbericht

**Änderung Beteiligungsquote GHG.** Das Stammkapital der GHG wurde im Dezember 2013 durch Gesellschafterbeschluss zunächst von Deutsche Mark auf Euro umgestellt und anschließend auf 137 TEUR erhöht. Aufgrund der Kapitalerhöhung beträgt die Beteiligung von enercity an der GHG ab dem 1. Januar 2014 51,84 Prozent.

## 6 Bericht über die voraussichtliche Entwicklung mit ihren wesentlichen Chancen und Risiken

### 6.1 Prognosebericht

Die folgenden getroffenen zukunftsgerichteten Aussagen basieren auf gegenwärtigen Annahmen und Einschätzungen der Unternehmensleitung. Das Energiekonzept der neuen Bundesregierung mit seinen möglichen Auswirkungen auf das regulatorische und wirtschaftliche Umfeld der Energieversorgung findet im folgenden Prognosebericht für das kommende Geschäftsjahr keine Berücksichtigung, da sich zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht verlässlich abschätzen lässt, wie beispielsweise die künftige Umsetzung der geplanten EEG-Reform erfolgen soll.

#### 6.1.1 Erwartete Umfeldentwicklung

Das ordnungspolitische, regulatorische und wirtschaftliche Umfeld der Energieversorgung ist zunehmend durch massive Umbrüche gekennzeichnet, was dazu führt, dass die Entwicklung von Energieversorgungsunternehmen durch weiterhin unsichere Rahmenbedingungen geprägt wird. Die sich aus den Umfeldbedingungen ergebenden Chancen und Risiken haben unmittelbar Einfluss auf die unternehmerische Entwicklung von enercity.

**Allgemeine Wirtschaftslage.** Die deutsche Wirtschaft steht zunehmend unter dem Einfluss des etwas kräftiger expandierenden europäischen und weltwirtschaftlichen Umfelds sowie der positiven binnenwirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Im Zuge der wirtschaftlichen Stabilisierung in den europäischen Krisenländern wird auch die Nachfrage aus dem Euroraum im Prognosezeitraum an Kraft gewinnen. Da der Welthandel insgesamt aber nur moderat zulegt, bleibt auch die Zunahme der deutschen Ausfuhren eher verhalten. Die deutsche Bundesregierung erwartet in ihrer Herbstprognose für das Jahr 2014 ein Wirtschaftswachstum von etwa 1,7 Prozent gegenüber dem Vorjahr.

**Erwartete Preisentwicklungen auf den Energiemärkten.** Die Preisprognosen erfolgen auf Basis bisher beobachteter Preisentwicklungen. Aufgrund einer positiven Konjunktorentwicklung in den Industriestaaten hat die Weltbank ihren Ausblick für das globale Wirtschaftswachstum angehoben und geht für 2014 von einem Wachstum von 3,2 Prozent aus. enercity erwartet daher für 2014 ein weiterhin hohes Ölpreisniveau bei einer moderaten Seitwärtsbewegung, das jedoch insgesamt leicht hinter dem Jahresdurchschnitt 2013 liegt. Die Kohleeinsatzpreise werden aufgrund der vorlaufenden Kohlebeschaffung für 2014 planerisch mit dem Jahresdurchschnittswert 2013 hinterlegt. Beim Grenzübergangspreis für

Erdgas wird für 2014 mit einem leichten Anstieg gegenüber 2013 gerechnet. Im Januar 2014 wurden von der EU Maßnahmen, die die Versteigerung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten verschieben (Backloading) und dadurch starken Preisschwankungen beim Handel mit den Verschmutzungsrechten entgegen wirken sollen, beschlossen. Aufgrund der durch das Backloading verursachten Angebotskürzung erwartet enercity für 2014 gegenüber 2013 steigende Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Insgesamt werden sich jedoch einige der prognostizierten Preisentwicklungen aufgrund bereits durchgeführter vorlaufender Beschaffungen nicht vollumfänglich auf das Geschäftsergebnis von enercity auswirken.

**Erwarteter Druck auf die Stromerzeugungsmargen.** Der Ausbau der Erzeugung aus erneuerbaren Energien mit Einspeisevorrang in die Netze wird voraussichtlich weiterhin starken Druck auf die Großhandelsmarktpreise für Strom ausüben, was voraussichtlich zu einem weiteren Verharren der Stromerzeugungsmargen auf niedrigem Niveau führen wird. Hierbei ist insbesondere der schnelle Ausbau von Photovoltaikanlagen mit circa 4.000 MW neu installierter Kapazität in 2013 (nach jeweils über 7.000 MW in den Jahren 2010 bis 2012) eine wesentliche Ursache. Durch diese Entwicklung hat sich die Marktfähigkeit erdgasbefuerter Kraftwerke ohne Wärmekopplung stromseitig deutlich reduziert. Auch für kohlebefeuerte Erzeugungseinheiten resultieren daraus spezifisch deutlich geringere Margen trotz weiterhin angemessener Auslastungen und Erzeugungsvolumina.

**Erwartete Wettbewerbsentwicklung.** Auch für das kommende Geschäftsjahr ist von einem intensiven Wettbewerb im Strom- und Gasbereich auszugehen. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Errichtung weiterer Netzkapazitäten steigt die EEG-Umlage zum 1. Januar 2014 um 0,963 ct je kWh auf 6,240 ct je kWh. Im Rahmen eines Umlageverfahrens werden die Kosten zur Förderung regenerativer Energien auf die Stromkunden umgelegt. Dieser Anstieg wird zusätzlich durch weitere staatliche Mehrbelastungen beispielsweise aus der Erhöhung der Netzentgelte, der Offshore-Haftungsbefreiung und der KWK-Umlage verstärkt. Dies wird sich in weiterhin steigenden Energiekosten für die Endverbraucher niederschlagen. Laut einer Umfrage der Nachrichtenagentur dpa bei Internet-Vergleichsportalen steigen die Preise nach deutlichen Erhöhungen in 2013 von durchschnittlich 12,0 Prozent Anfang 2014 zunächst nur leicht um durchschnittlich gut 3,0 Prozent (Stand: November 2013). Die Umfrage ergab, dass viele Versorger die Strompreise trotz der erneut kräftig erhöhten Ökostrom-Umlage sogar konstant halten. Als Grund werden die niedrigeren Beschaffungskosten an der Strombörse, die viele Versorger zunehmend an die Kunden weitergeben, sowie vielfach stagnierende Netzentgelte genannt. Dennoch ist auch für das Jahr 2014 davon auszugehen, dass Endverbraucher aufgrund ihrer Preissensibilität nach wie vor zunehmend zu einem Versorgerwechsel bereit sind, um Energiekosten zu minimieren.

**Erwartete Auswirkungen des künftigen energiepolitischen Rahmens.** Der mit der deutschen Energiewende geplante Umbau der Energieversorgung zieht nicht nur erhebliche Investitionserfordernissen in Erzeugungs- und Netzkapazitäten nach sich, sondern bringt auch zunehmende Anforderungen zur Wahrung der Systemstabilität mit sich, denen verstärkt mit regulatorischen Eingriffen begegnet werden soll. Während der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung nach Prognosen des BDEW für 2013 im Vergleich zum Vorjahr mit rund 24,0 Prozent leicht rückläufig sein könnte, hat sich die wirtschaftliche Tragfähigkeit konventioneller Stromerzeugungskapazitäten weiter vermindert, sodass mit zunehmenden Stilllegungen nicht mehr wirtschaftlicher vorwiegend älterer Kraftwerke mit schlechten Wirkungsgraden gerechnet werden muss. Die sich hieraus ergebende verminderte Systemstabilität zur Ausregelung von Erzeugungsschwankungen der erneuerbaren Erzeugung und zur Deckung von Bedarfsspitzen, beispielsweise während der Wintermonate, wird Gegenstand weiterer staatlicher Eingriffe in den Markt sein, indem Kraftwerksbetreiber systemrelevanter Kraftwerke weiterhin zur Bereitstellung unrentabler Kraftwerkskapazitäten verpflichtet werden sollen. Die künftige Entwicklung des Ordnungsrahmens für die Stromerzeugung ist von substantieller betriebswirtschaftlicher Bedeutung für Energieversorgungsunternehmen und weiterhin von starken Unsicherheiten geprägt.

### **6.1.2 Erwartete Entwicklung von enercity**

Die folgenden Prognosen sind grundsätzlich Ungewissheiten und dem Risiko unterworfen, dass die tatsächliche Geschäftsentwicklung sowie die Ertrags- und Finanzlage von enercity im folgenden Geschäftsjahr im Ergebnis von den prognostizierten Entwicklungen abweichen können. enercity wird auch im folgenden Geschäftsjahr an dem im Unternehmenskonzept K2020 aufgezeigten strategischen Unternehmensentwicklungsprozess festhalten und diesen durch operative Umsetzungsschritte konkretisieren, um sich erfolgreich gegenüber den Herausforderungen von Wettbewerb, Regulierung und politischen Rahmenbedingungen zu positionieren.

**Erwartete Entwicklung der Ertragslage pro Geschäftsfeld.** enercity wird sich auch künftig an dem Ziel, nachhaltig profitabel auf Basis einer starken Position auf dem Heimatmarkt bundesweit zu den wichtigsten Marktteilnehmern der Querverbundunternehmen zu gehören, orientieren. Der Wettbewerbsdruck im Tariffkundengeschäft wird voraussichtlich weiter unvermindert anhalten. Gleichwohl soll der Marktanteil im Grundversorgungsgebiet mittels einer Haltestrategie auf

überdurchschnittlichem Niveau gehalten werden. Vertriebliche Aktivitäten außerhalb des Grundversorgungsgebietes sollen der Stabilisierung des Gesamtabsatzes und der Gesamtmargen dienen.

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 im kommenden Geschäftsjahr weiterhin nachhaltig zu festigen und auszubauen. Die Wechselbereitschaft der Kunden soll gedämpft und Stromlieferungsverträge mit bundesweit tätigen Kunden neu abgeschlossen oder verlängert werden. Es ist vorgesehen, unter Ausnutzung des Marketing-Mix und Stärkung der Kundenbindung dem Wettbewerb zu begegnen und weiterhin einen überdurchschnittlich hohen Marktanteil zu sichern. Vertriebsseitig wird für das Grundversorgungsgebiet mit einem leichten Absatzrückgang aufgrund von Kundenverlusten gerechnet. Außerhalb des Grundversorgungsgebietes wird eine Absatzausweitung aufgrund von Kundenzugewinnen erwartet, die den Absatzrückgang im Grundversorgungsgebiet kompensiert. Insgesamt werden für das Folgejahr im Vergleich zum abgelaufenen Geschäftsjahr leicht erhöhte Erlöse aus dem Stromabsatz an Endkunden erwartet. Daneben führen gestiegene Beschaffungsaufwendungen für den EEG-Bezug beziehungsweise steigende Netznutzungsentgelte, die margenneutral kundenseitig weitergegeben werden, zu einem Anstieg der Erlöse. Zusätzlich werden ansteigende Umsatzerlöse aus finanziellen Handelsgeschäften erwartet. Insgesamt wird das Marktsegment Strom auch in 2014 weiter durch den Marktdruck im Bereich der konventionellen Stromerzeugung geprägt sein.

Im Geschäftsbereich **Gas** war im abgelaufenen Geschäftsjahr eine zunehmende Wettbewerbsintensität zu verzeichnen. Für das folgende Geschäftsjahr wird insgesamt von einem leichten wettbewerbs- und energieeffizienzbedingten Rückgang des Gasabsatzes ausgegangen, dabei im Wesentlichen im Grundversorgungsgebiet. enercity geht dennoch davon aus, sich hinsichtlich Preis und Produktqualität auch weiterhin im Wettbewerb behaupten und Kundenverluste begrenzen zu können. Auf Basis des geplanten Absatzes werden im Grundversorgungsgebiet gegenüber dem abgelaufenen Geschäftsjahr rückläufige Umsatzerlöse erwartet, außerhalb des Grundversorgungsgebiets wird mit stabilen Umsätzen gerechnet. Zusätzlich werden gegenüber dem vergangenen Geschäftsjahr sinkende Umsatzerlöse aus finanziellen Gas-handelsgeschäften erwartet.

Planerisch wird sich der Rückgang der **Wasserabsatzmengen** voraussichtlich im folgenden Geschäftsjahr weiter fortsetzen. Dem stehen unvermindert anwachsende Fixkostenbestandteile zur Aufrechterhaltung der Versorgungsstruktur gegenüber, was einen entsprechenden Margendruck ausübt. enercity ist weiterhin bestrebt, angemessene Erlöse zu erzielen und dabei seine wettbewerbsfähige Preispositionierung im Vergleich zu anderen Großstädten möglichst zu erhalten.

Aufgrund kundenseitiger **Wärmeschutzmaßnahmen** am Gebäudebestand ist grundsätzlich ein rückläufiger Fernwärmeabsatz im Bestand für das folgende Jahr zu erwarten. Durch die Akquise von Neuanschlüssen entlang der bestehenden Fernwärmetrassen soll dieser Rückgang überkompensiert und damit der derzeitige 28-prozentige Marktanteil von enercity Fernwärme am Wärmemarkt Hannovers weiter ausgebaut werden. Im Fernwärmemarkt wird enercity daher auch im folgenden Geschäftsjahr die Bemühungen zu einem kontrollierten Ausbau und einer Verdichtung des Fernwärmenetzes weiterhin aktiv fortsetzen. Allerdings kann es aufgrund des derzeitigen Entwurfs zur Fernwärmekonzession, die erstmalig ab dem vierten Quartal 2014 eine zu entrichtende Konzessionsabgabe vorsieht, die in den Markt überwälzt wird, zu einer Beeinträchtigung hinsichtlich der geplanten Akquise von Neuanschlüssen beziehungsweise den Absatz im Bestand kommen.

Umsatzerlöse nach Geschäftsbereichen	Wirtschafts-	Ist 2013	Erwartete
	plan 2014		Entwicklungstendenz
	in Mio. EUR	in Mio. EUR	
Strom	1.590	1.368	moderater Anstieg
Gas	733	766	geringfügiger Rückgang
Wasser	78	79	relativ konstant
Wärme	90	87	relativ konstant
Dienstleistungen	123	150	geringfügiger Rückgang
<b>Gesamt</b>	<b>2.614</b>	<b>2.450</b>	<b>moderater Anstieg</b>

**Geplante Investitionen.** Für das kommende Geschäftsjahr sind Sach- und Finanzanlageinvestitionen von preisgesteigert insgesamt etwa 94,6 Mio. EUR geplant. Die Sachinvestitionen liegen mit 50,1 Mio. EUR leicht über den geplanten Abschreibungen und verteilen sich wie folgt auf die einzelnen Geschäftsfelder:

<b>Investitionen nach Geschäftsfeldern</b>	<b>Wirtschaftsplan 2014</b> in Mio. EUR	<b>Ist 2013</b> in Mio. EUR	<b>Erwartete Entwicklungstendenz</b>
Strom	15,6	17,7	leichter Rückgang
Gas	8,9	6,0	leichter Anstieg
Wasser	8,9	9,4	relativ konstant
Wärme	4,0	4,9	relativ konstant
Unterstützende Prozesse/Services	12,7	10,5	leichter Anstieg
<b>Gesamt</b>	<b>50,1</b>	<b>48,5</b>	<b>leichter Anstieg</b>

Im Geschäftsfeld Strom ist ein Großteil des geplanten Investitionsvolumens für den Bereich der Verteilungsnetze vorgesehen, wobei Erneuerungen aufgrund eines langsam ansteigenden Störungsaufkommens insbesondere in den Niederspannungsnetzen erfolgen sollen. Die Investitionen im Gasbereich entfallen insbesondere auf die Wertschöpfungsstufe Verteilung, wobei weiterhin vorrangig Graugussleitungen planmäßig erneuert beziehungsweise stillgelegt werden sollen. Für intelligente Zähler werden keine Investitionen geplant, weil eine entsprechende Technologie weiterhin nicht zur Verfügung steht. Im Bereich Wasser sind im Wesentlichen Erneuerungsmaßnahmen im Wassernetz vorgesehen und im Bereich Wärme größtenteils Neuanschlüsse entlang der Fernwärmetrassen. Investitionen für die unterstützenden Prozesse und gemeinsamen Anlagen betreffen vorrangig den Bereich der Informationsverarbeitung, dabei insbesondere Projekte mit den Schwerpunkten Erfüllung gesetzlicher Vorgaben, Sicherstellung des laufenden Betriebes, Anpassung an Marktveränderungen sowie Effizienzsteigerung.

Für 2014 sind zudem Investitionen mit einem Volumen von etwa 44,5 Mio. EUR für Finanzanlagen hauptsächlich zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und Effizienztechnologien sowie der Erdgasspeicherung vorgesehen.

**Geplante Finanzierung.** Die Investitionen und weiteren Aktivitäten sollen hauptsächlich innenfinanziert werden. Die Innenfinanzierung soll insbesondere über betriebsgewöhnliche Abschreibungen auf Sachanlagen und darüber hinaus über Rücklagenbildung erfolgen. Die Außenfinanzierung wird im Wesentlichen durch Nettokreditaufnahmen in Höhe von insgesamt etwa 29,9 Mio. EUR getragen. Der planerische Darlehensbestand 2014 (31. Dezember 2014: 715,4 Mio. EUR) wird sich damit nicht wesentlich verändern.

**Umwelt und Innovation.** Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird im folgenden Geschäftsjahr weiter planmäßig vorangetrieben. 2014 sollen bereits rund drei Viertel der enercity-Tarifkunden bilanziell mit regenerativ erzeugtem Strom aus dem Unternehmen zuzurechnenden Anlagen versorgt werden. enercity plant für das folgende Geschäftsjahr Investitionen zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung und Effizienztechnologien in Höhe von etwa 15,0 Mio. EUR.

**Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter.** enercity wird weiterhin an dem Vertrag zur Zukunfts- und Beschäftigungssicherung II festhalten. Eine adäquate Personalentwicklung und eine zunehmend über eine duale Ausbildung zielorientierte Qualifizierung bleiben auch künftig ebenso unerlässlich, wie die weitere Förderung von Veränderungsbereitschaft und -fähigkeit der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. Auch die Umsetzung von Konzepten zur Begegnung der Anforderungen aus einem steigenden Durchschnittsalter der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter gewinnen künftig an Bedeutung und werden zu neuen Ansätzen in der Personalentwicklung führen.

**Erwartete Entwicklung der Ergebnisse aus Beteiligungen.** Auf Grundlage aktueller Planungen der Beteiligungsgesellschaften sowie der jeweils vereinbarten Ziele werden für das kommende Geschäftsjahr Erträge aus Beteiligungen von rund 56,7 Mio. EUR, aufgrund von Gewinnabführungsverträgen erhaltene Gewinne von rund 8,3 Mio. EUR sowie Aufwendungen aus Verlustübernahmen von rund 8,8 Mio. EUR geplant. Die Erträge aus Beteiligungen resultieren dabei zu rund 83 Prozent aus der geplanten Dividende der Thüga. Den Aufwendungen aus Verlustübernahmen liegt im Wesentlichen ein geplanter Verlust der eNG von circa 8,2 Mio. EUR zugrunde. Die Verluste der eNG resultieren aus nicht von der BNetzA anerkannten Kosten im Bereich kalkulatorischer Kosten und sonstiger Kostenkürzungen. Der für das Geschäftsjahr 2014 gegenüber vorangegangenen Geschäftsjahren geplante geringere Verlust der eNG beruht auf ein-



maligen Sondereffekten wie beispielsweise positiven BGH-Rechtsprechungen. Eine wirksame Steuerung des Beteiligungsportfolios wird auch im kommenden Geschäftsjahr weiterhin von Bedeutung sein.

**Gesamtbeurteilung.** Insgesamt wird damit gerechnet, dass der verschärfte Wettbewerb bei Strom und Gas sowie die zunehmend schwierigen Bedingungen bei der Regulierung negative Auswirkungen auf die künftigen Unternehmensergebnisse im traditionellen Kerngeschäft haben werden. Wachstumsinvestitionen sollen diese Ergebnisbelastungen mittelfristig kompensieren. Für das Geschäftsjahr 2014 werden ein gegenüber dem vorangegangenen Geschäftsjahr gesunkenes Jahresergebnis in Höhe von etwa 98,0 Mio. EUR und ein niedrigerer ROCE in Höhe von 10,0 Prozent erwartet. Das planerische EBIT liegt für 2014 bei 129,1 Mio. EUR und damit auch unter dem Niveau des vorangegangenen Geschäftsjahres. Diese Ergebnisprognose ist stärker als in der Vergangenheit mit Markt- und Regulierungsrisiken behaftet als in vergangenen Geschäftsjahren. Die Anforderungen an die Planerfüllung steigen insofern zunehmend und werden tendenziell unsicherer. Herausfordernd wird für das folgende Geschäftsjahr der wirtschaftliche Betrieb der Kraftwerke und die vertriebsseitige Stabilisierung der Margen bleiben, wobei die Beschaffungsaufwendungen und die Aufwendungen zur Erfüllung der nicht wertschöpfenden Regulierungsanforderungen weiter ansteigen werden. Die Gewinnabführung wird voraussichtlich bei etwa 84,0 Mio. EUR und damit deutlich unter Vorjahresniveau liegen. Zur Kapitalerhaltung und Stützung der finanziellen Stabilität sollen aus dem Jahresergebnis planerisch 11,0 Mio. EUR den Gewinnrücklagen zugeführt werden.

## 6.2 Risikobericht

### 6.2.1 Risikomanagementsystem

**Übersicht zum Risikomanagementsystem.** Ein leistungsfähiges und dynamisches Risikomanagement ist für eine erfolgreiche Unternehmensführung von besonderer Bedeutung. Die Zielumsetzung, mit dem Anspruch einer kontinuierlichen Überprüfung und Anpassung der strategischen Ausrichtung, ist 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 Aktivitäten im Umgang mit Risiken in sich vereint und auch Risiken aus dem Konzernverbund in die Betrachtung einschließt. Das Risikomanagementsystem von enercity ist grundsätzlich an das COSO-Modell (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) im Sinne eines IKS (Internes Kontrollsystems) angelehnt.

**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 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.

**Aufbauorganisation und Verantwortungsbereiche.** 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. 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.

**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 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 auf eine Begrenzung des Schadenspotenzials ab.

**Risikoüberwachung.** Gegenstand der Risikoüberwachung 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 3,0 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 Erzeugungs- beziehungsweise Speicherkapazitäten oder IT-Systeme. Für jeden Frühwarnindikator werden konkrete Warn- beziehungsweise 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 Gesamtrisikoversicht 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 2013 liegen die Prüfungsschwerpunkte der internen Revision bei der Beteiligung Danpower und der Zuordnung von A- und B-Risiken.

**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 turnusgemäß und 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.

## 6.2.2 Risiken

**Gesamtbild der Risikolage.** Die Risikoinventur für das Geschäftsjahr 2014 zeigt einen geringen Anstieg der Risikolage für enercity auf. Langfristig ableitbare Risikopotenziale wurden verifiziert und bewertet in die Risikoinventur eingebracht. Die Risikobewertung erfolgte dabei insbesondere im Hinblick auf die Ergebnisbeiträge von Beteiligungen, die finanzielle Stabilität und Margenentwicklung in den Bereichen Strom und Gas sowie Regulierungsrisiken. Die erwartete unternehmensseitige Nettoschadenshöhe über alle identifizierten Risikopositionen für 2014 ist im Vergleich zum Vorjahr um etwa 13 Prozent gestiegen. Der Anstieg resultiert insbesondere aus den Risikokategorien Finanzwirtschaftliche Risiken sowie Absatz und Vertrieb und Stromerzeugung. Insgesamt entsprechen alle Risiken unter Zugrundelegung der korrespondierenden Eintrittswahrscheinlichkeiten einem Verlustpotenzial von etwa 7 Prozent des bilanziellen Eigenkapitals.

**Wesentliche Risiken.** Das Risikoportfolio 2014 umfasst insgesamt 92 Einzelrisiken, darunter 10 wesentliche Risiken – sogenannte A-Risiken – und 82 B-Risiken (Vorjahr: 7 A-Risiken, 88 B-Risiken). Die A-Risiken stehen insbesondere im Zusammenhang mit der Wirksamkeit von Preisanpassungsklauseln EuGH-/BGH-Urteil sowie einer überplanmäßigen Beteiligungsabwertung zur Beteiligung am KWM, Veränderung der Finanzmarktrichtlinie (MiFID II) und der damit einhergehenden Eigenkapitaldeckung, der Insolvenz von Handelspartnern, Großschäden und längeren Nichtverfügbarkeiten von Produktionsanlagen, einem Ausfall von Versorgungsleitungen und Nichteinhaltung der Covenants in Kreditverträgen mit einem Zinsaufschlagsrisiko. Für die Mehrheit dieser A-Risiken bestehen Eintrittswahrscheinlichkeiten von 5,0 Prozent und kleiner. Ein Risikoausgleich erfolgt unter anderem durch Preisrevisionsverfahren, vorbeugende Preisabsicherungen, Instandhaltungs-, Überwachungs-, Versicherungs- und Störfallkonzepte, den Bau dezentraler Einspeiser und Ersatzteilverhalten. Im Energiehandel ist ein operativ geprägtes Risikocontrolling eingerichtet. Zur Risikokompensation erfolgen fortlaufende Handelsüberwachungen.

Die Nettoschadenshöhe der A-Risiken ist im Vergleich zum Vorjahr um insgesamt 41,0 Mio. EUR auf etwa 111,0 Mio. EUR gestiegen. Unter Berücksichtigung der Eintrittswahrscheinlichkeiten sind aus diesen Risiken potenzielle Belastungen in Höhe von 14,0 Mio. EUR möglich. Für diese Risiken ist ein Frühwarnsystem mit Indikatoren, Schwellenwerten und Überwachungsträgern definiert.

Bei den 82 B-Risiken liegt das mögliche Schadenspotenzial bei rund 140 Mio. EUR.

Für die in den unternehmensinternen Risikokategorien erfassten Risikopositionen können die erwarteten Eintrittswahrscheinlichkeiten und Nettoschadenshöhen wie folgt zusammengefasst werden:

<b>Risikokategorie</b>	<b>Eintrittswahrscheinlichkeit</b>	<b>Nettoschadenshöhe</b>
Produktion/Beschaffung/Handel	gering	mittel/hoch
Absatz und Vertrieb	mittel	mittel
Finanzwirtschaftliche Risiken	mittel	mittel/hoch
Regulatorische Risiken	gering	gering
Organisation/Personal/IT	mittel	mittel
Sonstige externe Risiken	gering	mittel
Sonstige interne Risiken	gering	mittel

**Produktion, Beschaffung und Handel.** Diese Risikokategorie stellt einen Anteil von etwa 23 Prozent der möglichen gesamten Nettoschadenshöhe dar und beinhaltet grundsätzlich sämtliche Verlustgefahren, die während der Bereitstellung der Produktionsfaktoren bis zu deren Einsatz entstehen können. Im Produktionsbereich bestehen allgemein Betriebsrisiken in Bezug auf Anlagen zur Erzeugung, Förderung, Speicherung und Verteilung, die sich aus Betriebsunterbrechungen aufgrund von Ausfällen oder Betriebsstörungen ergeben und die Ertragslage belasten können. Die Risiken sind mit niedrigen Eintrittswahrscheinlichkeiten eingestuft. Eine Risikosteuerung erfolgt durch langfristige Instandhaltungskonzepte, den Einsatz qualifizierten Personals und die Eindeckung von Versicherungsleistungen. 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 die Absicherung des Währungsrisikos gesteuert. Für die Beschaffung von Kraftwerksgas besteht ein Gasbezugsvertrag mit einer Preisgleitklausel. Durch Einführung der CO<sub>2</sub>-Vollauktionierung in der dritten Handelsperiode entstehen deutlich höhere Stromerzeugungskosten. In Abhängigkeit von einer lediglich anteiligen Weitergabe dieser Kosten an den Markt entstehen Ergebnisrisiken. Das Management von Preisrisiken ist in die Prozesse der Kraftwerkssteuerung integriert.

Das Handelsrisiko umfasst unerwartete Preis- oder Mengenänderungen im Bereich des Energiehandels, die eine negative Ergebniswirkung nach sich ziehen können. Zudem besteht die Gefahr des Ausfalls von Handelspartnern beziehungsweise von Forderungen gegenüber Handelspartnern. Beim 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 beeinflusst werden.

**Absatz und Vertrieb.** Die Risikokategorie Absatz und Vertrieb beinhaltet Risiken, die sich auf die Veräußerung von Produkten und Dienstleistungen beziehen. Dies beinhaltet unter anderem Erfüllungs-, Verkaufs-, Lager-, Abnahme-, Zahlungs- sowie Produkthaftungs- und Wettbewerbsrisiken. Durch die zunehmende Wettbewerbsintensität besteht das Risiko von Absatz- und Marktanteilsverlusten mit einhergehenden Deckungsbeitragseinbußen. 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 Grundversorgungsgebietes im Rahmen der enercity-Wachstumsstrategie sollen auch in Zukunft Kunden erfolgreich akquiriert 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 Gasspeicherkapazitäten 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 Absatzzrückgänge 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 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. Formal besteht abgeleitet aus den erlassenen EuGH-/BGH-Gerichtsurteilen ein mögliches Risiko zur Nichtigkeit von Verträgen und letzten Preismaßnahmen. Durch entsprechende Vertragsvereinbarungen ist die Eintrittswahrscheinlichkeit reduziert aufgenommen.

**Finanzwirtschaftliche Risiken.** Die Risikokategorie Finanzwirtschaftliche Risiken macht den höchsten Anteil von rund 31 Prozent der möglichen Nettoschadenshöhe über alle Risikopositionen aus. 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 Zinsswapoptionsgeschäfte 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 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. enercity ist grundsätzlich bestrebt, diesen Preisrisiken durch ausreichende Nachweisführungen und eine angemessene Preisausgestaltung entgegenzuwirken. Es bestehen Ergebnisrisiken im Zusammenhang mit der Anreizregulierung der Netze. Trotz der Festlegung von Erlösobergrenzen bestehen Erfordernisse, die genehmigten Ansätze zu verteidigen.

**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. So wurde zur Risikovermeidung im Rahmen des elektronischen Zahlungsverkehrs frühzeitig die Umsetzung der Anforderungen für SEPA (Single Euro Payments Area) initiiert und im Berichtsjahr erfolgreich umgesetzt.

**Sonstige externe und interne Risiken.** Der Kategorie der sonstigen externen Risiken sind Risiken aus veränderten externen Rahmenbedingungen, wie beispielsweise Umwelteinflüssen, Veränderungen der gesamtwirtschaftlichen Lage und des Marktumfelds, Naturkatastrophen oder terroristischen Anschlägen zuzuordnen. Beispiele für sonstige interne Risiken sind Sicherheitsrisiken und Risiken aufgrund menschlichen Versagens.

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

**Contracting.** Im Wachstumsmarkt Contracting sind die drei Beteiligungsgesellschaften Danpower, eCG und EPL des enercity-Konzernverbands aktiv. Die Investitionsprojekte sind jeweils weitestgehend durch langfristige Wärmelieferverträge und die gesetzlichen Vergütungsregelungen des EEG und KWKG gesichert. Risiken aus Betriebsunterbrechungen werden mit ordnungsgemäßer Wartung durch hochqualifiziertes Personal und mit Wartungsverträgen minimiert. Die Versorgung von EEG-Anlagen mit Einsatz- und Brennstoffen ist größtenteils durch langfristige Lieferverträge sichergestellt. Zukünftige Änderungen des EEG sowie KWKG und andere gesetzliche Regelungen zu Energiesteuern und

-einsparungen können für zukünftige Erzeugungsprojekte 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.

**Gesamtbeurteilung der Risikolage durch die Unternehmensleitung.** Gegenwärtig wurden keine Risiken identifiziert, die in Anbetracht ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit und ihrer Auswirkungen weder einzeln noch in ihrer Gesamtheit den Fortbestand des Unternehmens gefährden. Die Unternehmensleitung geht davon aus, dass die Ertragskraft des Unternehmens eine solide Basis für die künftige Geschäftsentwicklung bildet. Wir sind überzeugt, dass wir den sich aus den dargestellten Risiken ergebenden Herausforderungen weiterhin erfolgreich begegnen können.

## 6.3 Chancenbericht

### 6.3.1 Chancenmanagementsystem

**Übersicht zum Chancenmanagementsystem.** Wesentliche Chancen sind durch Sachverhalte gekennzeichnet, die eine signifikante positive Auswirkung auf die Vermögens-, Finanz- oder Ertragslage der Gesellschaften beziehungsweise Segmente haben können. Hinsichtlich der Rahmenbedingungen ergeben sich Chancen bei der regulatorischen Entwicklung. Außerdem kann sich die Entwicklung des Markts positiv auf enercity auswirken. Einflussfaktoren sind unter anderem die Preisentwicklung auf den Großhandelsmärkten und im Einzelhandel sowie die steigende Wechselbereitschaft der Kunden.

Damit die Chancen- und Risikoarbeit gelingt, muss sie ausgewogen behandelt werden. Das Management von Chancen und Risiken ist der Kern des planvollen unternehmerischen Handelns. Die strategische Umfeldanalyse mit dem Ergebnis einer Chancen- und Ergebnispotenzialübersicht zu den Wertschöpfungsbereichen findet rollierend bei enercity statt. Dabei werden Chancen für die gesamte Wertschöpfungsstufe des Unternehmens in einem dynamischen Prozess erarbeitet. Ziel ist es, diese frühzeitig zu erkennen, zu überwachen und entsprechend dem angestrebten Chancenprofil zu steuern.

### 6.3.2 Wesentliche Chancen

**Produktion.** Im Rahmen der operativen Geschäftstätigkeit ergeben sich für enercity Chancen in Verbindung mit einer positiven Entwicklung der Währungskurse und Marktpreise für die Commodities Strom, Gas, Kohle, Öl und CO<sub>2</sub>. Durch ungewöhnlich kalte Wetterperioden – sehr niedrige Durchschnittstemperaturen beziehungsweise Temperaturspitzen – in den Herbst- und Wintermonaten können sich für enercity im Absatzbereich für Strom und Gas aufgrund einer höheren Nachfrage Chancen ergeben.

Die flexible Steuerung der Stromerzeugung und der Möglichkeit einer Einsteuerung in höhere Preissegmente bietet eine Form der Ergebnisverbesserung. Geänderte Bedingungen bei der flexiblen Vermarktung von EEG-Anlagen und Regelernergie insbesondere bei der Managementprämie und den Erlösen für die Direktvermarktung wirken sich das Gesamtsystem aus. Diese gilt auch für den Regelergiemarkt. Wesentliche Ergebnischancen bestehen bei Ausnutzung der Beschaffungsoptimierungsmöglichkeiten der Kraftwerke mit Vermarktung der freien Kraftwerkskapazitäten auf höherer Preisbasis.

**Beschaffung und Handel.** Im Vordergrund stehen die Ausnutzung der Volatilitäten am Gasbeschaffungsmarkt im Sinne einer Beschaffungsoptimierung und verbesserten Bedingungen bei den Preisrevisionen der Langfristverträge. Bei der Beschaffung können Kostenvorteile durch Teilnahme an der Innovationsplattform der Thüga generiert werden.

**Absatz und Vertrieb.** Der Vertrieb könnte durch die Erhöhung der Marktanteile im Grundversorgungsgebiet Hannover, beim Strom und Gas, durch Kundenrückgewinnung Ergebnispotenziale schaffen. Dieses könnte durch eine ansprechende Kundenzufriedenheit und Preismodelle erreicht werden. Ein Ausbau der Marktanteile außerhalb des Grundversorgungsgebietes, im Strom und Gas, durch Neugewinnung von Kunden durch einen zielgerichteten Marketing-Mix stellt neben Absatz- und Ergebnisaspekte dar. Der Vertriebs Erfolg in Gas und Fernwärme bietet durch einen witterungsbedingten erhöhten Absatz eine Ergebnischance.

**Contracting.** Zukünftige Änderungen des EEG sowie KWK-G und andere gesetzliche Regelungen zu Energiesteuern und -einsparungen können für zukünftige Erzeugungsprojekte Chancen aufgrund veränderter Vergütungsregelungen bedeuten.

**Beteiligungen.** Ein Chancenpotenzial liegt im strategisch bedeutenden Erwerb der Thüga-Anteile. So können beispielsweise im Bereich der Energiebeschaffung und des Materialeinkaufs durch gebündelte Beschaffungsvorgänge deutliche Skaleneffekte erzielt werden.

## **7 Bericht zum rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystem**

### **7.1 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.

#### **7.1.1 Kontrollumfeld**

Der enercity-Jahresabschluss ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB) und des Aktiengesetzes (AktG) aufgestellt. Die Erstellung des Einzelabschlusses 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.

#### **7.1.2 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 be-

reitgestellt 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.

### **7.1.3 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 Benutzerbegriffungskonzept soll ein unberechtigter Zugriff auf Daten und Systeme beziehungsweise Systemeinstellungen-, 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.

### **7.1.4 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.

### **7.1.5 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.



## **7.2 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 Stabsstelle des Vorstands eingerichtet. Sie beachtet die Berufsethik sowie Revisionsstandards des Deutschen Instituts für interne Revision e. V. (DIIR).

Struktur, Prozesse und Tätigkeiten der internen Revision sind im Jahr 2013 gemäß des DIIR-Standards und des DIIR-Leitfadens zur Durchführung eines Quality Assessments von einem qualifizierten und unabhängigen externen Prüfer 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.

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 70 prüfbaren Aktivitäten, die sich wiederum aus Prozessen, Organisationseinheiten, Fachfunktionen und Projekten zusammensetzen. Die im internen Revisionssystem 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. In diesem Zusammenhang wurden 2012 Prüffelder für diverse Beteiligungen geschaffen. 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 revisionspezifischem Wissen und über die zu prüfenden Bereiche wird sichergestellt, dass die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der Revisionsabteilung über die entsprechende Qualifikation zur ordnungsgemäßen Durchführung der Revisionstätigkeit verfügen.

Für das Geschäftsjahr 2013 haben die Schwerpunkte der internen Revision im Rahmen der Prüfung des rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystems unter anderem in den Prüfbereichen Buchhaltung SAP Classic, Finanzhandel, Energiehandel, Liquiditätsmanagement, Urlaubsrückstellungen, IT-Prüfungen in SAP Classic und SAP HCM sowie in der Projektbegleitung SEPA (Single Euro Payments Area) gelegen. Die Umsetzungsquote hinsichtlich der vereinbarten Maßnahmen hat im Berichtsjahr, wie bereits im Vorjahr, über 90,0 Prozent betragen. Noch offene Maßnahmen sollen in den Folgejahren umgesetzt werden. Für das folgende Geschäftsjahr 2014 sind unter anderem Prüfungen in den Bereichen Buchhaltung, Energie- und Finanzhandel, Kundenabrechnung, Marketing, IT-Systeme SAP Classic und SAP HCM sowie SAP IS-U, IT-Netzsicherheit und Abwicklung von Bauleistungen 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.

Hannover, den 18. Februar 2014

# Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft, Hannover

## Bilanz zum 31. Dezember 2013

<b>Aktiva</b> in TEUR	31.12.2013	31.12.2013	31.12.2012
<b>A. Anlagevermögen</b>			
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>			
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte		9.315	8.508
<b>II. Sachanlagen</b>			
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich Bauten auf fremden Grundstücken	40.346		34.999
2. Erzeugungs-, Gewinnungs- und Bezugsanlagen	11.655		9.756
3. Verteilungsanlagen	274.006		277.761
4. Technische Anlagen und Maschinen	40.762		43.167
5. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	9.558		8.385
6. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	37.419		43.495
		413.746	417.563
<b>III. Finanzanlagen</b>			
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	198.643		218.979
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	151.377		142.184
3. Beteiligungen	502.007		503.431
4. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	14.890		11.740
5. Wertpapiere des Anlagevermögens	8.391		6.088
6. Sonstige Ausleihungen	1.427		1.824
		876.735	884.246
		<b>1.299.796</b>	<b>1.310.317</b>
<b>B. Umlaufvermögen</b>			
<b>I. Vorräte</b>			
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	52.312		9.652
2. Unfertige Leistungen	1.165		1.485
3. Waren	24.563		18.353
		78.040	29.490
<b>II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände</b>			
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen abzüglich erhaltene Anzahlungen	378.297		391.657
	-232.149		-213.398
	146.148		178.259
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	52.430		67.210
3. Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	9.864		10.771
4. Sonstige Vermögensgegenstände	30.914		33.044
		239.356	289.284
<b>III. Wertpapiere</b>			
1. Eigene Genussscheine	3.587		3.587
2. Sonstige Wertpapiere	126		284
		3.713	3.871
<b>IV. Kassenbestand, Bundesbankguthaben Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks</b>		51.994	29.499
		<b>373.103</b>	<b>352.144</b>
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>		<b>4.413</b>	<b>3.369</b>
		<b>1.677.312</b>	<b>1.665.830</b>

<b>Passiva</b> in TEUR	31.12.2013	31.12.2013	31.12.2012
<b>A. Eigenkapital</b>			
<b>I. Gezeichnetes Kapital</b>	86.000		86.000
<b>II. Kapitalrücklage</b>	78.535		78.535
<b>III. Gewinnrücklagen</b>			
Andere Gewinnrücklagen	261.579		255.579
<b>IV. Genussscheinkapital</b>	5.113		5.113
		<b>431.227</b>	<b>425.227</b>
<b>B. Sonderposten für Investitionszuschüsse</b>		<b>9.199</b>	<b>10.227</b>
<b>C. Empfangene Baukostenzuschüsse</b>		<b>80.295</b>	<b>81.018</b>
<b>D. Rückstellungen</b>			
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	17.353		16.775
2. Steuerrückstellungen	0		66
3. Sonstige Rückstellungen	183.869		192.547
		<b>201.222</b>	<b>209.388</b>
<b>E. Verbindlichkeiten</b>			
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	674.248		730.164
2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	84.818		73.771
3. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	91.359		28.573
4. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	11.753		11.468
5. Sonstige Verbindlichkeiten	91.223		87.631
davon aus Steuern: EUR 21.212 (Vj.: TEUR 16.311)			
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit: EUR 5 (Vj.: TEUR 5)			
		<b>953.401</b>	<b>931.607</b>
<b>F. Rechnungsabgrenzungsposten</b>		<b>1.968</b>	<b>8.363</b>
		<b>1.677.312</b>	<b>1.665.830</b>

# Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft, Hannover

## Gewinn- und Verlustrechnung

### vom 1. Januar bis 31. Dezember 2013

in TEUR				2013	2012
1. Umsatzerlöse (brutto)				2.573.658	2.769.717
abzüglich Energiesteuer				-123.442	-128.462
				2.450.216	2.641.255
2. Minderung/Erhöhung des Bestandes an unfertigen Leistungen				-321	-482
3. Andere aktivierte Eigenleistungen				4.891	5.324
4. Sonstige betriebliche Erträge				159.061	162.721
				2.613.847	2.808.818
5. Materialaufwand					
a) Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren				1.874.050	2.051.075
b) Aufwendungen für bezogene Leistungen				271.272	247.376
				2.145.322	2.298.451
6. Personalaufwand					
a) Löhne und Gehälter				158.906	156.487
b) Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung				40.841	39.875
				199.747	196.362
7. Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen				49.107	48.597
8. Sonstige betriebliche Aufwendungen					
a) Konzessionsabgabe				40.748	41.167
b) Andere				73.094	83.420
				113.842	124.587
				2.508.018	2.667.996
9. Betriebsergebnis				105.829	140.822
10. Erträge aus Beteiligungen					
davon aus verbundenen Unternehmen:	in TEUR	4.961	(Vj. 4.998)	55.673	53.297
11. Auf Grund von Gewinnabführungsverträgen erhaltene Gewinne nach Abzug von Dividenden an außenstehende Gesellschafter	in TEUR	199	(Vj. 199)	11.359	10.222
12. Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens					
davon aus verbundenen Unternehmen:	in TEUR	2.881	(Vj. 3.669)	8.242	13.664
13. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge					
davon aus verbundenen Unternehmen:	in TEUR	634	(Vj. 983)	2.713	6.014
14. Abschreibungen auf Finanzanlagen				22.160	34.121
15. Aufwendungen aus Verlustübernahme				11.814	36.116
16. Zinsen und ähnliche Aufwendungen					
davon an verbundene Unternehmen:	in TEUR	5	(Vj. 80)	37.943	34.038
				6.070	-21.078
17. Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit				111.899	119.744
18. Steuern vom Einkommen und vom Ertrag				3.612	3.737
19. Sonstige Steuern				1.671	1.613
20. Aufgrund eines Gewinnabführungsvertrags abgeführter Gewinn				97.119	101.728
21. Jahresüberschuss vor Ausschüttung auf das Genussscheinkapital				9.497	12.666
22. Ausschüttung auf Genussscheinkapital				3.497	3.666
23. Jahresüberschuss				6.000	9.000
24. Einstellung in andere Gewinnrücklagen				6.000	9.000
25. Bilanzgewinn				0	0



# Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft, Hannover

## Anhang für das Geschäftsjahr 2013

### 1 Allgemeine Angaben

Der Jahresabschluss der Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft (Stadtwerke Hannover AG) zum 31. Dezember 2013 ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB), den ergänzenden Vorschriften des Aktiengesetzes sowie des Energiewirtschaftsgesetzes und des Wertpapierhandelsgesetzes aufgestellt worden.

Die Gewinn- und Verlustrechnung ist nach dem Gesamtkostenverfahren aufgestellt.

Der Ausweis in der Bilanz und der Gewinn- und Verlustrechnung folgt den handelsrechtlichen Gliederungsvorschriften. Gemäß § 265 Abs. 5 HGB wurde eine weitere Untergliederung von Posten vorgenommen, indem branchenspezifische und sonstige Posten im Sinne einer erhöhten Klarheit und Übersichtlichkeit hinzugefügt wurden. Für empfangene Investitions- und Baukostenzuschüsse erfolgt ein passivischer Ausweis in gesonderten Posten.

### 2 Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

**Immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens** werden bei erstmaligem Ansatz zu ihren Anschaffungskosten bilanziert und entsprechend ihrer voraussichtlichen Nutzungsdauer linear abgeschrieben. Die zugrunde gelegten Nutzungsdauern sind dabei branchenüblich. Bei einer voraussichtlich dauernden Wertminderung werden außerplanmäßige Abschreibungen auf den niedrigeren beizulegenden Wert vorgenommen.

Bei den immateriellen Vermögensgegenständen handelt es sich ausschließlich um erworbene immaterielle Vermögensgegenstände.

Die **Sachanlagen** werden zu um planmäßige und außerplanmäßige Abschreibungen fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten bilanziert. Die Herstellungskosten für eigene Leistungen umfassen neben den direkt zurechenbaren Einzelkosten auch angemessene Anteile der notwendigen Gemeinkosten. Von dem Wahlrecht einer Aktivierung direkt der Herstellung eines Vermögensgegenstandes zurechenbarer Fremdkapitalkosten wird kein Gebrauch gemacht.

Die planmäßigen Abschreibungen für unbewegliches Sachanlagevermögen erfolgen basierend auf den betriebswirtschaftlichen Nutzungsdauern degressiv und für das Zugangsjahr pro rata temporis. Sobald der lineare Abschreibungssatz den degressiven übersteigt, wird von der degressiven zur linearen Abschreibungsmethode gewechselt. Bewegliches Sachanlagevermögen wird linear abgeschrieben. Zugänge bei Verteilungsanlagen werden nach der in der Branche üblichen sogenannten Sammelpostenmethode bewertet. Die zugrunde gelegten betriebswirtschaftlichen Nutzungsdauern entsprechen branchenüblichen Sätzen.

Geringwertige Wirtschaftsgüter des Anlagevermögens mit einem Anschaffungswert unter 410 Euro werden im Zugangsjahr in voller Höhe aufwandswirksam erfasst. Geringwertige Wirtschaftsgüter, die in den Geschäftsjahren 2008 bis 2010 angeschafft worden sind und deren Anschaffungskosten zwischen 150 Euro und 1.000 Euro betragen haben, wurden nach der steuerlichen Sammelpostenmethode bewertet. Hierfür wurden die geringwertigen Wirtschaftsgüter in einem Sammelposten zusammengefasst und ab dem Jahr der Anschaffung oder Herstellung gleichmäßig zu 20 Prozent abgeschrieben. Sie wird bis zur vollständigen Abschreibung für die betreffenden Vermögensgegenstände fortgeführt.

Unter den **Finanzanlagen** werden Anteile an verbundenen Unternehmen, Beteiligungen und Wertpapiere zu Anschaffungskosten oder zum niedrigeren beizulegenden Wert am Abschlussstichtag angesetzt. Außerplanmäßige Abschreibungen werden unabhängig davon vorgenommen, ob es sich voraussichtlich um eine dauernde oder vorübergehende Wertminderung handelt. Ausleihungen sind zu Nenn- beziehungsweise Barwerten bilanziert. Verzinsliche Ausleihungen und niedrig verzinsliche Darlehen an Betriebsangehörige, die innerhalb der sonstigen Ausleihungen erfasst werden, werden zum Nennwert erfasst. Die übrigen niedrig verzinslichen Darlehen werden zum Barwert angesetzt.

Die **Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe** sowie **Waren** werden zu durchschnittlichen Einstandspreisen (Bewertung zum gewogenen Durchschnitt) beziehungsweise unter Beachtung des strengen Niederstwertprinzips zum niedrigeren Tageswert des Bilanzstichtages angesetzt. Bestandsrisiken in Verbindung mit der Umschlagshäufigkeit der Vorräte werden durch pauschale Abschläge auf die Anschaffungs- beziehungsweise Herstellungskosten angemessen berücksichtigt. In der Vergangenheit gewährte Zuschüsse wurden aktivisch bei der Buchwertermittlung abgesetzt. Unentgeltlich zugeteilte Emissionszertifikate werden bei der Erst- und Folgebewertung mit einem Erinnerungswert von einem Euro angesetzt. Die **unfertigen Leistungen** sind zu Herstellungskosten einschließlich angemessener Teile der notwendigen Gemeinkosten bewertet, wobei Fremdkapitalkosten unberücksichtigt bleiben.

**Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände** sind zu Nennwerten unter Berücksichtigung erkennbarer Einzelrisiken und allgemeiner Wagnisse bilanziert.

Die Bewertung der **eigenen Genussscheine und sonstigen Wertpapiere** des Umlaufvermögens erfolgt zu Anschaffungskosten unter Berücksichtigung des strengen Niederstwertprinzips.

Der **Kassenbestand** und die **Guthaben bei Kreditinstituten** sind zum Nennwert angesetzt.

Das **Eigenkapital** ist mit dem Nennwert angesetzt.

Empfangene Zuwendungen der öffentlichen Hand zur Anschaffung von Anlagegütern werden passivisch in einem **Sonderposten für Investitionszuschüsse** abgegrenzt. Während der Nutzungsdauer des entsprechenden Vermögensgegenstandes wird der Sonderposten auf einer planmäßigen Grundlage ertragswirksam aufgelöst (sonstige betriebliche Erträge). Nach den allgemeinen Versorgungsbedingungen **erhaltene Baukostenzuschüsse** werden analog bei Vereinnahmung passiviert und konform zu den Nutzungsdauern der entsprechenden Aktivposten ertragswirksam aufgelöst (Umsatzerlöse). Die bis zum 31. Dezember 2002 empfangenen Baukostenzuschüsse werden zu fünf Prozent jährlich aufgelöst.

Die Bewertung von **Rückstellungen für Pensionen** basiert auf versicherungsmathematischen Gutachten unter Zugrundelegung der Richttafeln 2005 G von Prof. Dr. Klaus Heubeck und folgt dem Anwartschaftsbarwertverfahren. Die in der Bilanz angesetzte Rückstellung entspricht dem Barwert der leistungsorientierten Verpflichtung zum Bilanzstichtag unter Berücksichtigung erwarteter künftiger Gehalts- und Rentensteigerungen. Für die Bewertung der Pensionsrückstellungen wurden ein Diskontierungszins von 4,88 Prozent p. a., eine erwartete prozentuale Gehaltssteigerung von 2,50 Prozent p. a. und zukünftige Rentensteigerungen von 2,00 Prozent p. a. zugrunde gelegt.

Die **sonstigen Rückstellungen** umfassen unter anderem Rückstellungen für die Verpflichtung zur Zahlung von Alters- und Teilzeitleistungen. Die Altersteilzeitverhältnisse sind nach dem Blockmodell ausgestaltet.

Für die Rückstellungsbewertung werden versicherungsmathematische Gutachten, welche auf den Richttafeln 2005 G von Prof. Dr. Klaus Heubeck basieren, herangezogen. Dabei wird die Stellungnahme des Hauptfachausschusses des Instituts der Wirtschaftsprüfer zur „Bilanzierung von Verpflichtungen aus Altersteilzeitregelungen nach IAS und nach handelsrechtlichen Vorschriften“ (IDW RS HFA 3) vom 18. November 1998 beachtet. Für die Bewertung der Rückstellungen für Verpflichtungen aus Altersteilzeit wurden ein Diskontierungszins von 3,34 Prozent p. a. und eine erwartete prozentuale Gehaltssteigerung von 2,50 Prozent p. a. zugrunde gelegt.

Die übrigen sonstigen Rückstellungen werden in Höhe des Erfüllungsbetrages angesetzt, der nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendig ist. Bei der Bewertung des Erfüllungsbetrages werden künftige Kostensteigerungen in Höhe von 1,75 Prozent berücksichtigt. Die sonstigen Rückstellungen mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr werden mit dem entsprechenden fristadäquaten Marktzinssatz diskontiert, der sich im Durchschnitt für die vorangegangenen sieben Geschäftsjahre ergeben hat (3,34 Prozent bis 4,95 Prozent). Die anzuwendenden Zinssätze werden von der Deutschen Bundesbank bekannt gegeben.

Für die Verpflichtung zur Abgabe von Emissionsberechtigungen für getätigte Emissionen wird eine sonstige Rückstellung gebildet. Der Wertansatz der Verpflichtung ergibt sich im Wesentlichen aus dem Buchwert der im Bestand befindlichen Emissionsrechte. Die entsprechenden Aufwendungen aus der Bildung der Rückstellung werden im Materialaufwand erfasst.

Sämtliche **Verbindlichkeiten** werden zu ihrem Erfüllungsbetrag bewertet.

**Derivative Finanzinstrumente** werden im Wesentlichen zu Sicherungszwecken eingesetzt und dabei weitestgehend mit den jeweiligen Grundgeschäften zu Bewertungseinheiten bilanziell zusammengefasst, sofern die Voraussetzungen erfüllt sind. Die bilanzielle Abbildung der wirksamen Teile der Bewertungseinheiten erfolgt dabei nach der Einfrierungsmetho-

de. Demgemäß bleiben Wert- beziehungsweise Zahlungsstromänderungen von Grund- und Sicherungsgeschäft unberücksichtigt, soweit sie den effektiven Teil der Sicherungsbeziehung betreffen. Der ineffektive Teil wird gemäß dem Imparitätsprinzip als Rückstellung berücksichtigt, sofern dieser einem unrealisierten Verlust entspricht.

### 3 Angaben zur Bilanz und zur Gewinn- und Verlustrechnung

#### 3.1 Erläuterungen zur Bilanz

##### Anlagevermögen

Die Entwicklung der einzelnen Posten des Anlagevermögens ist unter Angabe der Abschreibungen des Geschäftsjahres im Anlagenspiegel dargestellt. Hierfür verweisen wir auf die Anlage zu diesem Anhang.

Der Anteilsbesitz der Stadtwerke Hannover AG ist gemäß den Vorschriften des § 285 Nr. 11 HGB in der Anteilsbesitzliste im Abschnitt 6 „Sonstige Angaben“ dieses Anhangs aufgeführt.

##### Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

In den **Forderungen aus Lieferungen und Leistungen** ist 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.

Forderungen aus Lieferungen und Leistungen in Höhe von 6,4 Mio. EUR (Vorjahr: 4,2 Mio. EUR) haben eine Restlaufzeit von mehr als einem Jahr. Von den sonstigen Vermögensgegenständen haben 0,1 Mio. EUR (Vorjahr: 0,1 Mio. EUR) eine Restlaufzeit von mehr als einem Jahr.

Die Mitzugehörigkeit der **Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen und Beteiligungsunternehmen** zu anderen Posten der Bilanz stellt sich wie folgt dar:

Forderungen in TEUR	Verbundene Unternehmen		Beteiligungsunternehmen	
	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	-6.115	-19.961	1.795	5.268
Forderungen aus Finanzierungsverkehr	58.323	76.750	8.066	5.500
Forderungen aus Beteiligungserträgen	0	0	3	3
Forderungen aus Unternehmensverträgen	222	10.421	0	0
<b>Gesamt</b>	<b>52.430</b>	<b>67.210</b>	<b>9.864</b>	<b>10.771</b>

##### 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 Euro, wovon die Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft Hannover mbH, Hannover, (VVG) 12.914.742 Aktien hält.

##### Kapitalrücklage

Die Kapitalrücklage enthält den gesetzlichen Reservefonds in Höhe von unverändert 11,4 Mio. EUR.

##### Gewinnrücklagen

In die anderen Gewinnrücklagen wurde ein Betrag in Höhe von 6,0 Mio. EUR aus dem Jahresüberschuss eingestellt.

##### Genussscheine

Die Genussscheine wurden im Geschäftsjahr 1990 mit einem Gesamtnennbetrag von 5.112.918,81 Euro (10,0 Mio. Deutsche Mark) emittiert und lauten auf den Inhaber. Die Stückelung beträgt 511.291.881 Stück über je



0,01 Euro Nennbetrag. Die Genussscheine sind aktuell an den Börsen Hannover, Frankfurt, Stuttgart, Hamburg und Düsseldorf zum Handel zugelassen. Das Unternehmen hält aktuell 39,4 Prozent der Genussscheine als eigene Wertpapiere. Auf die Genussscheine erfolgt eine jährliche Ausschüttung, die sich in Abhängigkeit von der Höhe des an die Muttergesellschaft abgeführten Gewinns und des gezeichneten Kapitals der Stadtwerke Hannover AG bemisst. Das Genussscheinkapital wurde insgesamt für das Geschäftsjahr 2013 in Höhe von 3,5 Mio. EUR verzinst (Vorjahr: 3,7 Mio. EUR). Die Laufzeit der Genussscheine ist unbefristet. Eine Kündigung durch den Inhaber ist erstmals mit Wirkung zum 31. Dezember 2015 möglich.

### Sonstige Rückstellungen

Die sonstigen Rückstellungen umfassen im Wesentlichen Personalrückstellungen (59,5 Mio. EUR), Rückstellungen für die Rehabilitierung von Netzen und sonstigen Anlagen (35,1 Mio. EUR) sowie Rückstellungen für drohende Verluste (18,0 Mio. EUR).

### Verbindlichkeiten

Für die Verbindlichkeiten bestehen folgende Restlaufzeiten:

Verbindlichkeiten in TEUR	Gesamt	davon mit einer Restlaufzeit		
		bis 1 Jahr	über 1 Jahr bis 5 Jahre	über 5 Jahre
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	674.248	18.876	359.505	295.867
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	84.818	84.818	0	0
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	91.359	91.359	0	0
Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	11.753	11.753	0	0
Sonstige Verbindlichkeiten	91.223	91.223	0	0
<b>Gesamt</b>	<b>953.401</b>	<b>298.029</b>	<b>359.505</b>	<b>295.867</b>

Die Mitzugehörigkeit der Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen und Beteiligungsunternehmen zu anderen Posten stellt sich wie folgt dar:

Verbindlichkeiten in TEUR	Verbundene Unternehmen		Beteiligungsunternehmen	
	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012
Verbindlichkeiten aus Gewinnabführung	49.369	49.028	0	0
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	41.213	-20.455	284	298
Verbindlichkeiten aus Finanzierungsverkehr	296	0	11.469	11.170
Verbindlichkeiten aus Verlustübernahme	481	0	0	0
<b>Gesamt</b>	<b>91.359</b>	<b>28.573</b>	<b>11.753</b>	<b>11.468</b>

### 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 sowohl Mikro- als auch Makrobewertungseinheiten gebildet. Ein dokumentiertes, angemessenes und funktionsfähiges internes Risikomanagement wurde eingerichtet. Die bilanzielle Abbildung der Bewertungseinheiten erfolgt anhand der Einfrierungsmethode.

Im Berichtsjahr wurden Darlehen in Höhe von 670,0 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 den Payer Swaps eliminiert. Der beizulegende Zeitwert der in Bewertungseinheiten einbezogenen Payer Swaps beträgt –68,9 Mio. EUR, die durch die Bildung der Bewertungseinheiten vermiedene Drohverlustrückstellung beträgt 59,0 Mio. EUR. Im Rahmen der Bildung der Bewertungseinheiten wurden negative Marktwerte von 9,6 Mio. EUR sowie 0,3 Mio. EUR aus Ineffektivitäten als Drohverlustrückstellung berücksichtigt. Die variabel verzinslichen Darlehen werden für Zeiträume von bis zu 28 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 127,6 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 keine Drohverlustrückstellung. Die vermiedene Drohverlustrückstellung beträgt 5,4 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 Gas- und Stromgeschäften von 2,2 TWh werden Ölswaps, CO<sub>2</sub>-Zertifikateswaps und Kohleswaps eingesetzt. Die Ölswaps haben ein Nominalwert von 11,5 Mio. EUR und einen beizulegenden Zeitwert von 8,5 TEUR. Die durch die Bildung der Bewertungseinheiten vermiedene Drohverlustrückstellung aus Ölswaps beträgt 211,5 TEUR. Aus Ineffektivitäten resultiert eine Drohverlustrückstellung von 120,1 TEUR. Die CO<sub>2</sub>-Zertifikateswaps haben ein Nominalwert von 11,6 Mio. EUR und einen beizulegenden Zeitwert von –4,1 Mio. EUR. Die Kohleswaps haben ein Nominalwert von 46,4 Mio. EUR und einen beizulegenden Zeitwert von –11,8 Mio. EUR. Die durch die Bildung der Bewertungseinheiten vermiedene Drohverlustrückstellung aus CO<sub>2</sub>-Zertifikate- und Kohleswaps beträgt 15,8 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 Wirksamkeiten der Sicherungsbeziehungen wird anhand der Critical Term Match Methode nachgewiesen.

In die Bewertungseinheiten werden mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erwartende Transaktionen einbezogen. Zum Stichtag lagen keine Hinweise auf den Nichteintritt dieser Transaktionen vor.

### 3.2 Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

#### Umsatzerlöse

Die Aufgliederung der Umsatzerlöse (ohne Energiesteuer) des Berichtsjahres nach Geschäftsbereichen ergibt sich wie folgt:

Umsatzerlöse nach Geschäftsbereichen	2013
in TEUR	
Strom	1.368.036
Gas	765.547
Wasser	79.380
Wärme	87.105
Dienstleistungen	150.148
Gesamt	2.450.216

Die Umsatzerlöse wurden im Wesentlichen im Inland erzielt.

#### Sonstige betriebliche Erträge

In den sonstigen betrieblichen Erträgen sind periodenfremde Erträge in Höhe von 41,9 Mio. EUR enthalten.

<b>Periodenfremde Erträge</b>	<b>2013</b>
in TEUR	
Auflösung von Rückstellungen	26.832
Abgänge Sachanlagevermögen	9.086
Herabsetzung Pauschalwertberichtigung auf Forderungen	1.817
Abgänge Finanzanlagevermögen	365
Übrige periodenfremde Erträge	2.253
<b>Gesamt</b>	<b>40.353</b>

### **Personalaufwand**

Die Aufwendungen für Altersversorgung betragen im Berichtsjahr 13,1 Mio. EUR (Vorjahr: 13,1 Mio. EUR).

### **Sonstige betriebliche Aufwendungen**

In den sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind periodenfremde Aufwendungen in Höhe von 7,4 Mio. EUR enthalten.

<b>Periodenfremde Aufwendungen</b>	<b>2013</b>
in TEUR	
Wertberichtigungen auf Forderungen	6.378
Abgänge Sachanlagevermögen	812
Abgänge Finanzanlagevermögen	205
Übrige periodenfremde Aufwendungen	23
<b>Gesamt</b>	<b>7.418</b>

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

Die sonstigen Zinsen und Erträge enthalten 0,2 Mio. EUR (Vorjahr: 3,1 Mio. EUR) Erträge aus der Abzinsung von Rückstellungen.

### **Abschreibungen auf Finanzanlagen**

Auf die Tochtergesellschaft Kraftwerk Mehrum GmbH, Hannover, ist im Berichtsjahr eine außerplanmäßige Abschreibung in Höhe von 21,3 Mio. EUR erfolgt (Vorjahr: 31,5 Mio. EUR). Diese trägt den veränderten Rahmenbedingungen im Zusammenhang mit der Energiewende und der Strompreisentwicklung am Terminmarkt Rechnung. Im Zuge des Einspeisevorrangs der erneuerbaren Energieerzeugung werden die konventionellen Kraftwerkskapazitäten zunehmend aus der Merit-Order verdrängt.

Darüber hinaus wurde die ehemalige Beteiligungsgesellschaft Clevergy GmbH & Co.KG, Leipzig, in Höhe von 0,8 Mio. EUR abgewertet (Vorjahr: 2,6 Mio. EUR).

### **Zinsen und ähnliche Aufwendungen**

Aufwendungen aus der Aufzinsung von Rückstellungen wurden in Höhe von 7,3 Mio. EUR (Vorjahr: 2,3 Mio. EUR) erfasst.

### **3.3 Berichterstattung gemäß § 6 b Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)**

Die Stadtwerke Hannover AG hat folgende Geschäfte größeren Umfangs, die im Sinne des § 6 b Abs. 2 EnWG aus dem Rahmen der gewöhnlichen Energieversorgungstätigkeit herausfallen, mit verbundenen und assoziierten Unternehmen getätigt:

<b>Von der Stadtwerke Hannover AG erbrachte Leistungen</b>		<b>2013</b>
in TEUR		
Technische und kaufmännische Betriebsführung		100.265
Netzpacht		80.590
Messstellenbetriebs- und Messdienstleistungen		17.544
Personalgestellung		13.784
Anlagen- und Hausanschlusserstellung		2.104
Sonstige Miete und Pacht		1.807
Sonstiges		2.780
<b>Gesamt</b>		<b>218.874</b>

<b>Von der Stadtwerke Hannover AG empfangene Leistungen</b>		<b>2013</b>
in TEUR		
Asset Management		2.983
Netzpacht		4.249
<b>Gesamt</b>		<b>7.232</b>

### 3.4 Derivative Finanzinstrumente

#### 3.4.1 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. Dies bezüglich werden die für die Restlaufzeit der Derivate abgeleiteten Forward-Preise verwendet.

Am Abschlussstichtag betragen Nominal- und Marktwert der schwebenden Geschäfte:

		<b>Marktwert</b> in TEUR	<b>Nominalwert</b> in TEUR
<b>Stromforwards</b>	Beschaffung	-37.830	303.341
	Absatz	75.931	410.892
<b>Stromfutures</b>	Kauf	-19.389	89.723
	Verkauf	18.945	92.251
<b>Gasforwards</b>	Beschaffung	-44.193	674.138
	Absatz	25.967	312.434
<b>Gasfutures</b>	Kauf	677	44.481
	Verkauf	-69	18.187

Zur Sicherung von Margen für Sondervereinbarungen im Gasbereich werden **Ölswaps** eingesetzt; Nominal- und Marktwerte stellen sich am Abschlussstichtag wie folgt dar:

		<b>Marktwert</b> in TEUR	<b>Nominalwert</b> in TEUR
<b>Ölswaps</b>	Kauf	-511	49.860
	Verkauf	520	38.339

Zur Sicherung von Preisrisiken aus der Strombeschaffung werden **Kohle- und CO<sub>2</sub>-Zertifikateswaps** eingesetzt; Nominal- und Marktwerte stellen sich am Abschlussstichtag wie folgt dar:

	<b>Marktwert</b> in TEUR	<b>Nominalwert</b> in TEUR
Kohleswaps	-11.786	46.449
CO <sub>2</sub> -Zertifikateswaps	-4.061	11.565

### 3.4.2 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 670,0 Mio. Euro abgeschlossen.

Am Abschlussstichtag bestanden Zinsderivate in folgendem Umfang:

	<b>Marktwert</b> in TEUR	<b>Nominalwert</b> in TEUR
Payer-Swaps	-69.778	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 1,0 Mio. Euro gebildet worden.

### 3.4.3 Devisenderivate

Zur Steuerung des Währungsrisikos werden im Wesentlichen für Kohleeinkäufe **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:

	<b>Marktwert</b> in TEUR	<b>Nominalwert</b> in TEUR
Devisenkäufe	-5.410	131.298
Devisenverkäufe	111	3.736

### 3.4.4 Derivate auf Emissionszertifikate

Zur Optimierung der Beschaffung von Emissionszertifikaten wurden Termingeschäfte abgeschlossen. 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:

	<b>Marktwert</b> in TEUR	<b>Nominalwert</b> in TEUR
Emissionszertifikatekäufe	-9.926	44.318
Emissionszertifikateverkäufe	357	1.327

## 3.5 Angaben zum Jahresergebnis

Die Stadtwerke Hannover AG haben entsprechend dem Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrag 97,1 Mio. EUR (Vorjahr: 101,7 Mio. EUR) an die VVG abzuführen. In diesem Betrag sind 19,1 Mio. Euro (Vorjahr: 20,1 Mio. EUR) Mindestdividende an außenstehende Aktionäre enthalten. Auf das Genussscheinkapital erfolgt eine Ausschüttung von 3,5 Mio. EUR (Vorjahr: 3,7 Mio. EUR). Der verbleibende Jahresüberschuss von 6,0 Mio. EUR (Vorjahr: 9,0 Mio. EUR) wurde den anderen Gewinnrücklagen zugeführt.

### 3.6 Sonstige Angaben

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

##### Vorstand

In der personellen Besetzung des Vorstands der Stadtwerke Hannover AG hat es während des Geschäftsjahres keine Veränderungen gegeben. Die aktiven Mitglieder des Vorstands sind weiterhin:

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

##### Aufsichtsrat

Der Aufsichtsrat der Stadtwerke Hannover AG hat sich in der Sitzung vom 15. März 2013 mit Wirkung zur Beendigung der Hauptversammlung am 14. März 2013 neu konstituiert. In dieser Sitzung wurde Martin Bühre als stellvertretender Aufsichtsratsvorsitzender gewählt.

Folgende Mandatsträger waren im Geschäftsjahr 2013 im Aufsichtsrat vertreten:

- Dr. Marc Hansmann, Vorsitzender des Aufsichtsrats, Stadtkämmerer
- Martin Bühre, stellvertretender Aufsichtsratsvorsitzender (seit 15. März 2013), Maschinenbautechniker\*
- Walter Kroll, stellvertretender Vorsitzender, Installateur\* (bis 01. März 2013)
- Jens Allerheiligen, kaufmännischer Angestellter
- Ute Bitter, Industriefachwirtin\* (seit 14. März 2013)
- Blanca Blancke, Gewerkschaftssekretärin\*
- Ralf Borchers, Diplom-Ökonom
- Willi Grewe, Gewerkschaftssekretär\*
- Christine Kastning, Diplom-Ökonomin/Bankangestellte (seit 14. März 2013)
- Dr. Reinhard Klopffleisch, Gewerkschaftssekretär\*
- Dieter Küßner, Diplom-Betriebswirt des Handwerks
- Hans-Jürgen Lerch, Bürokaufmann\* (bis 14. März 2013)
- Wilfried Lorenz, selbständiger Kaufmann
- Thomas Mohnike, kaufmännischer Angestellter\* (bis 14. März 2013)
- Ralf Riekemann, Diplom-Ingenieur Maschinenbau (FH)\*
- Andrea Rietig, Bauingenieurin (FH)\* (seit 14. März 2013)
- Bernd Rudolph, stellvertretender Vorsitzender des Vorstands der Thüga AG
- Frank Schröder, Betriebsschlosser\* (seit 14. März 2013)
- Norbert Stichtenoth, Betriebswirt\*
- Ingrid Wagemann, Sozialpädagogin
- Charlotte Wallat, Juristin (bis 14. März 2013)
- Friedrich Wittmeier, Justiziar\*
- Ewald Woste, Vorstandsvorsitzender der Thüga AG
- Belgün Zaman, Juristin

\* Arbeitnehmervertreter der Stadtwerke Hannover AG

Den aktiven Vorstandsmitgliedern wurden 1,8 Mio. EUR vergütet; davon entfielen 1,0 Mio. EUR auf feste (Gehälter, Zuschüsse zu Versicherungsbeiträgen, Sachbezüge) und 0,8 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 7,0 Mio. EUR zurückgestellt.

Dem Aufsichtsrat wurden 86 TEUR und dem Beirat 3 TEUR vergütet.

### **3.6.2 Belegschaft**

Im Jahresdurchschnitt 2013 waren im Unternehmen 2.590 Mitarbeitende beschäftigt. Davon waren 770 Lohnempfänger, 1.709 Gehaltsempfänger sowie 111 Auszubildende.

### **3.6.3 Nicht in der Bilanz enthaltene Geschäfte**

#### **Haftungsverhältnisse**

Gegenüber einem Kreditinstitut wurde für ein Darlehen der Danpower GmbH, Potsdam (verbundenes Unternehmen), eine Ankaufsverpflichtung von bis zu 40,0 Mio. EUR bis zum Zeitpunkt der Tilgung des Darlehens eingegangen. Zum Bilanzstichtag ist mit einer künftigen Inanspruchnahme aus dieser Ankaufsverpflichtung nicht zu rechnen. Die Verpflichtungen aus dem zugrunde liegenden Darlehen wurden von der Danpower GmbH bisher vertragskonform erfüllt. Darüber hinaus wurde gegenüber einem weiteren Kreditinstitut eine Ausfallbürgschaft in Höhe von 0,3 Mio. EUR für eine Beteiligungsgesellschaft übernommen.

#### **Sonstige finanzielle Verpflichtungen**

Zum Bilanzstichtag besteht gegenüber Lieferanten ein offenes Bestellobligo in Höhe von 192,6 Mio. Euro.

Infolge der langfristigen Anmietung des Verwaltungsgebäudes Ihmeplatz 2, Hannover, bestehen Verpflichtungen aus dem Mietvertrag mit einer Restlaufzeit von bis zu 7 Jahren in Höhe von 17,3 Mio. EUR.

Darüber hinaus bestehen am Stichtag Verpflichtungen aus dem Pachtvertrag mit einer Restlaufzeit von 14 Jahren für das Strom- und Wasserversorgungsnetz mit der Netzgesellschaft Laatzten. Die künftigen Verpflichtungen aus der Mindestpacht für das Wassernetz liegen bei 0,5 Mio. EUR; der Pachtzins für das Stromnetz ist variabel. Im Geschäftsjahr 2013 sind Pachtaufwendungen von insgesamt 2,3 Mio. EUR entstanden (Vorjahr: 12.183,87 EUR). Der Anstieg gegenüber dem Vorjahr (+2,3 Mio. EUR) liegt in außerordentlichen Erträgen der NGL im Vorjahr begründet, die in die Pachtentgeltkalkulation eingeflossen sind.

Im Zusammenhang mit der Übernahme der Energieversorgung eines Kunden bestanden am Bilanzstichtag Leasingverpflichtungen von 0,4 Mio. EUR. Für Kfz-Leasing bestehen Verpflichtungen in Höhe von 0,3 Mio. EUR.

Aus Darlehenszusagen bestehen finanzielle Verpflichtungen von insgesamt 107,7 Mio. EUR; davon wurden gegenüber den verbundenen Unternehmen Zusagen zu langfristigen Gesellschafterdarlehen in Höhe von 102,7 Mio. EUR gemacht.

### 3.6.4 Anteilsbesitz der Stadtwerke Hannover AG gemäß § 285 Nr. 11 HGB

Name und Sitz der Gesellschaft	Anteil am Kapital in %	Eigenkapital in TEUR	Ergebnis in TEUR	Geschäftsjahr
<b>Unmittelbare Beteiligungen</b>				
<b>Verbundene Unternehmen</b>				
enercity Contracting GmbH, Hannover	100,00	26.269	0 <sup>1</sup>	2013
enercity Erneuerbare GmbH, Hannover	100,00	1.000	0 <sup>1</sup>	2013
enercity Netzgesellschaft mbH, Hannover	100,00	250	0 <sup>1</sup>	2013
GKL – Gemeinschaftskraftwerk Hannover-Linden GmbH, Hannover	90,00	9.203	0 <sup>1</sup>	2013
Danpower GmbH, Potsdam	84,90	37.544	11.808	2012
GKH – Gemeinschaftskraftwerk Hannover GmbH, Hannover	84,70	10.226	0 <sup>1</sup>	2013
Kraftwerk Mehrum GmbH, Hannover	83,33	24.073	553	2012
GHG – Gasspeicher Hannover GmbH, Ronnenberg	68,35	102	0 <sup>1</sup>	2013
Gemeinschaftskraftwerk Hannover-Braunschweig GmbH & Co. KG, Hannover	66,67	1.174	8	2012
GKW Beteiligungs-GmbH, Hannover	66,67	29	0	2012
<b>Beteiligungen</b>				
Thüga Holding GmbH & Co. KGaA, München	20,53	2.616.104	377.078	2012
htp GmbH, Hannover	50,00	30.576	4.492	2012
Energie-Projektgesellschaft Langenhagen mbH, Langenhagen	50,00	2.394	282	2012
GHG – Gasspeicher Hannover GbR, Hannover	50,00	0	5	2012
Netzgesellschaft Laatzen GmbH & Co. KG, Laatzen	49,00	6.100	833	2012
Gasnetzgesellschaft Laatzen-Nord mbH, Laatzen	49,00	105	82	2013
Netzverwaltungsgesellschaft Laatzen mbH, Laatzen	49,00	26	1	2012
Stadtwerke Wunstorf GmbH & Co. KG, Wunstorf	34,00	6.698	1.235	2012
Stadtwerke Wunstorf Verwaltungs GmbH, Wunstorf	34,00	59	1	2012
Metegra GmbH, Laatzen	25,00	-243	-516	2012
Stadtwerke Garbsen GmbH, Garbsen	20,00	4.165 <sup>2</sup>	3.780 <sup>2</sup>	2012



Name und Sitz der Gesellschaft	Anteil am Kapital in %	Eigenkapital in TEUR	Ergebnis in TEUR	Geschäftsjahr
<b>Mittelbare Beteiligungen</b>				
<b>Verbundene Unternehmen</b>				
Danpower Energie Service GmbH, Potsdam	100,00	45.067	-2.480	2012
EKT Energie und Kommunal -Technologie GmbH, Potsdam	100,00	10.588	4.144	2012
vigoris Handels GmbH, Potsdam	100,00	3.417	3.392	2012
Danpower Eesti AS, Estland	100,00	3.151	97	2012
Bitterfelder Fernwärme GmbH, Bitterfeld-Wolfen	100,00	1.728	1.607	2012
BIOREG Energy & Recycling AG, Niederau	100,00	787	-347	2012
vigoris Kaubandus ÖU, Estland	100,00	2 <sup>3</sup>	0 <sup>3</sup>	2013
BGA Biogas 1 GmbH, Potsdam	100,00	688	922	2012
PME Projektmanagement und Engineering GmbH, Leipzig	100,00	50	0	2012
enercity Contracting Nord GmbH, Hannover	100,00	25 <sup>3</sup>	N/A <sup>3</sup>	2012
Windpark Fischbeck GmbH, Wust-Fischbeck	100,00	23 <sup>4</sup>	0 <sup>1</sup>	2013
SWE Umwelt GmbH, Elsterwerda	100,00	22	-6	2012
Windpark Martenberg GmbH, Diemelsee-Adorf	100,00	-5	-28	2013
IEP Innovative Energien Potsdam GmbH, Potsdam	100,00	-7	-211	2012
BGA Biogas 2 GmbH, Potsdam	100,00	-1.158	-715	2012
WVZ-Wärmeversorgung Zinnowitz GmbH, Zinnowitz	80,00	247	350	2012
IEW Biogaspark Wolgast GmbH, Wolgast	75,20	166	16	2012
IEW Biogas 4 GmbH, Wolgast	75,20	42	1	2012
IEW Innovative Energien Wolgast GmbH, Wolgast	74,90	402	352	2012
ELW Energieversorgung Leinefelde-Worbis GmbH, Leinefelde-Worbis	70,00	29	5	2012
BIOGAS Barth GmbH, Barth	68,00	-843	-539	2012
Wärmeversorgung Wolgast GmbH, Wolgast	51,00	2.095 <sup>4</sup>	681	2012

<b>Name und Sitz der Gesellschaft</b>	<b>Anteil am Kapital in %</b>	<b>Eigenkapital in TEUR</b>	<b>Ergebnis in TEUR</b>	<b>Geschäftsjahr</b>
Bioenergie Giesen GmbH, Giesen	51,00	1.619	-119	2012
Stadtwerk Elsterwerda GmbH, Elsterwerda	51,00	1.016	196	2012
Bioenergie Harber GmbH & Co. KG, Hohenhameln	51,00	943	-127	2012
Biogas Glentorf GmbH, Königslutter-Glentorf	51,00	684	-99	2012
Bioenergie Loop GmbH, Loop	51,00	341	-56	2012
<b>Beteiligungen</b>				
PD energy GmbH, Bitterfeld-Wolfen	50,00	11.513	-1.021	2012
Biogas Peine GmbH, Peine	40,00	1.390	-255	2012

<sup>1</sup> Die Ergebnisse dieser Unternehmen fließen auf Grund von Gewinnabführungsverträgen anteilig der Stadtwerke Hannover AG zu.

<sup>2</sup> Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten basiert die Angabe auf dem Konzernabschluss der Gesellschaft.

<sup>3</sup> Die Gesellschaft wurde zum 1. Januar 2013 neu gegründet. Es handelt sich um Eröffnungsbilanzwerte.

<sup>4</sup> Die Angabe des Eigenkapitals erfolgt unter Berücksichtigung der teilweisen Ergebnisverwendung.

### **3.6.5 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. Weitere 24,00 Prozent der Stimmrechte hält die Thüga AG.

Die Stadtwerke Hannover AG, mit Sitz in Hannover, ist das Mutterunternehmen, das für den kleinsten Kreis von Unternehmen einen Konzernabschluss nach den International Financial Reporting Standards (IFRS), wie sie in der EU verpflichtend anzuwenden sind und den ergänzend nach § 315a Abs. 1 HGB maßgeblichen handelsrechtlichen Vorschriften, sowie einen Konzernlagebericht aufstellt. Mutterunternehmen für den größten Konsolidierungskreis ist die Mehrheitsgesellschafterin VVG, ebenfalls mit Sitz in Hannover. Diese stellt nach den Vorschriften des HGB einen Konzernabschluss und Konzernlagebericht auf, in die die Stadtwerke Hannover AG einbezogen wird. Die Konzernabschlüsse und Konzernlageberichte der VVG und Stadtwerke Hannover AG sind im elektronischen Bundesanzeiger veröffentlicht.

### **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 18. Februar 2014

Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft

Der Vorstand

Feist

Noske

Westerholz



# Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft, Hannover

## Entwicklung des Anlagevermögens im Geschäftsjahr 2013

in TEUR	Anschaffungs-/Herstellungskosten				Stand 31.12.2013	Abschreibungen					Stand 31.12.2013	Buchwerte		
	Stand 01.01.2013	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen		Stand 01.01.2013	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Zuschrei- bungen		Stand 31.12.2013	Stand 31.12.2013	Stand Vorjahr
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>														
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	46.380	1.891	2	2.583	50.852	37.872	3.666	1	0	0	41.537	9.315	8.508	
<b>II. Sachanlagen</b>														
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	138.293	420	116	7.386	145.983	103.294	2.450	107	0	0	105.637	40.346	34.999	
2. Erzeugungs-, Gewinnungs- und Bezugsanlagen	160.285	1.188	891	2.598	163.180	150.529	1.837	841	0	0	151.525	11.655	9.756	
3. Verteilungsanlagen	1.374.386	15.468	18.030	13.286	1.385.110	1.096.625	30.245	15.766	0	0	1.111.104	274.006	277.761	
4. Technische Anlagen und Maschinen	215.519	2.942	3.795	1.615	216.281	172.352	6.861	3.694	0	0	175.519	40.762	43.167	
Andere Anlagen, Betriebs- und														
5. Geschäftsausstattungen	61.833	1.759	1.802	3.473	65.263	53.448	4.048	1.791	0	0	55.705	9.558	8.385	
6. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	43.495	24.865	0	-30.941	37.419	0	0	0	0	0	0	37.419	43.495	
	<b>1.993.811</b>	<b>46.642</b>	<b>24.634</b>	<b>-2.583</b>	<b>2.013.236</b>	<b>1.576.248</b>	<b>45.441</b>	<b>22.199</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.599.490</b>	<b>413.746</b>	<b>417.563</b>	
<b>III. Finanzanlagen</b>														
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	273.705	1.000	0	0	274.705	54.726	21.336	0	0	0	76.062	198.643	218.979	
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	142.184	21.193	12.000	0	151.377	0	0	0	0	0	0	151.377	142.184	
3. Beteiligungen	516.496	0	10.225	0	506.271	13.065	824	9.625	0	0	4.264	502.007	503.431	
4. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	11.740	3.600	450	0	14.890	0	0	0	0	0	0	14.890	11.740	
5. Wertpapiere des Anlagevermögens	6.088	2.303	0	0	8.391	0	0	0	0	0	0	8.391	6.088	
6. Sonstige Ausleihungen	1.841	0	398	0	1.443	17	0	0	0	1	16	1.427	1.824	
	<b>952.054</b>	<b>28.096</b>	<b>23.073</b>	<b>0</b>	<b>957.077</b>	<b>67.808</b>	<b>22.160</b>	<b>9.625</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>80.342</b>	<b>876.735</b>	<b>884.246</b>	
	<b>2.992.245</b>	<b>76.629</b>	<b>47.709</b>	<b>0</b>	<b>3.021.165</b>	<b>1.681.928</b>	<b>71.267</b>	<b>31.825</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1.721.369</b>	<b>1.299.796</b>	<b>1.310.317</b>	

**Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft, Hannover**  
**Tätigkeitsabschluss gemäß § 6b Abs. 3 EnWG**  
**Bilanz zum 31. Dezember 2013**

Aktiva	Gesamt Unternehmen		Strom Verteilung		Strom andere Aktivitäten		Strom Gesamt		Gas Speicherung		Gas Verteilung		Gas andere Aktivitäten		Gas Gesamt		Sonstige Aktivitäten	
	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012
<b>A. Anlagevermögen</b>	<b>1.299.796</b>	<b>1.310.317</b>	<b>146.536</b>	<b>143.688</b>	<b>283.534</b>	<b>298.015</b>	<b>430.070</b>	<b>441.703</b>	<b>36.193</b>	<b>29.362</b>	<b>105.077</b>	<b>105.766</b>	<b>11.723</b>	<b>11.982</b>	<b>152.993</b>	<b>147.111</b>	<b>716.733</b>	<b>721.504</b>
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	9.315	8.508	2.063	1.855	1.793	1.681	3.856	3.536	78	71	1.481	1.329	608	578	2.167	1.978	3.292	2.994
II. Sachanlagen	413.746	417.563	133.088	130.916	26.991	25.983	160.079	156.898	3.322	3.614	98.583	103.399	4.907	5.440	106.812	112.453	146.855	148.212
III. Finanzanlagen	876.735	884.246	11.385	10.917	254.750	270.351	266.135	281.268	32.793	25.677	5.013	1.038	6.208	5.966	44.014	32.680	566.586	570.298
<b>B. Umlaufvermögen</b>	<b>373.103</b>	<b>352.144</b>	<b>15.163</b>	<b>17.139</b>	<b>462.057</b>	<b>329.395</b>	<b>477.220</b>	<b>346.534</b>	<b>-29</b>	<b>393</b>	<b>23.045</b>	<b>3.109</b>	<b>90.230</b>	<b>80.641</b>	<b>113.247</b>	<b>84.143</b>	<b>250.906</b>	<b>220.434</b>
I. Vorräte	78.040	29.490	870	900	46.617	5.669	47.487	6.569	12	11	496	455	24.664	18.420	25.172	18.886	5.381	4.036
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe (abzgl. Anzahlungen)	52.312	9.652	450	411	46.614	5.667	47.064	6.078	12	11	377	328	272	249	661	588	4.587	2.986
2. Unfertige Leistungen	1.165	1.485	420	488	3	2	423	491	0	0	119	127	3	5	122	132	620	863
3. Waren	24.563	18.353	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24.389	18.166	24.389	18.166	174	186
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	239.356	289.284	3.300	9.790	403.580	316.882	406.880	326.672	-327	221	13.779	-2.588	59.456	58.577	72.908	56.210	227.838	205.368
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen abzüglich erhaltene Anzahlungen	378.297	391.657	2.305	1.240	206.008	205.135	208.313	206.375	66	33	2.243	1.002	101.490	119.417	103.799	120.453	66.185	64.829
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	-232.149	-213.398	-512	0	-90.181	-83.765	-90.693	-83.765	0	0	0	0	-91.836	-85.113	-91.836	-85.113	-49.620	-44.520
3. Forderungen gegen andere Tätigkeitsbereiche	52.430	67.210	15.616	-14.199	9.580	-5.842	25.196	-20.041	0	100	-3.645	-6.147	14.830	6.471	11.186	425	16.048	86.826
4. Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0	0	0	18.816	200.586	179.856	200.586	198.672	0	0	27.887	0	26.932	13.514	54.818	13.514	212.868	86.779
5. Sonstige Vermögensgegenstände	9.864	10.771	684	773	116	1.966	800	2.738	3	3	0	0	1.123	1.876	1.126	1.879	7.938	6.154
III. Wertpapiere	30.914	33.044	-14.793	3.162	77.471	19.532	62.678	22.694	-396	85	-12.706	2.556	6.917	2.411	-6.185	5.052	-25.579	5.299
1. Eigene Genussscheine	3.713	3.871	796	826	405	461	1.201	1.287	8	11	676	696	185	201	869	908	1.643	1.677
2. Sonstige Wertpapiere	3.587	3.587	781	781	377	377	1.158	1.158	7	7	665	665	176	176	848	848	1.581	1.581
IV. Kassenbestand, Bundesbankguthaben Guthaben bei Kreditinstituten und Schecks	126	284	15	46	28	84	43	129	1	4	11	31	9	25	21	59	62	96
51.994	29.499	10.196	5.622	11.456	6.383	21.652	12.006	279	150	8.093	4.546	5.926	3.442	14.298	8.139	16.044	9.354	
<b>C. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>4.413</b>	<b>3.369</b>	<b>283</b>	<b>733</b>	<b>3.210</b>	<b>633</b>	<b>3.493</b>	<b>1.366</b>	<b>9</b>	<b>29</b>	<b>177</b>	<b>515</b>	<b>304</b>	<b>236</b>	<b>490</b>	<b>781</b>	<b>430</b>	<b>1.222</b>
<b>Bilanzsumme Aktiva</b>	<b>1.677.312</b>	<b>1.665.830</b>	<b>161.982</b>	<b>161.558</b>	<b>748.802</b>	<b>628.044</b>	<b>910.783</b>	<b>789.602</b>	<b>36.174</b>	<b>29.785</b>	<b>128.299</b>	<b>109.402</b>	<b>102.258</b>	<b>92.847</b>	<b>266.730</b>	<b>232.035</b>	<b>968.069</b>	<b>943.160</b>
<b>Passiva</b>																		
in TEUR																		
<b>A. Eigenkapital</b>	<b>431.227</b>	<b>425.227</b>	<b>77.113</b>	<b>77.114</b>	<b>69.868</b>	<b>69.867</b>	<b>146.981</b>	<b>146.981</b>	<b>478</b>	<b>478</b>	<b>53.789</b>	<b>53.789</b>	<b>13.242</b>	<b>13.242</b>	<b>67.509</b>	<b>67.509</b>	<b>216.737</b>	<b>210.737</b>
I. Gezeichnetes Kapital	86.000	86.000	19.679	19.679	8.075	8.075	27.754	27.754	144	144	16.063	16.063	4.136	4.136	20.343	20.343	37.903	37.903
II. Kapitalrücklage	78.535	78.535	17.972	17.972	7.374	7.374	25.346	25.346	132	132	14.668	14.668	3.776	3.776	18.576	18.576	34.613	34.613
III. Gewinnrücklagen	261.579	255.579	38.350	38.350	53.881	53.880	92.231	92.231	192	192	22.111	22.111	5.078	5.078	27.381	27.381	141.967	135.967
IV. Genussscheinkapital	5.113	5.113	1.112	1.112	538	538	1.650	1.650	10	10	948	948	251	252	1.209	1.209	2.254	2.253
<b>B. Sonderposten für Investitionszuschüsse</b>	<b>9.199</b>	<b>10.227</b>	<b>3.503</b>	<b>3.895</b>	<b>627</b>	<b>689</b>	<b>4.130</b>	<b>4.584</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>917</b>	<b>1.021</b>	<b>11</b>	<b>15</b>	<b>930</b>	<b>1.038</b>	<b>4.139</b>	<b>4.605</b>
<b>C. Erhaltene Baukostenzuschüsse</b>	<b>80.295</b>	<b>81.018</b>	<b>33.580</b>	<b>33.726</b>	<b>1.580</b>	<b>1.669</b>	<b>35.160</b>	<b>35.395</b>	<b>73</b>	<b>77</b>	<b>13.374</b>	<b>13.880</b>	<b>654</b>	<b>720</b>	<b>14.101</b>	<b>14.677</b>	<b>31.034</b>	<b>30.946</b>
<b>D. Rückstellungen</b>	<b>201.222</b>	<b>209.388</b>	<b>26.080</b>	<b>29.890</b>	<b>55.656</b>	<b>50.263</b>	<b>81.736</b>	<b>80.153</b>	<b>1.227</b>	<b>1.350</b>	<b>17.609</b>	<b>23.679</b>	<b>20.691</b>	<b>18.624</b>	<b>39.527</b>	<b>43.653</b>	<b>79.959</b>	<b>85.583</b>
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	17.353	16.775	2.791	15.186	5.134	27.897	7.925	43.083	229	1.238	1.902	10.357	1.505	8.184	3.636	19.779	5.792	-46.087
2. Steuerrückstellungen	0	66	-11	0	-7	0	-18	0	0	0	-6	0	3	0	-3	0	20	66
3. Sonstige Rückstellungen	183.869	192.547	23.300	14.703	50.529	22.366	73.829	37.069	998	112	15.713	13.321	19.183	10.440	35.894	23.873	74.147	131.604
<b>E. Verbindlichkeiten</b>	<b>953.401</b>	<b>931.607</b>	<b>21.685</b>	<b>16.935</b>	<b>619.425</b>	<b>503.632</b>	<b>641.110</b>	<b>520.567</b>	<b>34.394</b>	<b>27.878</b>	<b>42.610</b>	<b>17.034</b>	<b>67.658</b>	<b>54.103</b>	<b>144.662</b>	<b>99.015</b>	<b>635.900</b>	<b>610.993</b>
1. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	674.248	730.164	-5.083	0	260.611	351.164	255.528	351.164	-143	0	-3.943	0	-2.759	0	-6.845	0	425.565	379.000
2. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	84.818	73.771	4.588	1.128	40.159	38.008	44.747	39.137	111	22	3.191	761	26.255	28.851	29.557	29.635	10.513	4.999
3. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	91.359	28.574	2.529	3.734	121.723	7.061	124.252	10.795	-3.839	-1.499	29.847	5.054	15.347	10.401	41.355	13.956	-74.248	3.823
4. Verbindlichkeiten gegen andere Tätigkeitsbereiche	0	0	13.944	0	127.857	73.294	141.801	73.294	38.130	29.011	0	1.519	68.379	9.890	106.509	40.420	219.963	185.250
5. Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	11.753	11.468	20	15	1	510	21	525	0	0	636	0	-40	-476	596	-476	11.136	11.420
6. Sonstige Verbindlichkeiten	91.223	87.631	5.687	12.058	69.074	33.595	74.761	45.652	135	344	12.879	9.699	-39.524	5.436	-26.510	15.480	42.972	26.500
davon aus Steuern:	21.212	16.311	354	387	61.318	16.895	61.672	17.282	0	32	0	264	-41.177	-2.076	-41.177	-1.780	717	809
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit:	5	5	1	0	1	0	2	0	0	0	1	0	1	0	1	0	2	5
<b>F. Rechnungsabgrenzungsposten</b>	<b>1.968</b>	<b>8.363</b>	<b>21</b>	<b>0</b>	<b>1.646</b>	<b>1.923</b>	<b>1.667</b>	<b>1.923</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>6.143</b>	<b>1</b>	<b>6.143</b>	<b>300</b>	<b>297</b>
<b>Bilanzsumme Passiva</b>	<b>1.677.312</b>	<b>1.665.830</b>	<b>161.982</b>	<b>161.558</b>	<b>748.802</b>	<b>628.044</b>	<b>910.783</b>	<b>789.602</b>	<b>36.174</b>	<b>29.785</b>	<b>128.299</b>	<b>109.402</b>	<b>102.258</b>	<b>92.847</b>	<b>266.730</b>	<b>232.035</b>	<b>968.069</b>	<b>943.160</b>

# Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft, Hannover

## Tätigkeitsabschluss gemäß § 6b Abs. 3 EnWG

Gewinn- und Verlustrechnung  
vom 1. Januar bis 31. Dezember 2013

	Gesamt Unternehmen	Gesamt Unternehmen	Strom Verteilung	Strom Verteilung	Strom andere Aktivitäten	Strom andere Aktivitäten	Strom Gesamt	Strom Gesamt	Gas Speicherung	Gas Speicherung	Gas Verteilung	Gas Verteilung	Gas andere Aktivitäten	Gas andere Aktivitäten	Gas Gesamt	Gas Gesamt	Sonstige Aktivitäten	Sonstige Aktivitäten
in TEUR	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012
1. Umsatzerlöse	2.450.216	2.641.255	55.582	55.031	1.312.454	1.511.194	1.368.036	1.566.225	8	8	33.970	37.565	731.569	749.864	765.547	787.437	316.633	287.593
2. Erhöhung des Bestandes an unfertigen Leistungen	-321	-482	-68	119	1	0	-67	119	0	0	-7	-128	-2	-11	-9	-139	-245	-462
3. Andere aktivierte Eigenleistungen	4.891	5.324	1.511	1.621	566	546	2.077	2.167	21	19	1.088	1.309	169	188	1.278	1.516	1.536	1.641
4. Sonstige betriebliche Erträge	159.061	162.721	57.547	57.566	12.632	19.373	70.179	76.939	306	194	51.014	34.987	4.810	6.132	56.130	41.313	32.752	44.469
Erträge aus der Verrechnung mit anderen Tätigkeiten	1.608.584	1.524.113	1.007	1.534	1.202.838	1.107.265	1.203.845	1.108.799	70	60	283	1.155	254.271	242.698	254.624	243.913	150.115	171.401
5. Materialaufwand	2.145.322	2.298.451	5.604	6.923	1.265.053	1.418.914	1.270.657	1.425.837	36	35	2.485	4.991	701.527	708.069	704.048	713.095	170.617	159.519
a) Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren	1.874.050	2.051.075	1.783	2.119	1.103.200	1.276.730	1.104.983	1.278.849	29	28	983	880	611.901	634.301	612.913	635.209	156.154	137.017
b) Aufwendungen für bezogene Leistungen	271.272	247.376	3.821	4.804	161.853	142.184	165.674	146.988	7	7	1.502	4.111	89.626	73.768	91.135	77.886	14.463	22.502
6. Personalaufwand	199.747	196.362	36.829	34.576	56.598	54.318	93.427	88.894	3.149	2.628	24.523	23.922	16.784	17.109	44.456	43.659	61.864	63.809
a) Löhne und Gehälter	158.906	156.487	29.119	27.405	45.425	43.593	74.544	70.998	2.545	2.109	19.394	18.978	13.432	13.708	35.371	34.795	48.991	50.694
b) Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	40.841	39.875	7.710	7.171	11.173	10.725	18.883	17.896	604	519	5.129	4.944	3.352	3.401	9.085	8.864	12.873	13.115
7. Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	49.107	48.597	13.857	13.788	4.601	3.516	18.458	17.304	370	377	10.144	10.315	1.621	1.590	12.135	12.282	18.514	19.011
8. Sonstige betriebliche Aufwendungen	113.842	124.587	35.262	33.288	22.629	26.121	57.891	59.409	373	387	13.941	12.186	7.037	8.752	21.351	21.325	34.600	43.853
a) Konzessionsabgabe	40.748	41.167	23.461	23.986	0	0	23.461	23.986	0	0	6.337	6.521	0	0	6.337	6.521	10.950	10.660
b) Andere	73.094	83.420	11.801	9.302	22.629	26.121	34.430	35.423	373	387	7.604	5.665	7.037	8.752	15.014	14.804	23.650	33.193
9. Aufwendungen aus der Verrechnung mit anderen Tätigkeiten	1.608.584	1.524.113	749	478	1.178.999	1.081.881	1.179.748	1.082.359	13	11	496	341	250.666	239.554	251.175	239.906	177.661	201.848
10. Erträge aus Beteiligungen	55.673	53.297	439	389	721	838	1.160	1.227	0	0	0	0	948	1.055	948	1.055	53.565	51.015
davon aus verbundenen Unternehmen:	4.961	4.998	0	0	461	498	461	498	0	0	0	0	0	0	0	0	4.500	4.500
11. Auf Grund von Gewinnabführungsverträgen erhaltener Gewinn und Dividenden an außenstehende Gesellschafter	11.359	10.222	0	0	1.356	1.356	1.356	1.356	3	3	0	0	0	0	3	3	10.000	8.863
12. Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	8.242	13.664	146	156	2.449	3.025	2.595	3.181	26	0	2	0	0	0	28	0	5.619	10.483
davon aus verbundenen Unternehmen:	2.881	3.669	0	0	3.025	3.025	2.449	3.025	18	0	0	0	0	0	18	0	414	644
13. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	2.713	6.014	130	526	10	255	140	781	0	0	71	233	10	4	81	237	2.492	4.997
davon aus verbundenen Unternehmen:	634	983	129	315	135	233	264	548	0	0	71	0	0	0	71	0	299	435
14. Abschreibungen auf Finanzanlagen	22.160	34.121	0	0	22.160	34.121	22.160	34.121	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15. Aufwendungen aus Verlustübernahme	11.814	36.116	14.284	21.895	481	0	14.765	21.895	0	0	-2.377	14.282	0	0	-2.377	14.282	-574	-61
16. Zinsen und ähnliche Aufwendungen	37.943	34.038	1.044	363	12.609	12.240	13.653	12.603	43	29	2.639	250	253	194	2.935	473	21.355	20.962
davon an verbundene Unternehmen:	5	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	5	79
17. Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	111.899	119.744	8.665	5.631	-30.103	12.741	-21.438	18.372	-3.550	-3.183	34.570	8.834	13.887	24.662	44.907	30.313	88.430	71.059
18. Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	3.612	3.737	195	147	223	459	418	606	1	0	732	231	381	644	1.114	875	2.080	2.256
19. Sonstige Steuern	1.671	1.613	120	284	857	475	977	759	0	7	28	142	401	115	429	264	265	590
20. Aufgrund eines Gewinnabführungsvertrags abgeführter Gewinn	97.119	101.728	7.589	4.402	-31.551	11.422	-23.962	15.824	-3.558	-3.197	33.162	7.781	12.933	23.722	42.537	28.306	78.544	57.598
21. Jahresüberschuss vor Ausschüttung auf das Genussscheinkapital	9.497	12.666	761	798	368	385	1.129	1.183	7	7	648	680	172	181	827	868	7.541	10.615
22. Ausschüttung auf Genussscheinkapital	3.497	3.666	761	798	368	385	1.129	1.183	7	7	648	680	172	181	827	868	1.541	1.615
23. Jahresüberschuss	6.000	9.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.000	9.000
24. Einstellung in andere Gewinnrücklagen	6.000	9.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.000	9.000
25. Bilanzgewinn	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



**Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft, Hannover**  
**Tätigkeitsabschluss gemäß § 6b Abs. 3 EnWG**  
**Entwicklung des Anlagevermögens im Geschäftsjahr 2013**  
**für die Tätigkeit Stromverteilung**

in TEUR	Anschaffungs-/Herstellungskosten					Abschreibungen					Buchwerte		
	Stand 01.01.2013	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Stand 31.12.2013	Stand 01.01.2013	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Zuschrei- bungen	Stand 31.12.2013	Stand 31.12.2013	31.12.2012
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>													
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	14.580	449	0	655	15.684	12.726	895	0	0	0	13.621	2.063	1.855
<b>II. Sachanlagen</b>													
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	37.512	176	29	503	38.162	25.972	585	28	0	0	26.529	11.633	11.540
2. Erzeugungs-, Gewinnungs- und Bezugsanlagen	734	0	0	0	734	719	6	0	0	0	725	9	15
3. Verteilungsanlagen	303.537	4.642	2.352	3.245	309.072	234.733	6.312	2.144	0	0	238.901	70.171	68.805
4. Technische Anlagen und Maschinen	187.550	2.032	2.803	1.468	188.247	150.462	5.151	2.770	0	0	152.843	35.404	37.088
5. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattungen	13.541	411	496	530	13.986	11.673	908	494	-27	0	12.060	1.926	1.868
6. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	11.600	8.415	0	-6.070	13.945	0	0	0	0	0	0	13.945	11.600
	<b>554.474</b>	<b>15.676</b>	<b>5.680</b>	<b>-324</b>	<b>564.146</b>	<b>423.559</b>	<b>12.962</b>	<b>5.436</b>	<b>-27</b>	<b>0</b>	<b>431.058</b>	<b>133.088</b>	<b>130.916</b>
<b>III. Finanzanlagen</b>													
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	150	0	0	0	150	0	0	0	0	0	0	150	150
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3. Beteiligungen	5.607	0	0	0	5.607	0	0	0	0	0	0	5.607	5.607
4. Ausleihungen an Unternehmen mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	4.000	0	0	0	4.000	0	0	0	0	0	0	4.000	4.000
5. Wertpapiere des Anlagevermögens	1.160	468	0	0	1.628	0	0	0	0	0	0	1.628	1.160
6. Sonstige Ausleihungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>10.917</b>	<b>468</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11.385</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11.385</b>	<b>10.917</b>
	<b>579.971</b>	<b>16.593</b>	<b>5.680</b>	<b>331</b>	<b>591.215</b>	<b>436.285</b>	<b>13.857</b>	<b>5.436</b>	<b>-27</b>	<b>0</b>	<b>444.679</b>	<b>146.536</b>	<b>143.688</b>

**Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft, Hannover**  
**Tätigkeitsabschluss gemäß § 6b Abs. 3 EnWG**  
**Entwicklung des Anlagevermögens im Geschäftsjahr 2013**  
**für die Tätigkeit Gasverteilung**

in TEUR	Anschaffungs-/Herstellungskosten					Abschreibungen					Buchwerte		
	Stand 01.01.2013	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Stand 31.12.2013	Stand 01.01.2013	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Zuschrei- bungen	Stand 31.12.2013	Stand 31.12.2013	Stand 31.12.2012
<b>I. Immaterielle Vermögensgegenstände</b>													
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	6.328	305	2	438	7.069	4.999	591	2	0	0	5.588	1.481	1.329
<b>II. Sachanlagen</b>													
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten, einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	13.038	25	87	395	13.371	9.293	270	78	0	0	9.485	3.886	3.745
2. Erzeugungs-, Gewinnungs- und Bezugsanlagen	17.374	172	778	433	17.201	14.600	422	727	0	0	14.295	2.906	2.774
3. Verteilungsanlagen	377.628	2.499	10.397	3.045	372.775	288.418	8.041	8.706	0	0	287.753	85.022	89.210
4. Technische Anlagen und Maschinen	3.462	190	210	56	3.498	2.724	280	196	0	0	2.808	690	738
5. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattungen	8.149	287	313	332	8.455	7.116	540	312	-40	0	7.304	1.151	1.033
6. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	5.899	3.545	0	-4.516	4.928	0	0	0	0	0	0	4.928	5.899
	<b>425.550</b>	<b>6.718</b>	<b>11.785</b>	<b>-255</b>	<b>420.228</b>	<b>322.151</b>	<b>9.553</b>	<b>10.019</b>	<b>-40</b>	<b>0</b>	<b>321.645</b>	<b>98.583</b>	<b>103.399</b>
<b>III. Finanzanlagen</b>													
1. Anteile an verbundenen Unternehmen	100	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	100	100
2. Ausleihungen an verbundene Unternehmen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3. Beteiligungen	0	12	0	0	12	0	0	0	0	0	0	12	0
4. Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0	3.600	0	0	3.600	0	0	0	0	0	0	3.600	0
5. Wertpapiere des Anlagevermögens	938	363	0	0	1.301	0	0	0	0	0	0	1.301	938
6. Sonstige Ausleihungen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>1.038</b>	<b>3.975</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5.013</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5.013</b>	<b>1.038</b>
	<b>432.916</b>	<b>10.998</b>	<b>11.787</b>	<b>183</b>	<b>432.310</b>	<b>327.150</b>	<b>10.144</b>	<b>10.021</b>	<b>-40</b>	<b>0</b>	<b>327.233</b>	<b>105.077</b>	<b>105.766</b>

# **Stadtwerke Hannover Aktiengesellschaft, Hannover**

## **Angaben zu den Tätigkeitsabschlüssen gem. § 6b 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. Zu den gewählten Abschreibungsmethoden verweisen wir auf die Ausführungen im Anhang.

### **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 Tätigkeiten**

Die Forderungen gegenüber anderen Tätigkeitsbereichen 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.

## Anlage 1 – Verwendete Schlüssel

Bilanzposition	Verteilschlüssel
Anlagevermögen im allgemeinen Bereich	Anlagevermögen je allgemeiner Bereichsschlüssel
Vorräte	Allgemeiner Schlüssel
Werksküchenvorräte	Personalschlüssel
Forderungen Lieferungen und Leistungen	Umsatzschlüssel
Andere Forderungen	Allgemeiner Schlüssel
Sonstige Vermögensgegenstände	
Lohn-/Gehaltsvorschüsse und Darlehen	Personalschlüssel
Sonstige Forderungen	Allgemeiner Schlüssel
Wertpapiere	Schlüssel gezeichnetes Kapital
Flüssige Mittel	Allgemeiner Schlüssel
Rechnungsabgrenzungsposten	Verteilschlüssel allgemeiner Bereich
Sonderposten für Investitionszuschüsse und erhaltene Baukostenzuschüsse	Anlagevermögen je allgemeiner Bereichsschlüssel
Rückstellungen Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	Personalschlüssel
Sonstige Rückstellungen	Personalschlüssel und allgemeiner Schlüssel
Verbindlichkeiten ggü. Kreditinstituten	Allgemeiner Schlüssel
Verbindlichkeiten Lieferungen und Leistungen	Allgemeiner Schlüssel
Sonstige Verbindlichkeiten	
Noch auszahlende Löhne/Gehälter	Personalschlüssel
Sonstige Verbindlichkeiten	Allgemeiner Schlüssel

Alle Schlüssel bis auf den Schlüssel „gezeichnetes Kapital“ sind zum 1. Januar 2013 angepasst worden. Da sich die Verteilung des gezeichneten Kapitals zum 1. Januar 2013 nicht verändert hat, ist dieser Schlüssel nicht angepasst worden.

# Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers

Den uneingeschränkten Bestätigungsvermerk haben wir wie folgt erteilt:



## 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 2013 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 aufgrund 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 19. Februar 2014

KPMG AG  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Luther  
Wirtschaftsprüfer

Möller  
Wirtschaftsprüfer