

# Geschäftsbericht 2014

# E.ON-Konzern in Zahlen<sup>1)</sup>

in Mio €	2014	2013	+/- %
Rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung (in MW)	58.871	61.090	-4
- davon Erneuerbare Energien (in MW)	10.472	10.885	-4
Voll konsolidierte Kraftwerksleistung (in MW)	60.151	62.809	-4
- davon Erneuerbare Energien (in MW)	9.768	10.414	-6
Eigene Stromerzeugung (in Mrd kWh)	215,2	245,2	-12
- davon aus Erneuerbaren Energien (in Mrd kWh)	29,3	30,8	-5
CO <sub>2</sub> -Emissionen aus Strom- und Wärmeerzeugung (in Mio t)	95,7	114,3	-16
Spezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen (in t CO <sub>2</sub> /MWh)	0,43	0,45	-4
Stromabsatz (in Mrd kWh)	735,9	696,9	+6
Gasabsatz (in Mrd kWh)	1.161,0	1.219,3	-5
Umsatz	111.556	119.688	-7
EBITDA <sup>2)</sup>	8.337	9.191	-9
EBIT <sup>2)</sup>	4.664	5.624	-17
Konzernfehlbetrag/-überschuss	-3.130	2.459	-
Konzernfehlbetrag/-überschuss der Gesellschafter der E.ON SE	-3.160	2.091	-
Nachhaltiger Konzernüberschuss <sup>2)</sup>	1.612	2.126	-24
Investitionen	4.633	7.992	-42
Forschung und Entwicklung	30	42	-29
Operativer Cashflow <sup>3)</sup>	6.253	6.260	-
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (31.12.)	33.394	32.218	+4
Debt Factor <sup>5)</sup>	4,0	3,5	+0,5 <sup>4)</sup>
Eigenkapital	26.713	36.638	-27
Bilanzsumme	125.690	132.330	-5
ROACE (in %)	8,5	9,2	-0,8 <sup>6)</sup>
Kapitalkosten vor Steuern (in %)	7,4	7,5	-0,1 <sup>6)</sup>
Kapitalkosten nach Steuern (in %)	5,4	5,5	-0,1 <sup>6)</sup>
Value Added	609	1.031	-41
Mitarbeiter (31.12.)	58.503	61.327	-5
- Anteil Frauen (in %)	28,8	28,6	+0,2 <sup>6)</sup>
- Anteil Frauen in Führungspositionen (in %)	15,8	14,0	+1,8 <sup>6)</sup>
- Durchschnittliche Fluktuationsrate (in %)	3,3	3,5	-0,2 <sup>6)</sup>
- Durchschnittsalter der Mitarbeiter	43	43	-
- TRIF (E.ON-Mitarbeiter)	2,0	2,6	-0,6 <sup>6)</sup>
Ergebnis je Aktie <sup>7), 8)</sup> (in €)	-1,64	1,10	-
Eigenkapital je Aktie <sup>7), 8)</sup> (in €)	12,72	17,68	-28
Dividende je Aktie <sup>9)</sup> (in €)	0,50	0,60	-17
Dividendensumme	966	1.145	-16
Marktkapitalisierung <sup>8)</sup> (in Mrd €)	27,4	25,6	+7

1) bereinigt um nicht fortgeführte Aktivitäten

2) bereinigt um außergewöhnliche Effekte (siehe Glossar)

3) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten

4) Veränderung in absoluten Werten

5) Verhältnis zwischen wirtschaftlicher Netto-Verschuldung und EBITDA

6) Veränderung in Prozentpunkten

7) Anteil der Gesellschafter der E.ON SE

8) auf Basis ausstehender Aktien

9) für das jeweilige Geschäftsjahr; Vorschlag für 2014

## 2 Brief des Vorstandsvorsitzenden

## 4 Bericht des Aufsichtsrats

## 10 E.ON-Aktie

## 12 Strategie und Ziele

## 16 Zusammengefasster Lagebericht

16	Grundlagen des Konzerns
16	Geschäftsmodell
18	Steuerungssystem
19	Technologie und Innovation
22	Wirtschaftsbericht
22	Gesamtwirtschaftliche und branchenbezogene Rahmenbedingungen
28	Geschäftsverlauf
33	Ertragslage
41	Finanzlage
45	Vermögenslage
46	Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage der E.ON SE
47	Finanzielle und nichtfinanzielle Leistungsindikatoren
47	- Wertmanagement
48	- Corporate Sustainability
51	- Mitarbeiter
56	Nachtragsbericht
56	Prognosebericht
60	Risikobericht
69	Chancenbericht
70	Internes Kontrollsystem zum Rechnungslegungsprozess
72	Übernahmerelevante Angaben
75	Corporate-Governance-Bericht
75	Erklärung zur Unternehmensführung
81	Vergütungsbericht

## 96 Konzernabschluss

96	Bestätigungsvermerk
98	Gewinn- und Verlustrechnung
99	Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen
100	Bilanz
102	Kapitalflussrechnung
104	Entwicklung des Konzerneigenkapitals
106	Anhang
202	Versicherung der gesetzlichen Vertreter
203	Anteilsbesitzliste

## 216 Organe

216	Aufsichtsratsmitglieder
218	Vorstandsmitglieder

## 219 Tabellen und Erläuterungen

219	Erläuternder Bericht des Vorstands
220	Mehrjahresübersicht/Kapazitäten/Energiemengen
224	Finanzglossar
229	Finanzkalender

*Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,*

am 30. November letzten Jahres hat der Aufsichtsrat unseres Unternehmens dem Vorschlag des Vorstands für eine neue Konzernstrategie zugestimmt. Dieser Strategie liegt die Einschätzung zugrunde, dass sich im Laufe der letzten Jahre zwei Energiewelten entwickelt haben: eine klassische und eine neue. Beide sind nicht unabhängig voneinander, im Gegenteil, sie bedingen sich sogar. Aber sie stellen gänzlich unterschiedliche Anforderungen an Energieunternehmen. In der neuen Energiewelt kommt es auf Kundenorientierung, leistungsfähige und zunehmend intelligente Netze, erneuerbare und dezentrale Stromerzeugung sowie technische Innovationen an. In der klassischen Energiewelt hingegen ist vor allem Know-how und Kosteneffizienz in der Großstromerzeugung mit konventionellen Kraftwerken und im globalen Handel mit Energie gefragt.

Wir wollen und werden in beiden Energiewelten unser Bestes geben, indem wir zwei Gesellschaften schaffen, die sich auf die jeweils unterschiedlichen Herausforderungen fokussieren. So strebt E.ON künftig eine Führungsposition bei innovativen Energielösungen für Kunden an. Daneben entsteht durch Abspaltung eine Neue Gesellschaft, die eine starke und gestaltende Rolle bei den klassischen Strom- und Gasgeschäften einnehmen wird. Unser Unternehmen bietet in hervorragendem Maße die Kompetenzen und Marktzugänge, die in beiden Welten gefordert sind.

Die neue Energiewelt ist geprägt von Schnelligkeit, Agilität und Digitalisierung sowie von technischen Innovationen und zunehmend individuellen Kundenerwartungen. Das, was wir heute schon von dieser Welt sehen, ist erst der Anfang. Sie wird dynamischer und vielfältiger werden, als wir es uns heute vorstellen können. Diese Welt wird ein Unternehmen und seine Mitarbeiter intensiv fordern und sie wird schnell wachsen. E.ON will künftig der bevorzugte Partner für kommunale, öffentliche, industrielle, gewerbliche und private Kunden bei hochwertigen Energieangeboten sein. Außerdem setzen wir auf moderne, intelligente Verteilnetze als Basis für neuartige Energieprodukte, die den Kunden das Leben erleichtern. Bei den Erneuerbaren Energien haben wir als Projektentwickler und -umsetzer bereits heute einen guten Vorsprung vor vielen Wettbewerbern, den wir in unseren Zielregionen in Europa und international konsequent ausbauen wollen.

Aber auch die Energiewelt von morgen braucht eine stabile und sichere Versorgung und Zugang zu den globalen Handelsmärkten für Energieprodukte und Rohstoffe. So wird die Neue Gesellschaft einen wirkungsvollen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten und mithelfen, den Umbau der Energieversorgung in Europa abzusichern. Mit mehr als 50 GW Erzeugungskapazität wird das neue Energieunternehmen ein führender Stromerzeuger in Europa und Russland und dabei einer der größten Betreiber moderner Gaskraftwerke sein. Mit einem starken Erdgasportfolio, das von der Exploration & Produktion über Transportleitungen nach Europa und langfristige Gasbeschaffungsverträge bis zu erheblichen Speicherkapazitäten in Deutschland und anderen Ländern reicht, gehört das neue Unternehmen auch zu den größten Marktteilnehmern im Erdgasgeschäft. Die von industrieller Wertschöpfung geprägten Länder Europas werden aus eigenem Interesse dafür sorgen, dass solche Strukturen und Anlagen auch in Zukunft ihre Funktion als verlässliche Basis einer modernen Energieversorgung erfüllen können.

Zwei Energiewelten, zwei Gesellschaften – was bei näherer Betrachtung im Grunde auf der Hand liegt, hat Ende letzten Jahres viele überrascht. Und dennoch zu ganz überwiegend positiven Reaktionen geführt. „Mut zum Handeln“ wurde uns genauso bescheinigt wie ein „revolutionäres neues Geschäftsmodell“, manche sehen uns auch als Pioniere. Dem wollen wir gerecht werden. Im Laufe dieses Jahres bereiten wir die Abspaltung der Neuen Gesellschaft vor, die genau wie die künftig stärker fokussierte E.ON börsennotiert sein wird. Die neue E.ON wird sich dann vollständig auf Erneuerbare Energien, Energienetze und Kundenlösungen und damit die Bausteine der neuen Energiewelt konzentrieren. Die Geschäftsfelder konventionelle Erzeugung, globaler Energiehandel und Exploration & Produktion überführen wir in die eigenständige Gesellschaft mit neuem Namen.

Für Sie als unsere Aktionäre bedeutet dieser Schritt, dass Sie ab dem nächsten Jahr zwei Arten von Aktien im Depot haben werden, die der künftigen E.ON und die der abzuspaltenden Neuen Gesellschaft. Beide, davon sind wir fest überzeugt, haben auf ihren jeweiligen Geschäftsfeldern mit einer klaren Fokussierung beste Zukunftschancen.

Sehr geehrte Aktionäre, der E.ON-Vorstand und unser Aufsichtsrat haben sich die Entscheidung nicht leicht gemacht und während mehrerer Monate intensive Gespräche innerhalb und außerhalb von E.ON geführt. Daraus resultierte ein umfassender Strategieprozess, in den Erfahrungen und Anregungen aus dem Konzern und von außen eingeflossen sind. Am Ende hat uns der Gedanke überzeugt, dass nur eine frühe und konsequente Fokussierung auf die neue individualisierte Kundenwelt einerseits und auf das klassische systemgebundene Energiegeschäft andererseits uns die Perspektive auf eine starke Position in beiden sichern kann. Beide Unternehmen können so ihre strategischen Chancen nutzen, Investoren überzeugen, wachsen, Beschäftigung sichern und Wert schaffen. Das wird auch Ihnen, unseren Aktionären, neue Chancen für Ihr Investment eröffnen.

Während wir im vergangenen Jahr begonnen haben, die Weichen für die Zukunft zu stellen, haben wir im operativen Geschäft trotz eines schwierigen Umfelds in vielen unserer Märkte und trotz des stark gesunkenen Ölpreises im letzten Halbjahr 2014 ein insgesamt solides Ergebnis erzielt und unsere angekündigten finanziellen Zielwerte dennoch erreicht: Unser EBITDA von rund 8,3 Mrd € liegt ebenso wie der nachhaltige Konzernüberschuss mit 1,6 Mrd € auf der Höhe unserer angekündigten Erwartungen. Operativ konnten wir 2014 darüber hinaus in mancher Hinsicht ein gutes Fundament für die Zukunft legen. So hat sich über das gesamte Jahr betrachtet die Zahl unserer Kunden in Deutschland weiter vergrößert und der positive Trend damit verstetigt. E.ON hat heute allein in Deutschland rund 60.000 mehr private Kunden als vor einem Jahr. Auch die Zufriedenheit unserer Kunden, die wir systematisch messen, ist über die beiden letzten Jahre im Schnitt der verschiedenen Märkte um 22 Prozent angestiegen. Dies sind wichtige Erfolge, denn wir wissen, dass zufriedene Kunden, die uns ihren Freunden und Bekannten weiterempfehlen, die Grundlage unseres Geschäfts bilden.

Unsere Sparte Erneuerbare Energien wächst ebenfalls weiter. In diesen Wochen liefern die ersten Turbinen der neuen Windparks in der Nordsee, Humber Gateway und Amrumbank West, sauberen Strom an unsere Kunden. Bis Ende des Jahres werden beide Windparks mit zusammen rund 500 MW Kapazität vollständig errichtet sein. Unser junger Bereich dezentrale Energien ist vor zwei Monaten in das Zukunftsthema „Machine-to-Machine“ eingestiegen und hat in Großbritannien 25 Prozent an dem Unternehmen Intelligent Maintenance Systems Ltd. übernommen. Mit diesem Schritt erhält E.ON exklusiven Zugang zu einer Technologie, die vor allem gewerblichen Kunden hilft, Endgeräte wie Klimaanlage oder Leuchten effizient zu steuern und damit Kosten zu senken. Diese Art des datenbasierten Energiemanagements wird ein wichtiges Thema der künftigen E.ON sein.

Sehr geehrte Aktionäre, das aktuelle wirtschaftliche und politische Umfeld stellt eine Herausforderung dar, die wir nicht ausblenden. Erhebliche Ausschläge bei einzelnen Wechselkursen, sinkende Ölpreise und das anhaltende Zinstief in Europa belasten Teile unseres Ergebnisses und niemand kann sicher sagen, wie lange diese Entwicklungen anhalten. Ebenso ist uns bewusst, dass mit der Transformation des E.ON-Konzerns in diesem und dem nächsten Jahr eine enorme Aufgabe und viel Arbeit vor uns liegen. Aber mit der strategischen Neuaufstellung zeigen wir deutlich: Wir warten nicht auf bessere Zeiten, sondern nehmen die Herausforderungen aktiv an. Uns leitet das klare Ziel, beiden künftigen Unternehmen, ihren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern und Ihnen, unseren Aktionären, gute Perspektiven zu erhalten und neue zu erschließen.

Mit herzlichen Grüßen



Dr. Johannes Teyssen

*Sehr geehrte Aktionärinnen  
und Aktionäre,*

das Jahr 2014 war für E.ON von wegweisender Bedeutung. Ende November hat der Aufsichtsrat einstimmig die neue strategische Ausrichtung von E.ON beschlossen. Diese Entscheidung hat die Aufsichtsratsarbeit im letzten Jahr maßgeblich geprägt.

Es ist beabsichtigt, dass ein Teil der heutigen Geschäftsfelder von E.ON in eine Neue Gesellschaft abgespalten wird: Die E.ON SE wird sich künftig auf die Geschäftsfelder Erneuerbare Energien, Energienetze und Kundenlösungen fokussieren. Die Geschäftsfelder der konventionellen Erzeugung, des globalen Energiehandels und der Exploration & Produktion sollen in einer neuen, eigenständigen Gesellschaft zusammengefasst und zunächst mehrheitlich an Sie, unsere Aktionäre, abgespalten werden.

Diese künftige Aufstellung resultiert aus der neuen Konzernstrategie, die der Aufsichtsrat der E.ON SE zusammen mit dem Vorstand intensiv beraten hat. Die strategische Neuausrichtung des Unternehmens ist die notwendige Reaktion auf die in der Energiewelt stattfindenden massiven Veränderungsprozesse. Die Energiewelt teilt sich heute in zwei Teile, einen klassischen und einen neuen Teil, denen das Unternehmen in Zukunft mit zwei voneinander getrennt aufgestellten Einheiten begegnen will.

Die Energiebranche insgesamt sah sich auch im Jahr 2014 mit einer nach wie vor angespannten Situation der Energiemärkte in Deutschland und Europa konfrontiert. Die Ursachen dafür sind struktureller und regulatorischer Natur, auf europäischer Ebene wie insbesondere auch in Deutschland. Dringend erforderliche politische Maßnahmen blieben aus oder waren in ihrer Umsetzung für eine unmittelbare und nachhaltige Verbesserung der Bedingungen auf dem Energiemarkt unzureichend. Insbesondere die konventionelle Energieerzeugung, die zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland unerlässlich ist, hat dies erneut zu spüren bekommen.

Auch im Geschäftsjahr 2014 hat der Aufsichtsrat seine Aufgaben und Pflichten nach Gesetz, Satzung und Geschäftsordnung umfassend und sorgfältig wahrgenommen. Er hat sich intensiv mit der Lage des Unternehmens beschäftigt und die Konsequenzen der sich ständig verändernden energiepolitischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausführlich diskutiert.

Wir haben den Vorstand bei der Führung des Unternehmens regelmäßig beraten und seine Tätigkeit kontinuierlich überwacht. Dabei haben wir uns von der Recht-, Zweck- und Ordnungsmäßigkeit der Unternehmensführung überzeugt. In alle Geschäftsvorgänge von besonderer Bedeutung für das Unternehmen waren wir unmittelbar eingebunden und haben diese auf Basis der Berichte des Vorstands ausführlich erörtert. In vier ordentlichen Sitzungen des Aufsichtsrats der E.ON SE haben wir uns im Geschäftsjahr 2014 mit allen für das Unternehmen relevanten Fragen – auch im Zusammenhang mit der neuen Konzernstrategie – befasst. Sämtliche Aufsichtsratsmitglieder der E.ON SE nahmen an allen Sitzungen des Aufsichtsrats teil, lediglich ein Mitglied war an einer Sitzungsteilnahme verhindert. Die individualisierte Aufstellung der Sitzungsteilnahme finden Sie auf Seite 78 des Geschäftsberichts.

Durch den Vorstand wurden wir regelmäßig und zeitnah sowohl schriftlich als auch mündlich umfassend informiert. Wir hatten ausreichend Gelegenheit, uns im Plenum und in den Ausschüssen des Aufsichtsrats aktiv mit den Berichten, Anträgen und Beschlussvorschlägen des Vorstands auseinanderzusetzen. Soweit dies nach Gesetz, Satzung oder Geschäftsordnung erforderlich war, haben wir unser Votum abgegeben und nach eingehender Prüfung und Beratung den Beschlussvorschlägen des Vorstands zugestimmt.

Darüber hinaus fand während des gesamten Geschäftsjahres ein regelmäßiger Informationsaustausch zwischen dem Aufsichtsratsvorsitzenden und dem Vorstandsvorsitzenden statt. Über besonders bedeutende Themen war der Aufsichtsratsvorsitzende jederzeit informiert. Zu den Mitgliedern des Aufsichtsrats hat der Aufsichtsratsvorsitzende auch außerhalb

der Sitzungen Kontakt gehalten. Der Aufsichtsrat war insofern über die aktuelle operative Entwicklung der Konzerngesellschaften, die wesentlichen Geschäftsvorgänge, die Entwicklung der Finanzkennzahlen und relevante anstehende Entscheidungen informiert.

## Neue Konzernstrategie

Der Aufsichtsrat hat zusammen mit dem Vorstand im gesamten Jahr 2014 eine ergebnisoffene Diskussion zur strategischen Neuausrichtung der E.ON SE geführt. Hierbei hat der Vorstand die fundamentalen Veränderungen der Energiemärkte nachvollziehbar aufgezeigt. Diese sind gekennzeichnet durch das Wegbrechen traditioneller Geschäftsbereiche der Energiewirtschaft bei gleichzeitiger rasanter Entwicklung neuer Technologien und wachsenden, individuelleren Kundenerwartungen. Die zukünftige Energiewelt und deren Erfolgsfaktoren unterscheiden sich erheblich von der Energiewelt heute, wie wir sie bisher kannten.

Die klassische Energiewelt bedient das Bedürfnis nach einer stabilen, zuverlässigen Energieversorgung. Nur konventionelle Anlagen können diese sicherstellen, was gleichermaßen für die Gas- wie auch für die Stromversorgung gilt und den Zugang zu den internationalen Energiemärkten voraussetzt. Demgegenüber entsteht eine neue Energiewelt, die durch die Etablierung neuer, dezentraler und erneuerbarer Energieerzeugungstechnologien geprägt ist, neben den individuellen Wünschen der Kunden nach maßgeschneiderten, innovativen Energielösungen. Sie erfordert zudem intelligente Netze, die mit der Digitalisierung der Energieversorgung Schritt halten.

Beide Energiewelten werden noch auf Jahrzehnte hinaus koexistieren. Sie verlangen jedoch nach sehr unterschiedlichen unternehmerischen Ansätzen. Auch die zum Erfolg erforderlichen Fähigkeiten unterscheiden sich. Das bisherige breite Geschäftsmodell von E.ON wird diesen neuen Herausforderungen unserer Einschätzung nach nicht mehr gerecht. Deshalb soll der Konzern neu aufgestellt werden, mit einer Trennung der auf die neue und die klassische Energiewelt entfallenden Geschäfte.

Die E.ON SE fokussiert sich auf die neue Energiewelt, mit dem Kunden als zentralem Punkt. Der Konzern wird künftig aus drei Säulen bestehen: Erneuerbare Energien, Energienetze und Kundenlösungen. Diese bauen aufeinander auf, verstärken sich gegenseitig und sichern ein stabiles und wachstumsstarkes Geschäftsportfolio.

Die Neue Gesellschaft soll sich mit ihrem Portfolio aus konventioneller Stromerzeugung, globalem Energiehandel und Exploration & Produktion auf die noch langfristig erforderliche Absicherung der Versorgungssicherheit und den Zugang zu den globalen Handelsmärkten für Energieprodukte konzentrieren. Damit hat sie beste Voraussetzungen, die erforderliche Strukturierung der europäischen Stromerzeugung anzuführen und attraktive Dienstleistungen für die Systembedürfnisse der Zukunft anzubieten.

Der Vorstand wird in den nächsten Monaten die Grundlagen für die Eigenständigkeit der Neuen Gesellschaft schaffen und in der Folge ihre Börsennotierung vorbereiten. Sowohl die E.ON SE als auch die Neue Gesellschaft werden eine solide Finanzausstattung erhalten, sichere Arbeitsplätze bieten und perspektivisch neue schaffen.

Die Neuaufstellung wird im Sinne der bewährten Sozialpartnerschaft in enger Zusammenarbeit mit den Arbeitnehmervertretungen konkretisiert und umgesetzt. Sie ist auf die dauerhafte Fortführung der heutigen Geschäfte in zwei zukunftsfähigen Unternehmen und damit auch auf verbesserte Voraussetzungen zur Beschäftigungssicherung ausgerichtet. Mit der Neuaufstellung ist kein Personalabbauprogramm verbunden. Die bewährte Mitbestimmung auch für Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter im Ausland wird gewährleistet.

Derzeit erwarten wir, dass die Abspaltung im Geschäftsjahr 2016 nach der Zustimmung der E.ON-Hauptversammlung durchgeführt werden kann.

### Zentrale Themen der Beratung des Aufsichtsrats

Neben der beschriebenen Diskussion zur neuen Konzernstrategie haben wir uns mit folgenden wesentlichen Themen befasst. Vor dem Hintergrund der Entwicklung auf den nationalen und internationalen Energiemärkten, über die uns der Vorstand kontinuierlich informierte, haben wir die wirtschaftliche Lage der Konzerngesellschaften im Aufsichtsrat ausführlich besprochen. Darüber hinaus haben wir die aktuelle Vermögens-, Finanz- und Ertragslage, die Beschäftigungsentwicklung sowie die Ergebnischancen und -risiken der E.ON SE und des Konzerns behandelt. Ferner erörterten wir mit dem Vorstand eingehend die Mittelfristplanung des Konzerns für die Jahre 2015 bis 2017.

Übergeordnete zentrale Themen unserer Beratungen waren

- die aktuellen Entwicklungen der europäischen und deutschen Energiepolitik unter Berücksichtigung der Verwerfungen am internationalen Energiemarkt
- die politische Situation in Russland und der Ukraine und ihre Implikationen für die Versorgungssicherheit sowie die gesamtwirtschaftliche Entwicklung in Europa
- die Entwicklung der Commodity-Preise und der für E.ON relevanten Währungen
- die weltweite gesamtwirtschaftliche Entwicklung und insbesondere die weiterhin schwierige konjunkturelle Entwicklung Europas im Nachgang zur Staatsschuldenkrise

und die jeweiligen Auswirkungen auf die verschiedenen Geschäftsfelder von E.ON einschließlich der in diesem Zusammenhang erforderlichen Wertberichtigungen.

Dem Aufsichtsrat wurden regelmäßig die Entwicklungen im Bereich Gesundheit, (Arbeits-)Sicherheit und Umwelt dargestellt, insbesondere der Verlauf der wesentlichen Unfallkennzahlen. Die aktuellen Entwicklungen unserer Geschäftsaktivitäten in den globalen und regionalen Einheiten sowie in Russland und der Türkei wurden umfassend erörtert. In

allen Sitzungen hat sich der Aufsichtsrat zudem – wie auch die zuständigen Ausschüsse – mit der angespannten geschäftlichen Situation unseres Joint Ventures ENEVA und den damit zusammenhängenden Aktivitäten in Brasilien befasst. Weiterhin informierte der Vorstand uns ausführlich über den Stand der Bauprojekte, unter anderem über die Nachrüstarbeiten am Kernkraftwerk Oskarshamn 2 in Schweden sowie die Fortschritte bei den Neubauprojekten Datteln 4 in Deutschland, Maasvlakte 3 in den Niederlanden und Berezovskaja 3 in Russland. In rechtlicher Hinsicht berichtete der Vorstand über das Vorgehen im Hinblick auf die Vorgaben des Standortauswahlgesetzes, über die Schadensersatzklage gegen das im März 2011 verhängte Kernenergiemoratorium sowie die Verfahren zur Brennelementesteuer. Ein weiteres Thema der Diskussionen im Aufsichtsrat war der aktuelle Stand der Verfassungsbeschwerde im Zusammenhang mit der 13. Novelle des deutschen Atomgesetzes aus dem Jahr 2011 (Atomausstiegsgesetz). Ferner wurde über die Veräußerungen in Italien und Spanien sowie über Transaktionen im Rahmen des Build-and-Sell-Ansatzes diskutiert und – soweit erforderlich – ein Beschluss gefasst. Weiterhin berichtete der Vorstand über erforderliche Wertberichtigungen. Der Stand des Programms E.ON 2.0 einschließlich des Aufbaus der Business Service Center und des Working-Capital-Excellence-Projekts zur Reduzierung des gebundenen Kapitals wurde eingehend beleuchtet. Im Zusammenhang mit den Beschlussempfehlungen für die Hauptversammlung 2014 stimmte der Aufsichtsrat unter anderem dem Angebot einer Wahldividende zu. Der Vorstand unterrichtete uns schließlich darüber, in welchem Umfang derivative Finanzinstrumente eingesetzt wurden und wie sich deren Regulierung auf das Geschäft auswirkt. Darüber hinaus haben wir die Ratingsituation der Gesellschaft regelmäßig mit dem Vorstand diskutiert.

Die erhaltenen Tätigkeitsberichte der Ausschüsse des Aufsichtsrats wurden eingehend diskutiert.



## Corporate Governance

Der Aufsichtsrat hat auch im Geschäftsjahr 2014 die Umsetzung der Vorschriften des Deutschen Corporate Governance Kodex bei E.ON intensiv behandelt.

In der turnusgemäß zum Jahresende abgegebenen Entsprechenserklärung haben wir – gemeinsam mit dem Vorstand – erklärt, dass den vom Bundesministerium der Justiz im amtlichen Teil des Bundesanzeigers bekannt gemachten Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex“ (in der Fassung vom 24. Juni 2014) uneingeschränkt entsprochen wird. Ferner haben wir erklärt, dass den vom Bundesministerium der Justiz im amtlichen Teil des Bundesanzeigers bekannt gemachten Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex“ (in der Fassung vom 13. Mai 2013) seit Abgabe der letzten Erklärung am 16. Dezember 2013 uneingeschränkt entsprochen wurde. Die aktuelle Fassung der Entsprechenserklärung finden Sie im Corporate-Governance-Bericht auf Seite 75, die jeweils aktuelle Entsprechenserklärung sowie frühere Fassungen sind im Internet unter [www.eon.com](http://www.eon.com) veröffentlicht.

Dem Aufsichtsrat lagen keine Anzeichen für Interessenkonflikte von Vorstands- und Aufsichtsratsmitgliedern vor.

Im abgelaufenen Geschäftsjahr wurden zudem zu ausgewählten Themen Aus- und Fortbildungsveranstaltungen für die Mitglieder des Aufsichtsrats durchgeführt.

Die Ziele für die Zusammensetzung des Aufsichtsrats im Hinblick auf Ziffer 5.4.1 des Deutschen Corporate Governance Kodex und der Stand ihrer Umsetzung sind im Corporate-Governance-Bericht auf den Seiten 78 und 79 abgedruckt.

Eine Übersicht über die Teilnahme der Aufsichtsratsmitglieder an den Sitzungen des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse finden Sie auf Seite 78.

## Arbeit der Ausschüsse

Der Aufsichtsrat hat die im Folgenden näher beschriebenen Ausschüsse gebildet, um seine Aufgaben sorgfältig und effizient wahrnehmen zu können. Angaben zur Zusammensetzung der Ausschüsse und ihren Aufgaben befinden sich im Corporate-Governance-Bericht auf den Seiten 79 und 80. Im gesetzlich zulässigen Rahmen hat der Aufsichtsrat eine Reihe von Beschlusszuständigkeiten an die Ausschüsse übertragen. Über Gegenstand und Ergebnis der Sitzungen berichtete der jeweilige Ausschussvorsitzende regelmäßig in der folgenden Sitzung des Aufsichtsrats an das Aufsichtsratsplenum.

Der Präsidialausschuss des Aufsichtsrats hat insgesamt fünfmal getagt. Bei den Sitzungen waren jeweils sämtliche Mitglieder anwesend. Insbesondere wurden in diesem Gremium die Sitzungen des Aufsichtsrats vorbereitet. Weiterhin hat der Präsidialausschuss wesentliche Vergütungsangelegenheiten des Vorstands diskutiert und die hierzu erforderlichen Beschlüsse des Aufsichtsrats intensiv vorbereitet. Zudem hat der Präsidialausschuss die vom Aufsichtsrat beschlossene Erreichung der Vorstandsziele für das Jahr 2013 sowie die Vorgabe von Zielen für das Jahr 2014 vorbereitet. Er hat zudem deren Umsetzung im Rahmen einer unterjährigen Evaluierung diskutiert.

Der Finanz- und Investitionsausschuss kam in fünf Sitzungen zusammen, bei denen jeweils alle Mitglieder anwesend waren. Der Ausschuss befasste sich unter anderem mit dem Bericht des Vorstands zur Fertigstellung des E&P-Projektes Skarv in der Nordsee, zu den aktuellen Entwicklungen bei unseren Gemeinschaftsunternehmen in der Türkei und insbesondere in Brasilien, dem Verkauf von Anteilen an zwei von E.ON errichteten Windparks in den USA, der geplanten Veräußerung der Aktivitäten in Spanien und Italien und der Weiterführung

des Neubauprojekts Kraftwerk Datteln 4. Der Ausschuss bereitete in den Sitzungen insbesondere die entsprechenden Beschlüsse des Aufsichtsrats vor oder entschied selbst, soweit er hierzu befugt war. Ferner wurde die Mittelfristplanung für den Zeitraum 2015 bis 2017 diskutiert und die Beschlussfassung durch den Aufsichtsrat vorbereitet.

Der Prüfungs- und Risikoausschuss hielt im Geschäftsjahr 2014 sieben Sitzungen ab. An allen Sitzungen nahmen die jeweiligen Mitglieder vollzählig teil, mit Ausnahme eines Mitglieds, das bei einer Sitzung verhindert war. Der Ausschuss befasste sich im Rahmen einer eingehenden Prüfung – unter Berücksichtigung der Prüfberichte des Abschlussprüfers und im Gespräch mit diesem – insbesondere mit dem handelsrechtlichen Jahresabschluss und dem Konzernabschluss für das Geschäftsjahr 2013 nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) sowie den Zwischenabschlüssen der E.ON SE im Jahr 2014. Der Ausschuss erörterte den Vorschlag zur Wahl des Abschlussprüfers für das Geschäftsjahr 2014 und erteilte die Aufträge für dessen Prüfungsleistungen, legte die Prüfungsschwerpunkte fest, beschloss die Vergütung des Abschlussprüfers und überprüfte dessen Qualifikation und Unabhängigkeit nach den Anforderungen des Deutschen Corporate Governance Kodex. Der Ausschuss hat sich davon überzeugt, dass beim Abschlussprüfer keine Interessenkonflikte vorliegen. Gegenstand umfassender Erörterung waren insbesondere Fragen der Rechnungslegung, des internen Kontrollsystems und des Risikomanagements. Darüber hinaus hat der Ausschuss den mit dem Konzernlagebericht zusammengefassten Lagebericht und den Vorschlag für die Gewinnverwendung eingehend diskutiert, die entsprechenden Empfehlungen an den Aufsichtsrat vorbereitet und dem Aufsichtsrat berichtet. Weiterhin behandelte der Ausschuss regelmäßig ausführlich die Entwicklung bedeutender Investitionsprojekte. Der Prüfungs- und Risikoausschuss hat sich intensiv mit den Marktgegebenheiten, den langfristigen Veränderungen auf den Märkten und den sich daraus ergebenden Konsequenzen für die Werthaltigkeit unserer Aktivitäten befasst. Er erörterte die Ergebnisse aus den jeweiligen Werthaltigkeitstests und die erforderlichen Wertberichtigungen. Die Prüfung der Risikolage und Risikotragfähigkeit des Unternehmens und die Qualitätssicherung des Risikomanagements bildeten weitere Schwerpunkte. Dazu diente neben der Zusammenarbeit mit den Abschlussprüfern unter anderem die Berichterstattung aus dem Risikokomitee der Gesellschaft. Auf Basis der quartalsweise erstatteten Risikoberichte hat der Ausschuss festgestellt, dass jeweils keine Risiken erkennbar waren, die den Fortbestand des Konzerns oder einzelner

Segmente gefährden könnten. Darüber hinaus befasste sich der Ausschuss ausführlich mit der Arbeit der internen Revision einschließlich der Prüfungen im Jahr 2014 sowie der Prüfungsplanung und der Festlegung der Prüfungsschwerpunkte für 2015. Ferner erörterte der Ausschuss den jeweiligen Compliance-Bericht und das E.ON-Compliance-System sowie andere prüfungsrelevante Themen. Der Vorstand berichtete zudem über schwebende Verfahren sowie rechtliche und regulatorische Risiken für das Geschäft des E.ON-Konzerns. Hierzu zählten unter anderem der Stand der Verfassungsbeschwerde gegen das Atomausstiegsgesetz sowie der Klagen gegen das Kernbrennstoffsteuergesetz und das im März 2011 verhängte Kernenergiemoratorium, das rechtliche Vorgehen im Zusammenhang mit den Vorgaben des Standortauswahlgesetzes, der Stand der Überprüfung der Preisanpassungsklauseln durch den Bundesgerichtshof sowie die Verzögerung bei der Modernisierung des Kernkraftwerks Oskarshamn 2 in Schweden. Regelmäßig wurde im Ausschuss die Entwicklung des Ratings und dessen aktueller Stand erörtert. Weitere Themen waren die aktuelle Entwicklung bei unseren Beteiligungen in der Türkei und speziell in Brasilien, mit letzterer im Zusammenhang stehende Wertberichtigungen, die Steuerentwicklung im Konzern sowie meldepflichtige Ereignisse im E.ON-Konzern und Versicherungsfragen.

Der Nominierungsausschuss tagte im Geschäftsjahr 2014 nicht, da keine entsprechenden Wahlen für den Aufsichtsrat der E.ON SE anstanden.

### **Prüfung und Feststellung des Jahresabschlusses zum 31. Dezember 2014, Billigung des Konzernabschlusses, Gewinnverwendungsvorschlag**

Der Jahresabschluss der E.ON SE zum 31. Dezember 2014, der mit dem Konzernlagebericht zusammengefasste Lagebericht sowie der nach IFRS aufgestellte Konzernabschluss wurden durch den von der Hauptversammlung gewählten und vom Aufsichtsrat beauftragten Abschlussprüfer, PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Düsseldorf, geprüft und mit einem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen. Der vorliegende IFRS-Konzernabschluss befreit von der Pflicht, einen Konzernabschluss nach deutschem Recht aufzustellen.

Ferner prüfte der Abschlussprüfer das Risikofrüherkennungssystem der E.ON SE. Diese Prüfung ergab, dass der Vorstand Maßnahmen zur Erfüllung der Anforderungen der Risikoüberwachung in geeigneter Form getroffen hat und das Risiko-früherkennungssystem seine Aufgaben erfüllt.

Den handelsrechtlichen Jahresabschluss, den Konzernabschluss und den zusammengefassten Lagebericht der E.ON SE sowie den Vorschlag des Vorstands für die Verwendung des Bilanzgewinns haben wir – in Gegenwart des Abschlussprüfers und in Kenntnis sowie unter Berücksichtigung des Berichts des Abschlussprüfers und der Ergebnisse der Vorprüfung durch den Prüfungs- und Risikoausschuss – geprüft und in der Bilanzsitzung des Aufsichtsrats am 10. März 2015 ausführlich besprochen. Der Abschlussprüfer stand für ergänzende Fragen und Auskünfte zur Verfügung. Wir haben festgestellt, dass auch nach dem abschließenden Ergebnis unserer Prüfungen keine Einwände bestehen. Daher haben wir den Bericht des Abschlussprüfers zustimmend zur Kenntnis genommen.

Den vom Vorstand aufgestellten Jahresabschluss der E.ON SE sowie den Konzernabschluss haben wir gebilligt. Der Jahresabschluss ist damit festgestellt. Dem zusammengefassten Lagebericht, insbesondere den Aussagen zur weiteren Unternehmensentwicklung, stimmen wir zu.

Den Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands, der eine Dividende von 0,50 € pro dividendenberechtigter Aktie vorsieht, haben wir auch im Hinblick auf die Liquidität der Gesellschaft sowie ihre Finanz- und Investitionsplanung geprüft. Der Vorschlag entspricht dem Gesellschaftsinteresse unter Berücksichtigung der Aktionärsinteressen. Nach Prüfung und Abwägung aller Argumente schließen wir uns dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands an.

### **Personelle Veränderungen im Aufsichtsrat und den Ausschüssen**

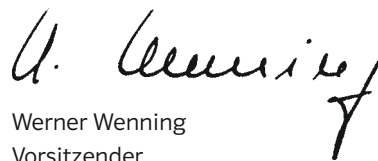
Zum 30. Juni 2014 ist Herr Willem Vis aus dem Aufsichtsrat der E.ON SE ausgeschieden. Wir danken Herrn Vis für seinen engagierten Einsatz für die Interessen des Unternehmens und die Belange der Mitarbeiter und wünschen ihm für die Zukunft alles Gute. Nachfolger von Herrn Vis ist Herr Clive Broutta. Zum Nachfolger von Herrn Vis als Mitglied des Finanz- und Investitionsausschusses wählte der Aufsichtsrat Herrn Eugen-Gheorghe Luha.

Zum 31. Dezember 2014 ist zudem nach langjähriger Mitgliedschaft Herr Klaus-Dieter Raschke aus dem Aufsichtsrat der E.ON SE ausgeschieden. Wir danken Herrn Raschke, der dem Aufsichtsrat der E.ON SE seit 2002 angehört hat, für seinen fortgesetzten, außerordentlichen Einsatz im Aufsichtsrat und seinen Ausschüssen und wünschen ihm für die Zukunft alles Gute. Sein Bestreben, die Interessen der Mitarbeiter und des Unternehmens in Einklang zu bringen, war beispielhaft. Nachfolger von Herrn Raschke im Aufsichtsrat ist Herr Thies Hansen. Herr Fred Schulz ist als Nachfolger von Herrn Raschke in den Prüfungs- und Risikoausschuss gewählt worden. Die Mitglieder des Prüfungs- und Risikoausschusses wählten zudem aufgrund des Ausscheidens von Herrn Raschke mit Wirkung ab dem 1. Januar 2015 Herrn Eberhard Schomburg zum Stellvertreter des Vorsitzenden des Ausschusses. Zum neuen Mitglied des Finanz- und Investitionsausschusses ab dem 1. Januar 2015 hat der Aufsichtsrat Herrn Thies Hansen als Nachfolger von Herrn Schulz, der sein Mandat niedergelegt hat, gewählt. Das Amt des stellvertretenden Ausschussvorsitzenden, in das Herr Schulz im März 2014 von den Ausschussmitgliedern gewählt worden war, übernahm Herr Hansen.

Für die im Geschäftsjahr 2014 erbrachten Leistungen, für ihren Einsatz und die geleistete Arbeit dankt der Aufsichtsrat den Vorständen, Betriebsräten sowie allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des E.ON-Konzerns.

Düsseldorf, den 10. März 2015  
Der Aufsichtsrat

Mit freundlichen Grüßen

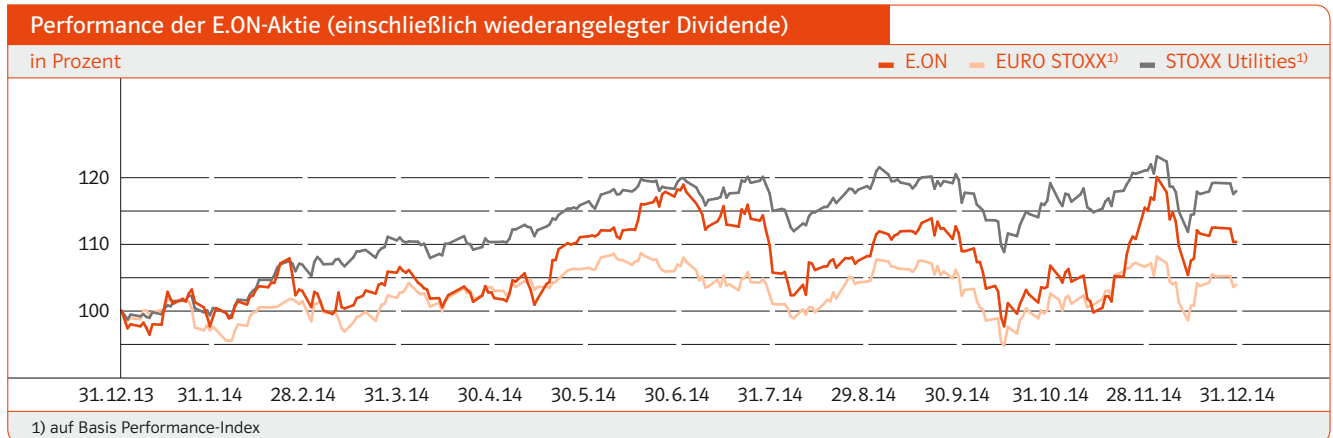


Werner Wenning  
Vorsitzender

## Entwicklung der E.ON-Aktie 2014

Am Ende des Jahres 2014 lag der Kurs der E.ON-Aktie (einschließlich wiederangelegter Dividende) 10 Prozent über dem

Kurs zum Jahresende 2013 und entwickelte sich damit schlechter als der Branchenindex STOXX Utilities (+18 Prozent), aber besser als der europäische Aktienindex EURO STOXX 50 (+4 Prozent) im selben Zeitraum.

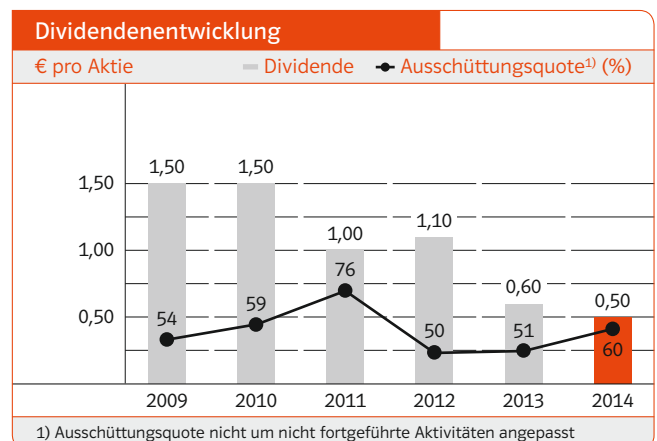


Kennzahlen zur E.ON-Aktie		
in € je Aktie	2014	2013
Ergebnis (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	-1,64	1,10
Ergebnis aus nachhaltigem Konzernüberschuss <sup>1)</sup>	0,84	1,11
Dividende <sup>2)</sup>	0,50	0,60
Dividendensumme (in Mio €)	966	1.145
Höchstkurs <sup>3)</sup>	15,46	14,71
Tiefstkurs <sup>3)</sup>	12,56	11,94
Jahresendkurs <sup>3)</sup>	14,20	13,42
Anzahl ausstehender Aktien (in Mio)	1.933	1.907
Marktkapitalisierung <sup>4)</sup> (in Mrd €)	27,4	25,6
Umsatz E.ON-Aktien <sup>5)</sup> (in Mrd €)	31,4	36,8

1) bereinigt um nicht fortgeführte Aktivitäten  
 2) für das jeweilige Geschäftsjahr; Vorschlag für 2014  
 3) Xetra  
 4) auf Basis ausstehender Aktien  
 5) an allen deutschen Börsen inklusive Xetra

## Dividende

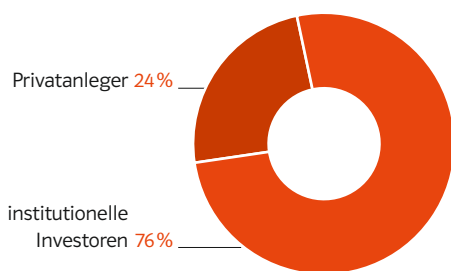
Für das Geschäftsjahr 2014 wird der Hauptversammlung die Ausschüttung einer Bardividende in Höhe von 0,50 € je Aktie vorgeschlagen (Vorjahr: 0,60 €). Den Aktionären wird zudem angeboten, den Anspruch auf Bardividende teilweise gegen eigene Aktien der E.ON SE zu tauschen. Die Ausschüttungsquote, gemessen am nachhaltigen Konzernüberschuss, liegt damit bei 60 Prozent, nach 51 Prozent im Vorjahr. Bezogen auf den Jahresendkurs 2014 beträgt die Dividendenrendite 3,5 Prozent.



## Aktionärsstruktur

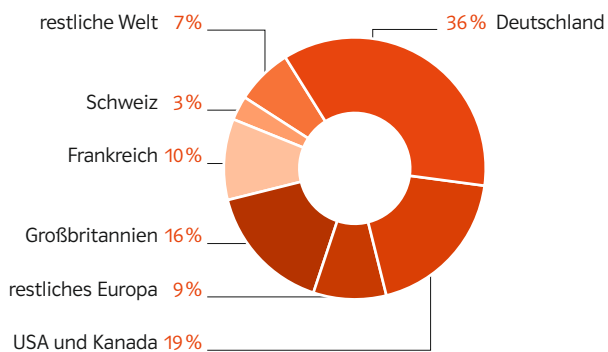
Im Rahmen von E.ONs Aktionärsstrukturanalyse entfallen rund 76 Prozent unseres Aktienkapitals auf institutionelle Investoren und rund 24 Prozent auf private Anleger. Rund 36 Prozent der Anteile an E.ON befinden sich im Inlandsbesitz und rund 64 Prozent im Auslandsbesitz.

**Aktionärsstruktur: institutionelle Investoren vs. Privatanleger<sup>1)</sup>**



1) Prozentwerte auf Basis der gesamten identifizierten Aktionäre ohne eigene Aktien  
 Quellen: Aktienregister und Ipreo (Stand 31. Dezember 2014)

**Aktionärsstruktur: geografische Verteilung<sup>1)</sup>**



1) Prozentwerte auf Basis der gesamten identifizierten Aktionäre ohne eigene Aktien  
 Quellen: Aktienregister und Ipreo (Stand 31. Dezember 2014)

## Investor Relations

Unsere Investor-Relations-Arbeit basiert weiterhin auf den vier Prinzipien Offenheit, Kontinuität, Glaubwürdigkeit und Gleichbehandlung aller unserer Investoren. Wir sehen es als unseren Auftrag, unsere Investoren auf regelmäßig stattfindenden Konferenzen und Roadshows, im Internet und im persönlichen Gespräch schnell, präzise und zielgerichtet zu informieren.

Insgesamt haben wir daher im vergangenen Jahr den Dialog mit unseren Analysten und Anlegern weiter intensiviert, eine regelmäßige Kommunikation und Beziehungspflege sind unerlässlich für eine gute Investor-Relations-Arbeit.

Um eine größtmögliche Transparenz über die Entwicklungen unserer Geschäftsbereiche zu schaffen, haben wir regelmäßig im Rahmen der Quartalsberichterstattung Rechenschaft abgelegt und zusätzlich Informationsveranstaltungen zu einzelnen Geschäftsbereichen durchgeführt. So informierten im Januar Manager aus Deutschland und Schweden detailliert über E.ONs Verteilnetzgeschäft und im März standen mehrere E.ON-Vorstände Analysten und Investoren Rede und Antwort zu operativen, politischen und strategischen Entwicklungen in verschiedenen Geschäftsbereichen des Konzerns.

Im Dezember stellten wir dann ausführlich die neue Konzernstrategie Analysten und Investoren im Rahmen einer Telefonkonferenz und diverser Roadshows vor. Die Rückmeldung, die wir in den Gesprächen erhalten haben, ist überwiegend sehr positiv und unsere neue Strategie wird als richtige Antwort auf die sich verändernde Energielandschaft gesehen.

Mehr dazu?

[www.eon.com/investoren](http://www.eon.com/investoren)

Treten Sie mit uns in den Dialog:

[investorrelations@eon.com](mailto:investorrelations@eon.com)

### Unsere Strategie: „Empowering customers. Shaping markets.“

Mit der Ende 2014 beschlossenen Strategie „Empowering customers. Shaping markets.“ richtet sich E.ON konsequent auf die durchgreifenden Veränderungen in den Energiemärkten aus. E.ON ergreift damit die Initiative und nutzt zum Vorteil von Kunden, Mitarbeitern, Geschäftspartnern, Aktionären und Gesellschaft die großen Chancen, die sich aus der Entstehung neuer Energiewelten ergeben.

### Zwei Energiewelten mit vielfältigen Chancen

Erneuerbare Energien wie Wind und Sonne haben inzwischen im Vergleich zu den konventionellen Technologien ein konkurrenzfähiges Kostenniveau erreicht. In Verbindung mit Energiespeichermöglichkeiten wie beispielsweise Batterien werden sie sich für immer mehr Kunden zu einer echten Alternative in ihrer Energieversorgung entwickeln. Parallel verändern sich die Erwartungen und Rollen der Kunden substantiell: Sie sind nicht mehr ausschließlich Empfänger einer Strom-, Gas- oder Wärmelieferung, sondern hinterfragen zunehmend Quelle und Nachhaltigkeit der eigenen Energieversorgung. Viele engagieren sich persönlich, indem sie zum Beispiel Eigenerzeuger oder Energieeffizienz-Manager werden. Neben den sich verändernden Kundenbedürfnissen haben auch politische und regulatorische Entscheidungen der letzten Jahre zu einer zunehmenden Bedeutung der erneuerbaren und dezentralen Energieerzeugung sowie der Energieeffizienz geführt. Aufgrund dieser Entwicklungen bricht die traditionelle Wertschöpfungskette in immer mehr und immer unterschiedlichere Teilmärkte auf. Dies eröffnet auch neuen, spezialisierten Akteuren einen Zugang zum Energiemarkt und führt so zu einer noch größeren Wettbewerbsintensität. Die neue, auf nachhaltiger Energie basierende Welt mit selbstständigen und aktiven Kunden, erneuerbarer und dezentraler Energieerzeugung, Energieeffizienz sowie lokalen Energiesystemen bietet erhebliche Wachstumspotenziale. Diese neue Energiewelt wird dynamischer wachsen und in vielen Ländern an Bedeutung gewinnen, daneben wird auch die klassische Energiewelt weiter bestehen und gut aufgestellten

Energieunternehmen attraktive Chancen bieten. Sie bleibt langfristig für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit unverzichtbar, sodass an einer angemessenen Vergütung für die Vorhaltung der dazu erforderlichen konventionellen Anlagen kein Weg vorbeiführt. Unternehmen, die die notwendige Marktkonsolidierung aktiv vorantreiben, können ihre Marktposition stärken und sich klare Wettbewerbsvorteile verschaffen. Der im weltweiten Maßstab wachsende Energiebedarf eröffnet Chancen im Energiehandel und kann zu einer Erholung der Großhandelspreise führen. Somit bieten beide Welten vielfältige Markt- und Wachstumschancen. Sie unterscheiden sich aber deutlich in Bezug auf die Werttreiber, Prozesse, Risiken, Kapitalkosten, Erwartungen der Anleger und Erfolgsfaktoren.

### Zwei spezialisierte Unternehmen mit sehr guten Startpositionen

Um den grundlegenden Veränderungen der Märkte Rechnung zu tragen, soll E.ON in zwei fokussierte, finanzstarke, börsennotierte Gesellschaften aufgeteilt werden. Die künftige E.ON wird sich auf die neue Energiewelt konzentrieren und dort zu einem Anbieter von Energielösungen werden. Die konventionellen Geschäftsbereiche im Up- und Midstreamsektor sollen auf eine Neue Gesellschaft übertragen werden, die sich künftig auf die klassische Energiewelt konzentrieren wird. E.ON wird zunächst an der Neuen Gesellschaft eine Minderheitsbeteiligung halten.

Wir sind davon überzeugt, die Aufspaltung in zwei kleinere, dynamischere Unternehmen stärkt die Wettbewerbspositionen aller heutigen E.ON-Geschäfte. Ein fokussierteres Management beider Unternehmen ebnet den Weg zu steigender Rentabilität und größerer Wachstumsdynamik und schafft damit attraktive Angebote für Mitarbeiter und externe Stakeholder. So können sie ihre Geschäftsaktivitäten besser nach Kunden,

Technologien, Risiken und Märkten differenzieren und notwendige Fähigkeiten und Prozesse gezielter entwickeln. Jedes der beiden Unternehmen kann eine homogene Kultur und eine klare Markenpositionierung herausbilden. Darüber hinaus erwartet E.ON für beide Gesellschaften spezifischere Kapitalkosten sowie eine angemessene Bewertung und damit einen verbesserten Zugang zu den Kapitalmärkten.

### Strategie für die künftige E.ON

Die künftige E.ON-Strategie basiert auf drei fundamentalen Marktentwicklungen und Wachstumsbereichen: dem globalen Wunsch zur Nutzung Erneuerbarer Energien (insbesondere Wind- und Solarenergie), dem Einsatz der Verteilnetze für eine dezentrale Energiewelt und auf den sich verändernden Kundenbedürfnissen. Sie ist darauf ausgerichtet, durch hervorragende unternehmerische Leistung in allen Bereichen einen Mehrwert zu schaffen, unter anderem mithilfe von kontinuierlichen Innovationen, einer klaren Nachhaltigkeitsorientierung und einer starken Marke. Die Beziehungen zu Kunden, Geschäftspartnern und anderen wichtigen Stakeholdern sollen gefestigt werden.

### Ziele und Geschäftsfelder

E.ON will bevorzugter Partner für Energie- und Kundenlösungen werden. Dies soll durch ehrgeizige Ziele in den Bereichen Nachhaltigkeit, Kundenbindung und innovative Lösungen erreicht werden. Mit der klaren Fokussierung auf drei starke Säulen wird E.ON Energielösungen auf der Erzeugungs- und Nachfrageseite anbieten:

- **Erneuerbare Energien:** Ein international wachsendes Geschäft mit Erneuerbaren Energien in attraktiven Zielregionen (Europa, USA, weitere Märkte) und kundenrelevanten Technologien (Onshore-/Offshore-Wind, PV-Solaranlagen) für Netzgesellschaften, Versorgungsunternehmen, Großkunden und Großhandelsmärkte. Mit führenden Kompetenzen in der Entwicklung und Umsetzung von Projekten sowie im effizienten Betrieb der Anlagen verfügt E.ON hier schon heute über einen bedeutenden Wettbewerbsvorteil.

- **Energienetze:** Energienetze verbinden unsere Kunden miteinander. Sie sind darüber hinaus Drehscheibe der digitalen Vernetzung. E.ON entwickelt smarte Lösungen für ihre Kunden, die den Alltag erleichtern. Der weit überwiegende Anteil der Erneuerbaren speist seinen Strom in Verteilnetze ein und ein Drittel aller durch das Gesetz zum Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) geförderten dezentralen Anlagen in Deutschland ist bereits heute an E.ON-Netze angeschlossen. Die Verteilnetze sind es also, die den Umbau des Energiesystems überhaupt erst möglich machen. E.ON ist schon heute führend bei der Effizienz ihrer Netze und wird hier auch in Zukunft Maßstäbe setzen.
- **Kundenlösungen:** E.ON wird hochwertige Angebote in der physischen und digitalen neuen Energiewelt für kommunale, öffentliche, industrielle, gewerbliche und private Kunden in attraktiven regionalen Märkten entwickeln. E.ON wird zum bevorzugten Partner der Kunden durch hohe Servicequalität, vertrauensvolle Kundenbeziehungen und die Fähigkeit, das Produkt- und Dienstleistungsangebot zur Befriedigung der Kundennachfrage nach Energieeffizienz und dezentraler Erzeugung kontinuierlich zu verbessern oder neu zu definieren.

Zwar basiert jede funktionale Säule auf einer unabhängigen und tragfähigen Geschäftslogik, aber zusätzlich bietet die Verbindung der drei Geschäftsbereiche im Unternehmen deutliche Vorteile. So kann E.ON künftig ein übergreifendes Verständnis der Transformation der Energiesysteme und der



Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Teilmärkten in regionalen und lokalen Energieversorgungssystemen entwickeln und nutzen, gemeinsame kundenorientierte Angebote und Lösungspakete für die neue Energiewelt, wie zum Beispiel nachhaltige Lösungen für ganze Städte, entwickeln und ein gemeinsames Stakeholder-Management und eine effektivere Markenpositionierung vorantreiben.

#### Ressourcen und Fähigkeiten

Durch die fokussierte Aufstellung und die konsequente Ausrichtung kann E.ON die wichtigsten bestehenden Stärken und Vorteile bewahren und weiterentwickeln. Beispiele hierfür sind die Erfolgsbilanz bei Entwicklung und Bau eines internationalen Anlagenportfolios von Erneuerbaren Energien mit einer Leistung von 4,5 GW (ergänzt durch eine attraktive Entwicklungspipeline), hervorragende Leistungen beim Management von Verteilnetzen mit einer Gesamtlänge von circa 1 Million Kilometer sowie der direkte Zugang zu 33 Millionen Kunden auf wichtigen europäischen Märkten und in der Türkei.

Neben den vorhandenen Ressourcen und Fähigkeiten wird E.ON die erforderliche Expertise für die wichtigsten Erfolgsfaktoren weiterentwickeln. Dies betrifft insbesondere eine starke Kundenorientierung, die Entwicklung und Umsetzung neuer Geschäftsmodelle und Produkte im Downstream-Bereich sowie die digitale Transformation. Darüber hinaus sind Partnerschaften mit Anbietern von Technologien oder Geschäftsmodellen weitere Pfeiler für eine erfolgreiche Umsetzung der neuen Strategie.

#### Bedeutung für Mitarbeiter und Stakeholder

Die künftige E.ON bietet attraktive Möglichkeiten für heutige und künftige Mitarbeiter, weil sie Positionen und Karrierechancen in Wachstumsmärkten schafft und eine klare Zielsetzung bietet. Anlegern bietet E.ON attraktive Dividenden mit guten Wachstumschancen, eine hohe Vorhersehbarkeit der Erträge und eine solide finanzielle Ausstattung.

#### Strategie für die Neue Gesellschaft

Die klassische Energiewelt basiert auf anerkannten, zentralisierten und rohstofforientierten Technologien, die die Versorgungssicherheit gewährleisten, sowie auf Kostenwettbewerb und globalem Handel. Mehrwert wird geschaffen durch die strategische Positionierung von Erzeugungsanlagen, Kostenführerschaft mithilfe der Technologie- und Brennstoffstrategie, überlegene Fähigkeiten in Betrieb, Engineering, Optimierung und Handel sowie durch effiziente Kapitalallokation.

Die Abspaltung des konventionellen Up- und Midstream-Geschäfts aus der heutigen E.ON in eine neue, unabhängige Gesellschaft wird es diesen Geschäften zukünftig ermöglichen, ihr volles Potenzial zu entfalten. Die Neue Gesellschaft kann vorhandene Stärken und hoch qualifizierte Mitarbeiter vereinen, auf bestehenden, bewährten Synergien zwischen Erzeugung, Handel und Gas-Midstream-Geschäft aufbauen, eine einzigartige Konsolidierungsplattform für das europäische Erzeugungsgeschäft schaffen, den Rückbau von Kernkraftwerken sicherstellen und konkurrenzfähige Dienstleistungen für Dritte anbieten.

#### Ziele und Geschäftsfelder

Das übergreifende strategische Ziel der Neuen Gesellschaft ist es, sich in der sich verändernden klassischen Energiewelt erfolgreich zu positionieren und die Veränderungen mitzugestalten:

- Konventionelle Stromerzeugung: Führender Eigentümer und Betreiber von konventionellen Kraftwerken, unter anderem in Europa und Russland, der zur Versorgungssicherheit beiträgt, unternehmerische Fähigkeiten nutzt und eine einzigartige Konsolidierungsplattform für konventionelle europäische Erzeugungsanlagen bietet.



- Globaler Energiehandel: Optimierung und Risikomanagement der Anlagen der Neuen Gesellschaft, etablierte, globale Kohle-, Fracht- und LNG-Handelsplattform, langfristige Gasliefer- und Gashandelsgeschäfte.
- Exploration & Produktion: Werthaltige Beteiligungen an Öl- und Gasfeldern. Die strategische Bedeutung des E&P-Geschäfts in der Nordsee wird überprüft.

### Ressourcen und Fähigkeiten

Durch die aktuellen Veränderungen im europäischen Erzeugungssektor ergeben sich Möglichkeiten, die Zukunft der Branche mitzugestalten und von dieser Entwicklung zu profitieren. Die Neue Gesellschaft ist gut positioniert, um einen sehr wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten und den Konsolidierungsprozess voranzutreiben:

- Geografische Präsenz: Position in wichtigen europäischen Erzeugungsmärkten sowie in Russland.
- Technologisches Angebotsportfolio: Aktivitäten und Erfahrung in allen relevanten Technologien.
- Marktzugang: Bewährte Handels- und Optimierungsplattform in den wichtigsten EU-Handels- und globalen Commodity-Märkten sowie bedeutende Gas-Midstream-Positionen.
- Fähigkeiten: Kompetenzen in Bezug auf Betrieb und Management von Erzeugungsanlagen sowie Erfahrungen mit der Organisation von Kraftwerksflotten.
- Systemkenntnisse und Erfahrungen mit Regulierung: Fundiertes Wissen über regulatorische Rahmenbedingungen und das Marktdesign in Europa.

### Bedeutung für Mitarbeiter und Stakeholder

Die Neue Gesellschaft will zum Kosten- und Kompetenzführer in der Branche werden, den Wandel im Bereich der konventionellen Erzeugung in Europa vorantreiben und dabei ihren Kunden beziehungsweise Anlegern attraktive Angebote bieten. Dank einer soliden finanziellen Ausstattung soll sie aus heutiger Sicht über ein Investment-Grade-Rating verfügen und durch einen positiven Cashflow eine attraktive Dividende bezahlen. Für Mitarbeiter ist die Neue Gesellschaft attraktiv, weil sie Positionen und Karrierechancen in einem Unternehmen bietet, das die Neustrukturierung der Märkte führend gestalten wird.

### Transformationsprozess

Die künftige Struktur soll in zwei Phasen im Verlauf der Jahre 2015 und 2016 umgesetzt werden. Im Jahr 2015 wird die Transaktion durch rechtliche Umstrukturierungen, Definition der neuen Unternehmensführung und -steuerung, Schaffung der finanziellen und operativen Voraussetzungen und Abstimmungen mit Arbeitnehmervertretern und anderen wichtigen Stakeholdern vorbereitet. Im Jahr 2016 soll die Abspaltung durch die Hauptversammlung beschlossen werden. Aktionäre, Mitarbeiter und weitere Stakeholder werden über wesentliche Schritte im laufenden Transformationsprozess rechtzeitig informiert. Bereits laufende M&A-Prozesse werden während der Transformationsphase fortgesetzt. Außerdem wird die strategische Bedeutung des E&P-Geschäfts in der Nordsee überprüft.

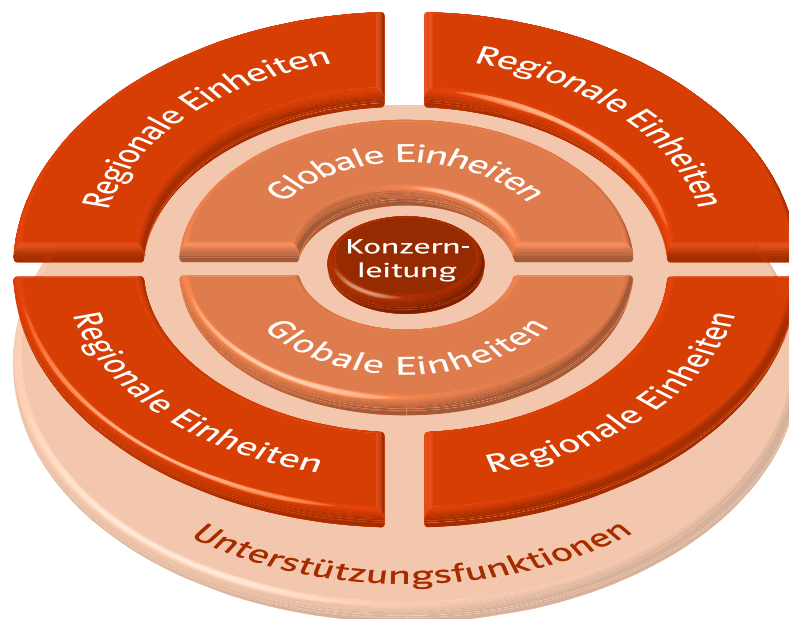
### Finanzstrategie

Die Erläuterungen zu E.ONs Finanzstrategie befinden sich im Kapitel Finanzlage des zusammengefassten Lageberichts.

### Personalstrategie

Die Erläuterungen zu den wesentlichen Bausteinen von E.ONs Personalstrategie befinden sich im Kapitel Mitarbeiter des zusammengefassten Lageberichts.

- EBITDA und nachhaltiger Konzernüberschuss im Rahmen der Erwartungen
- Operativer Cashflow auf Vorjahresniveau
- Dividende in Höhe von 0,50 € vorgesehen
- Für das Jahr 2015 EBITDA zwischen 7,0 und 7,6 Mrd € erwartet



## Grundlagen des Konzerns im Geschäftsjahr 2014

### Geschäftsmodell

E.ON ist ein bedeutendes privates Energieunternehmen. Die Struktur des E.ON-Konzerns ist durch eine klare Rollen- und Aufgabenverteilung im Verbund aller Konzerngesellschaften geprägt. Der Konzern ist in globale und regionale Einheiten gegliedert.

Die E.ON SE mit Sitz in Düsseldorf übernimmt als Konzernleitung steuernde Aufgaben für die gesamte Gruppe. Wir verstehen uns als global tätiger spezialisierter Anbieter von Energielösungen. Vier globale Einheiten sind verantwortlich für die Geschäftsfelder Erzeugung, Erneuerbare Energien, Globaler Handel und Exploration & Produktion. Neun regionale Einheiten führen das operative Geschäft in Europa, hinzu kommen Russland sowie unsere Aktivitäten in Brasilien und der Türkei. Unterstützende Funktionen wie IT, Einkauf oder kaufmännische Steuerungssysteme werden funktional organisiert.

### Konzernleitung

Hauptaufgabe der Konzernleitung in Düsseldorf ist die Koordination des operativen Geschäfts und damit die Führung des Gesamtkonzerns. Dazu zählen die strategische Weiterentwicklung, Finanzierungspolitik und -maßnahmen, die marktübergreifende Steuerung des Gesamtgeschäfts, das Risikomanagement, die laufende Optimierung unseres Portfolios und das Stakeholdermanagement.

IT, Einkauf, Personalwesen, Versicherung, Beratung sowie unsere kaufmännischen Steuerungssysteme leisten überall auf der Welt wertvolle Unterstützung für unser Kerngeschäft. Diese Einheiten beziehungsweise Bereiche haben wir funktional organisiert. So erzielen wir Synergieeffekte und profitieren vom Fachwissen, das länderübergreifend in unserem Konzern vorhanden ist.

## Änderungen in der Berichterstattung

Seit Beginn des Jahres 2014 umfasst das Portfolio der globalen Einheit Erzeugung auch die Biomasse-Aktivitäten des Konzerns, die zuvor von der Einheit Erneuerbare Energien geführt wurden. Darüber hinaus wurden Aktivitäten der regionalen Einheit Deutschland der Geschäftseinheit E.ON Connecting Energies übertragen. Ferner ergaben sich Effekte aus der Erstanwendung der internationalen Rechnungslegungsstandards IFRS 10 und 11. Siehe hierzu Textziffer 2 des Anhangs. Die Vorjahreswerte wurden entsprechend angepasst.

Im Zuge der Verkaufsverhandlungen weisen wir unsere regionalen Einheiten Italien und Spanien nach dem Rechnungslegungsstandard IFRS 5 seit dem vierten Quartal 2014 bis zum Abgang als nicht fortgeführte Aktivitäten aus. Für das Jahr 2014 und rückwirkend für das Jahr 2013 wurden deshalb die Zahlen – auch die energiewirtschaftlichen Angaben – entsprechend um die Beiträge dieser regionalen Einheiten bereinigt und deren Geschäftsentwicklung somit nicht mehr kommentiert. Die Erzeugungsaktivitäten in Italien und Spanien sind dagegen in der Berichterstattung 2014 enthalten.

## Globale Einheiten

Unsere vier berichtspflichtigen globalen Einheiten sind Erzeugung, Erneuerbare Energien, Globaler Handel und Exploration & Produktion.

Hinzu kommt die globale Einheit Technologien in der Konzernleitung. In dieser globalen Einheit haben wir umfassendes Know-how im Projektmanagement, in der Projektabwicklung und im Engineering vereint. Überall dort, wo wir aktiv sind, unterstützen wir den Betrieb bestehender sowie den Neubau von Anlagen. Darüber hinaus haben wir in dieser Einheit die Ausführung der konzernweiten Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten für unsere E.ON Innovation Center gebündelt.

## Erzeugung

Unser Kraftwerkspark gehört zu den größten und leistungsstärksten in Europa. Mit Erzeugungsstandorten in Deutschland, Großbritannien, Schweden, Italien, Spanien, Frankreich und den Beneluxländern sind wir einer der geografisch am breitesten aufgestellten Stromerzeuger in Europa. Darüber hinaus ist unser Erzeugungsportfolio eines der ausgewogensten unserer Branche.

In der globalen Einheit Erzeugung sind alle konventionellen, das heißt alle fossilen und nuklearen Erzeugungskapazitäten sowie die Erzeugungskapazitäten aus Biomasse innerhalb Europas gebündelt. Sie werden länderübergreifend gesteuert und optimiert.

## Erneuerbare Energien

Unsere globale Einheit Erneuerbare Energien treibt in vielen Ländern Europas und der Welt den Ausbau der regenerativen Energien voran. Der Einsatz Erneuerbarer Energien bietet großes Potenzial für Wirtschaft und Umwelt. Deshalb wollen wir den Anteil der Erneuerbaren im Portfolio von E.ON nachhaltig ausbauen und eine führende Rolle in diesem Wachstumsmarkt einnehmen. Für eine umweltfreundliche Energieversorgung suchen wir ständig nach neuen Lösungen und Technologien. Wir investieren deswegen signifikant in die Erneuerbaren Energien.

## Globaler Handel

Unsere Einheit Globaler Handel ist das Bindeglied zwischen E.ON und den weltweiten Energiehandelsmärkten und kauft beziehungsweise verkauft Strom, Gas, Flüssiggas (LNG), Öl, Kohle, Frachtkontingente und Emissionszertifikate. Sie steuert und entwickelt zudem Anlagen und Verträge auf verschiedenen Ebenen der Wertschöpfungskette des Gasmarktes, wie zum Beispiel Pipelines, Langfristlieferverträge oder Speicher.

## Exploration & Produktion

Das Explorations- und Produktionsgeschäft von E.ON ist in den Fokusregionen britische und norwegische Nordsee sowie Russland aktiv.

## Regionale Einheiten

Neun regionale Einheiten führen unser operatives Geschäft in Europa. Sie verantworten das kundennahe Vertriebsgeschäft, die regionale Infrastruktur sowie dezentrale Erzeugungskapazitäten. Gleichzeitig sind sie in ihren jeweiligen Ländern wichtige Partner der globalen Einheiten. Für diese nehmen sie wichtige Aufgaben wie das Personalmanagement und das Rechnungswesen wahr. In ihren jeweiligen Ländern sind die regionalen Einheiten zudem die alleinigen Ansprechpartner für alle relevanten Interessengruppen, zum Beispiel in der Politik, bei Behörden, Verbänden und Medien.

In folgenden Regionen sind wir tätig: Deutschland, Großbritannien, Schweden, Frankreich, Benelux, Ungarn, Tschechien, Slowakei und Rumänien.

Ferner wollen wir in Europa den Bereich dezentrale Energien gezielt ausbauen. Mit der Geschäftseinheit E.ON Connecting Energies konzentrieren wir uns auf die Bereitstellung dezentraler Komplettlösungen für unsere Kunden. Diese Einheit ordnen wir den weiteren EU-Ländern zu.

Hinzu kommt Russland als Schwerpunktregion. Hier steht das Stromerzeugungsgeschäft im Vordergrund, das aufgrund seiner geografischen Lage und der fehlenden Einbindung in das europäische Verbundnetz nicht in die globale Erzeugungseinheit integriert wurde.

Darüber hinaus betreiben wir mit E.ON International Energy außerhalb Europas gemeinsam mit lokalen Partnern Aktivitäten in den Bereichen erneuerbare und konventionelle Erzeugung sowie Verteilnetz- und Vertriebsgeschäft. Unser Stromerzeugungsgeschäft in Russland und unsere Aktivitäten in Brasilien und der Türkei fassen wir unter Nicht-EU-Länder zusammen.

### Steuerungssystem

Im Mittelpunkt unserer Unternehmenspolitik steht die nachhaltige Steigerung des Unternehmenswertes. Zur wertorientierten Steuerung des Konzerns sowie der einzelnen Geschäftsfelder setzen wir ein konzernweit einheitliches Planungs- und Controllingsystem ein, das die effiziente Verwendung unserer Finanzmittel gewährleistet. Aber auch bei der Nachhaltigkeit handeln wir effizienz- und leistungsorientiert. Dabei verankern wir unsere hohen Nachhaltigkeitsansprüche mithilfe konzernweit verbindlicher Richtlinien, die Mindeststandards definieren, immer tiefer im Konzern, in allen Geschäften, allen Organisationseinheiten, allen Prozessen – und dies über die gesamte Wertschöpfungskette.

Unsere wesentlichen Kennzahlen zur Steuerung unseres operativen Geschäfts und zur Beurteilung der Finanzlage sind unser EBITDA, der nachhaltige Konzernüberschuss, die ausgabewirksamen Investitionen und der Verschuldungsfaktor.

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft unserer Geschäftsfelder verwenden wir ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA). Zu den Bereinigungen

zählen Netto-Buchgewinne, Aufwendungen für Restrukturierung und Kostenmanagement, Wertberichtigungen sowie das sonstige nicht operative Ergebnis, in dem unter anderem die stichtagsbezogene Marktbewertung von Derivaten ausgewiesen wird. Diese Ergebnisgröße ist somit unabhängig von Investitions- und Abschreibungszyklen und gleichzeitig ein Indikator für den zahlungswirksamen Ergebnisbeitrag (siehe auch Erläuterungen auf den Seiten 35 bis 38 des zusammengefassten Lageberichts und in Textziffer 33 des Anhangs).

Die Finanzlage des Konzerns stellen wir unter anderem mit der Kennzahl Debt Factor dar. Eine effiziente Kapitalstruktur ist eine zentrale Komponente unserer Finanzstrategie. Der Debt Factor ergibt sich aus dem Verhältnis zwischen der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung und unserem EBITDA (siehe auch Kapitel Finanzstrategie auf Seite 41). Wir steuern die Kapitalstruktur aktiv. Liegt der Verschuldungsfaktor deutlich über dem von uns festgelegten Ziel, ist strikte Investitionsdisziplin erforderlich. Darüber hinaus können weitere gegensteuernde Maßnahmen eingeleitet werden.

Neben unseren wichtigsten finanziellen Steuerungskennzahlen geben wir im zusammengefassten Lagebericht weitere finanzielle und nichtfinanzielle Kennzahlen an, um die Entwicklung im operativen Geschäft und im Rahmen unserer Verantwortung für alle unsere Stakeholder – von den Mitarbeitern über die Kunden, Aktionäre und Anleihegläubiger bis hin zu den Gesellschaften, in denen wir tätig sind – darzustellen. Beispiele für weitere finanzielle Kennzahlen sind der operative Cashflow, der ROACE (Return on Average Capital Employed) und der Wertbeitrag (Value Added). Im Zusammenhang mit Nachhaltigkeit verwenden wir beispielsweise die Kennzahlen CO<sub>2</sub>-Emissionen und CO<sub>2</sub>-Intensität oder den TRIF, der die Anzahl der arbeitsbedingten Unfälle und Berufserkrankungen misst. Erläuterungen zu diesen Kennzahlen befinden sich in den Kapiteln Corporate Sustainability und Mitarbeiter. Diese Kennzahlen liegen aber nicht im Fokus der laufenden Steuerung unserer Geschäfte.

## Technologie und Innovation

Wir haben 2014 unsere Aktivitäten im Bereich Technologie und Innovation mit zunehmendem Fokus auf neuen Angeboten im Endkundengeschäft und innovativen Partnerschaften trotz des schwierigen wirtschaftlichen Umfelds auf hohem Niveau gehalten. Rund 250 Mitarbeiter arbeiteten 2014 bei E.ON unmittelbar in Forschungs- und Entwicklungsprojekten.

Der Megatrend Digitalisierung und die sich dynamisch wandelnden Energiemärkte verändern die Landschaft in der Energieversorgung grundlegend. E.ON-Kunden und andere E.ON-Stakeholder erwarten digitale Kommunikation, Produkte und Dienstleistungen von uns. Auf jeder Stufe dieses Veränderungsprozesses entstehen neue Herausforderungen, aber auch neue Chancen. Damit E.ON bei diesem Veränderungsprozess erfolgreich sein kann, brauchen wir innovative Technologien und Lösungen. Im Jahr 2014 koordinierten konzernweit sogenannte E.ON Innovation Center und ein Inkubator, die direkt in bestehende Geschäftseinheiten integriert sind und vom zentralen Technologie- und Innovations-Bereich (T&I) gesteuert werden, Aktivitäten in ihren jeweiligen Technologiebereichen:

- Vertrieb und Endanwendung: Entwicklung neuer Geschäftsmodelle in der dezentralen Energieversorgung, der Energieeffizienz und bei der Mobilität.
- Erneuerbare Erzeugung: Erhöhung der Kosteneffizienz bei bestehenden Windenergie-, Solar- und Wasserkraftanlagen sowie die Erforschung neuer Technologien im Bereich Erneuerbare Energien.
- Infrastruktur und Distribution: Lösungen zur Energiespeicherung und -verteilung in einem zunehmend dezentralen und volatilen Erzeugungssystemen.
- Intelligente Nutzung von Energie und Energiesysteme: Hier liegt der Fokus auf potenziellen fundamentalen Veränderungen im Energiesystem sowie auf der Rolle von Daten in der neuen Energiewelt.
- Konventionelle Erzeugung: Verbesserung der bestehenden Kraftwerksflotte und Optimierung künftiger Investitionen.
- Inkubator: Durchführung von Markttests unter realen Bedingungen mit einer kleinen Gruppe von Kunden für neue Produkte, die üblicherweise noch nicht im Markt verfügbar sind.

## Strategische Co-Investitionen

Auf unserem Weg zu endkundengerechten und neuartigen Technologien und Geschäftsmodellen unterstützen uns strategische Partnerschaften mit Wagniskapitalfonds (Venture Capital Funds). So wollen wir vielversprechende zukünftige Energietechnologien finden, die sowohl unser Angebot für Millionen von Kunden in ganz Europa verbessern als auch uns zum Vorreiter für den Betrieb von intelligenten Energiesystemen machen werden.

Die erfolgversprechendsten neuen Geschäfte werden in Bezug auf Zusammenarbeit, Vermarktungsmöglichkeiten und Beteiligungsinvestitionen ausgewählt. Die Investitionen werden sich auf strategische Technologien und Geschäftsmodelle konzentrieren, die es uns ermöglichen, den Trend zu dezentralen, nachhaltigen und neuartigen Energieangeboten anzuführen. Unternehmen mit solchen neuen Technologien profitieren, während E.ON den Zugang zu diesen Innovationen bekommt und an der Wertsteigerung dieser Unternehmen partizipiert. 2014 wurde E.ON von der Cleantech Group als „European Cleantech Corporation of the Year“ ausgezeichnet. Die Cleantech Group entwickelte eine intelligente Marktplattform, über die Innovationen im Bereich umweltfreundlicher Technologien, Produkte und Dienstleistungen vermarktet werden. Die Cleantech Group hat E.ON ebenso 2014 als Investor des Jahres ausgezeichnet.

Darüber hinaus haben wir im September 2014 ein Büro in San Francisco eröffnet, um als Investor direkt im Silicon Valley aktiv zu sein und die Innovationskraft junger US-Unternehmen für E.ON-Kunden zu nutzen. Damit können für E.ON interessante Geschäftsideen noch früher erkannt und erfolgversprechende Kooperationen entwickelt werden.

Im Jahr 2014 haben wir die folgenden Investitionen getätigt:

- AutoGrid soll die im Internet verfügbaren Massendaten, vorhersagende Analysen und internetbasierte rechenintensive Techniken mit der Erzeugung und dem Verbrauch von Strom zusammenbringen. AutoGrid entwickelt und vertreibt Dienstleistungen, die die Kosten senken und die Zuverlässigkeit der Stromversorgung erhöhen, für Kraftwerke aller Größen, Netzbetreiber, Dienstleister und Endverbraucher. Der Sitz von AutoGrid ist Redwood Shores, Kalifornien.

- Sungevity ist ein globaler Anbieter von Solarenergielösungen. Der Fokus liegt darauf, Hausbesitzern den Zugang zu Solarenergie einfach und bezahlbar zu machen. E.ON will ihren Kunden die besten verfügbaren Lösungen anbieten, da immer mehr kundenorientierte neue Angebote im Privatkundenbereich zur Verfügung stehen. E.ON will Sungevitys ferngesteuerte Haus-Solartechnologie zunächst Hausbesitzern in den Niederlanden anbieten, die dadurch signifikant bei ihren Stromrechnungen sparen werden. Sungevity sitzt in Oakland, Kalifornien.
- QBotix baut intelligente und mobile Roboter für doppelachsige Trackersysteme von Solarpaneelen. Damit kann E.ON die Wirtschaftlichkeit von anstehenden Solarprojekten deutlich erhöhen. QBotix Robotic Tracking System (RTS) verspricht Projektkosteneinsparungen von bis zu 20 Prozent. Der Sitz von QBotix ist in Menlo Park, Kalifornien.
- Thermondo ist ein in Berlin ansässiges neues Unternehmen, das Haushaltskunden zu einer effizienten und umweltfreundlichen Wärmeversorgung verhilft. Das Unternehmen bietet Kunden auf einem schnellen, einfachen und kostengünstigen Weg über eine innovative Onlineplattform und eine eigenentwickelte IT-Infrastruktur an, eine Vielzahl von Heizungssystemherstellern und -technologien zu vergleichen. Im Ergebnis können sie das System auswählen und kaufen, das am besten zu ihren Anforderungen passt. Die Installation übernehmen die Techniker von Thermondo. Das Unternehmen kombiniert die Geschwindigkeit und das große Produktangebot eines Internethändlers mit der Qualitätsarbeit von erfahrenen Technikern.
- Leo entwickelt und vertreibt Smart-Home-Lösungen, die einfache und intelligente, sofort betriebsbereite Geräte und zugehörige Dienstleistungen beinhalten. Das Unternehmen entwickelt Produkte und Dienstleistungen für sich und ausgewählte Partner. Der Sitz der Gesellschaft ist San Francisco, Kalifornien.

### Projektbeispiele 2014

#### Endkundengeschäft

E.ON hat in Schweden mit der Übergabe von 120.000 intelligenten Zählern an Kunden die bisher größte Produkteinführung gemacht. Das von E.ON entwickelte und gefertigte Gerät führt, verbunden mit einer Mobiltelefon-App, zu Energieeinsparungen. Für die Kunden ist es ein intelligenter Weg, ihren Energieverbrauch zu optimieren. Für E.ON ist es eine digitale Plattform zu komplett neuen Wegen, das Geschäft zu führen, und ein Schritt in Richtung Zukunft.

Energiemanagementsysteme und Netztechnologien der Zukunft wurden in der Stadt der Nachhaltigkeit Hyllie, einem Bezirk von Malmö, Schweden, getestet. Hyllie erhielt international Aufmerksamkeit als Modell dafür, wie eine Stadt Energie erzeugen, kontrollieren und am besten verwenden kann. E.ON spielt eine Kernrolle bei der Entwicklung von Hyllie und ist verpflichtet, dem Bezirk 100 Prozent Energie aus Erneuerbaren Energien oder wiederverwerteten Stoffen bis 2020 zu liefern. Dann werden dort 12.000 Menschen leben und arbeiten.

#### Erneuerbare Energien

In Großbritannien wurden 2014 neue Forschungsarbeiten eingeleitet, die unter Wasser den Einfluss des Lärms beim Bau von Windparks auf unterschiedliche Meerestiere untersuchen. Unter Einbeziehung von weltweit angesehenen Experten in der Akustik und Meeresbiologie will E.ON die Ergebnisse der derzeitigen Unterwasserlärm-Modelle, die vorhersagen, wie Fische auf Rammlärm reagieren, überprüfen. Rammen ist die gebräuchliche Methode, um die Fundamente für Offshore-Windturbinen zu installieren. In einer simulierten Meeresbodenanlage im National Renewable Energy Center bei Newcastle zielt das groß angelegte Experiment darauf ab, den Einfluss des von Menschen erzeugten Lärms auf das Verhalten verschiedener Meerestiere zu beurteilen.

E.ON prüft gemeinsam mit weiteren Partnern eine neue Technik zur Installation großer einzelner Masten, die Kosten, Risiken und Lärmbelästigung bei künftigen Offshore-Windprojekten reduzieren soll. Im Gegensatz zur üblichen Einramm-Methode werden große einzelne Masten mittels einer Vibrationstechnologie installiert. Im Rahmen eines Demonstrationsprojekts in Cuxhaven an der deutschen Nordseeküste



arbeitet E.ON mit anderen Entwicklern und Betreibern von Offshore-Windanlagen zusammen. Das Projekt wird von Carbon Trust's Offshore Wind Accelerator (OWA), einem weltführenden Forschungs- und Entwicklungsprogramm, überwacht.

### Verteilnetze

Ferngesteuerte Multikopter, ausgestattet mit einer hochauflösenden Kamera oder anderen Messfühlern, wurden von E.ON auf eine Vielzahl von Nutzungsmöglichkeiten zur Überwachung von Stromnetzen, Kraftwerken und Windturbinen hin geprüft. Netzkomponenten können nicht vom Erdboden aus kontrolliert werden. Der Gebrauch von Multikoptern spart Zeit und leistet einen Beitrag zu Gesundheit und Sicherheit, verglichen mit herkömmlichen Methoden. Ein weiteres Einsatzgebiet ist die visuelle Kontrolle von speziellen Punkten an Oberleitungen. Das würde unter Umständen die Überprüfungen mittels Hub-schrauber reduzieren und der Multikopter ist darüber hinaus wesentlich flexibler einsetzbar.

### Digitalisierung

In der Vergangenheit wurden E.ONs Datenanalyse-Projekte von externen Anbietern durchgeführt. Im Jahr 2014 richtete E.ON ein Datenlabor zur Analyse von Massendaten ein. Damit können Datenexperten im gesamten E.ON-Konzern durch die Kombination komplexer Datensätze übergreifende Auswertungen durchführen.

### Energiespeicherung

Seit ihrer Inbetriebnahme im August 2013 hat E.ONs Power-to-Gas-Pilotanlage in Falkenhagen, Deutschland, über 2 Mio kWh Wasserstoff in das regionale Erdgasnetz eingespeist. Das entspricht dem Gaskonsum von rund 150 Haushalten.

E.ON hat für das erste intelligente Stromnetz in Norddeutschland, das auf der Insel Pellworm betrieben wird, drei Preise erhalten:

- den begehrten Innovationspreis der Standortinitiative „Deutschland – Land der Ideen“,
- den „Umweltpreis der Wirtschaft“ der Studien- und Fördergesellschaft der Schleswig-Holsteinischen Wirtschaft e.V. und
- den Publikumspreis des Wettbewerbs „Ausgezeichnete Orte im Land der Ideen“.

Seit 2014 ist E.ON in einem gemeinsamen Projekt mit der RWTH Aachen, dem E.ON Energy Research Center, dem IAEW, dem EXIDE und der SMA verantwortlich für die Planung und den Aufbau des weltweit einzigartigen modularen Batteriegroßspeichers „M5BAT“ in Aachen. Darüber hinaus ist E.ON verantwortlich für die Entwicklung und Erprobung von Vermarktungsstrategien zukünftiger Speicherprodukte im Energiemarkt.

### Stromerzeugung

Die Entwicklung des „Advanced-Condition-Monitoring“(ACM)-Ansatzes ist ein fortlaufender Prozess innerhalb von E.ON, um die Produktionskapazität unserer CCGT-Anlagen zu schützen sowie deren Zuverlässigkeit, Flexibilität und Leistungsfähigkeit zu verbessern. Eine Ausweitung auf andere Kraftwerksflotten ist vorgesehen. Seit dem Jahr 2014 haben wir uns zum Ziel gesetzt, neue Überwachungstechniken für die Betriebsbedingungen zu finden – zum Beispiel Methoden, um Risse in Gasturbinenschaufeln zu entdecken – und neue Geräte zu testen – zum Beispiel die Schwingungsüberwachung von unzugänglichen Anlagen mittels Ist- und Spannungsanalyse. Die Optimierung von Instandhaltungsstrategien ist ein weiterer Fokus. Hierzu zählen Entwicklungen wie das Testen von Software, mit deren Hilfe die aus finanzieller Sicht beste Zeit für die Instandhaltungsarbeiten auf Basis der Lebensdauer der Anlage bestimmt wird.

### Unterstützung von Universitäten

Im Rahmen der T&I-Aktivitäten werden Forschungsprojekte mit Universitäten und Forschungseinrichtungen in unterschiedlichen Themengebieten durchgeführt. Der Schwerpunkt der Kooperationen mit Universitäten liegt jedoch auf der Zusammenarbeit mit dem E.ON Energy Research Center an der RWTH Aachen.

## Gesamtwirtschaftliche und branchenbezogene Rahmenbedingungen

### Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Weltwirtschaft wuchs auch 2014 mit einer moderaten Wachstumsrate. Der Zuwachs des globalen Bruttoinlandsproduktes lag nach Angaben der OECD mit 3,3 Prozent zwar leicht über der Rate des Vorjahres mit 3,1 Prozent. Sie lag in den letzten Jahren jedoch um einen Prozentpunkt unter dem langjährigen Durchschnitt der Jahre 2000 bis 2007, also der Zeit vor der Finanzkrise. Der Zuwachs des globalen Handelsvolumens lag mit 3,0 Prozent ebenfalls unter dem Durchschnitt der vergangenen Jahre. Eine Ursache für die anhaltende Wachstumsschwäche sieht die OECD in der weiterhin vorhandenen Unsicherheit in vielen Volkswirtschaften. Dabei sind jedoch durchaus unterschiedliche Entwicklungen in den einzelnen Ländern auszumachen.

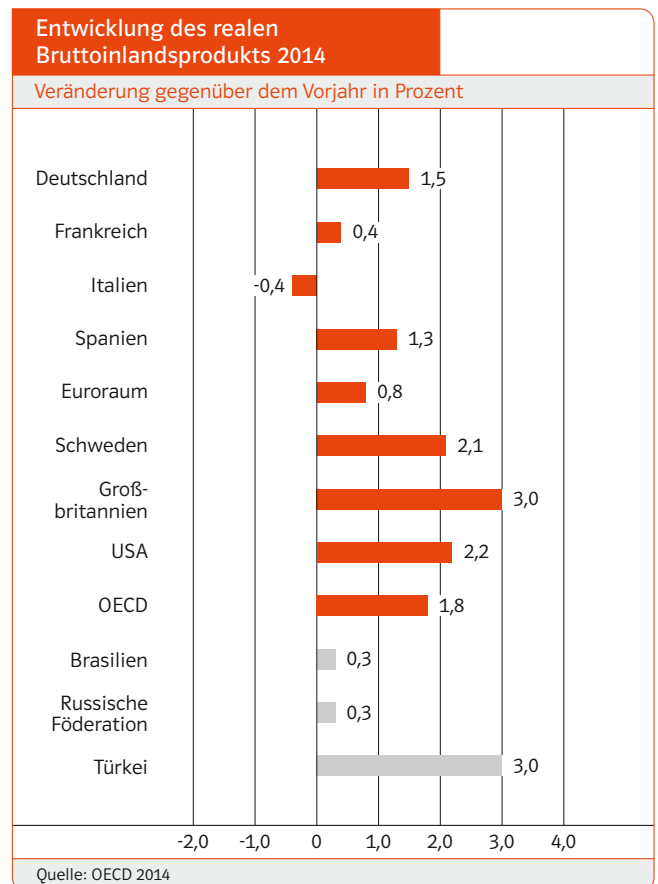
In den USA und Großbritannien führte die lockere Geldpolitik über eine robuste Konsumnachfrage zu einer zusätzlichen Nachfrage nach Investitionsgütern.

Nahezu ein konjunktureller Stillstand ist im Durchschnitt im Euroraum zu verzeichnen. Unsicherheit unter Investoren, eine hohe Arbeitslosigkeit sowie deflationäre Tendenzen prägen das Bild. Stützend wirken hier die weiterhin sehr expansive Geldpolitik sowie ein nachlassender Konsolidierungsdruck seitens der Fiskalpolitik.

Deutschland realisierte vor allem dank des stabilen Konsums einen moderaten Zuwachs. Der stabile Arbeitsmarkt trug wesentlich zu der robusten heimischen Nachfrage bei. Italien befindet sich im dritten Jahr der Rezession, auch wenn der Rückgang der wirtschaftlichen Tätigkeit sich deutlich verlangsamte. Die übrigen Südländer konnten Zuwächse verzeichnen und somit die Rezession hinter sich lassen. Die nördlichen Mitgliedstaaten der EU schlossen das Jahr 2014 unterschiedlich ab: Während sich Finnland im dritten Jahr einer Rezession befindet – auch hier mit rückläufiger Entwicklung –, wuchs die schwedische Volkswirtschaft dank Impulsen aus dem Konsum und dem Export. Die Entwicklung in den osteuropäischen Mitgliedsländern der EU verlief im Jahr 2014 insgesamt deutlich besser als in der restlichen Union. Die Volkswirtschaft in der Tschechischen Republik überwand nach zwei Jahren die Rezession. Polen konnte nach zwei schwächeren Jahren sein Wirtschaftswachstum nahezu verdoppeln. Eine Ursache

für diese positive Entwicklung im Osten ist in der trotz schwachen konjunkturellen Umfelds robusten heimischen Nachfrage zu sehen.

Die Volkswirtschaft in Brasilien konnte 2014 nicht an die teilweise hohen Wachstumsraten der Vorjahre anknüpfen. Hier wirkten die rückläufige Investitionstätigkeit sowie eine hohe Inflation konjunkturell dämpfend. Russland leidet unter anderem an Ölpreisverfall, Kapitalflucht sowie einer rückläufigen Investitionstätigkeit. Das Land konnte im letzten Jahr eine Rezession jedoch vermeiden. Die Türkei konnte ebenfalls nicht die hohen Wachstumsraten der Vergangenheit wiederholen. Hier wirkten sich neben der insgesamt schwachen inländischen Nachfrage vor allem die rückläufigen Investitionen dämpfend auf den gesamtwirtschaftlichen Zuwachs aus.





## Energiepolitisches Umfeld

### International

Auf der 20. Klimaschutzkonferenz in Lima, Peru, im Dezember 2014 gab es Fortschritte in Detailfragen für ein internationales Klimaschutzabkommen. Mit einer Einigung über ein neues Abkommen wurde im Vorfeld nicht gerechnet. Im Gegensatz zu den vergangenen Konferenzen war man aber etwas optimistischer, auf der nächsten Klimaschutzkonferenz Ende 2015 in Paris ein Abkommen unterzeichnen zu können. Ein wichtiger Schritt hierzu wäre die Bekanntgabe der nationalen Zielwerte für Reduktionen von Treibhausgasen zu Beginn des Jahres 2015. Vor der Klimakonferenz veröffentlichte die Internationale Energie-Agentur ihren jüngsten World Energy Outlook 2014, der unter anderem von einem weiter global steigenden Energieverbrauch ausgeht.

### Benelux

Die 2013 erfolgte Einigung über ein nationales Energieabkommen in den Niederlanden wurde im letzten Jahr durch den Regulator hinterfragt, sodass es noch nicht beschlossen werden konnte. In Belgien stand der Fokus auf Fragen der Versorgungssicherheit vor dem Hintergrund zunehmend knapper Kapazitäten in der Stromerzeugung. Ein Mechanismus zur Nutzung einer Kapazitätsreserve, an dem sich E.ON auch beteiligt, ist in Kraft.

### Brasilien

Auch im Jahr 2014 setzte die Regierung im Erzeugungsbereich weiterhin auf Ausschreibungsmodelle für Stromlieferverträge aus Wasserkraft, Kohle, Erdgas, Biomasse sowie Solar- und Windenergie. Der energiepolitische Fokus in Brasilien liegt weiterhin auch aufgrund der zum Teil dürrebedingt angespannten Stromversorgungslage darauf, eine ausgewogene Balance zwischen Preisstabilität und attraktiven Investitionsbedingungen zu finden. Ziel ist es, ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

### Deutschland

Auch im letzten Jahr befasste sich die energiepolitische Debatte vor allem mit der weiteren Umsetzung der Energiewende. Neben der Diskussion um die Förderung Erneuerbarer Energien und deren Übernahme von Markt- und Systemverantwortung waren Lösungsmöglichkeiten zur Stabilisierung der Versorgungssicherheit, insbesondere der konventionellen Erzeugung, zentraler Bestandteil der Debatte. Voraussichtlich sollen weitere regulatorische Eingriffe die Versorgungssicherheit erhöhen: Mittelfristig sollen Kapazitätsmechanismen entwickelt werden, um ausreichend Anreize zu schaffen, Bestandsanlagen im

Markt zu halten und notwendige Neubauten anzuregen. Hierzu hat der Bundesminister für Wirtschaft eine Reihe von Gutachten veröffentlicht und im Herbst 2014 mit der Veröffentlichung eines Grünbuches einen breiten Diskussionsprozess um ein zukünftiges Design des Strommarktes angestoßen.

Die Reform der Förderung Erneuerbarer Energien stand im Mittelpunkt der energiepolitischen Diskussion des ersten Halbjahres 2014. Zahlreiche E.ON-Aktivitäten sind von den beschlossenen Änderungen berührt. Insgesamt positiv können die Regelungen im Bereich Offshore und Wasserkraft gesehen werden, neue Geschäftschancen können sich im Bereich Energiedienstleistungen ergeben. Negative Auswirkungen sind beim Neugeschäft im Bereich Bioerdgas zu erwarten.

Im Herbst beschloss die Bundesregierung ein „Aktionsprogramm Klimaschutz“, mit dem das nationale Klimaschutzziel für das Jahr 2020 erreicht werden soll. Dort sind unter anderem auch zusätzlich zu den bestehenden Maßnahmen weitere Reduktionen der Emissionen im Stromsektor vorgesehen. Die Maßnahmen zur Erreichung dieser zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Einsparung sollen 2015 vorgelegt werden.

### Europa

Im Mittelpunkt der energiepolitischen Diskussion im Jahr 2014 stand unter anderem zum einen die Diskussion um die Reform des europäischen Handelssystems mit CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten und zum anderen die zukünftige Richtung der europäischen Energie- und Klimaschutzpolitik. Mit dem Beschluss über eine zeitweise Herausnahme von Emissionsrechten konnte mit der Reduzierung der Menge der auktionierten Emissionsrechte begonnen werden. Im Januar machte die Europäische Kommission Vorschläge für die Einführung einer Marktstabilitätsreserve, die mittelfristig für einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Markt für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte sorgen soll. Ferner legte sie Vorschläge für ein Klimaschutz- und Energiepaket für das Jahr 2030 vor. Während sich der legislative Vorschlag für die Einführung der Marktstabilitätsreserve noch in der Diskussion im neu gewählten Europäischen Parlament und den Mitgliedstaaten befindet, hat der Europäische Rat der Staats- und Regierungschefs Ende Oktober einen Beschluss zu dem Klimaschutz- und Energiepaket 2030 getroffen. Bis 2030 sollen verbindlich mindestens 40 Prozent der Emissionen an Treibhausgasen gegenüber 1990 reduziert werden. Ferner

soll auf EU-Ebene der Anteil Erneuerbarer Energien am Energieverbrauch auf mindestens 27 Prozent steigen und die Energieeffizienz um 27 Prozent gegenüber dem Trend angehoben werden. Bei den beiden Zielen handelt es sich um nicht verbindliche Ziele. Die Europäische Kommission ist nun für 2015 aufgefordert, diese Beschlüsse in Vorschläge für Gesetze umzusetzen.

Für 2015 wird erwartet, dass sich die neue EU-Kommission stärker als bisher mit Kapazitätsmarktmodellen und der Versorgungssicherheit im Strombereich auseinandersetzen wird.

Im Jahr 2014 wurde eine Reihe von bedeutenden Finanzmarktregulierungen diskutiert. Besonders hervorzuheben sind Konsultationen während des letzten Jahres zu verschiedenen Aspekten in der Richtlinie über Märkte für Finanzinstrumente (MiFID II). Dennoch existiert immer noch ein nicht unbeträchtlicher Grad an Unsicherheit über einige Definitionen und technische Kriterien der Regulierung. Hier wird in Kürze weitere Klarheit erwartet. MiFID II soll 2017 in Kraft treten.

### Frankreich

Die Ausgestaltung des französischen Kapazitätsmarktes nimmt Gestalt an, da es für Versorger ab 2016/2017 eine Verpflichtung zum Vorhalten gesicherter Kapazität geben wird. Alle Kraftwerke in Frankreich werden dazu vom Netzbetreiber zertifiziert und nehmen dann am Kapazitätsmarkt teil. Der Markt ist technologieneutral. Neue und bestehende Kraftwerke erhalten die gleiche Vergütung. Diese Vergütung wird über einen Marktmechanismus festgestellt und ist kein regulierter Preis. Parallel können flexible Lasten der Verbraucher am Markt teilnehmen, sodass auch die Seite der Stromnachfrage bei diesem Marktdesign partizipieren kann. Allerdings verzögert sich der ursprüngliche Zeitplan.

### Großbritannien

Mit dem Ziel geeigneter Investitionsanreize für eine CO<sub>2</sub>-arme Erzeugung und einer Gewährleistung der Versorgungssicherheit setzt die britische Regierung zurzeit Reformen im Großhandelsmarkt um. Eine Einspeisevergütung soll die Erlössicherheit für neue Kernkraftwerke, Erneuerbare Energien und Kraftwerke mit „Carbon Capture and Storage (CCS)“ erhöhen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird ein Kapazitätsmechanismus eingeführt. Die erste zentrale Auktion fand im Dezember 2014 für das Lieferjahr 2018/2019 statt. Insgesamt wurden rund 49,2 GW zu 19,40 £ je kW pro Jahr kontrahiert. Die Vertragslaufzeiten werden unterschiedlich sein, in Abhängigkeit davon, ob es sich hierbei um Neuanlagen, Bestandsanlagen, nachgerüstete Anlagen oder nachfrageseitige Maßnahmen handelt.

Die Regierung führt eine Wettbewerbsuntersuchung auf den Strom- und Gasmärkten für Endkunden durch. Empfehlungen aus der Untersuchung werden frühestens zum vierten Quartal 2015 erwartet.

### Russland

Wesentliche regulatorische Entwicklungen in Russland waren zum Beispiel Regierungsverordnungen zu Kraftwerken, die die Strom- und Wärmeversorgung zusätzlich sichern sollen. Ferner erfolgte die Genehmigung von Preisen für Strom und Erzeugungskapazität durch die Förderale Tarifbehörde für das Folgejahr. Zudem wurden im russischen Stromsystem in zwei Preiszonen für 2015 Preis-Caps festgelegt. Angepasst wurden auch die Regelungen für Kapazitätsauktionen, wo unter anderem die Behandlung für Nichtverfügbarkeiten angepasst wurde. Im Zuge der politischen Krise (Ukraine/Russland) und der von der EU gegenüber Russland erlassenen Sanktionen ergaben sich zumindest im energiepolitischen Umfeld Russlands 2014 keine nachteiligen Beschlüsse.

### Schweden

In Schweden einigte sich die amtierende Minderheitsregierung mit der Opposition auf ein Abkommen, das die ursprünglich für März geplanten Neuwahlen vermeidet. Es ist zu erwarten, dass voraussichtlich im Mai 2015 ein neuer Haushalt verabschiedet wird, der auch eine höhere Besteuerung der Kernkraftwerke vorsehen könnte. Die nationale Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie kann zu Einschränkungen bei der Erzeugung in schwedischen Wasserkraftwerken führen. Bis zum Jahr 2015 müssen die EU-Mitglieder diese Richtlinie in nationales Recht umgesetzt haben.

### Türkei

Die Liberalisierung des türkischen Energiemarktes wird fortgesetzt. Nachdem die Privatisierung der 21 regionalen Stromverteilungs- und Energieversorgungsunternehmen abgeschlossen ist, schreitet der Privatisierungsprozess im Erzeugungsmarkt voran.

Weitere Schritte zur Organisation der Strombörse EPIAŞ wurden unternommen. EPIAŞ löst den bisherigen Marktplatz PMUM ab beziehungsweise integriert diesen. Sie soll der Türkei helfen, ihre Rolle als Drehkreuz für Energie zwischen der EU und energiereichen Ländern des Nahen Ostens sowie der Region um das Kaspische Meer auszubauen.

## USA

In den USA wird eine langfristige Gesetzgebung zum Klimaschutz stärker diskutiert. Durch neue Vorschriften soll der spezifische Ausstoß an Treibhausgasen in Kraftwerken bis 2030 um 30 Prozent gesenkt werden. Maßnahmen der amerikanischen Bundesregierung zur Förderung der Erneuerbaren Energien haben die USA zudem zu einem der führenden Staaten bei der Nutzung der Windenergie gemacht. Zu diesen Fördermaßnahmen gehören Steuergutschriften (Production Tax Credits). Diese wurden für ein weiteres Jahr verlängert und unterstützen neue Windprojekte, deren Bau im Jahr 2014 begonnen wurde. Die Solarenergie wird über steuerbasierte Investitionsbeihilfen (Investment Tax Credit) gefördert, die ab Ende 2016 deutlich reduziert werden. Zusätzlich haben viele Bundesstaaten Systeme mit verpflichtenden Ausbauzielen für die Erneuerbaren Energien im Stromsektor eingeführt, auf denen ein regionaler Handel mit Grünstromzertifikaten basiert.

## Zentralosteuropa

Während es in den meisten Ländern kaum Änderungen im regulatorischen Umfeld gab, sind aber auch im Jahr 2014 Markteingriffe wie Preismoratorien oder gesetzlich erzwungene Absenkungen von Endkundertarifen wie in Ungarn zu beobachten gewesen.

## Branchensituation

Der Energieverbrauch in Deutschland lag 2014 nach ersten Berechnungen der AG Energiebilanzen mit 446,5 Mio t SKE 4,8 Prozent unter dem Vorjahreswert. Den stärksten Einfluss hatte dabei die milde Witterung. Der Rückgang betraf alle fossilen Energieträger, während die Erneuerbaren Energien leicht zulegten. Daher erwartet die AG Energiebilanzen eine Reduzierung des energiebedingten CO<sub>2</sub>-Ausstoßes um gut 5 Prozent. Etwa die Hälfte davon entfällt auf die Stromerzeugung.

Der Mineralölverbrauch ging 2014 um 1,3 Prozent zurück und lag bei 156,2 Mio t SKE. Der Erdgasverbrauch nahm um rund 14 Prozent auf 91,2 Mio t SKE ab. Gesunken ist sowohl der Einsatz von Erdgas für Wärmezwecke als auch in der Kraft-Wärme-Kopplung. Der Verbrauch von Steinkohle verringerte sich um 7,9 Prozent auf 56,2 Mio t SKE. Dies ist auch auf den vermehrten Einsatz Erneuerbarer Energien zurückzuführen. Der Einsatz von Steinkohle in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung ging um 11,7 Prozent auf 36,9 Mio t SKE zurück. Der überwiegend durch den Einsatz in der Stromerzeugung geprägte Verbrauch von Braunkohle sank 2014 um 2,3 Prozent auf 54,0 Mio t SKE. Der Beitrag der Kernenergie verminderte sich um 0,4 Prozent auf 36,1 Mio t SKE.

Die Erneuerbaren Energien erzielten insgesamt einen Zuwachs um 1,4 Prozent auf 49,4 Mio t SKE. Ihr Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch stieg von 10,4 Prozent auf 11,1 Prozent. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft (ohne Pumpspeicher) verzeichnete ein Minus von 9 Prozent, die aus Windkraft nahm leicht um etwas mehr als 1 Prozent zu. Die Fotovoltaik

erreichte ein Plus von knapp 14 Prozent. Insgesamt erhöhte sich die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien um 3,3 Prozent.

Primärenergieverbrauch in Deutschland		
Anteile in Prozent	2014	2013
Mineralöl	35,0	33,7
Erdgas	20,4	22,6
Steinkohle	12,6	13,0
Braunkohle	12,2	11,9
Kernenergie	8,1	7,7
Erneuerbare Energien	11,1	10,4
Sonstige (einschließlich Außenhandelsaldo Strom)	0,6	0,7
<b>Insgesamt</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
Quelle: AG Energiebilanzen		

In England, Schottland und Wales wurde 2014 mit rund 290 Mrd kWh (Vorjahr: 305 Mrd kWh) 5 Prozent weniger Strom verbraucht. Der Gasverbrauch ging um 14 Prozent (ohne den Einsatz in Kraftwerken) auf 506 Mrd kWh (588 Mrd kWh) zurück. Dies war auf die im Vergleich hohen Temperaturen im Jahr 2014 zurückzuführen. Darüber hinaus wirkten sich die anhaltenden Energieeffizienzmaßnahmen und die kostenbewusstere Nutzung von Energie auf den Verbrauch aus.

In den nordeuropäischen Ländern wurden wegen der höheren durchschnittlichen Temperaturen und der stagnierenden Nachfrage aus der Industrie mit 375 Mrd kWh 7 Mrd kWh weniger Strom verbraucht als im Vorjahreszeitraum. Die Netto-Stromexporte in Nachbarländer betrugen rund 10 Mrd kWh im Vergleich zu einem Nettoimport von rund 2 Mrd kWh im Vorjahr. Dies reflektiert den Anstieg der Erzeugung aus Wasserkraft im Jahr 2014.

In Ungarn lag der Stromverbrauch im Berichtszeitraum mit 35 Mrd kWh durch eine gestiegene Abnahme aus der Industrie 4 Prozent über dem Vorjahresniveau. Der Gasverbrauch nahm durch höhere durchschnittliche Temperaturen, geringere Stromerzeugung in Gaskraftwerken und Energiesparmaßnahmen um 13 Prozent auf 11.641 Mio m<sup>3</sup> ab.

In Frankreich wurden mit 465,3 Mrd kWh witterungsbedingt 6 Prozent weniger Strom verbraucht. Darüber hinaus wirkten sich die wirtschaftliche Entwicklung und Energieeffizienzmaßnahmen auf den Verbrauch aus.

In der Russischen Föderation wurde bis Ende 2014 mit 1.046,3 Mrd kWh etwas mehr Strom erzeugt als im Vorjahr. Im russischen Verbundsystem (ohne isolierte Systeme) wurde mit 1.024,9 Mrd kWh ebenfalls geringfügig mehr Strom erzeugt. Der Stromverbrauch in Gesamtrossland stieg um 0,4 Prozent auf 1.035,2 Mrd kWh.

### Energiepreisentwicklung

Im Jahr 2014 wurden die Strom- und Gasmärkte in Europa sowie der Strommarkt in Russland von fünf wesentlichen Faktoren beeinflusst:

- den internationalen Preisen für Rohstoffe, insbesondere für Öl, Gas und Kohle sowie für CO<sub>2</sub>-Zertifikate,
- der allgemeinen wirtschaftlichen und politischen Entwicklung,
- den Wetterbedingungen,
- der verfügbaren Wasserkraft in Skandinavien und
- dem Ausbau der Kapazitäten bei Erneuerbaren Energien.

Die Rohstoffmärkte waren dabei im gesamten Zeitraum maßgeblich durch das milde Wetter in Europa und den damit einhergehenden Preisverfall für nahezu alle Brennstoffe geprägt. Der starke Rückgang bei den Energiepreisen beeinflusste auch die Entwicklung der Inflation, die im Dezember zum ersten Mal seit Oktober 2009 wieder im negativen Bereich lag. Der US-Dollar legte im Vergleich zum Euro weiter zu, während der Russische Rubel deutlich an Wert verlor. Die möglichen geopolitischen Risiken durch die Ausweitung der Krimkrise beeinflussten die Preise nicht nachhaltig.

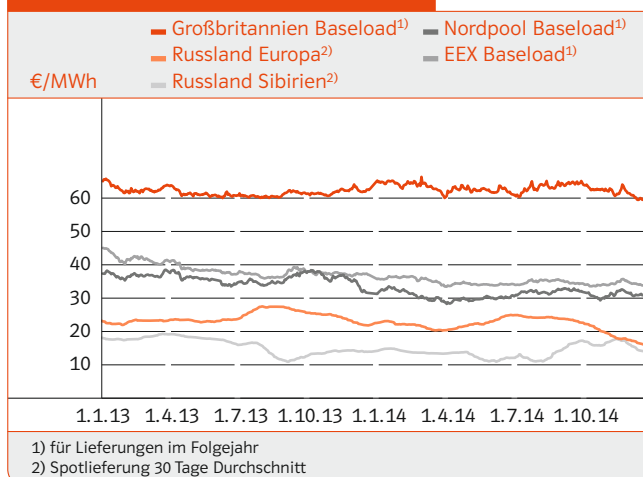
Insbesondere der Ölpreis entwickelte sich im Geschäftsjahr 2014 unterschiedlich. Die erste Jahreshälfte verzeichnete einen stabilen Preisverlauf. Die zunehmende Produktion in Nicht-OPEC-Ländern wurde durch die Unsicherheit rund um die Krise im Mittleren Osten mehr als kompensiert. Im zweiten Halbjahr sorgten eine schwächere globale Nachfrage, ein weiterer Produktionszuwachs sowie die Wiederaufnahme der Produktion in Libyen dann für einen Einbruch der Preise um 40 Prozent und damit für ein Fünfjahrestief. Die Situation wurde zusätzlich dadurch verschärft, dass sich die OPEC, genauer Saudi-Arabien, weigerte, ihre historische Rolle in der Marktstabilisierung wahrzunehmen, und dass trotz sinkender Preise die russische und die irakische Produktion weiter hochgefahren wurden.

Auch die Kohlepreise fielen 2014 nahezu ungebremsst weiter. Ähnlich wie im Vorjahr litt der Markt unter einem Überangebot und schwacher Nachfrage, was die Preise vor allem im ersten Quartal unter Druck brachte. Lediglich einige Unsicherheiten bezüglich der Produktion in Kolumbien sorgten zu Beginn des Jahres für eine kurzzeitige Stabilisierung der Preise. Im Verlauf des gesamten Winters sorgten Temperaturen über dem Durchschnitt für einen deutlichen Rückgang der Importnachfrage im Atlantischen Becken. Nach einem mehr oder weniger ereignislosen Sommer kam der Kohlemarkt dann im vierten Quartal wieder in Bewegung und kollabierende Ölpreise sowie die Aufwertung des US-Dollars gegenüber den Währungen aller großen Kohleexportländer führten zu einem Vierjahrestief.

Für den europäischen Gasmarkt war 2014 durch relativ hohe Preisvolatilität und ein insgesamt fallendes Preisniveau gekennzeichnet. Der negative Preistrend resultierte aus dem milden ersten Quartal und den fallenden Ölpreisen im zweiten Halbjahr. Zudem zeigte der LNG-Spotmarkt im vierten Quartal erste Zeichen von Überangebot aufgrund hoher LNG-Speicherstände in Ostasien und einer schwächeren globalen Industrienachfrage. Lediglich in den Sommermonaten stabilisierten sich die Preise zeitweise, da sich die befürchtete Überversorgung trotz der guten Speichersituation nicht einstellte. Der Preis für Lieferungen im Folgejahr reagierte auf die Nachrichtenlage hinsichtlich der Entwicklungen in der Ukraine zwischenzeitlich mit starken Schwankungen.

Auf dem Markt für CO<sub>2</sub>-Zertifikate im europaweiten Handelssystem EU-ETS (EU Allowances - EUA) führte die politische Einigung über eine Richtlinie zur Reduzierung der verfügbaren Zertifikate („Backloading“), gefolgt von deren Umsetzung im März, aufgrund von Spekulationen zu erheblichen Preisschwankungen. Von Mai bis Dezember zeigten die eingeführten Instrumente Wirkung und sorgten für einen stetigen Preisanstieg. Die Diskussionen über die vorgeschlagene Marktstabilitätsreserve (eine Methode zum langfristigen Umgang mit Überangebot im EU-ETS) wurde im letzten Quartal zu einem wichtigen Treiber für die Preise.

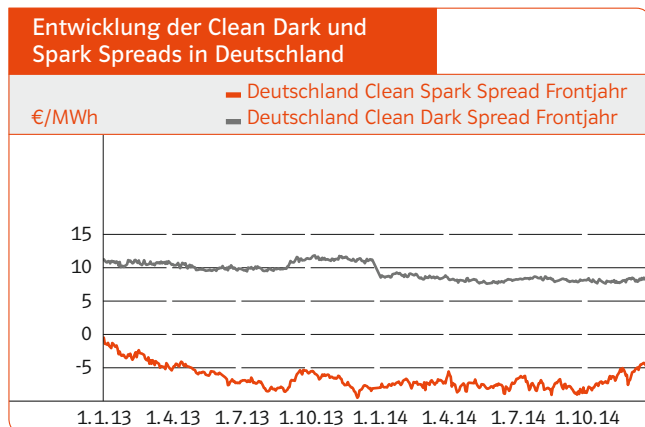
Entwicklung der Preise für Strom in den E.ON-Kernmärkten



Preisentwicklung für CO<sub>2</sub>-Zertifikate in Europa



Der rückläufige Preistrend des Vorjahres bei den deutschen Strompreisen für Baseload-Lieferungen im nächsten Jahr setzte sich auch im Verlauf des Jahres 2014 fort. Gründe hierfür waren weiterhin die ständig steigenden Kapazitäten für Erneuerbare Energien sowie die schwache Preisprognose für Kohle. Nach dem stetigen Rückgang der Preise im ersten Halbjahr war die zweite Jahreshälfte durch deutliche Preisschwankungen geprägt, die hauptsächlich auf die Entwicklung der zugrunde liegenden Brennstoffpreise sowie die zunehmende Unsicherheit über regulatorische Änderungen zurückzuführen waren.

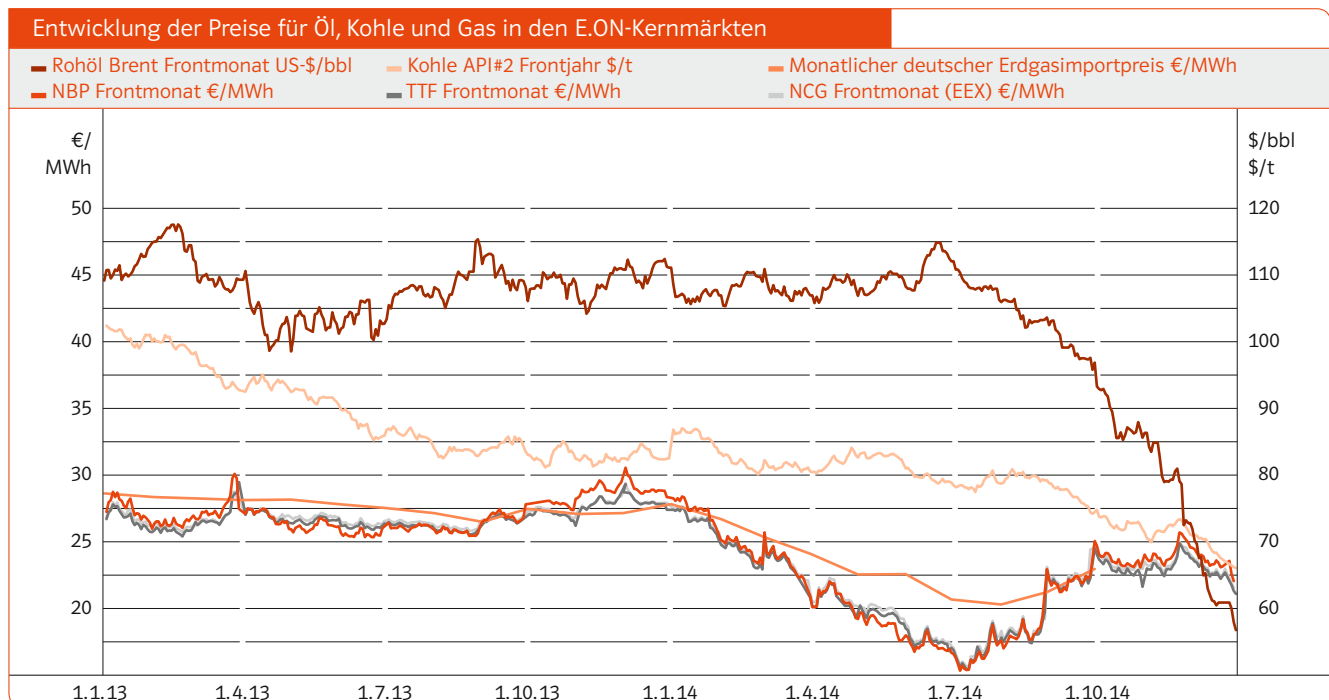


Die Entwicklung der Strompreise in Großbritannien war im gesamten Jahr deutlich durch die Abhängigkeit vom Gaspreis geprägt. So folgten die Preise für Lieferungen im nächsten

Jahr im ersten Halbjahr dem Abwärtstrend beim Gas, stabilisierten sich im dritten Quartal dann parallel, um im vierten Quartal wegen des milden Winters erneut mit dem Gaspreis zu fallen.

Der durchschnittliche Spotpreis auf dem nordischen Strommarkt war im Jahr 2014 so niedrig wie zuletzt vor sieben Jahren. Dies war vor allem auf die niedrigen Brennstoffpreise, die Entwicklung des deutschen Strompreises und auf die überdurchschnittlichen Temperaturen zurückzuführen. Die Region fungierte dementsprechend weiter als Nettoexporteur in die umliegenden Märkte. Die Speicherstände in den Wasserreservoirs wichen im Jahresverlauf nur wenig vom üblichen Durchschnitt ab. Die Preise für Lieferungen im Folgejahr zeigten ebenfalls einen deutlichen Abwärtstrend.

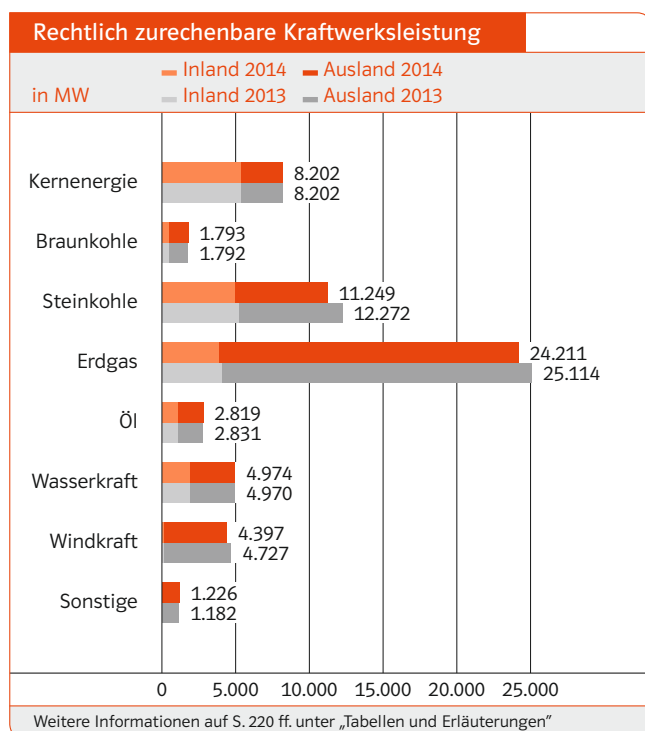
Nachdem die Preise auf dem russischen Strommarkt in der europäischen Zone in den ersten drei Quartalen einen deutlichen Anstieg verzeichneten, drehte sich dieser Trend im vierten Quartal vollständig um. Der saisonal bedingte Nachfragezuwachs wurde durch höhere Erzeugung aus Kern- und Blockheizkraftwerken mehr als ausgeglichen, genauso wie die rückläufige Erzeugung aus Wasserkraft. Die Preise in der sibirischen Preiszone stiegen im zweiten Halbjahr, insbesondere im vierten Quartal, bedingt durch eine äußerst geringe Erzeugung aus Wasserkraft sowie höhere Exporte in die europäische Zone aufgrund von Verbesserungen bei der Netzanbindung deutlich an.



## Geschäftsverlauf

### Kraftwerksleistung

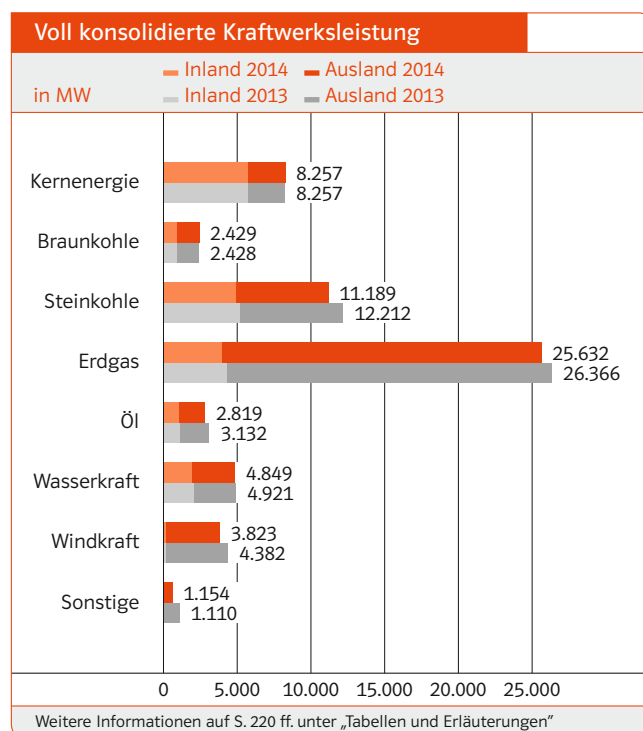
Die rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung (entsprechend der Beteiligungsquote von E.ON) im E.ON-Konzern nahm mit 58.871 MW im Vergleich zum Jahresende 2013 (61.090 MW) um 4 Prozent ab. Die voll konsolidierte Kraftwerksleistung lag mit 60.151 MW ebenfalls 4 Prozent unter dem Vorjahresniveau von 62.809 MW.



In den Bereichen Kernenergie, Braunkohle, Öl, Wasser, Biomasse und Sonstige blieb die rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung nahezu unverändert. Der Rückgang um 1.023 MW im Bereich Steinkohle war insbesondere auf die planmäßige Stilllegung von drei Kraftwerksblöcken am Standort Datteln in Deutschland und die Außerbetriebnahme von drei Einheiten in Frankreich zurückzuführen. Im Bereich Gas ging die Kraftwerksleistung um 903 MW zurück. Gründe hierfür waren die Außerbetriebnahme einer Gasturbine in Deutschland und

jeweils eines Kraftwerks in der Slowakei und den Niederlanden. Im Bereich Wind nahm die Leistung aufgrund der Build-and-sell-Strategie um 330 MW ab.

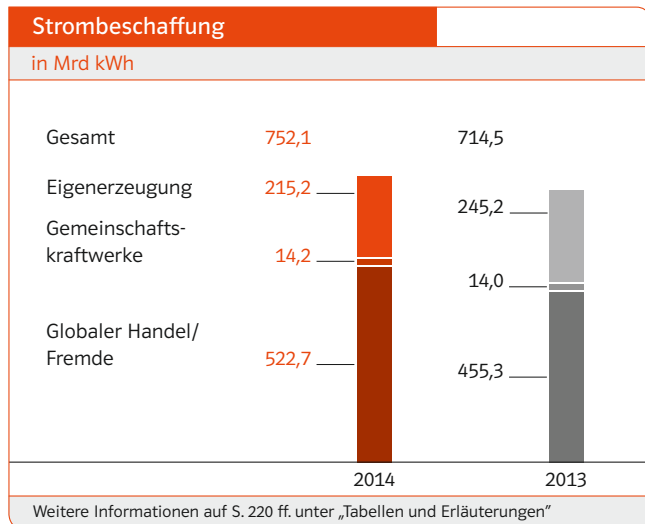
Die voll konsolidierte Kraftwerksleistung ging um 2.658 MW zurück. Die Ursachen entsprechen weitgehend den bereits genannten. Im Bereich Gas nahm die Leistung anders als bei der rechtlich zurechenbaren durch die Konsolidierung eines Gaskraftwerks in Italien nur um 734 MW ab. Im Bereich Öl ging die Leistung um 313 MW zurück. Grund war die Stilllegung von zwei Ölblöcken in Italien. Im Bereich Wasser ging die Leistung vor allem aufgrund der Entkonsolidierung kleinerer Kraftwerke in Deutschland um 72 MW zurück. Im Bereich Wind reduzierte sich die Leistung durch den Verkauf von Anteilen an Windparks in den USA und Dänemark um 559 MW.





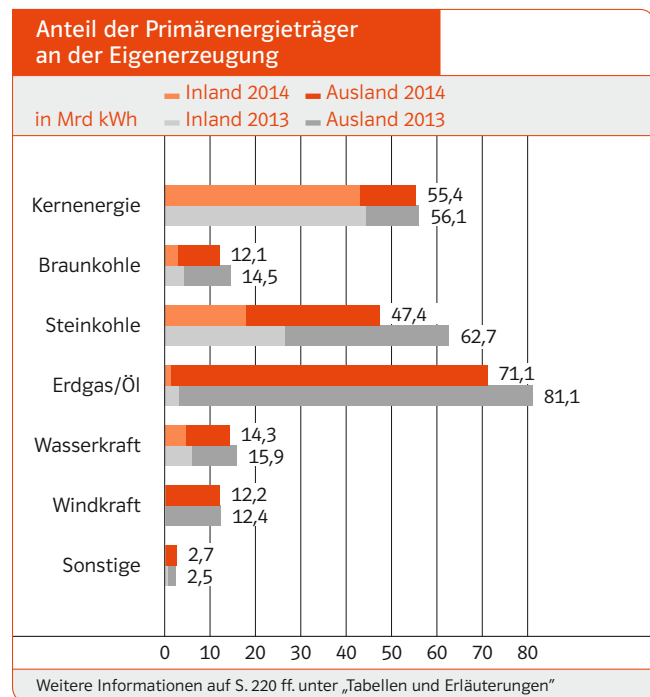
## Strombeschaffung

Im Jahr 2014 lag die in eigenen Kraftwerken erzeugte Strommenge um 30 Mrd kWh oder 12 Prozent unter dem Vorjahreswert. Der Rückgang betraf mit 21,2 Mrd kWh im Wesentlichen die globale Einheit Erzeugung. Bei den übrigen Einheiten verringerte sich die Eigenerzeugung insgesamt um 8,8 Mrd kWh. Der Strombezug erhöhte sich dagegen um 67,6 Mrd kWh.



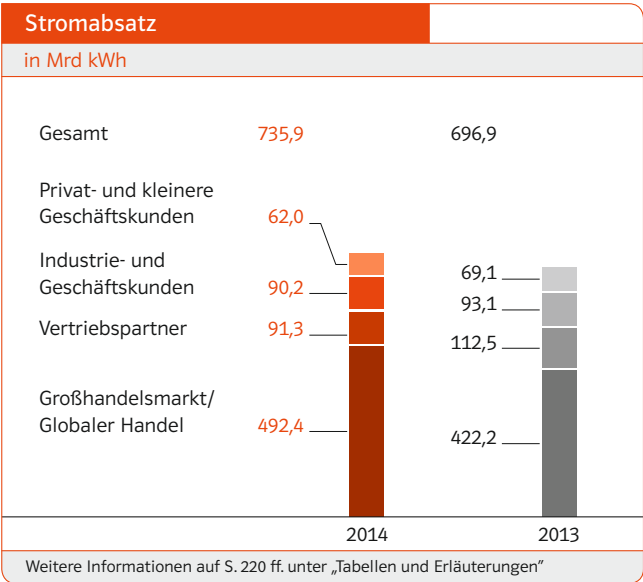
Die Eigenerzeugung der globalen Einheit Erzeugung lag mit 125,5 Mrd kWh um 21,2 Mrd kWh unter dem Vorjahresniveau von 146,7 Mrd kWh. In Deutschland waren Gründe insbesondere der durch die derzeitige Marktsituation bedingte geringere Einsatz der kohle- und gasbefeuerten Kraftwerke, die planmäßige Stilllegung von drei Kraftwerksblöcken am Standort Datteln, die außerplanmäßigen Stillstände der Kohleblöcke in Staudinger und Heyden sowie die längeren Stillstandszeiten der Kernkraftwerke Grohnde und Isar 2 sowie der Verkauf des Braunkohlekraftwerks Buschhaus. In Frankreich wurde durch die Marktsituation weniger Strom in Gaskraftwerken erzeugt, darüber hinaus wurden zwei Kraftwerksblöcke stillgelegt und die Verfügbarkeit von zwei weiteren Blöcken war eingeschränkt. In Italien führten die verschlechterten Marktbedingungen zu

geringeren Erzeugungsmengen aus Gaskraftwerken. In Schweden wurden Revisionsarbeiten zur Verlängerung der Laufzeit am Kernkraftwerksblock Oskarshamn 2 durchgeführt. Darüber hinaus wirkte sich die durch die vergleichsweise höheren Temperaturen geringere Nachfrage negativ aus.



Stromabsatz

Der Stromabsatz im E.ON-Konzern lag aufgrund größerer Handelsvolumina um 39 Mrd kWh über dem Vorjahresniveau.



Der Rückgang des Stromabsatzes an Privat- und kleinere Geschäftskunden um 7,1 Mrd kWh war insbesondere auf die regionale Einheit Deutschland und die weiteren EU-Länder zurückzuführen. Dort wirkte sich die milde Witterung negativ auf die abgesetzten Mengen aus. In Großbritannien ergaben sich darüber hinaus weitere negative Effekte aus sinkenden Kundenzahlen und den fortlaufenden Energieeffizienzmaßnahmen. In Deutschland wirkten sich die Abgänge von E.ON Thüringer Energie und E.ON Mitte sowie ein geringerer Durchschnittsverbrauch sowohl wegen der milden Witterung als auch aufgrund verstärkter Energieeffizienzmaßnahmen mindernd auf den Stromabsatz aus. Der positive Trend der Vorquartale hinsichtlich der Kundenentwicklung und -bindung konnte aber fortgesetzt werden. Im Ergebnis wurden gegenüber dem Vorjahr rund 40.000 Kunden neu hinzugewonnen.

Der Absatz an Industrie- und Geschäftskunden ging um 2,9 Mrd kWh zurück. Der Absatz der regionalen Einheit Deutschland ist mit 21,0 Mrd kWh (Vorjahr: 25,1 Mrd kWh) um 4,1 Mrd kWh gesunken. Gründe hierfür waren neben den genannten Unternehmensabgängen wettbewerbsbedingte Kundenverluste. Dagegen stieg der Absatz insbesondere bei den weiteren EU-Ländern um 0,9 Mrd kWh auf 65,8 Mrd kWh (64,9 Mrd kWh).

Im Bereich Vertriebspartner ging der Absatz um 21,2 Mrd kWh zurück. Der Absatz der regionalen Einheit Deutschland ist gegenüber dem Vorjahr aus den bereits genannten Gründen sowie durch die Abgänge von E.ON Westfalen Weser und E.ON Energy from Waste um 14,2 Mrd kWh auf 61,3 Mrd kWh (Vorjahr: 75,5 Mrd kWh) gesunken. Der Rückgang des Stromabsatzes im Segment Erzeugung um 4,4 Mrd kWh auf 28,4 Mrd kWh (32,8 Mrd kWh) resultierte im Wesentlichen aus der geringeren Erzeugung in den fossilen Kraftwerken und ungeplanten Kraftwerksstillständen in Deutschland. Darüber hinaus wirkte sich auch hier die durch die vergleichsweise milde Witterung geringere Nachfrage negativ aus. Die globale Einheit Erneuerbare Energien setzte mit 5,6 Mrd kWh (8,0 Mrd kWh) 2,4 Mrd kWh weniger Strom ab als im Vorjahr. Grund war insbesondere die in Deutschland reduzierte Kraftwerksleistung infolge der im Jahr 2013 abgegebenen Wasserkraftkapazitäten zum Markteintritt in der Türkei.

Der Stromabsatz im Bereich Handel nahm vor allem durch vermehrte Handelsaktivitäten der Einheit Globaler Handel zur Optimierung der konzerneigenen Kraftwerke zu.

Gasbeschaffung, Handelsvolumen und Gasproduktion

Im Jahr 2014 bezog die Einheit Globaler Handel rund 1.211 Mrd kWh Erdgas von in- und ausländischen Produzenten.

Im Rahmen der Beschaffungs- und Absatzfunktion im E.ON-Konzern handelte die Einheit Globaler Handel konzernextern die folgenden finanziellen und physischen Mengen:

Handelsvolumen	2014	2013
Strom (Mrd kWh)	1.695	1.286
Gas (Mrd kWh)	1.794	1.961
CO <sub>2</sub> -Zertifikate (Mio t)	458	469
Öl (Mio t)	49	49
Kohle (Mio t)	188	211

Die in der Tabelle dargestellten Handelsvolumina enthalten auch alle Mengen, die 2014 gehandelt wurden, jedoch erst in der Zukunft realisiert werden.

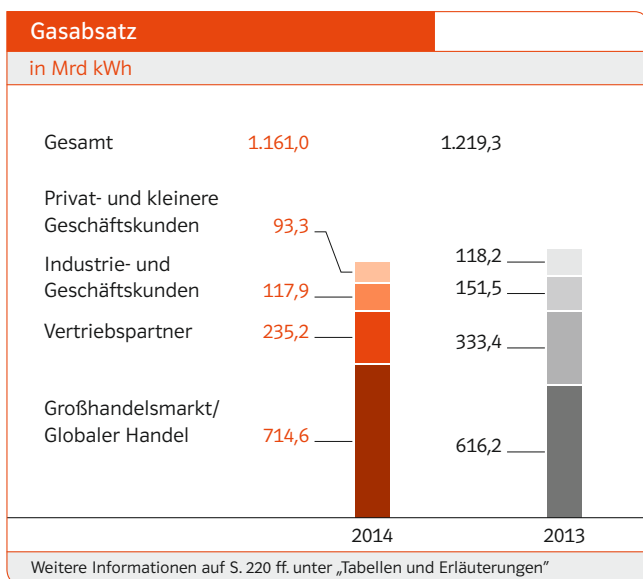


Upstream-Produktion			
	2014	2013	+/- %
Öl/Kondensate (in Mio Barrel)	10,6	7,5	+41
Gas (in Mio Standard-m <sup>3</sup> )	1.885,4	1.464,7	+29
<b>Summe (in Mio Barrel Öläquivalent)</b>	<b>22,4</b>	<b>16,5</b>	<b>+36</b>

Die wesentliche Ursache für den Produktionsanstieg der globalen Einheit Exploration & Produktion aus den Nordseefeldern war die durch die verbesserte Produktionseffizienz gestiegene Förderung aus dem Feld Skarv. Zu dem Anstieg trugen auch größere Mengen aus den Feldern Babbage, Rita, Huntington und Njord/Hyme bei. Zusätzlich zu den in der Nordsee produzierten Mengen standen uns 2014 aus dem at equity einbezogenen sibirischen Feld Yushno Russkoje 5.923 Mio m<sup>3</sup> Erdgas zu.

### Gasabsatz

Der Gasabsatz sank im Jahr 2014 um 58,3 Mrd kWh beziehungsweise 5 Prozent.



Der Gasabsatz an Privat- und kleinere Geschäftskunden nahm im Vergleich zum Vorjahr um 24,9 Mrd kWh ab. Der wesentliche Grund war in Großbritannien, Deutschland, Rumänien und den Niederlanden die vergleichsweise milde Witterung. Darüber hinaus wirkten sich in Großbritannien wettbewerbsbedingte Verluste negativ aus. In Tschechien führte insbesondere der Abgang einer Mehrheitsbeteiligung im ersten Quartal 2014 zu einem Absatzrückgang.

Der Absatz an Industrie- und Geschäftskunden lag um 33,6 Mrd kWh unter dem Vorjahreswert. In der regionalen Einheit Deutschland sank der Absatz aus den bereits genannten Gründen um 26,5 Mrd kWh auf 82,5 Mrd kWh (109,0 Mrd kWh). In den weiteren EU-Ländern nahm der Absatz bei allen Einheiten mit Ausnahme von Ungarn im Wesentlichen witterungsbedingt um insgesamt 7,1 Mrd kWh ab. In Tschechien führte ferner der bereits erwähnte Grund zu einem Rückgang der Gaslieferungen.

Im Bereich Vertriebspartner verringerte sich der Absatz um 98,2 Mrd kWh. Dies war bei der Regionaleinheit Deutschland im Wesentlichen auf die konzerninterne Übertragung des Geschäfts mit Energiehändlern und Banken auf die Einheit Globaler Handel und die Entwicklung der Commodity-Preise zurückzuführen. Die übertragenen Geschäfte werden beim Globalen Handel dem Großhandelsmarkt zugeordnet. Darüber hinaus wirkte sich neben der milden Witterung insbesondere ein intensiver Wettbewerb negativ aus.

Der Gasabsatz im Bereich Handel nahm durch einen gestiegenen Anteil der auf dem Großhandelsmarkt gehandelten Mengen um 98,4 Mrd kWh zu.

### Geschäftsentwicklung 2014

Die Geschäftsentwicklung von E.ON spiegelt die nach wie vor angespannte Situation der Energiemärkte in Deutschland und Europa, aber auch die zahlreichen von uns eingeleiteten operativen, finanziellen und strategischen Maßnahmen wider.

Der Umsatz lag mit 111,6 Mrd € um 7 Prozent unter dem Vorjahreswert von 119,7 Mrd €. Der Rückgang unseres EBITDA um 9 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf jetzt 8,3 Mrd € und der Rückgang des nachhaltigen Konzernüberschusses um 24 Prozent auf 1,6 Mrd € lagen im Rahmen unserer Erwartungen. Zu diesem Rückgang trugen maßgeblich Währungs- und Portfolioeffekte bei.

Unser EBITDA für das Jahr 2014 und unser nachhaltiger Konzernüberschuss lagen damit in den von uns kommunizierten Bandbreiten von 8,0 bis 8,6 Mrd € und von 1,5 bis 1,9 Mrd €.

Unsere Investitionen in Höhe von 4,6 Mrd € lagen deutlich unter dem hohen Vorjahreswert von 8,0 Mrd €, aber auch unter der Größenordnung von 4,9 Mrd €, die wir im Rahmen unserer Mittelfristplanung für das Jahr 2014 vorgesehen hatten. Gründe waren im Wesentlichen Währungsumrechnungseffekte und zeitliche Verschiebungen bei einigen Projekten.

Der operative Cashflow lag trotz des Ergebnismrückgangs mit 6,3 Mrd € auf dem Vorjahresniveau.

Im Vergleich zum Jahresende 2013 nahm unsere Netto-Verschuldung, insbesondere durch die Erhöhung der Pensionsrückstellungen, leicht auf 33,4 Mrd € zu. Unser Debt Factor stieg auf 4,0 (Vorjahr: 3,5). Im Zuge der Neuausrichtung wird E.ONs mittelfristiges Debt-Factor-Ziel überprüft werden und die veränderte Geschäftsstruktur nach Abspaltung der Neuen Gesellschaft berücksichtigen.

### E.ON 2.0

Zur Steigerung unserer Performance hatten wir im Sommer 2011 das konzernweite Restrukturierungs- und Kostensenkungsprogramm E.ON 2.0 gestartet. Ziel von E.ON 2.0 ist es, die beeinflussbaren Kosten im E.ON-Konzern um rund 2 Mrd € von rund 11 Mrd € im Jahr 2011 bis spätestens 2015 auf 9 Mrd € – angepasst um Unternehmensverkäufe auf jetzt rund 7,5 Mrd € – zu reduzieren. Bis zum Jahresende 2014 konnten wir bereits rund 90 Prozent der vorgesehenen Einsparungen im Konzern realisieren, die das Kostenniveau nachhaltig senken. Weitere Kostensenkungen im Rahmen des E.ON-2.0-Programms sind für 2015 geplant.

Aufbauend auf den sehr positiven Ergebnissen bei den Kosteneinsparungen wurde im Rahmen des E.ON-2.0-Programms im zweiten Halbjahr 2013 das Projekt „Working Capital Excellence“ initiiert, das die Reduzierung des Nettoumlaufvermögens (Working Capital) zum Inhalt hat. Ziel des Projektes ist es, durch nachhaltige Prozessoptimierungen eine zahlungswirksame Verbesserung des Working Capitals von 1,0 Mrd € bis Ende 2016 gegenüber dem Jahr 2012 zu erreichen. Dazu tragen die Reduzierung von Forderungslaufzeiten (Order-to-Cash), die Ausweitung der nicht verzinslichen Verbindlichkeiten (Procure-to-Pay) sowie die Optimierung der Lagerbestände (Forecast-to-Fulfill) bei. Bis zum Jahresende 2014 konnten bereits Working-Capital-Reduzierungen von circa 0,4 Mrd € realisiert werden. Das Gesamtziel für das Jahresende 2016 konnte im Laufe des Jahres 2014 ebenfalls bereits vollständig mit Maßnahmen hinterlegt werden.

### Unternehmenserwerbe, -veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten im Jahr 2014

Die folgenden wesentlichen Transaktionen haben wir im Jahr 2014 durchgeführt. Ausführliche Beschreibungen befinden sich in Textziffer 4 des Anhangs.

#### Abgangsgruppen, zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte und nicht fortgeführte Aktivitäten

Im Zuge der Umsetzung der Desinvestitionsstrategie haben wir bis zum Jahresende 2014 folgende Aktivitäten als Abgangsgruppen und als zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte ausgewiesen oder bereits veräußert:

- die Erzeugungsaktivitäten in Italien
- die Erzeugungsaktivitäten in Spanien
- die Aktivitäten in Litauen der Einheit Globaler Handel
- diverse Kleinstwärmekraftwerke in Schweden
- die Mehrheitsbeteiligung an Pražská plynárenská
- die Beteiligung von 80 Prozent am 207-MW-Offshore-Windpark Rødsand 2
- Anteile an zwei Windparks in den USA
- die Gesellschafteranteile an der Erdgasversorgungsgesellschaft Thüringen-Sachsen

Als nicht fortgeführte Aktivitäten werden ausgewiesen:

- die regionale Einheit Italien
- die regionale Einheit Spanien

Aus Desinvestitionen wurden im Jahr 2014 insgesamt zahlungswirksame Effekte in Höhe von 2.551 Mio € (Vorjahr: 7.120 Mio €) realisiert.

Die nachfolgende Tabelle zeigt Umsatz, EBITDA, Investitionen und Mitarbeiter der regionalen Einheiten Italien und Spanien, die im Zuge der Verkaufsverhandlungen als nicht fortgeführte Aktivitäten ausgewiesen werden und deshalb nur noch als Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten zum Konzernüberschuss (siehe Tabelle auf Seite 39) beitragen:

Nicht fortgeführte Aktivitäten				
in Mio €	Italien		Spanien	
	2014	2013	2014	2013
Umsatz	1.592	1.808	1.166	1.179
EBITDA	43	43	146	132
Investitionen	3	6	63	81
Mitarbeiter	308	324	572	588

## Ertragslage

### Transferpreissystem

Die Lieferungen unserer Erzeugungseinheiten an die Einheit Globaler Handel werden über ein marktbasiertes Transferpreissystem abgerechnet. Unsere internen Transferpreise werden in der Regel bis zu drei Jahre vor Lieferung aus den aktuellen Forward-Preisen im Markt abgeleitet. Die daraus resultierenden abgerechneten Transferpreise für das Erzeugungsvolumen im Jahr 2014 reflektieren die Marktpreisentwicklung und waren deshalb niedriger als die Preise für die Lieferperiode 2013.

### Umsatz

Im Geschäftsjahr 2014 lag der Umsatz mit 111,6 Mrd € rund 8,1 Mrd € unter dem Vorjahresniveau.

Umsatz			
in Mio €	2014	2013	+/- %
Erzeugung	10.285	11.068	-7
Erneuerbare Energien	2.397	2.423	-1
Globaler Handel	83.106	90.034	-8
Exploration & Produktion	2.118	2.051	+3
Deutschland	28.584	36.521	-22
Weitere EU-Länder	18.995	20.615	-8
Nicht-EU-Länder	1.518	1.865	-19
Konzernleitung/Konsolidierung	-35.447	-44.889	-
<b>Summe</b>	<b>111.556</b>	<b>119.688</b>	<b>-7</b>

Vor allem bei der regionalen Einheit Deutschland, den weiteren EU-Ländern und der Einheit Globaler Handel nahm der Umsatz deutlich ab. Der Rückgang bei der Einheit Globaler Handel ist allerdings ausschließlich auf erheblich geringere konzerninterne Umsätze zurückzuführen.

Der Umsatz der Einheit Deutschland ist gegenüber dem Vorjahr um rund 8 Mrd € zurückgegangen. Der wesentliche Teil hiervon entfällt mit rund 6 Mrd € auf den Bereich unreguliertes Geschäft/Sonstiges. Neben dem Abgang von E.ON Energy from Waste wirken sich die vorgenannten konzerninternen Übergänge im Gasgeschäft sowie witterungsbedingt geringere Absätze negativ aus. Ein weiterer Rückgang von 1,7 Mrd € ist nahezu vollständig auf die Veräußerung der Netzaktivitäten von E.ON Mitte, E.ON Thüringer Energie und E.ON Westfalen Weser zurückzuführen.

Der Umsatz in den weiteren EU-Ländern lag 1,6 Mrd € unter dem Vorjahreswert. Wesentliche Ursachen waren geringere Anschlussgebühren im Bereich Windkraft und niedrigere Umsätze im Verteilnetzgeschäft sowie die Veräußerung der Aktivitäten in Finnland und Polen bei der regionalen Einheit Schweden, die Entkonsolidierung einer Mehrheitsbeteiligung im ersten Quartal 2014 und regulierungsbedingt geringere Umsätze im Strombereich in Tschechien sowie niedrigere Verkaufspreise im regulierten Strom- und Gasgeschäft in Ungarn. In Schweden, Tschechien und Ungarn wirkten sich zusätzlich Währungsumrechnungseffekte negativ aus. Darüber hinaus resultierte ein deutliches Umsatzminus aus den im Vergleich zum Jahr 2013 hohen Temperaturen in allen Ländern. Positiv wirkten sich dagegen die Gewinnung neuer Kunden und die Absatzzuwächse bei Strom und Gas in Frankreich aus.

Im Globalen Handel sank der Umsatz im Strombereich aufgrund eines im Vergleich zum Vorjahr niedrigeren Preisniveaus und im Gasbereich infolge witterungsbedingt gesunkener Absatzmengen im Großhandelsgeschäft, fallender Preise sowie wegen des Verkaufs des ungarischen Gasgeschäfts im September 2013.

### Weitere Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung

Die anderen aktivierten Eigenleistungen lagen mit 345 Mio € um 5 Prozent unter dem Wert des Vorjahres von 364 Mio €. Dies ist einerseits auf 2014 abgegangene Beteiligungen der Region Deutschland zurückzuführen. Andererseits sind weniger Engineering-Leistungen im Zusammenhang mit Projekten im Kraftwerksbereich erbracht worden als im Vorjahr.

Die sonstigen betrieblichen Erträge sind um 3 Prozent auf 10.966 Mio € gestiegen (Vorjahr: 10.681 Mio €). Dieser Anstieg ist einerseits auf die Entwicklung der Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten zurückzuführen. So sind diese um 3.855 Mio € auf 6.210 Mio € gestiegen (2.355 Mio €), was im Wesentlichen an der Marktbewertung von Commodity- und Währungsderivaten liegt. Andererseits sind die Erträge aus Währungskursdifferenzen mit 2.437 Mio € unter das Niveau des Vorjahres gefallen (3.765 Mio €). Korrespondierende Positionen aus Währungskursdifferenzen und derivativen Finanzinstrumenten befinden sich in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen. Daneben haben sich die Erträge aus dem Verkauf von Wertpapieren, Sachanlagen, immateriellen Vermögenswerten und Beteiligungen um 1.521 Mio € auf 1.028 Mio € (2.549 Mio €) verringert, wobei diese Erträge – wie im Vorjahr – hauptsächlich aus der Veräußerung von Beteiligungen stammen. Ebenfalls rückläufig waren die Erträge aus Zuschreibungen. Diese fielen im Jahr 2014 um 428 Mio € auf 54 Mio € (482 Mio €).

Der Materialaufwand ist um 7 Prozent auf 98.496 Mio € gesunken (Vorjahr: 105.719 Mio €). Ursachen hierfür waren ein geringerer Aufwand für die Gasbeschaffung sowie die Unternehmensabgänge in der regionalen Einheit Deutschland.

Der Personalaufwand nahm um rund 10 Prozent auf 4.121 Mio € (Vorjahr: 4.604 Mio €) ab. Der Rückgang resultierte im Wesentlichen aus im Jahr 2013 abgegangenen Beteiligungen sowie aus Effekten im Zusammenhang mit dem Restrukturierungsprogramm E.ON 2.0.

Die Abschreibungen haben sich im Geschäftsjahr 2014 um 3.462 Mio € auf 8.667 Mio € erhöht (Vorjahr: 5.205 Mio €). Ursächlich hierfür sind insbesondere höhere außerplanmäßige Abschreibungen auf Sachanlagen.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen erhöhten sich um 20 Prozent auf 11.834 Mio € (Vorjahr: 9.902 Mio €). Der Grund hierfür waren die erhöhten Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten. Diese stiegen im Berichtszeitraum um 3.685 Mio € auf 5.305 Mio € (1.620 Mio €), was im Wesentlichen auf die Entwicklung bei den Commodity-Derivaten zurückzuführen ist. Gegenläufig hierzu wirkten sich der Rückgang der Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen um 818 Mio € auf 2.937 Mio € (3.755 Mio €) sowie die um 423 Mio € reduzierten Verluste aus dem Verkauf von Wertpapieren, Sachanlagen und Beteiligungen in Höhe von 86 Mio € aus (509 Mio €). Zudem sanken die Konzessionsabgaben und die IT-Aufwendungen.

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen ging um 63 Mio € auf -273 Mio € (Vorjahr: -210 Mio €) zurück. Dies ist im Wesentlichen auf außerplanmäßige Abschreibungen auf eine Beteiligung im Bereich der Nicht-EU-Länder zurückzuführen, die sowohl im Geschäftsjahr 2014 als auch im Vorjahr vorzunehmen war.

## EBITDA

Im Berichtszeitraum 2014 lag unser EBITDA um rund 0,9 Mrd € unter dem Vorjahreswert. Positive Auswirkungen hatten

- Kosteneinsparungen im Rahmen des Programms E.ON 2.0,
- der Ergebnisanstieg in den Bereichen Erzeugung und Erneuerbare Energien und
- höhere Fördermengen der globalen Einheit Exploration & Produktion.

Diese positiven Effekte wurden mehr als kompensiert durch

- den Entfall der Ergebnisbeiträge veräußerter Gesellschaften,
- geringere Ergebnisse im Handelsgeschäft,
- negative Währungsumrechnungseffekte,
- regulierungsbedingte Effekte bei der regionalen Einheit Deutschland sowie
- geringere Ergebnisbeiträge der weiteren EU-Länder und der Einheit Russland.

EBITDA <sup>1)</sup>			
in Mio €	2014	2013	+/- %
Erzeugung	2.215	1.936	+14
Erneuerbare Energien	1.500	1.464	+2
Globaler Handel	21	311	-93
Exploration & Produktion	1.136	1.070	+6
Deutschland	1.846	2.387	-23
Weitere EU-Länder	1.732	2.012	-14
Nicht-EU-Länder	439	533	-18
Konzernleitung/Konsolidierung	-552	-522	-
<b>Summe</b>	<b>8.337</b>	<b>9.191</b>	<b>-9</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Zuge der Verkaufsverhandlungen weisen wir unsere regionalen Einheiten Italien und Spanien nach dem Rechnungslegungsstandard IFRS 5 seit dem vierten Quartal 2014 bis zum Abgang als nicht fortgeführte Aktivitäten aus. Ferner ergaben sich Effekte aus der Erstanwendung der internationalen Rechnungslegungsstandards IFRS 10 und 11. Siehe hierzu Textziffer 2 des Anhangs. Die Vorjahreswerte wurden entsprechend angepasst.

E.ON erwirtschaftet einen hohen Anteil des EBITDA in sehr stabilen Geschäftsfeldern. Insgesamt betrug der Anteil des regulierten und des quasi-regulierten beziehungsweise langfristig kontrahierten Geschäfts am EBITDA im Jahr 2014 53 Prozent.

EBITDA <sup>1)</sup>			
in Mio €	2014	2013	+/- %
Reguliertes Geschäft	2.858	3.482	-18
Quasi-reguliertes und langfristig kontrahiertes Geschäft	1.596	1.429	+12
Marktbestimmtes Geschäft	3.883	4.280	-9
<b>Summe</b>	<b>8.337</b>	<b>9.191</b>	<b>-9</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Das regulierte Geschäft umfasst Bereiche, in denen Erlöse weitgehend anhand rechtlich bindender Vorgaben durch die Kosten bestimmt werden. Deshalb sind die Erträge in hohem Maße planbar und stabil. Der Rückgang um 624 Mio € ist im Wesentlichen auf die Unternehmensabgänge bei der regionalen Einheit Deutschland zurückzuführen.

Unter quasi-reguliertem und langfristig kontrahiertem Geschäft werden Tätigkeiten zusammengefasst, die sich durch einen hohen Grad an Planbarkeit der Erträge auszeichnen, da wesentliche Erlösbestandteile (Preis und/oder Menge) durch gesetzliche Vorgaben oder individualvertragliche Vereinbarungen mittel- bis langfristig in hohem Maße fixiert sind. Hierbei handelt es sich beispielsweise um Teile des Segments Erneuerbare Energien mit entsprechenden Anreizmechanismen oder den Verkauf von kontrahierter Erzeugungsleistung.

Das marktbestimmte Geschäft umfasst die Aktivitäten, die nicht unter den beiden anderen Kategorien subsumiert werden können.

### Konzernleitung/Konsolidierung

Die hier ausgewiesenen Werte betreffen die E.ON SE und die direkt geführten Beteiligungen sowie die Eliminierung konzerninterner Beziehungen zwischen den Segmenten. Die Veränderung des EBITDA gegenüber dem Vorjahr resultiert überwiegend aus dem Ergebnis der direkt von der E.ON SE geführten Beteiligungen. Ursache hierfür ist insbesondere die weitere Zentralisierung der Unterstützungsfunktionen.

### Erzeugung

Das EBITDA der globalen Einheit Erzeugung lag um 279 Mio € oder 14 Prozent über dem Vorjahreswert.

Erzeugung				
in Mio €	EBITDA <sup>1)</sup>		EBIT <sup>1)</sup>	
	2014	2013	2014	2013
Kernenergie	1.411	1.240	1.085	967
Fossile Erzeugung	814	709	129	65
Sonstiges/Konsolidierung	-10	-13	-13	-15
<b>Summe</b>	<b>2.215</b>	<b>1.936</b>	<b>1.201</b>	<b>1.017</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Segment Kernenergie nahm das EBITDA gegenüber dem Vorjahr um 171 Mio € zu. Dies war im Wesentlichen auf geringere Aufwendungen für die Kernbrennstoffsteuer in Deutschland zurückzuführen. Unter anderem wurden im Kernkraftwerk Grafenrheinfeld aufgrund der geplanten vorzeitigen Außerbetriebnahme im Mai 2015 keine neuen Brennelemente mehr eingesetzt. Daher fällt 2014 für diese Anlage keine Kernbrennstoffsteuer an.

In der fossilen Erzeugung stieg das EBITDA um 105 Mio €. Neben der Realisierung von geplanten Kostensenkungsmaßnahmen wirkte sich vor allem die Auflösung von Rückstellungen im Zusammenhang mit Wassernutzungsgebühren für Gaskraftwerke in Italien positiv aus. In Großbritannien nahm

das EBITDA durch verbesserte Marktbedingungen für die Erzeugung in Kohlekraftwerken zu. Dagegen belasteten in Deutschland insbesondere die außerplanmäßigen Stillstände von drei Kraftwerken das Ergebnis.

### Erneuerbare Energien

Im Segment Erneuerbare Energien übertraf das EBITDA den Vorjahreswert um 36 Mio € beziehungsweise 2 Prozent.

Erneuerbare Energien				
in Mio €	EBITDA <sup>1)</sup>		EBIT <sup>1)</sup>	
	2014	2013	2014	2013
Wasserkraft	677	780	551	657
Wind/Solar/Sonstiges	823	684	493	357
<b>Summe</b>	<b>1.500</b>	<b>1.464</b>	<b>1.044</b>	<b>1.014</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Vergleich zum Vorjahr sank das EBITDA im Bereich Wasserkraft um 13 Prozent auf 677 Mio €. In Italien verminderten die gesunkenen Preise sowie leicht gesunkene Absatzmengen das Ergebnis. In Deutschland belasteten die Reduzierung der Kraftwerksleistung und die geringeren Wassermengen das EBITDA. In Spanien nahm das EBITDA regulierungsbedingt ab. Trotz leicht gestiegener Absatzmengen ging das EBITDA in Schweden wegen negativer Preis- und Währungsumrechnungseffekte zurück.

Im Bereich Wind/Solar/Sonstiges lag das EBITDA aufgrund unserer Build-and-sell-Strategie um 20 Prozent über dem Vorjahreswert.

## Globaler Handel

Das EBITDA der Einheit Globaler Handel lag 290 Mio € unter dem Vorjahreswert. Die gegenüber dem Vorjahr – Eigenhandel, Optimierung, Gastransport/Beteiligungen/Sonstiges – geänderte Berichtsstruktur spiegelt die Geschäftsaktivitäten besser wider, insbesondere in Bezug auf die weltweiten Aktivitäten Kohle, Öl, Fracht und LNG sowie das regionale Strom- und Gasgeschäft.

Globaler Handel		EBITDA <sup>1)</sup>		EBIT <sup>1)</sup>	
in Mio €		2014	2013	2014	2013
Kohle/Öl/Fracht/LNG		29	48	29	48
Strom- und Gasgeschäft		-145	176	-236	77
Infrastruktur/Sonstiges		137	87	132	67
<b>Summe</b>		<b>21</b>	<b>311</b>	<b>-75</b>	<b>192</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Das EBITDA im Bereich Kohle/Öl/Fracht/LNG lag, insbesondere wegen eines geringeren Ergebnisbeitrags des Bereichs Kohle und Fracht, 19 Mio € unter dem Vorjahresniveau. Hier führten vor allem verschlechterte Marktbedingungen zu geringeren Margen.

Im Strom- und Gasgeschäft nahm das EBITDA um 321 Mio € ab. Wesentliche Ursachen für den Rückgang waren positive Ergebniseffekte im Vorjahr aus der Ausübung von Optionsrechten beim Handel mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten und die fehlenden Ergebnisbeiträge des im September 2013 veräußerten Gasgeschäfts in Ungarn. Darüber hinaus wirkten sich niedrigere erzielte Strompreise negativ aus.

Im Bereich Infrastruktur/Sonstiges übertraf das EBITDA, vor allem durch höhere Ergebnisbeiträge der Nord-Stream-Beteiligung, das Vorjahresniveau um 50 Mio €.

## Exploration & Produktion

Das EBITDA der Einheit Exploration & Produktion lag mit 1.136 Mio € (Vorjahr: 1.070 Mio €) 6 Prozent über dem Vorjahreswert. Grund hierfür waren – trotz geringerer durchschnittlich erzielter Preise – insbesondere die höheren Fördermengen

aus den Nordseefeldern – vor allem den Feldern Skarv, Babbage, Rita, Huntington und Njord/Hyme. Dagegen sank das EBIT im Jahr 2014 aufgrund der volumenabhängigen Abschreibungen auf 498 Mio € (560 Mio €).

## Deutschland

Das EBITDA der regionalen Einheit Deutschland ging um 541 Mio € auf 1.846 Mio € zurück.

Deutschland		EBITDA <sup>1)</sup>		EBIT <sup>1)</sup>	
in Mio €		2014	2013	2014	2013
Verteilnetzgeschäft		1.525	1.985	953	1.343
Unreguliertes Geschäft/Sonstiges		321	402	231	324
<b>Summe</b>		<b>1.846</b>	<b>2.387</b>	<b>1.184</b>	<b>1.667</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Der Ergebnisrückgang von 460 Mio € im Verteilnetzgeschäft war im Wesentlichen auf die Veräußerung der drei Regionalversorgungsunternehmen im Jahr 2013 zurückzuführen. Zudem wirkt sich der Beginn der neuen Stromregulierungsperiode ab 2014 ergebnisbelastend aus. Effizienzsteigerungen aus der vergangenen Periode kommen in Form niedrigerer Netzentgelte unseren Kunden zugute. Darüber hinaus sinkt die Erlös Komponente für den durch das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien bedingten Netzausbau gegenüber dem Vorjahr.

Das Ergebnis im Bereich Unreguliertes Geschäft/Sonstiges lag um 81 Mio € unter dem Vorjahresniveau. Neben dem Ergebnisrückgang aus der mehrheitlichen Veräußerung der Müllverbrennung (E.ON Energy from Waste) wirkte sich die milde Witterung auch gegenüber dem kalten Vorjahreswinter – insbesondere in den Bereichen Vertrieb und Wärme – ergebnisbelastend aus.



### Weitere EU-Länder

Das EBITDA in den weiteren EU-Ländern lag um 280 Mio € beziehungsweise 14 Prozent unter dem Vorjahresniveau.

Weitere EU-Länder		EBITDA <sup>1)</sup>		EBIT <sup>1)</sup>	
in Mio €		2014	2013	2014	2013
Großbritannien (in Mio £)		384 (310)	378 (321)	299 (241)	319 (271)
Schweden (in Mio SEK)		622 (5.663)	733 (6.342)	377 (3.429)	474 (4.104)
Tschechien (in Mio CZK)		290 (7.972)	494 (12.843)	197 (5.431)	389 (10.105)
Ungarn (in Mio HUF)		200 (61.692)	195 (57.854)	101 (31.125)	95 (28.206)
Übrige regionale Einheiten		236	212	157	159
<b>Summe</b>		<b>1.732</b>	<b>2.012</b>	<b>1.131</b>	<b>1.436</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

In der Region Großbritannien lag das EBITDA durch positive Währungsumrechnungseffekte um 6 Mio € über dem Vorjahreswert.

Das EBITDA in der Region Schweden ging um 111 Mio € zurück. Darin sind negative Währungsumrechnungseffekte in Höhe von 33 Mio € enthalten. Darüber hinaus wirkten sich im Wesentlichen die im Vergleich zu 2013 mildere Witterung, niedrigere Netzanschlussgebühren infolge von Verzögerungen bei Windkraftprojekten und die entfallenen Ergebnisbeiträge der abgegebenen finnischen und polnischen Aktivitäten negativ aus.

In Tschechien lag das EBITDA vor allem aufgrund geringerer Ausgleichszahlungen für die verpflichtende Abnahme von Mengen aus Erneuerbaren Energien im Verteilnetzgeschäft, des Buchgewinns aus der Veräußerung einer Beteiligung im Jahr 2013, der Entkonsolidierung einer Mehrheitsbeteiligung im ersten Quartal 2014 und negativer Währungsumrechnungseffekte um 204 Mio € unter dem Vorjahreswert.

Das EBITDA der Region Ungarn lag 5 Mio € über dem Vorjahresniveau. Gründe waren im Wesentlichen ein verbessertes Förderungsmanagement und geringere Personalkosten. Dagegen wirkten sich Währungsumrechnungseffekte negativ aus.

Bei den übrigen regionalen Einheiten nahm das EBITDA um 24 Mio €, insbesondere durch Zuwächse in Frankreich, Rumänien und bei E.ON Connecting Energies, zu. Positive Effekte resultierten in Frankreich aus der Reduzierung der beeinflussbaren Kosten und einer verbesserten Bruttomarge sowie in Rumänien aus einer gestiegenen Bruttomarge im Verteilnetzgeschäft, die teilweise durch eine geringere Marge im Vertriebsgeschäft kompensiert wurde, und aus Maßnahmen zur Kostenoptimierung. Bei E.ON Connecting Energies führte die Einbeziehung einer Dienstleistungsgesellschaft in Großbritannien und einer Gesellschaft zur Strom- und Wärmeerzeugung in einem russischen Gewerbepark zu einer Ergebnissteigerung.

### Nicht-EU-Länder

Das EBITDA in den Nicht-EU-Ländern ging insgesamt um 18 Prozent beziehungsweise 94 Mio € zurück.

Nicht-EU-Länder		EBITDA <sup>1)</sup>		EBIT <sup>1)</sup>	
in Mio €		2014	2013	2014	2013
Russland (in Mio RUB)		517 (26.361)	687 (29.021)	371 (18.936)	492 (20.756)
Weitere Nicht-EU-Länder		-78	-154	-78	-154
<b>Summe</b>		<b>439</b>	<b>533</b>	<b>293</b>	<b>338</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

In der Region Russland lag das EBITDA 25 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Wesentliche Gründe hierfür waren negative Währungsumrechnungseffekte und eine gesunkene Bruttomarge durch höhere Brennstoffkosten. In lokaler Währung nahm das EBITDA um 9 Prozent ab.

Das EBITDA der weiteren Nicht-EU-Länder entfällt auf die at equity einbezogenen Aktivitäten in Brasilien und der Türkei. Der negative Ergebnisbeitrag der Türkei war dabei in erster Linie auf hohe Finanzierungskosten, die niedrigen Erzeugungsmengen aus Wasserkraft und hohe Strombeschaffungskosten zurückzuführen. Das Ergebnis unserer Aktivitäten in Brasilien war maßgeblich durch das negative Finanzergebnis beeinflusst.



## Konzernüberschuss

Für das Geschäftsjahr 2014 weisen wir im Wesentlichen aufgrund deutlich höherer Wertberichtigungen und geringerer Veräußerungserlöse einen Konzernfehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE von -3,2 Mrd € und ein entsprechendes Ergebnis je Aktie von -1,64 € aus. Die von hohen Buchgewinnen beeinflussten entsprechenden Vorjahreswerte für den Konzernüberschuss und das Ergebnis je Aktie lagen bei 2,1 Mrd € und 1,10 €.

Konzernüberschuss		
in Mio €	2014	2013
<b>EBITDA<sup>1)</sup></b>	<b>8.337</b>	<b>9.191</b>
Planmäßige Abschreibung	-3.553	-3.467
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) <sup>2)</sup>	-120	-100
<b>EBIT<sup>1)</sup></b>	<b>4.664</b>	<b>5.624</b>
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-1.612	-1.874
Netto-Buchgewinne/-verluste	589	2.004
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-133	-182
Aufwendungen für Restrukturierung E.ON 2.0	-363	-368
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) <sup>2), 3)</sup>	-5.409	-1.643
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-115	-482
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern</b>	<b>-2.379</b>	<b>3.079</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-576	-718
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>-2.955</b>	<b>2.361</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-175	98
<b>Konzernfehlbetrag/-überschuss</b>	<b>-3.130</b>	<b>2.459</b>
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE	-3.160	2.091
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	30	368

1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte  
 2) Impairments weichen aufgrund von Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen von den nach IFRS ausgewiesenen Beträgen ab.  
 3) im neutralen Ergebnis erfasst

Das wirtschaftliche Zinsergebnis verbesserte sich im Wesentlichen aufgrund der positiven Entwicklung der Netto-Finanzposition sowie aufgrund von Auflösungen von Rückstellungen. Das neutrale Zinsergebnis verschlechterte sich, insbesondere durch die Aufwendungen im Zusammenhang mit dem vorzeitigen Rückkauf von Anleihen über Nennwert.

Wirtschaftliches Zinsergebnis		
in Mio €	2014	2013
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung	-1.810	-1.992
Neutraler Zinsaufwand (+)/Zinsertrag (-)	198	118
<b>Summe</b>	<b>-1.612</b>	<b>-1.874</b>

Im Geschäftsjahr 2014 lagen die Netto-Buchgewinne 1,4 Mrd € unter dem hohen Vorjahreswert. Sie resultierten 2014 vor allem aus der Veräußerung von Wertpapieren und aus dem Verkauf einer Beteiligung an einer Erdgasgesellschaft in Deutschland, einer Mehrheitsbeteiligung an einer Gasgesellschaft in Tschechien, einer Beteiligung an einer finnischen Gasgesellschaft, diverser Kleinstwärmekraftwerke in Schweden sowie von Netzteilen in Deutschland. Der Vorjahreswert enthielt insbesondere Buchgewinne aus der Abgabe der bayerischen Wasserkraftwerke an die österreichische Verbund AG im Zusammenhang mit dem Markteintritt in der Türkei. Darüber hinaus trugen der Verkauf von E.ON Thüringer Energie, die Abgabe der Beteiligung am slowakischen Energieunternehmen SPP, die Veräußerung einer Minderheitsbeteiligung an der Gesellschaft JMP in Tschechien, die Abgabe der Aktivitäten in Finnland sowie der Verkauf von Wertpapieren und Netzteilen und einer Beteiligung im Gasbereich in Deutschland zu den Buchgewinnen bei.

Die Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement einschließlich der Aufwendungen im Rahmen des Programms E.ON 2.0 sind im Vergleich zum Vorjahr um 54 Mio € gesunken. Die Aufwendungen fielen hierbei wie im Vorjahr im Wesentlichen im Rahmen der eingeleiteten internen Kostensenkungsprogramme an.

In den Jahren 2014 und 2013 belasteten ein insgesamt verschlechtertes Marktumfeld, veränderte Markteinschätzungen und regulatorische Eingriffe unsere globalen und regionalen Einheiten. Deshalb mussten wir im Berichtszeitraum 2014 Wertberichtigungen in Höhe von 5,5 Mrd € auf unsere Aktivitäten der globalen Einheit Erzeugung (4,3 Mrd € im Wesentlichen in Großbritannien, Schweden und Italien), in den Nicht-EU-Ländern (0,5 Mrd €), in der Exploration & Produktion (0,4 Mrd €), im Bereich der Erneuerbaren Energien (0,2 Mrd €) und beim Globalen Handel (0,1 Mrd €) vornehmen. Dem standen Wertaufholungen von 0,1 Mrd € bei den Einheiten Erzeugung, Erneuerbare Energien und Globaler Handel gegenüber. Im Jahr 2013 fielen Wertberichtigungen insbesondere bei unseren Einheiten Erzeugung, Erneuerbare Energien, Globaler Handel, Exploration & Produktion und den Aktivitäten in den Nicht-EU-Ländern an.

Im sonstigen nicht operativen Ergebnis wird unter anderem die stichtagsbezogene Marktbewertung von Derivaten ausgewiesen, mit denen das operative Geschäft gegen Preisschwankungen abgesichert wird. Zum 31. Dezember 2014 resultierte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten ein positiver Effekt von 540 Mio € gegenüber 777 Mio € im Vorjahr. 2014 wirkten sich dagegen Wertberichtigungen auf Gasvorräte, Wertpapiere und bei den Aktivitäten in den Nicht-EU-Ländern sowie Aufwendungen im Zusammenhang mit den Anleiherückkäufen negativ aus. Im Jahr 2013 belasteten Rückstellungen im Gasbereich im Zusammenhang mit Unternehmensveräußerungen und langfristigen Verträgen sowie Wertberichtigungen auf Wertpapiere das Ergebnis.

Der Steueraufwand beträgt 0,6 Mrd € gegenüber 0,7 Mrd € im Vorjahr. Trotz des negativen Ergebnisses vor Steuern ergibt sich im Jahr 2014 ein Steueraufwand und damit verbunden eine negative Steuerquote von 24 Prozent (Vorjahr: 23 Prozent). Aufwendungen aus Wertberichtigungen führten nicht zu Steuerentlastungen im Jahr 2014. Darüber hinaus beinhaltet der Steueraufwand wesentliche Einmaleffekte aus der Wertänderung aktiver latenter Steuern und Steuererträge für Vorjahre. Im Vorjahr führten höhere steuerfreie Netto-Buchgewinne zu einer Minderung der Steuerquote.

Das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten wird gemäß IFRS in der Gewinn- und Verlustrechnung gesondert ausgewiesen und enthält die Ergebnisbeiträge der regionalen Einheiten Italien und Spanien sowie aus vertraglichen Verpflichtungen bereits veräußerter Einheiten.

### Nachhaltiger Konzernüberschuss

Der Konzernüberschuss wird neben der operativen Geschäftsentwicklung durch Sondereinflüsse wie zum Beispiel die Marktbewertung von Derivaten geprägt. Mit dem nachhaltigen Konzernüberschuss weisen wir eine Ergebnisgröße nach Zinsen, Steuern vom Einkommen und vom Ertrag sowie Anteilen ohne beherrschenden Einfluss aus, die um außergewöhnliche Effekte bereinigt ist. Zu den Bereinigungen zählen neben den Effekten aus der Marktbewertung von Derivaten auch Buchgewinne und -verluste aus Desinvestitionen, Restrukturierungsaufwendungen und sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge mit einmaligem beziehungsweise seltenem Charakter (nach Steuern und Anteilen ohne beherrschenden Einfluss). Darüber hinaus werden die Ergebnisse aus nicht fortgeführten Aktivitäten nach Steuern und Anteilen ohne beherrschenden Einfluss sowie außergewöhnliche Steuereffekte beim nachhaltigen Konzernüberschuss nicht berücksichtigt.

Nachhaltiger Konzernüberschuss		
in Mio €	2014	2013
Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON SE	-3.160	2.091
Netto-Buchgewinne/-verluste	-589	-2.004
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	496	550
Impairments/Wertaufholungen	5.409	1.643
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	115	482
Steuern und Anteile ohne beherrschenden Einfluss auf das neutrale Ergebnis	-953	-466
Außergewöhnliche Steuereffekte	113	-78
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	181	-92
<b>Nachhaltiger Konzernüberschuss</b>	<b>1.612</b>	<b>2.126</b>

## Finanzlage

E.ON stellt die Finanzlage des Konzerns unter anderem mit den Kennzahlen wirtschaftliche Netto-Verschuldung und operativer Cashflow dar.

### Finanzstrategie

E.ONs Finanzstrategie setzt sich aus den zentralen Bestandteilen Kapitalstrukturmanagement und Dividendenpolitik zusammen.

Die Kapitalstruktur wird bei E.ON mittels des Verschuldungsfaktors (Debt Factor) gesteuert, um einen dem Verschuldungsstand angemessenen Zugang zum Kapitalmarkt zu gewährleisten. Der Debt Factor ermittelt sich aus dem Verhältnis der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung zu unserem EBITDA und stellt damit eine dynamische Verschuldungsmessgröße dar. Hierbei schließt die wirtschaftliche Netto-Verschuldung neben den Netto-Finanzschulden auch die Pensions- und Entsorgungsrückstellungen ein. Im Zuge der Neuausrichtung wird E.ONs mittelfristiges Debt-Factor-Ziel überprüft werden und die veränderte Geschäftsstruktur nach Abspaltung der Neuen Gesellschaft berücksichtigen. Eine etwaige Veränderung des Ratings von E.ON infolge der Neuausrichtung in zwei Gesellschaften soll auf eine Stufe begrenzt werden.

Das zweite wichtige Element der Finanzstrategie ist eine kontinuierliche Dividendenpolitik. Vor dem Hintergrund der neuen strategischen Ausrichtung und der damit verbundenen absehbaren Unsicherheiten wird E.ON den Aktionären für die Geschäftsjahre 2014 und 2015 eine feste Dividende von jeweils 0,50 € vorschlagen. Für das Geschäftsjahr 2014 entspricht dies einer Ausschüttungsquote von 60 Prozent des bereinigten Konzernüberschusses und liegt damit im Rahmen der ursprünglichen Bandbreite von 50 bis 60 Prozent. Den Aktionären wird zudem erneut angeboten, den Anspruch auf Bardividende teilweise gegen eigene Aktien der E.ON SE zu tauschen.

### Finanzposition

Zum Jahresende 2014 haben sich die Finanzschulden gegenüber dem Jahresende 2013 um 3,1 Mrd € auf 19,7 Mrd € verringert. Dies ist im Wesentlichen auf den vorzeitigen Rückkauf eigener Anleihen im Nennwert von 1,2 Mrd € und auf die planmäßige Tilgung von Anleihen zurückzuführen, die aufgrund der Entwicklung der Liquiditätssituation nicht refinanziert wurden.

Im Vergleich zum 31. Dezember 2013 (32,2 Mrd €) erhöhte sich unsere wirtschaftliche Netto-Verschuldung um 1,2 Mrd € auf 33,4 Mrd €. Trotz des hohen operativen Cashflows und der Erlöse aus Desinvestitionen, die die Investitionen und die Dividendenzahlung der E.ON SE überstiegen und zu einer Verbesserung der Netto-Finanzposition führten, wirkte sich insbesondere die Erhöhung der Pensionsrückstellungen um 2,2 Mrd € auf 5,6 Mrd € – im Wesentlichen aufgrund der rückläufigen Zinsentwicklung – negativ aus.

Wirtschaftliche Netto-Verschuldung		
in Mio €	31. Dezember	
	2014	2013
Liquide Mittel	6.067	7.814
Langfristige Wertpapiere	4.781	4.444
Finanzschulden	-19.667	-22.724
Effekte aus Währungssicherung	34	-46
<b>Netto-Finanzposition</b>	<b>-8.785</b>	<b>-10.512</b>
Pensionsrückstellungen	-5.574	-3.418
Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen <sup>1)</sup>	-19.035	-18.288
<b>Wirtschaftliche Netto-Verschuldung</b>	<b>-33.394</b>	<b>-32.218</b>
EBITDA <sup>2)</sup>	8.337	9.191
<b>Verschuldungsfaktor (Debt Factor)</b>	<b>4,0</b>	<b>3,5</b>

1) reduziert um Forderungen gegenüber dem schwedischen Nuklearfonds  
 2) bereinigt um außergewöhnliche Effekte

Der Debt Factor hat sich zum Jahresende 2014 durch den Rückgang des EBITDA und die höhere wirtschaftliche Netto-Verschuldung auf 4,0 (Vorjahr: 3,5) erhöht.

### Finanzierungspolitik und -maßnahmen

Für die Finanzierungspolitik von E.ON ist der jederzeitige Zugang zu unterschiedlichen Finanzierungsquellen von großer Bedeutung. Sicherergestellt wird dieses Ziel mit einer möglichst breiten Diversifikation der Investoren durch die Nutzung verschiedener Märkte und Instrumente. Daneben werden Anleihen mit solchen Laufzeiten ausgegeben, die zu einem möglichst ausgeglichenen Fälligkeitsprofil führen. Darüber

hinaus werden großvolumige Benchmark-Anleihen mit kleineren, opportunistischen Anleihen kombiniert. Im Regelfall werden externe Finanzierungen von der niederländischen Finanzierungsgesellschaft E.ON International Finance B.V. unter Garantie der E.ON SE oder von der E.ON SE selbst durchgeführt und die Mittel innerhalb des Konzerns weitergeleitet. Im Juli 2014 hat E.ON im Rahmen des Liquiditätsmanagements eigene Anleihen im Nennwert von 1 Mrd € vorzeitig zurückgekauft. Darüber hinaus erfolgte 2014 die vorzeitige Rückführung von Privatplatzierungen in Höhe von rund 0,2 Mrd €. Im Oktober 2014 hat E.ON eine Umtauschanleihe in Aktien des schweizerischen Energieunternehmens BKW AG in Höhe von 113 Mio € (emittiert durch die E.ON Beteiligungen GmbH) mit einem Kupon von 0 Prozent und einer negativen Verzinsung begeben. Darüber hinaus hat E.ON 2014 keine neuen Anleihen emittiert.

Finanzverbindlichkeiten		
in Mrd €	31. Dez. 2014	31. Dez. 2013
Anleihen <sup>1)</sup>	14,3	18,1
in EUR	7,1	10,4
in GBP	4,4	4,4
in USD	2,5	2,2
in CHF	-	0,6
in SEK	-	0,1
in JPY	0,2	0,3
in sonstigen Währungen	0,1	0,1
Schuldscheindarlehen	0,6	0,7
Commercial Paper	0,4	0,2
Sonstige Verbindlichkeiten	4,4	3,7
<b>Summe</b>	<b>19,7</b>	<b>22,7</b>

1) inklusive Privatplatzierungen

Alle derzeit ausstehenden Anleihen der E.ON SE und der E.ON International Finance B.V. wurden mit Ausnahme der im Jahr 2008 begebenen US-Anleihe unter dem Dokumentationsrahmen des Debt-Issuance-Programms emittiert. E.ONs Debt-Issuance-Programm, mit dem die Emission von Schuldtiteln von öffentlichen und privaten Platzierungen an Investoren ermöglicht wird, wurde im April 2014 planmäßig um ein weiteres Jahr verlängert. Der nutzbare Programmrahmen beträgt insgesamt 35 Mrd €, hiervon waren zum Jahresende 2014 rund 12 Mrd € genutzt.

Neben dem Debt-Issuance-Programm stehen uns ein Euro-Commercial-Paper-Programm mit einem Volumen von 10 Mrd € und ein US-Dollar-CP-Programm in Höhe von 10 Mrd US-\$ zur Verfügung, unter denen wir jeweils kurzfristige Schuldverschreibungen begeben können. Zum Jahresende 2014 standen Commercial Paper in Höhe von 401 Mio € (Vorjahr: 180 Mio €) aus.

Daneben steht E.ON die am 6. November 2013 mit 24 Banken abgeschlossene syndizierte Kreditlinie mit einem Volumen von 5 Mrd € und einer Laufzeit von ursprünglich fünf Jahren – zuzüglich zweier Optionen zur Verlängerung um jeweils ein weiteres Jahr – zur Verfügung. 2014 hat E.ON die erste Option in Anspruch genommen und die Kreditlinie um ein Laufzeitjahr bis 2019 verlängert. Diese Kreditlinie ist nicht gezogen worden, sondern dient vielmehr als verlässliche und nachhaltige Liquiditätsreserve des Konzerns. Die Teilnahme an dieser Kreditlinie definiert die Zugehörigkeit zu E.ONs Kernbankengruppe.

Neben den Finanzverbindlichkeiten ist E.ON im Rahmen der Geschäftstätigkeit Haftungsverhältnisse und sonstige finanzielle Verpflichtungen eingegangen. Hierzu zählen insbesondere Garantien und Bürgschaften, Verpflichtungen aus Rechtsstreitigkeiten und Schadensersatzansprüchen, kurz- und langfristige vertragliche und gesetzliche sowie sonstige Verpflichtungen. Weitere Erläuterungen zu ausstehenden E.ON-Anleihen und zu Verbindlichkeiten, Haftungsverhältnissen sowie sonstigen Verpflichtungen befinden sich in den Textziffern 26, 27 und 31 des Anhangs zum Konzernabschluss.

E.ONs Kreditwürdigkeit wird von Standard & Poor's („S&P“) und von Moody's mit einem Langfrist-Rating von A- beziehungsweise von A3 bewertet. Das Kurzfrist-Rating ist A-2 (S&P) und P-2 (Moody's). Beide Ratingagenturen haben E.ON im Dezember 2014 nach Ankündigung der Abspaltung eines Mehrheitsanteils an den konventionellen Up- und Midstream-Geschäften in eine Neue Gesellschaft unter Beobachtung für eine Herabstufung gesetzt.

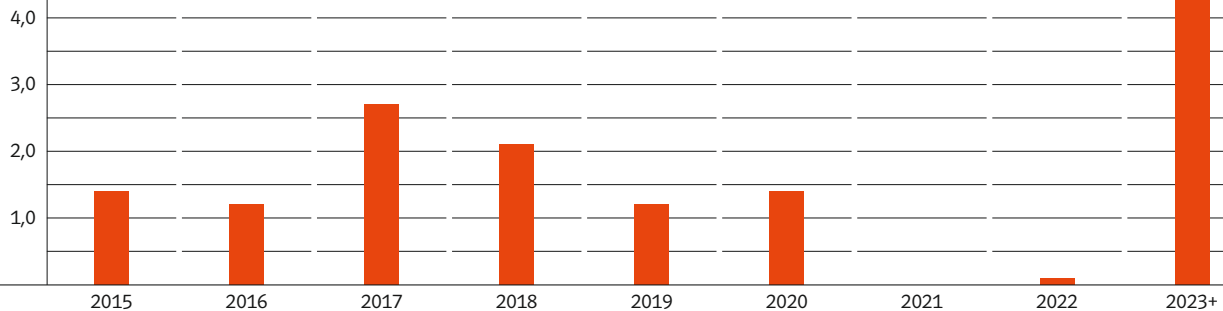
Ratings der E.ON SE			
	Langfristiges Rating	Kurzfristiges Rating	Ausblick
Moody's	A3	P-2	review for downgrade
Standard & Poor's	A-	A-2	creditwatch negative

Die zeitnahe und umfassende Information der Ratingagenturen und Anleiheinvestoren ist ein wichtiger Bestandteil von E.ONs Creditor-Relations-Arbeit. Im Rahmen dieser Creditor-Relations-Aktivitäten zielt E.ON mit einer klaren Strategie und einer transparenten Kommunikation darauf ab, bei Investoren Vertrauen zu schaffen und zu erhalten. Zu diesem Zweck veranstaltet E.ON regelmäßig Debt Investor Updates in großen Finanzzentren Europas, Telefonkonferenzen für Kreditanalysten und Investoren sowie Informationstreffen für E.ONs Kernbankengruppe.

### Anleihen und Schuldscheindarlehen der E.ON SE, der E.ON International Finance B.V. und der E.ON Beteiligungen GmbH – Fälligkeitsstruktur

in Mrd €

Stand: 31. Dezember 2014



### Investitionen

Im Jahr 2014 lagen die Investitionen mit 4,6 Mrd € um 3,4 Mrd € unter dem Vorjahresniveau. Auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte entfielen rund 4,0 Mrd € (Vorjahr: 4,5 Mrd €). Die Investitionen in Beteiligungen betrugen 0,6 Mrd € gegenüber 3,5 Mrd € im Vorjahr. Im Ausland haben wir im Jahr 2014 mit 3,4 Mrd € 48 Prozent weniger investiert als im Vorjahr (6,5 Mrd €).

Bei der globalen Einheit Erneuerbare Energien investierten wir 361 Mio € mehr als im Vorjahr. Im Bereich Wasserkraft stiegen die Investitionen um 7 Prozent auf 107 Mio €. Der Bereich Wind/Solar/Sonstiges hat die Investitionen deutlich auf 1.222 Mio € erhöht (Vorjahr: 861 Mio €). Der hohe Wert ist vor allem auf Investitionen für den Bau von drei großen Windparks in Deutschland, Großbritannien und den USA zurückzuführen.

Die Investitionen in der Einheit Globaler Handel lagen 36 Mio € unter dem Vorjahreswert. Der Rückgang war im Wesentlichen durch geringere Investitionen in das Gasspeichergeschäft, da einige Projekte abgeschlossen wurden, und in die Gasinfrastruktur bedingt.

Die globale Einheit Exploration & Produktion investierte 340 Mio € weniger als im Vorjahr. Gründe waren insbesondere geringere Investitionen in die Felder Skarv, Babbage, Njord, Tolmount, Johnston und Rita.

Die regionale Einheit Deutschland investierte 268 Mio € weniger als im Vorjahr. Der Rückgang resultierte aus Sondereffekten im Jahr 2013: Zum einen wirkte sich der Erwerb der Beteiligung von 49 Prozent an dem Joint Venture, das 100 Prozent der Anteile an E.ON Energy from Waste übernommen hatte, und zum anderen die bereits genannten Unternehmensabgänge aus. 2014 betrugen die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte 727 Mio € und entfielen mit 648 Mio € auf Netzinvestitionen, mit 56 Mio € auf Wärmeinvestitionen und mit 23 Mio € auf Sonstiges. Die Beteiligungsinvestitionen lagen bei 17 Mio €.

Investitionen			
in Mio €	2014	2013	+/- %
Erzeugung	862	1.067	-19
Erneuerbare Energien	1.222	861	+42
Globaler Handel	115	151	-24
Exploration & Produktion	64	404	-84
Deutschland	745	1.013	-26
Weitere EU-Länder	879	969	-9
Nicht-EU-Länder	703	3.530	-80
Konzernleitung/Konsolidierung	43	-3	-
<b>Summe</b>	<b>4.633</b>	<b>7.992</b>	<b>-42</b>
Instandhaltungsinvestitionen	811	774	+5
Wachstums- und Ersatzinvestitionen	3.822	7.218	-47

Im Jahr 2014 investierte die globale Einheit Erzeugung 205 Mio € weniger als im Vorjahr. Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte lagen dabei mit 861 Mio € um rund 198 Mio € unter dem Vorjahreswert von 1.059 Mio €. Wesentliche Projekte waren zum Beispiel in Schweden die Revisionsarbeiten zur Verlängerung der Laufzeit am Kernkraftwerksblock Oskarshamn 2, in Großbritannien Umweltschutzmaßnahmen beim Kraftwerk Ratcliffe, in den Niederlanden der Kraftwerksneubau Maasvlakte 3 und in Frankreich die Umrüstung des Kraftwerks Provence 4 auf die Verfeuerung von Biomasse.

Die Investitionen in den weiteren EU-Ländern lagen 90 Mio € unter dem Vorjahresniveau. Die Region Großbritannien investierte durch Projekte im klassischen Metering- und Smart-Metering-Bereich mit 121 Mio € (Vorjahr: 106 Mio €) mehr als im Vorjahr. In der Region Schweden lagen die Investitionen mit 331 Mio € 73 Mio € unter dem Vorjahreswert von 404 Mio €. Die Investitionen flossen in die Instandhaltung und den Ausbau der dezentralen Kraftwerke sowie in den Ausbau und die Modernisierung beziehungsweise neue Anschlüsse im Verteilnetz. In Tschechien lagen die Investitionen aufgrund der Entkonsolidierung einer Mehrheitsbeteiligung im ersten Quartal 2014 mit 141 Mio € (163 Mio €) unter dem Vorjahresniveau. Die regionale Einheit Ungarn investierte 102 Mio € (117 Mio €) in die Strom- und Gasinfrastruktur; die anderen EU-Länder 184 Mio € (179 Mio €). Die Veränderung resultierte im Wesentlichen aus höheren Netzinvestitionen in Rumänien und einem größeren Projekt im Bereich Wärme in den Niederlanden.

Bei den Nicht-EU-Ländern entfielen die Investitionen mit 347 Mio € (Vorjahr: 360 Mio €) auf Russland, insbesondere im Rahmen des Neubauprogramms, und mit 356 Mio € (3.170 Mio €) auf unsere Aktivitäten in Brasilien und der Türkei, davon rund 135 Mio € für den Erwerb einer Beteiligung von 50 Prozent am brasilianischen Kohlekraftwerk Pecém II. Der hohe Vorjahreswert entfiel im Wesentlichen auf die Beteiligung in der Türkei. Die Investitionen wurden zu einem großen Teil durch Erlöse aus der Abgabe der bayerischen Wasserkraftwerke abgedeckt, die E.ON für die Aktivitäten in der Türkei an die österreichische Verbund AG veräußert hatte.

Für das Jahr 2015 haben wir Investitionen in Höhe von 4,3 Mrd € geplant. Darin enthalten sind unter anderem Investitionen in die Verteilnetze in Deutschland und Schweden, in Erneuerbare Energien – vornehmlich in Windkraftanlagen – und in bereits laufende Kraftwerksneubauprojekte wie zum Beispiel am Standort Berezovskaya in Russland. Die wesentlichen Investitionsverpflichtungen sind in unserer Investitionsplanung im Prognosebericht berücksichtigt.

### Cashflow

Der operative Cashflow lag mit 6,3 Mrd € auf Vorjahresniveau. Dies gilt auch für den zahlungswirksamen Ergebnisbeitrag sowie die Entwicklung des Working Capitals, die durch die erfolgreiche Umsetzung der Maßnahmen aus dem Projekt „Working Capital Excellence“ positiv beeinflusst wurde.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten beträgt rund -3,3 Mrd € nach -0,6 Mrd € im Vorjahreszeitraum. Die im Vorjahr erzielten hohen Mittelzuflüsse aus der Veräußerung von Beteiligungen (6,5 Mrd €) infolge des Desinvestitionsprogramms wurden 2014 mit 2,2 Mrd € in den Einheiten Erneuerbare Energien, Globaler Handel, Deutschland und Tschechien nicht mehr erreicht und lagen insgesamt rund 66 Prozent unter dem Vorjahreswert. Auch die Einzahlungen aus dem Abgang immaterieller Vermögenswerte und Sachanlagen sanken um 0,3 Mrd €. Diesem deutlichen Rückgang der Mittelzuflüsse bei den Desinvestitionen standen um 3,4 Mrd € niedrigere Investitionen gegenüber, die im Vorjahr im Wesentlichen durch den Erwerb beziehungsweise den Ausbau neuer Aktivitäten in der Türkei und in Brasilien geprägt waren. Die Auszahlungen für immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Beteiligungen waren damit rund 42 Prozent geringer als im Vorjahr. Aus der Veränderung von Wertpapieren, Festgeldanlagen und verfügbarsbeschränkten Zahlungsmitteln ergab sich ein um 1,5 Mrd € höherer Mittelabfluss.

2014 betrug der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten -4,6 Mrd € (Vorjahr: -4,0 Mrd €). Die um 1,9 Mrd € höhere Nettorückführung von Finanzverbindlichkeiten wurde durch die gegenüber dem Vorjahr um rund 1,3 Mrd € zurückgegangene Dividendenzahlung kompensiert.

Zum 31. Dezember 2014 betrugen die liquiden Mittel 6.067 Mio € (Vorjahr: 7.814 Mio €). Im Berichtsjahr existierten Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen, in Höhe von 1.064 Mio € (639 Mio €). Darüber hinaus sind in den kurzfristigen Wertpapieren Wertpapiere der Versorgungskasse Energie in Höhe von 265 Mio € (81 Mio €) enthalten, die zur Erfüllung versicherungsrechtlicher Verpflichtungen zweckgebunden sind (siehe Textziffern 18 und 31 des Anhangs).



## Vermögenslage

Die langfristigen Vermögenswerte verringerten sich zum 31. Dezember 2014 um 13 Prozent gegenüber dem Ende des Vorjahres. Dies ist im Wesentlichen auf den Ausweis der Vermögenswerte der italienischen und spanischen Aktivitäten als zur Veräußerung gehaltene Vermögensgegenstände zurückzuführen. Daneben wirkten sich außerplanmäßige Wertberichtigungen, insbesondere auf das Anlagevermögen, mindernd aus. Die planmäßigen Abschreibungen wurden durch Investitionen in Sachanlagen und Beteiligungen deutlich überkompensiert.

Die kurzfristigen Vermögenswerte erhöhten sich zum 31. Dezember 2014 um 16 Prozent. Neben dem Ausweis der den italienischen und spanischen Aktivitäten zuzuordnenden Vermögenswerte als zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte resultiert die Veränderung im Wesentlichen aus gestiegenen Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten. Leicht gegenläufig wirkte der Abbau von Forderungen aus Lieferungen und Leistungen.

Die Eigenkapitalquote lag zum 31. Dezember 2014 unter dem Vorjahresniveau. Gründe hierfür waren im Wesentlichen der Konzernfehlbetrag, die Neubewertung von leistungsorientierten Versorgungsplänen sowie darüber hinaus wechselkursbedingte Veränderungen von Vermögenswerten und Schulden in Höhe von 2,2 Mrd € und die ausgeschütteten Dividenden.

Die langfristigen Schulden nahmen gegenüber dem Vorjahr leicht zu. Ursachen waren im Wesentlichen höhere Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen (siehe Textziffer 11 im Anhang) und höhere Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten. Gegenläufig wirkte der Ausweis langfristiger Schulden als mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden.

Die kurzfristigen Schulden lagen 10 Prozent über dem Stand zum Ende des Vorjahres. Die Zunahme von Verbindlichkeiten resultierte im Wesentlichen aus höheren Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten und der Zunahme der mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundenen Schulden. Teilweise kompensierend wirkte sich die planmäßige Tilgung von Anleihen im Jahr 2014 aus. Darüber hinaus verzeichneten wir geringere Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen.

Die nachfolgenden Finanzkennziffern geben Aufschluss über die Vermögens- und Kapitalstruktur von E.ON:

- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 32 Prozent durch Eigenkapital gedeckt (31. Dezember 2013: 38 Prozent).
- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 108 Prozent (31. Dezember 2013: 104 Prozent) durch langfristiges Kapital finanziert.

Konzernbilanzstruktur				
in Mio €	31. Dez. 2014	%	31. Dez. 2013	%
Langfristige Vermögenswerte	83.065	66	95.580	72
Kurzfristige Vermögenswerte	42.625	34	36.750	28
<b>Aktiva</b>	<b>125.690</b>	<b>100</b>	<b>132.330</b>	<b>100</b>
Eigenkapital	26.713	21	36.638	28
Langfristige Schulden	63.335	51	63.179	47
Kurzfristige Schulden	35.642	28	32.513	25
<b>Passiva</b>	<b>125.690</b>	<b>100</b>	<b>132.330</b>	<b>100</b>

Weitere Erläuterungen zur Vermögenslage (unter anderem zu den genannten Wertberichtigungen) befinden sich in den Textziffern 4 bis 26 des Anhangs zum Konzernabschluss.



## Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage der E.ON SE

Der Jahresabschluss der E.ON SE ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB), der SE-Verordnung in Verbindung mit dem Aktiengesetz und des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) aufgestellt.

Bilanz der E.ON SE (Kurzfassung)		
	31. Dezember	
in Mio €	2014	2013
Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	97	116
Finanzanlagen	39.661	45.673
<b>Anlagevermögen</b>	<b>39.758</b>	<b>45.789</b>
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	19.979	16.969
Übrige Forderungen	2.265	1.688
Liquide Mittel	2.330	3.020
<b>Umlaufvermögen</b>	<b>24.574</b>	<b>21.677</b>
<b>Gesamtvermögen</b>	<b>64.332</b>	<b>67.466</b>
Eigenkapital	15.307	14.696
Rückstellungen	3.359	4.270
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	43.178	46.762
Übrige Verbindlichkeiten	2.488	1.738
<b>Gesamtkapital</b>	<b>64.332</b>	<b>67.466</b>

Die Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage der E.ON SE als Konzernmuttergesellschaft ist durch das Beteiligungsergebnis geprägt. Zu diesem Beteiligungsergebnis hat insbesondere die Gewinnabführung der E.ON Beteiligungen GmbH in Höhe von 3.811 Mio € und der ergebnisrelevante Anteil der Ausschüttung der Kapitalrücklage der E.ON Finanzanlagen GmbH in Höhe von 2.539 Mio € beigetragen. Gegenläufig wirkten sich hauptsächlich die Verlustübernahmen der E.ON Iberia Holding GmbH in Höhe von 735 Mio € und der E.ON Russia Holding GmbH in Höhe von 372 Mio € aus.

Der negative Saldo aus den übrigen Aufwendungen und Erträgen resultiert hauptsächlich aus der Abschreibung der Beteiligung an der E.ON Italia S.p.A. in Höhe von 2.056 Mio €.

Der Rückgang der Finanzanlagen beruht im Wesentlichen auf dem nicht ergebnisrelevanten Anteil an der Ausschüttung der Kapitalrücklage der E.ON Finanzanlagen GmbH in Höhe von 3.561 Mio € sowie auf der bereits erwähnten Abschreibung der Beteiligung an der E.ON Italia S.p.A. in Höhe von 2.056 Mio €.

Gewinn- und Verlustrechnung der E.ON SE (Kurzfassung)		
in Mio €	2014	2013
Beteiligungsergebnis	4.646	3.145
Zinsergebnis	-742	-1.020
Übrige Aufwendungen und Erträge	-2.952	334
<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>952</b>	<b>2.459</b>
Außerordentlicher Aufwand	-13	-22
Steuern	500	-645
<b>Jahresüberschuss</b>	<b>1.439</b>	<b>1.792</b>
Einstellung in die Gewinnrücklagen	-473	-647
<b>Bilanzgewinn</b>	<b>966</b>	<b>1.145</b>

Die ausgewiesenen Ertragsteuern ergeben insgesamt einen Ertrag und betreffen Steuern für Vorjahre. Aufgrund der steuerlichen Verlustsituation fallen keine Ertragsteuern für das Jahr 2014 an.

Am 18. Februar 2015 erfolgte eine Einlage der E.ON SE in die Kapitalrücklage der E.ON Energie AG in Höhe von 522,0 Mio €.

Wir schlagen der Hauptversammlung am 7. Mai 2015 vor, aus dem Bilanzgewinn eine Dividende von 0,50 € je dividendenberechtigter Stückaktie auszuschütten. Den Aktionären wird zudem erneut angeboten, den Anspruch auf Bardividende teilweise gegen eigene Aktien der E.ON SE zu tauschen.

Der vom Abschlussprüfer PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Düsseldorf, mit dem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehene vollständige Jahresabschluss der E.ON SE wird im Bundesanzeiger bekannt gemacht. Er kann als Sonderdruck bei der E.ON SE angefordert werden. Im Internet ist er unter [www.eon.com](http://www.eon.com) abrufbar.

## Finanzielle und nichtfinanzielle Leistungsindikatoren

### Wertmanagement

#### Kapitalkosten

Wir ermitteln die Kapitalkosten als gewichteten Durchschnitt der Eigen- und Fremdkapitalkosten. Die Renditeansprüche der Eigen- und Fremdkapitalgeber fließen gewichtet mit den jeweiligen Marktwerten in die Mittelwertbildung ein. Die Eigenkapitalkosten entsprechen der Rendite, die Anleger bei einer Investition in die E.ON-Aktie erwarten. Als Kosten des Fremdkapitals setzen wir die langfristigen Finanzierungskonditionen des E.ON-Konzerns an. Die Prämissen der Kapitalkostenfestlegung werden jährlich überprüft.

Die Aktualisierungen der Prämissen im Jahr 2014 haben zu geringfügigen Veränderungen der Kapitalkosten geführt. Die Kapitalkosten nach Steuern des E.ON-Konzerns sind von 5,5 Prozent auf 5,4 Prozent gesunken. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Herleitung der Kapitalkosten vor und nach Steuern.

Kapitalkosten		
	2014	2013
Risikoloser Zinssatz	2,5 %	2,5 %
Marktprämie <sup>1)</sup>	5,5 %	5,5 %
Unverschuldeter Beta-Faktor	0,57	0,59
Verschuldeter Beta-Faktor <sup>2)</sup>	0,99	1,02
<b>Eigenkapitalkosten nach Steuern</b>	<b>7,9 %</b>	<b>8,1 %</b>
Durchschnittlicher Steuersatz	27 %	27 %
Eigenkapitalkosten vor Steuern	10,8 %	11,1 %
Fremdkapitalkosten vor Steuern	3,9 %	3,9 %
Grenzsteuersatz	27 %	27 %
<b>Fremdkapitalkosten nach Steuern</b>	<b>2,8 %</b>	<b>2,8 %</b>
Anteil Eigenkapital	50,0 %	50,0 %
Anteil Fremdkapital	50,0 %	50,0 %
<b>Kapitalkosten nach Steuern</b>	<b>5,4 %</b>	<b>5,5 %</b>
<b>Kapitalkosten vor Steuern</b>	<b>7,4 %</b>	<b>7,5 %</b>

1) Die Marktprämie entspricht der langfristigen Überrendite des Aktienmarkts im Vergleich zu Bundesanleihen.  
 2) Der Beta-Faktor dient als Maß für das relative Risiko einer einzelnen Aktie im Vergleich zum gesamten Aktienmarkt: Ein Beta größer 1 signalisiert ein höheres Risiko, ein Beta kleiner 1 dagegen ein niedrigeres Risiko als der Gesamtmarkt.

### Wertanalyse mit ROACE und Value Added

ROACE und Value Added sind neben unserer wichtigsten internen Steuerungskennzahl EBITDA weitere Kriterien zur Beurteilung der Wertentwicklung des operativen Geschäfts von E.ON. Der ROACE ist eine Kapitalrendite vor Steuern und misst den nachhaltig aus dem operativen Geschäft erzielten Erfolg auf das eingesetzte Kapital. Er wird als Quotient aus unserem EBIT und dem durchschnittlich gebundenen Kapital (Average Capital Employed) berechnet.

Das Average Capital Employed spiegelt das im Konzern operativ zu verzinsende Kapital wider. Bei der Ermittlung wird das unverzinslich zur Verfügung stehende Kapital von den betrieblich gebundenen lang- und kurzfristigen Vermögenswerten abgezogen. Die abschreibbaren langfristigen Vermögenswerte werden mit der Hälfte der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten berücksichtigt. Dadurch kann die Kapitalrendite unabhängig von der Abschreibungsquote dargestellt werden. Firmenwerte aus Akquisitionen (Goodwill) fließen mit ihren Anschaffungswerten ein, solange sie als werthaltig zu betrachten sind. Unterjährige Portfolioveränderungen werden bei der Ermittlung des Average Capital Employed berücksichtigt.

Marktbewertungen der übrigen Beteiligungen und der Derivate werden nicht im Average Capital Employed abgebildet. Damit soll eine konsistente Ermittlung der Wertentwicklung gewährleistet werden.

Der Value Added spiegelt den operativen Erfolg wider, der über die Kosten des eingesetzten Kapitals hinaus erwirtschaftet wird. Die Kennzahl wird wie folgt ermittelt:

Value Added = (ROACE – Kapitalkosten) x Average Capital Employed

### Renditeentwicklung im Geschäftsjahr 2014

Der deutliche Rückgang des ROACE von 9,2 auf 8,5 Prozent ist vor allem auf das gesunkene EBIT zurückzuführen. Dagegen wirkte sich eine erhebliche Verringerung des Average Capital Employed aufgrund von Desinvestitionen und Stilllegungen positiv aus, die durch die laufenden Investitionen nicht kompensiert wurde. Insgesamt liegt der ROACE mit 8,5 Prozent

damit aber immer noch über den im Vergleich zum Vorjahr gesunkenen Kapitalkosten vor Steuern, sodass sich ein Value Added von 0,6 Mrd € ergibt.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Herleitung von ROACE und Value Added für den E.ON-Konzern.

Wertentwicklung		
in Mio €	2014	2013
<b>EBIT<sup>1)</sup></b>	<b>4.664</b>	<b>5.624</b>
Goodwill, immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen <sup>2)</sup>	56.555	62.298
+ Beteiligungen	6.582	7.618
+ Vorräte	3.356	4.147
+ Übrige unverzinsliche Vermögenswerte/Verbindlichkeiten inklusive aktiver/passiver Rechnungsabgrenzungsposten und latenter Steuern	-1.724	-6.673
- Unverzinsliche Rückstellungen <sup>3)</sup>	6.381	6.451
- Bereinigungen <sup>4)</sup>	7.887	1.859
<b>Capital Employed der fortgeführten Aktivitäten zum Stichtag</b>	<b>50.501</b>	<b>59.080</b>
<b>Capital Employed der fortgeführten Aktivitäten im Jahresdurchschnitt<sup>5)</sup></b>	<b>54.791</b>	<b>61.244</b>
<b>ROACE</b>	<b>8,5 %</b>	<b>9,2 %</b>
<b>Kapitalkosten vor Steuern</b>	<b>7,4 %</b>	<b>7,5 %</b>
<b>Value Added</b>	<b>609</b>	<b>1.031</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt  
 2) Das abschreibbare Anlagevermögen wird mit der Hälfte der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten berücksichtigt. Nach Abschluss der Kaufpreisverteilung (siehe Textziffer 4 des Anhangs) sind für den Goodwill die endgültigen Werte angesetzt worden.  
 3) Zu den unverzinslichen Rückstellungen zählen im Wesentlichen kurzfristige Rückstellungen, darunter beispielsweise aus absatz- und beschaffungsmarktorientierten Verpflichtungen. Insbesondere Pensions- und Entsorgungsrückstellungen werden nicht in Abzug gebracht.  
 4) Bereinigungen bei der Ermittlung des Capital Employed betreffen die Marktbewertungen von übrigen Beteiligungen, die Forderungen und Verbindlichkeiten aus Derivaten, Bereinigungen für nicht fortgeführte Aktivitäten sowie betriebliche Verbindlichkeiten, die gemäß IAS 32 für bestimmte Kaufverpflichtungen gegenüber Minderheitsgesellschaftern zu bilden sind.  
 5) Um innerjährliche Schwankungen in der Kapitalbindung besser abzubilden, ermitteln wir das Average Capital Employed als Mittelwert von Jahresanfangs- und -endbestand.

### Corporate Sustainability

Die Erwartungen von Kunden und Lieferanten, Politik und Behörden, Öffentlichkeit und Medien, Umweltschutz- oder Sozialverbänden, Mitarbeitern und Gewerkschaften, Geschäftspartnern und Wettbewerbern und nicht zuletzt Investoren an die Energiewirtschaft sind hoch. E.ON soll einerseits das Ziel-dreieck der Energiewirtschaft im Blick haben, also eine sichere und verlässliche, umwelt- und klimafreundliche sowie für Industrie und Privatkunden bezahlbare Energieversorgung anstreben. Zugleich soll das Unternehmen mit Mitarbeitern, Kunden und Nachbarn verantwortungsvoll umgehen und in der Lieferkette hohe Umwelt- und Sozialstandards einfordern.

Mit unserer neuen strategischen Ausrichtung „Empowering customers. Shaping markets.“ werden wir uns diesen Herausforderungen noch besser als bisher stellen können. Durch die klare Standortbestimmung beider resultierenden Unternehmenseinheiten werden die Ansprüche unserer Stakeholder

passgenau berücksichtigt werden können; wir sind überzeugt, dass sich das langfristig positiv auf die Geschäftsentwicklungen beider Unternehmensteile auswirken wird. Neben der Strategieumsetzung wird intern daran gearbeitet, in den Geschäftsprozessen neben guter Unternehmensführung auch Umwelt- und Sozialaspekte zu berücksichtigen. Im Austausch mit unseren Stakeholdern haben wir wesentliche Herausforderungen definiert und Ziele daraus abgeleitet. Diese sind in unserem Arbeitsprogramm zum Nachhaltigkeitsmanagement aufgeführt. Über den Status berichten wir regelmäßig in unserer Online-Nachhaltigkeitsberichterstattung. Entsprechend der zukünftigen Ausrichtung der E.ON SE und der Neuen Gesellschaft diskutieren wir im „Sustainability Governance Council – SGC“ ein neues Arbeitsprogramm, das die unterschiedlichen Schwerpunkte für beide Gesellschaften herausarbeiten wird.

E.ON erstellt im Einklang mit den Richtlinien der Global Reporting Initiative (GRI) einen jährlichen Online-Nachhaltigkeitsbericht. Darin werden die für E.ON und unsere Stakeholder wesentlichen Aspekte umfassend dargestellt. Wir beschreiben jeweils die Auswirkungen unserer Geschäftstätigkeit, positionieren uns dazu und zeigen auf, mit welchem Managementansatz wir die Entwicklung steuern. Wir machen unsere Arbeit transparent und präsentieren konkrete Ergebnisse.

Zur Transparenz gehört für uns auch, dass wir uns externen Bewertungen unserer Nachhaltigkeitsleistung stellen. Solche ausführlichen Beurteilungen werden von spezialisierten Agenturen oder von Analysten der Investmentbanken durchgeführt. Die Ergebnisse sind für Investoren wichtige Entscheidungshilfen und dienen uns als Benchmark; wir bekommen Stärken und Schwächen aufgezeigt und können unsere Arbeit daran ausrichten. Im Jahr 2014 hat E.ON eine Aufnahme in die Dow Jones Sustainability Indizes Europa und Welt knapp verfehlt, konnte sich aber im CDP (Carbon Disclosure Project – Bewertung der Klimaschutzaktivitäten) verbessern, ist weiterhin im „Euronext Vigeo-120“-Nachhaltigkeitsindex enthalten und wird unter den besten Unternehmen im „Top 100 Green Utilities Ranking“ von Energy Intelligence geführt. Nach einer Studie von Transparency International, in der die 124 weltweit größten Unternehmen hinsichtlich der Transparenz ihrer Berichterstattung bewertet wurden („Transparency in Corporate Reporting: Assessing the World's Largest Companies“), gehört E.ON auch hier in der Gesamtbewertung zu den Top Ten.

E.ON baut seit 2013 ein systematisches Wassermanagement auf. Unser Ziel ist es, 2015 Mindeststandards für Genehmigungsprozesse, Kosten, Wasserverfügbarkeit/-entnahme, Wassereinleitung und Lieferkette zu erreichen, die den Anforderungen des UN CEO Water Mandate (UN-WM) entsprechen. Das UN-WM ist eine international akzeptierte freiwillige Vereinbarung und bildet gleichzeitig ein Netzwerk, mit dem weltweit der Umgang mit Wasser verbessert werden soll. Insofern ist es vergleichbar mit dem UN Global Compact, dessen zehn Prinzipien wir bereits seit vielen Jahren unterstützen.

E.ON nimmt die zentralen Aufgaben für Regierungen und Unternehmen ernst, die sich aus den UN-Leitprinzipien für Wirtschaft und Menschenrechte ergeben. Diese Leitprinzipien bilden einen internationalen Standard und enthalten Maßnahmen sowohl zur Prävention als auch zur Bewältigung von Menschenrechtsverletzungen. Nachdem wir inzwischen entsprechendes Know-how zu diesen Prinzipien und ihrer Umsetzung aufgebaut haben, werden wir mögliche Risiken unseres unternehmerischen Handelns auf diesem Feld identifizieren und analysieren. Danach planen wir unsere Konzernrichtlinie zu Menschenrechten zu überarbeiten und gegebenenfalls Managementprozesse weiterzuentwickeln. Parallel beteiligen

wir uns an einem Multistakeholder-Prozess zur Entwicklung eines Nationalen Aktionsplans Wirtschaft und Menschenrechte, den die Deutsche Bundesregierung in den kommenden zwei Jahren unter Leitung des Auswärtigen Amts durchführt.

Ende 2014 wurde das Erneuerungsprojekt unseres schwedischen Wasserkraftwerks Selma einem Assessment durch die International Hydropower Association (IHA) unterzogen. Gemäß dem Hydropower Sustainability Assessment Protocol (HASP) war dies auch mit einem Vor-Ort-Besuch und ausführlichen Gesprächen mit den Stakeholdern verbunden. E.ON will durch diese Bewertung des eigenen Vorgehens Unterschiede zur „Leading Practice“ identifizieren und die eigenen Planungsprozesse verbessern. Das Ergebnis der Prüfung wird öffentlich zugänglich gemacht werden. So kann sich jeder Interessierte ein Bild von unseren Nachhaltigkeitsleistungen in diesem Projekt machen.

Mehr Informationen zu unserem Nachhaltigkeitsansatz und unserer Leistung erhalten Sie unter [www.eon.com](http://www.eon.com). Dort wird ab Anfang Mai 2015 der neue Nachhaltigkeitsbericht zu lesen sein, der nicht Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts ist.

## CO<sub>2</sub>-Emissionen und -Intensität

Abweichend von der Struktur der Berichtssegmente im übrigen Lagebericht sind in den nachfolgenden Tabellen die Daten aus der Strom- und Wärmeerzeugung nach Ländern und entsprechend den Vorgaben des EU-ETS (European Union Emissions Trading Scheme) aufgeführt.

CO <sub>2</sub> -Emissionen aus Strom- und Wärmeerzeugung	
2014 in Mio t	CO <sub>2</sub> -Emissionen
Deutschland	27,5
Großbritannien	12,9
Spanien	3,8
Frankreich	2,8
Italien	5,4
Weitere EU-Länder	10,2
<b>E.ON-Konzern (nur Europa)</b>	<b>62,6</b>
Russland <sup>1)</sup>	33,1
<b>E.ON-Konzern</b>	<b>95,7</b>

1) Russland ist nicht Teil des Europäischen Emissionshandels.

CO <sub>2</sub> -Intensität <sup>1)</sup> im E.ON-Konzern		
in t CO <sub>2</sub> /MWh	2014	2013
Deutschland	0,38	0,40
Großbritannien	0,53	0,58
Spanien	0,62	0,57
Frankreich	0,71	0,83
Italien	0,47	0,45
Weitere EU-Länder	0,28	0,29
<b>E.ON-Konzern (nur Europa)<sup>2)</sup></b>	<b>0,41</b>	<b>0,44</b>
Russland	0,55	0,55
<b>E.ON-Konzern<sup>3)</sup></b>	<b>0,43</b>	<b>0,45</b>

1) spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen: ausgestoßene Tonnen CO<sub>2</sub> pro MWh erzeugten Stroms  
 2) inklusive Erzeugung aus Erneuerbaren Energien in Europa  
 3) inklusive Erzeugung aus Erneuerbaren Energien außerhalb von Europa (Erzeugung aus Wind in den USA)

Im Jahr 2014 hat E.ON insgesamt 96 Mio t CO<sub>2</sub> in der Stromproduktion und Wärmeerzeugung ausgestoßen, davon rund 63 Mio t CO<sub>2</sub> in Europa. Das war insgesamt ein deutlicher Rückgang um rund 16 Prozent infolge geringerer Stromproduktion, die zudem aus einem CO<sub>2</sub>-ärmeren Erzeugungsmix mit einem leicht zunehmenden Anteil an Erneuerbaren Energien und Kernenergie sowie abnehmender Stromerzeugung aus Kohle bestand. Seit 2013 werden Energieversorgern für die Stromerzeugung keine CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate mehr frei zugeteilt, lediglich für einen Teil der in den Kraftwerken ausgekoppelten Wärmeproduktion stehen uns Freimengen zu. Für die übrigen in der EU emittierten CO<sub>2</sub>-Mengen müssen Zertifikate gekauft werden. Unsere CO<sub>2</sub>-Intensität ist insgesamt auf 0,43 t CO<sub>2</sub> pro MWh zurückgegangen, was auf die oben beschriebenen Effekte zurückzuführen ist. Unser Ziel der Halbierung der CO<sub>2</sub>-Intensität in Europa hat weiter Bestand und wird über die weitere Veränderung des Erzeugungsmixes bis 2025 erreicht werden.

### Verwendung der Netto-Wertschöpfung

E.ON ist in den Märkten, in denen wir aktiv sind, nicht nur als verlässlicher Energieversorger ein wichtiges Fundament für den Wohlstand der Menschen und die wirtschaftliche Entwicklung der Regionen, wir leisten als Wirtschaftsunternehmen auch einen nennenswerten finanziellen Beitrag zum Gemeinwesen. Dieser kommt in der Netto-Wertschöpfungsrechnung zum Ausdruck, mit der die Verwendung unserer Wertschöpfung für die Mitarbeiter (Löhne, Gehälter, Sozialleistungen), die öffentliche Hand (Steuern), Fremdkapitalgeber (Zinsen) und andere Gesellschafter (Anteil Konzernfremder am Ergebnis) aufgezeigt wird. Zudem wird aus dem Gesamtergebnis den Aktionären eine Dividende gezahlt.

Der Personalaufwand, der mit 4,1 Mrd € den größten Posten bei der Verwendung der Wertschöpfung ausmacht, hat infolge von Unternehmensverkäufen und des Effizienzsteigerungsprogramms E.ON 2.0 gegenüber dem Vorjahr um rund 10 Prozent abgenommen. E.ON hat 2014 mit 0,3 Mrd € deutlich weniger Steuern als im Vorjahr (1,8 Mrd €) ausgewiesen. Darüber hinaus haben zahlreiche Kommunen Konzessionsabgaben erhalten.

Verwendung der Netto-Wertschöpfung			
in Mio €	Verwendung	2014	2013
Mitarbeiter	Löhne, Gehälter und Sozialleistungen	4.121	4.604
Öffentliche Hand	Laufende Ertragsteuern, sonstige Steuern <sup>1)</sup>	304	1.760
Fremdkapitalgeber	Zinsaufwand <sup>2)</sup>	1.683	1.705
Andere Gesellschafter	Minderheitsanteile am Konzernergebnis	30	368
Aktionäre	Dividende <sup>3)</sup>	966	1.145

1) Korrigiert um latente Steuern; zusätzliche staatliche Abgaben, wie zum Beispiel Konzessionsabgaben, sind hier nicht aufgeführt.  
 2) ohne Aufzinsung langfristiger Rückstellungen, zuzüglich aktivierter Zinsen  
 3) Die Dividendenzahlung erfolgt aus der Wertschöpfung von fortgeführten und nicht fortgeführten Geschäften.

## Mitarbeiter

### People-Strategie

Produkte und Dienstleistungen eines Unternehmens lassen sich kopieren, ja selbst die Geschäftsstrategie eines Unternehmens kann man übernehmen. Was sich aber nicht einfach so adaptieren lässt, sind die Menschen innerhalb einer Organisation sowie ihre Kultur und Kompetenzen. Die erfolgreiche Umsetzung einer jeden Geschäftsstrategie hängt davon ab, dass im Unternehmen hervorragend qualifizierte und hoch motivierte Mitarbeiter tätig sind und die Organisation über eine starke und vielseitige Talent-Pipeline verfügt.

Großartige Unternehmen setzen ihre People-Strategie mit derselben Energie und Bestimmtheit um, die sie auch für die Geschäftsstrategie aufwenden. Dabei gilt als ein Haupterfolgskriterium für Unternehmen, dass die HR-Funktionen mit dem Business eng verzahnt und hoch integriert zusammenarbeiten.

Deshalb wurde bei der Entwicklung der E.ON-People-Strategie sehr viel Wert darauf gelegt, Input und Feedback von den Vorständen und Geschäftsbereichsleitern aller Einheiten aufzunehmen und in die People-Strategie einzuarbeiten. Die Führungskräfte der E.ON-HR-Funktion haben die Entwicklung der People-Strategie ebenso mitgeprägt wie die Kolleginnen und Kollegen der Mitbestimmung. Die E.ON-People-Strategie ist somit das Ergebnis eines außerordentlich weiträumigen Entwicklungsprozesses und wird von einer breiten Basis getragen.

Der sogenannte 80-20-Ansatz stellt sicher, dass die People-Strategie den jeweiligen Besonderheiten der einzelnen E.ON-Einheiten hinreichend Rechnung trägt. Kern dieses Ansatzes ist, dass sich die E.ON-Konzern-People-Strategie all den Themen widmet, die für das gesamte Unternehmen von übergreifender Bedeutung und für die gesamte Belegschaft von Relevanz sind. Das macht schätzungsweise 20 Prozent aus.

80 Prozent aller Aktivitäten leiten sich aus den lokalen People-Strategien ab, die jede Einheit für sich und unter Berücksichtigung regionaler Gegebenheiten und Megatrends entwickelt hat.

Das oberste Ziel der E.ON-People-Strategie lautet: Wir wollen Leistung und Führungskompetenzen unserer Mitarbeiter weiterentwickeln, um erfolgreich zu sein.

Die People-Strategie setzt den Rahmen für alle HR-Aktivitäten der nächsten drei bis fünf Jahre. Sie besteht aus den drei HR-Erfolgskriterien „Unsere Mitarbeiter auf die Zukunft vorbereiten“, „Neue Möglichkeiten schaffen“ und „Leistung anerkennen“. Dazu wurden „Offen sein“, „Sich aktiv einbringen“ und „Nie selbstzufrieden sein“ als HR-Schwerpunkte definiert. Die HR-Erfolgskriterien werden somit mit Leben gefüllt.

Getragen wird die E.ON-People-Strategie von den HR-Mitarbeiterinnen und -Mitarbeitern in allen Einheiten und Regionen. Die in der People-Strategie festgelegten Ziele aus HR-Sicht in Bezug auf die Zusammenarbeit mit allen Kolleginnen und Kollegen lauten: Kundenorientiert sein, HR weiterentwickeln, in Partnerschaft mit der Mitbestimmung zusammenarbeiten, Dinge einfach halten.

### E.ON 2.0 und Restrukturierung

Im Laufe des Jahres 2014 wurden die Maßnahmen des Effizienzsteigerungsprogramms E.ON 2.0 auf der Grundlage der in den E.ON-Ländern mit den jeweils zuständigen Arbeitnehmervertretungen durchgeführten Mitbestimmungsprozesse weiter umgesetzt.

Zusätzliche konzernübergreifende Veränderungsmaßnahmen wurden in enger Abstimmung mit den zuständigen Mitbestimmungsgremien angestoßen. Die soziale Flankierung der Maßnahmen erfolgt auf der Grundlage der bereits bestehenden E.ON-2.0-Regelungen.



Im Jahr 2015 liegt der Fokus der Personalarbeit auf der Vorbereitung der Umsetzung der mit der neuen E.ON-Strategie „Empowering customers. Shaping markets.“ verbundenen Maßnahmen. Mit dem Betriebsrat der E.ON SE und dem Konzernbetriebsrat konnte hierzu bereits ein richtungsweisendes Eckpunktepapier vereinbart werden. Hierin sind insbesondere die Grundsätze der sozialen Flankierung sowie der Einbindung der zuständigen Mitbestimmungsgremien auf Konzern- und nationaler Ebene geregelt.

### Zusammenarbeit mit der Mitbestimmung

Die partnerschaftliche Zusammenarbeit mit der Mitbestimmung nimmt bei E.ON einen wichtigen Stellenwert ein und ist damit Teil unserer E.ON-Kultur. Unternehmen und Betriebsrat der E.ON SE – in dem Mitarbeiter aus allen europäischen Ländern vertreten sind, in denen E.ON aktiv ist – arbeiten auf europäischer Ebene eng zusammen. Dabei ist der Betriebsrat der E.ON SE gemäß der im Jahr 2012 verabschiedeten „SE-Vereinbarung“ bei grenzüberschreitenden Themen zu informieren und anzuhören.

Zusätzlich zur SE-Vereinbarung und zur Zusammenarbeit der Mitbestimmung auf Konzernebene bildet die bereits im Jahr 2010 mit dem damaligen E.ON-Europabetriebsrat abgeschlossene „Vereinbarung über Mindeststandards bei Restrukturierungsmaßnahmen“ neben den jeweiligen rechtlichen Mitbestimmungserfordernissen in den europäischen E.ON-Ländern eine Grundlage für die Einbindung der lokal zuständigen Arbeitnehmervertretungen.

Vor dem Hintergrund der mit dem Programm E.ON 2.0 verbundenen Einführung der funktionalen Steuerung hat E.ON in Deutschland im Jahr 2014 mit dem Konzernbetriebsrat die „Vereinbarung über die künftige Zusammenarbeit der Betriebspartner im Rahmen des funktionalen Steuerungsmodells“ verabschiedet. In einem beispiellosen Prozess haben die Betriebsparteien unter Beteiligung von Betriebsräten und Führungskräften aus allen Unternehmensebenen Grundsätze der künftigen Zusammenarbeit erarbeitet. Die Vereinbarung ist Ausdruck einer gemeinsamen Verantwortung für das Unternehmen und seine Beschäftigten und stellt einen besonderen Meilenstein in der Geschichte der Mitbestimmung bei E.ON dar.

### Talent Management

Das Talent Management bei E.ON steht sowohl für die Gewinnung hoch qualifizierter externer Talente als auch für die kontinuierliche Förderung und Weiterentwicklung interner Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. Die Attraktivität von E.ON als erstklassiger Arbeitgeber wurde auch im Jahr 2014 von renommierten Rankings wie dem „The Times Top 100 Graduate Employers“ und von Arbeitgeber-Bewertungsplattformen wie „kununu“ bestätigt.

Entsprechend konnten wir unter anderem von Hochschulen hervorragende Talente für E.ON gewinnen. Eine der begehrtesten Einstiegsmöglichkeiten war erneut unser Traineeprogramm „E.ON Graduate Program“. Während des Programms können die Teilnehmer verschiedene Konzerneinheiten im In- und Ausland kennenlernen und erhalten einen persönlichen Mentor sowie spezielle Weiterbildungen. Im Jahr 2014 sind konzernweit 80 Trainees gestartet. Sie spiegeln die Vielfalt in unserem Unternehmen wider:

- Die Teilnehmer arbeiten in unterschiedlichen Jobfamilien, unter anderem im Ingenieurbereich, in der IT, im Vertrieb, im Finanzbereich, in der Unternehmensentwicklung und im Personalbereich.
- Die neuen Trainees haben ihre kulturellen Wurzeln in vielen verschiedenen Ländern, zum Beispiel in Großbritannien, Deutschland, Indien, Ägypten, Tunesien, Costa Rica, Italien, Rumänien, Spanien und der Tschechischen Republik.
- 38 Prozent der Trainees sind weiblich.

Als Grundlage für das interne strategische und bedarfsorientierte Talent Management bei E.ON wurde auch im Jahr 2014 der Management Review Prozess konzernweit durchgeführt. Er trägt zu einer stetigen Weiterentwicklung der einzelnen Führungskräfte, der verschiedenen Einheiten und Jobfamilien sowie der gesamten Organisation bei. Gleichzeitig schafft er Transparenz über die aktuelle Talentsituation und den zukünftigen Bedarf. Darüber hinaus haben wir durch die Zusammenführung der Talent Management und Executive HR-Aktivitäten in ein gemeinsames Center of Competence Talent, Executive and Organizational Design die Weichen dafür gestellt, Top-talente nun noch früher in ihrer Karriere zu identifizieren.



Bei der Internationalisierung unseres Talentpools haben wir im Jahr 2014 entscheidende Fortschritte erzielen können. Zum einen wurden die bestehenden „High Potential Programme“ mit internationalem Fokus für weitere Jobfamilien ausgerollt. Zum anderen hat eine Optimierung der Placementprozesse dazu geführt, dass Topmanagementpositionen verstärkt länder- und einheitenübergreifend mit internationalen Talenten besetzt werden.

## Diversity

Bei E.ON arbeiten Menschen zusammen, die sich in vielerlei Hinsicht voneinander unterscheiden, zum Beispiel durch Nationalität, Alter, Geschlecht, Religion oder kulturelle und soziale Herkunft. Und das ist wichtig für den Erfolg: Zeigen doch viele Studien, dass gemischte Teams bessere Leistungen bringen als homogene Gruppen. Und auch angesichts der demografischen Entwicklung ist Vielfalt entscheidend: Nur ein Unternehmen, das Vielfalt effektiv zu seinen Gunsten zu nutzen weiß, bleibt auch in Zukunft ein attraktiver Arbeitgeber und wird dadurch vom Mangel an qualifizierten Arbeitskräften weniger betroffen sein. Schon im Juni 2008 hat E.ON das Bekenntnis zu Fairness und Wertschätzung gegenüber seinen Mitarbeitern auch öffentlich mit der Unterzeichnung der „Charta der Vielfalt“ bekräftigt. E.ON gehört damit zu einem Unternehmensnetzwerk von knapp 2.000 Mitunterzeichnern, die sich zum wirtschaftlichen Nutzen von Vielfalt sowie zu Toleranz, Fairness und Wertschätzung bekennen.

Ein besonderer Schwerpunkt des Diversity Managements bei E.ON liegt aktuell neben dem Alter und der Internationalität auf dem Aspekt Gender. Wir haben uns das ambitionierte Ziel gesetzt, den Anteil von Frauen in Führungspositionen konzernweit mehr als zu verdoppeln. In Deutschland soll der Anteil weiblicher Führungskräfte am Management bereits bis Ende 2016 14 Prozent betragen.

Mit einer Vielzahl von Maßnahmen arbeitet E.ON auf dieses Ziel hin. Neben konkreten Zielvorgaben für jede einzelne Konzerneinheit, die in regelmäßigen Abständen überprüft werden, wurde die konzernweite Besetzungsrichtlinie für Positionen im Führungskräftebereich angepasst. Danach sind stets jeweils

mindestens ein Mann und eine Frau als potenzielle Nachfolger für eine vakante Position im Führungskräftebereich zu benennen. Unterstützende Maßnahmen wie Mentoring-Programme für Führungs(nachwuchs)kräfte, Bereitstellung von KiTaplätzen, flexible Arbeitszeiten und die Möglichkeit der Homeoffice-Nutzung wurden in vielen Unternehmensbereichen bereits etabliert. Eine signifikante Erhöhung des Anteils von Frauen in den internen Talentpools sehen wir als eine weitere Voraussetzung dafür, den Anteil in Führungs- und Spitzenpositionen langfristig zu steigern.

Viele der aufgeführten Maßnahmen zeigen bereits Wirkung. Dies verdeutlichen auch externe Auszeichnungen, wie zum Beispiel das Total-E-Quality-Prädikat, welches E.ON für vorbildlich an Chancengleichheit orientierte Personalpolitik erhalten hat. So konnte E.ON auch im Jahr 2014 konzernweit seinen Frauenanteil in Führungspositionen auf 15,8 Prozent weiter steigern und hat damit bereits im Jahr 2014 das Jahresziel von 2015 erfüllt. Innerhalb Deutschlands wurde ebenfalls ein Zuwachs auf 12,6 Prozent erreicht und somit das Ziel für das Jahr 2014 erfüllt.

## Entwicklung der Mitarbeiterzahlen

Am 31. Dezember 2014 waren im E.ON-Konzern weltweit 58.503 Mitarbeiter, 1.400 Auszubildende sowie 181 Vorstände und Geschäftsführer beschäftigt. Die Zahl der Mitarbeiter ist damit im Vergleich zum 31. Dezember 2013 um 5 Prozent gesunken.

Mitarbeiter <sup>1)</sup>			
	31. Dezember		+/- %
	2014	2013	
Erzeugung	8.016	8.757	-8
Erneuerbare Energien	1.723	1.675	+3
Globaler Handel	1.249	1.449	-14
Exploration & Produktion	236	219	+8
Deutschland	11.749	12.345	-5
Weitere EU-Länder	24.740	26.484	-7
Nicht-EU-Länder	5.300	5.019	+6
Konzernleitung/Sonstige <sup>2)</sup>	5.490	5.379	+2
<b>Summe</b>	<b>58.503</b>	<b>61.327</b>	<b>-5</b>

1) ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende  
 2) einschließlich E.ON Business Services

In der globalen Einheit Erzeugung ist der Mitarbeiterrückgang im Wesentlichen durch Abgänge im Rahmen von E.ON 2.0 und Kraftwerksschließungen begründet. Teilweise wurde dies durch die Übernahme von Auszubildenden ausgeglichen.

In der globalen Einheit Erneuerbare Energien ist die Mitarbeiterzahl aufgrund von Neueinstellungen in Nordamerika geringfügig gestiegen.

In der Einheit Globaler Handel war der Hauptgrund für den Mitarbeiterrückgang die Ausgliederung der IT in die Unterstützungsfunktionen bei Konzernleitung/Sonstige sowie Abgänge im Rahmen von E.ON 2.0.

Bei Exploration & Produktion erhöhte sich die Zahl der Mitarbeiter durch Neueinstellungen in Norwegen und Großbritannien.

Der Belegschaftsrückgang in der regionalen Einheit Deutschland ist im Wesentlichen bedingt durch Abgänge im Rahmen von E.ON 2.0. Gegenläufig wirkte sich die Übernahme von Auszubildenden aus.

Bei den weiteren EU-Ländern resultierte der Mitarbeiterrückgang aus Desinvestitionen in Tschechien, dem Übergang von Geschäftsaktivitäten in Rumänien sowie Abgängen im Rahmen von E.ON 2.0 und natürlicher Fluktuation.

Die Mitarbeiterzahl bei den Nicht-EU-Ländern ist aufgrund von Neueinstellungen in Russland für ein Neubauprojekt im Vergleich zum Ende des Vorjahres gestiegen.

Im Bereich Konzernleitung/Sonstige nahm die Mitarbeiterzahl durch die Zentralisierung der Unterstützungsfunktionen und die Integration der IT aus der Einheit Globaler Handel zu. Hierdurch wurden weitere Abgänge im Rahmen von E.ON 2.0, insbesondere im Bereich Facility Management, mehr als kompensiert.

### Geografische Struktur

Der Anteil der im Ausland tätigen Mitarbeiter (36.213 Mitarbeiter) ist mit 62 Prozent gegenüber dem Vorjahr (61 Prozent) leicht gestiegen.

Mitarbeiter nach Regionen <sup>1)</sup>			FTE	
	31. Dez. 2014	31. Dez. 2013	31. Dez. 2014	31. Dez. 2013
Deutschland	22.290	23.629	21.640	22.924
Großbritannien	10.708	11.053	10.210	10.548
Rumänien	6.523	6.903	6.064	6.400
Russland	5.343	5.028	5.331	5.021
Ungarn	4.704	4.842	4.701	4.838
Schweden	3.229	3.248	3.195	3.213
Tschechische Republik	2.460	3.066	2.443	3.027
Frankreich	703	797	702	796
Weitere Länder <sup>2)</sup>	2.543	2.761	2.512	2.730

1) ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende  
2) unter anderem Italien, Spanien, Niederlande, Polen etc.

### Anteil weiblicher Mitarbeiter, Altersstruktur, Teilzeitbeschäftigung

Der Frauenanteil an der Belegschaft lag zum 31. Dezember 2014 bei insgesamt 28,8 Prozent und stieg damit leicht gegenüber dem Vorjahr (28,6 Prozent). Das Durchschnittsalter im E.ON-Konzern betrug zum Jahresende rund 43 Jahre und die durchschnittliche Betriebszugehörigkeit rund 14 Jahre.

Altersstruktur		
in Prozent	31. Dez. 2014	31. Dez. 2013
Beschäftigte bis 30 Jahre	17	17
Beschäftigte zwischen 31 und 50 Jahren	55	56
Beschäftigte über 50 Jahre	28	27

Insgesamt 4.413 Mitarbeiter waren am Jahresende im E.ON-Konzern in Teilzeit beschäftigt, davon 3.202 Frauen (73 Prozent). Die auf freiwilligen Kündigungen basierende Fluktuation lag im Konzerndurchschnitt bei 3,3 Prozent und ist damit gegenüber dem Vorjahr gesunken.

Fluktuationsquote		
in Prozent	2014	2013
Erzeugung	2,2	1,8
Erneuerbare Energien	4,9	4,5
Globaler Handel	3,3	4,6
Exploration & Produktion	5,9	8,9
Deutschland	1,5	1,5
Weitere EU-Länder	3,9	4,3
Nicht-EU-Länder	5,6	6,4
Konzernleitung/Sonstige <sup>1)</sup>	3,9	4,8
<b>E.ON Konzern</b>	<b>3,3</b>	<b>3,5</b>

1) einschließlich E.ON Business Services

## Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz

Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz haben bei uns höchste Priorität. Im Jahr 2014 konnten wir unseren „TRIF“ für unsere Mitarbeiter mit 2,0 gegenüber dem Vorjahr (2,6) weiter verbessern. Die Arbeitssicherheitsleistung unserer Einheiten geht auch als Bestandteil in die Zielvereinbarungen der Vorstände und Führungskräfte ein. Der „TRIF“ misst die Anzahl der arbeitsbedingten Unfälle und Berufserkrankungen einschließlich tödlicher Unfälle, Arbeits- und Dienstwegeunfälle mit und ohne Ausfalltage, die einer ärztlichen Behandlung bedurften oder wo weiteres Arbeiten nur an einem Ersatzarbeitsplatz beziehungsweise nur ein eingeschränktes Weiterarbeiten möglich war, pro eine Million Arbeitsstunden. Im TRIF berücksichtigt sind alle Meldungen, auch die von nicht voll konsolidierten Unternehmen, die unter der Betriebsführerschaft von E.ON stehen.

Zur Steuerung und kontinuierlichen Verbesserung der Arbeitssicherheitsleistung des Konzerns werden zentrale Kennzahlen genutzt. Um eine kontinuierliche Verbesserung zu gewährleisten, entwickeln die Einheiten darüber hinaus sogenannte Health, Safety & Environment-Improvement-Pläne, basierend auf einem Management Review der Ergebnisse des Vorjahres. Die Ergebnisse der Umsetzung dieser Pläne werden ebenfalls teilweise als präventive Performance-Indikatoren genutzt. Trotz aller Erfolge im Bereich Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz ist es unser erklärtes Ziel, alle Unfälle oder sonstigen gesundheitlichen Beeinträchtigungen unserer Mitarbeiter und der Mitarbeiter unserer Partnerfirmen durch konsistente Anwendung einheitlicher HSE-Managementsysteme zu verhindern.

**Vergütung, Altersversorgung, Mitarbeiterbeteiligung**  
 Zu einem wettbewerbsfähigen Arbeitsumfeld zählen auch eine attraktive Vergütung sowie ansprechende Nebenleistungen. Leistungen der betrieblichen Altersversorgung sind ein wichtiger Bestandteil der Gesamtvergütung und haben im E.ON-Konzern von jeher einen hohen Stellenwert. Sie sind für die Mitarbeiter eine wichtige Säule der Vorsorge für das Alter und tragen zugleich zu ihrer Bindung an das Unternehmen bei. Die Leistungen der E.ON-Unternehmen werden dabei durch attraktive betriebliche Angebote zur Eigenvorsorge ergänzt.

Ein weiterer Erfolgsfaktor für die Mitarbeiterbindung ist die Beteiligung am Unternehmenserfolg. Im Rahmen des E.ON-Mitarbeiteraktienprogramms in Deutschland gewährt das Unternehmen einen – teilweise steuerfreien – Zuschuss zum Erwerb von E.ON-Aktien. Im Jahr 2014 haben insgesamt 11.621 Mitarbeiter 919.064 Aktien gezeichnet. Dies belegt die Attraktivität des Mitarbeiteraktienprogramms ungeachtet einer mit 47 Prozent leicht unter dem Niveau des Vorjahres (51 Prozent) liegenden Teilnahmequote. Vergleichbare Programme, die E.ON-Mitarbeitern eine direkte Beteiligung am Unternehmenserfolg ermöglichen, sind auch in anderen Ländern unter den jeweils geltenden gesetzlichen Bestimmungen etabliert.

## Ausbildung

Auf die Berufsausbildung junger Menschen wird bei E.ON weiterhin großer Wert gelegt. Der Konzern beschäftigte am 31. Dezember 2014 insgesamt 1.400 Auszubildende und duale Studenten. Dies entspricht einer Ausbildungsquote von 5,9 Prozent (Vorjahr: 6,1 Prozent). Die im Jahr 2003 als Beitrag zum bundesweiten Ausbildungspakt gestartete E.ON-Ausbildungsinitiative zur Vorbeugung von Jugendarbeitslosigkeit wurde für drei weitere Jahre bis 2017 verlängert. Hier erhielten in diesem Jahr über 800 junge Menschen eine Unterstützung zum Start ins Berufsleben, unter anderem in Form von ausbildungsvorbereitenden Praktika und Schulprojekten.

Ausbildungsquote in Deutschland		
in Prozent	31. Dezember	
	2014	2013
Deutschland	7,2	7,3
Erzeugung	7,1	7,3
Globaler Handel	1,4	2,0
Konzernleitung/Sonstige	2,2	2,2
Erneuerbare Energien	6,6	6,9
<b>E.ON-Konzern</b>	<b>5,9</b>	<b>6,1</b>

## Wichtige Ereignisse nach Schluss des Geschäftsjahres

Das Verfassungsgericht in Italien hat im Februar 2015 die sogenannte Robin-Hood-Tax für verfassungswidrig erklärt. Diese Steuer wurde im Jahr 2008 eingeführt, um Unternehmensgewinne der Energieversorgungsunternehmen zu begrenzen. Das Gericht hat ausdrücklich klargestellt, dass die Entscheidung nur für zukünftige Sachverhalte gilt.

E.ON hat am 19. Februar 2015 ihre Solar-Aktivitäten in Italien an den privaten Finanzinvestor F2i SGR veräußert. Die verkauften Anlagen haben eine Erzeugungskapazität von insgesamt 49 MW und umfassen sieben zwischen 2010 und 2013 gebaute Solarkraftwerke. Rund 70 Prozent der installierten Gesamtkapazität befinden sich auf Sardinien. E.ON und F2i SGR haben sich darauf verständigt, den vereinbarten Kaufpreis nicht zu veröffentlichen.

## Prognosebericht

### Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

#### Gesamtwirtschaftliche Situation

Für 2015 und 2016 sieht die OECD mit einer hohen Wahrscheinlichkeit moderate Wachstumsraten der Weltwirtschaft, die weiterhin unter denen vor der Krise liegen dürften. Diese positive Entwicklung verteilt sich unterschiedlich auf die großen Volkswirtschaften. In den nächsten zwei Jahren werden eher Risiken als Chancen gesehen, Erstere in der Stabilität des Finanzsystems sowie im Mangel an Vertrauen in zukünftiges Wachstum. Diese Risiken gelten besonders für den Euroraum.

Die Wachstumsaussichten sind in den USA und Großbritannien gut. Eine unterstützende Geldpolitik, geringer werdender Konsolidierungsdruck der öffentlichen Haushalte sowie steigendes Vertrauen stabilisieren die US-Wirtschaft. Der Euroraum leidet unter der hohen Arbeitslosigkeit. Entlastend wirken auch hier die expansive Geldpolitik sowie der nachlassende Konsolidierungsdruck. Ebenso positiv wirkt die durch die Euro-Schwäche verbesserte Außenhandelsposition, gefördert auch durch die gesunkenen Ölpreise. Inflationsgefahren werden für die Länder der OECD nicht gesehen. Für den Euroraum werden deflationäre Tendenzen bei weiterhin stagnierendem Wachstum nicht ausgeschlossen.

In Russland wird das Vertrauen der Akteure unter anderem durch die kräftige Abwertung des Rubels beeinträchtigt, der die bereits vorhandenen inflationären Tendenzen eher verschärfen dürfte. Die Türkei wird im Vergleich zu den OECD-Ländern überdurchschnittlich wachsen. Wachstumsträger ist die inländische Nachfrage. In Brasilien belasten Engpässe in der Infrastruktur sowie eine hohe Inflation.

Während die OECD kurzfristig Risiken aufseiten der Volatilitäten im Finanzsystem sieht, werden mittelfristig eher die Belastungen aus der Schuldenkrise und der monetären Expansion angeführt. Längerfristig beunruhigt die OECD das geringe Wachstum des Produktionspotenzials, also die generelle Investitionsschwäche.

#### Energiemärkte

Insgesamt ist auf den Märkten für Elektrizität und Brennstoffe für die Jahre 2015 und 2016 mit einer höheren Volatilität zu rechnen, da diese weiterhin deutlich durch gesamtwirtschaftliche Entwicklungen und politische Entscheidungen beeinflusst werden.

Der Ölmarkt hat sich im Laufe des Jahres von der in den letzten Jahren typischen Backwardation-Situation hin zum Zustand des Contango entwickelt, bei dem die Preise am Forward-Markt in der nahen Zukunft jetzt unter denen der langfristigen Verträge liegen. Die Erwartung ist, dass die jüngste Periode der Niedrigpreise zu einem Rückgang der Investitionen in neue Projekte und zusätzlich zu einer Mengenreduktion führt, da einige Produzenten möglicherweise nicht mehr gewinnbringend produzieren können. Darüber hinaus ist aufgrund der für die Wirtschaft vorteilhaften niedrigen Preise auch mit einer erhöhten Nachfrage, insbesondere im Transportsektor, zu rechnen. Allerdings wird zeitgleich nach wie vor ein deutlicher Produktionszuwachs in Nicht-OPEC-Ländern, unter anderem bei Öl aus Schiefergestein und bei Teersanden in Nordamerika, erwartet. Dies könnte die höhere Nachfrage in den Jahren 2015 und 2016 möglicherweise sogar mehr als kompensieren.

Der Einbruch bei den Ölpreisen und die Abwertung der Währungen der wichtigsten Kohleexportländer, vor allem des Russischen Rubels, brachten den Produzenten, die in den letzten Jahren massiv unter den fallenden Kohlepreisen gelitten hatten, eine gewisse Entlastung. Auf Basis der aktuellen Preisbewegungen kann davon ausgegangen werden, dass diese Situation nur von kurzer Dauer sein wird und die Charakteristik eines übertversorgten Marktes bald wieder stärker in den Vordergrund treten wird. Die weitere Preisentwicklung, insbesondere im kurz- bis mittelfristigen Bereich, hängt hauptsächlich von einer möglichen Erholung des Ölmarktes und der Wechselkurse ab. Aus fundamentaler Sicht wird das Überangebot aber voraussichtlich bestehen bleiben und erst nach und nach zurückgehen, wenn die Angebotsseite neu justiert wird.

Im Jahr 2015 sind ähnlich wie im Vorjahr relativ hohe Gas-speicherstände am Ende des Winters zu erwarten, es sei denn, das erste Quartal wird noch von einer massiven Kältewelle beeinflusst. Durch den bemerkenswerten Verfall der Ölpreise wird für das Jahr 2015 zudem auch ein fallender Trend für ölin-dizierte Gaslieferverträge erwartet. Diese fundamentalen Treiber lassen einen besonders schwachen Markt für Erdgas im Sommer 2015 erwarten und ein weiterer Preisverfall scheint möglich.

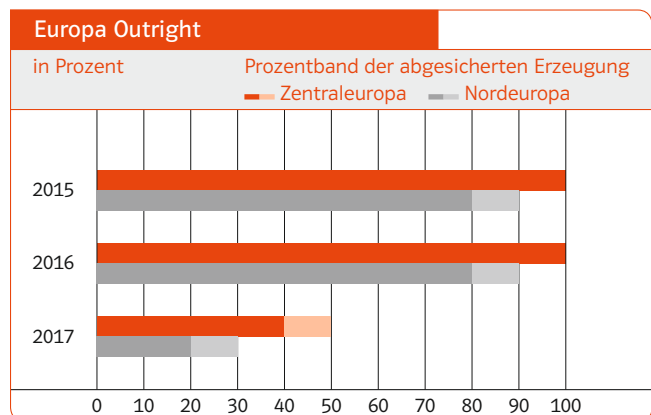
Die Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate im europaweiten Handelssystem EU-ETS (EU Allowances – EUA) werden in den nächsten zwei Jahren wohl weiterhin hauptsächlich durch den „Backloading“-Prozess beeinflusst. Durch diese Maßnahme wird sich die Anzahl der per Auktion erwerb-baren Zertifikate weiter deutlich verringern, wenngleich die Reduzierung 2015 schon geringer ausfällt als 2014 und im Jahr 2016 dann noch einmal kleiner wird. Dennoch erhöht sich durch die Verknappung der Druck auf den Markt und das wird vermutlich dazu führen, dass auch die Preise weiter ansteigen werden. Die politische Diskussion zur Marktstabilitätsreserve wird im ersten Halbjahr 2015 ein weiterer wichtiger Treiber für die Preise sein.

Die kurz- und mittelfristigen Strompreise in Deutschland werden weiterhin weitestgehend durch den Preis von Steinkohle und CO<sub>2</sub>-Zertifikaten bestimmt. Allerdings könnten insbesondere der weitere Zubau von Kapazitäten bei den Erneuerbaren Energien sowie die geplanten Inbetriebnahmen zahlreicher neuer und moderner Kohlekraftwerke im Jahr 2015 weiteren Abwärtsdruck auf die Preise ausüben. Dem Trend entgegen wirken der zunehmende Export von kostengünstigem Strom aus Erneuerbaren Energien, der so die heimischen Strompreise stützt, sowie die Spekulationen über mögliche Schließungen von Kohlekraftwerken aufgrund von Umweltvorschriften.

Die Preissituation in Großbritannien wird in den nächsten Jahren verstärkt durch die Entwicklung auf den Gasmärkten sowie durch die höhere CO<sub>2</sub>-Steuer geprägt. Es ist zu erwarten, dass aufgrund der Steuer die Importe aus Kontinentaleuropa weiter steigen werden und die heimische Produktion zunehmend unter Druck gerät.

Die Preise auf dem nordischen Strommarkt werden kurzfristig weiterhin stark vom Wetter und damit von den Füllständen der Wasserreservoirs abhängen. Langfristig ist die weitere Entwicklung von Erneuerbaren Energien ausschlaggebend. Hier ist weiterhin ein deutlicher Preisdruck nach unten zu erwarten. Durch die geplante Inbetriebnahme des neuen NordBalt-Kabels zwischen Schweden und Litauen im Jahr 2016 werden eine engere Preiskopplung mit dem baltischen Markt sowie höhere Nettoexporte erwartet.

Unsere Stromproduktion ist für 2015 und 2016 bereits nahezu vollständig abgesichert. Durch planmäßige Absicherungsmaßnahmen nimmt das abgesicherte Portfolio in den Folgejahren im Jahresverlauf weiter zu. Die folgende Grafik zeigt exemplarisch den Grad der Absicherung für unsere zentral- und nordeuropäische nicht fossile Stromproduktion im Wesentlichen aus Kernenergie und Wasserkraft (Outright).



## Mitarbeiter

Die Zahl der Mitarbeiter im E.ON-Konzern (ohne Auszubildende und Geschäftsführer) wird bis zum Jahresende 2015 im Rahmen der Fortführung von E.ON 2.0 weiter sinken.

## Erwartete Ertragslage

### Voraussichtliche Ergebnisentwicklung

Unsere Prognosen für das Gesamtjahr 2015 sind nach wie vor durch die angespannten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen geprägt.

Wir erwarten für den Konzern ein EBITDA im Bereich von 7,0 bis 7,6 Mrd €.

Für den nachhaltigen Konzernüberschuss rechnen wir 2015 mit einem Ergebnis zwischen 1,4 und 1,8 Mrd €.

Zu den Segmenten im Einzelnen:

EBITDA <sup>1)</sup>		
in Mrd €	2015 (Prognose)	2014
Erzeugung	deutlich unter Vorjahr	2,2
Erneuerbare Energien	leicht unter Vorjahr	1,5
Globaler Handel	deutlich über Vorjahr	-
Exploration & Produktion	deutlich unter Vorjahr	1,1
Deutschland	deutlich über Vorjahr	1,8
Weitere EU-Länder	auf Vorjahresniveau	1,7
Nicht-EU-Länder	deutlich unter Vorjahr	0,4
<b>Summe</b>	<b>7,0 bis 7,6</b>	<b>8,3</b>

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Für die globale Einheit Erzeugung rechnen wir für das Jahr 2015 mit einem deutlich unter dem Vorjahr liegenden EBITDA. Negativ wirkt sich weiterhin die Preisentwicklung am Großhandelsmarkt aus. Weitere negative Faktoren sind die vorgezogene Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld und die Veräußerung von Erzeugungskapazitäten in Italien und Spanien.

Wir erwarten für den Bereich Erneuerbare Energien, dass das Ergebnis leicht unter dem Vorjahresniveau liegen wird. Der Bereich Wind/Solar/Sonstiges wird von gestiegenen Erzeugungskapazitäten profitieren, während im Bereich Hydro sinkende Preise und Unternehmensabgänge das Ergebnis belasten werden.

Bei unserem Globalen Handel rechnen wir damit, dass das EBITDA aufgrund erwarteter Verbesserungen im Strom- und Gasgeschäft deutlich über dem Wert des Vorjahres liegen wird.

In der Exploration & Produktion erwarten wir 2015 ein EBITDA, das erheblich unter dem des Vorjahres liegen wird. Gründe sind einerseits niedrigere Commodity-Preise und Währungsumrechnungseffekte sowie andererseits die planmäßig geringere Produktion aus Nordseefeldern.

Bei der regionalen Einheit Deutschland gehen wir davon aus, dass der Ergebnisbeitrag 2015 deutlich über dem Niveau des Vorjahres liegen wird. Wir erwarten auf der Basis einer Normalisierung der Witterung und weiterer Effizienzsteigerungen eine Verbesserung in allen Bereichen und eine Fortsetzung des positiven Trends hinsichtlich der Kundenentwicklung und -bindung.

Für die weiteren EU-Länder rechnen wir im Jahr 2015 mit einem EBITDA auf dem Vorjahresniveau. Weiteren positiven Effekten aus Effizienzsteigerungen stehen negative Währungsumrechnungseffekte gegenüber.

Im Jahr 2015 erwarten wir bei den Nicht-EU-Ländern im Wesentlichen durch negative Währungsumrechnungseffekte bei unserer Einheit in Russland einen deutlichen Rückgang des EBITDA.

### Voraussichtliche Entwicklung der Dividende

Für die Geschäftsjahre 2014 und 2015 strebt E.ON eine feste Dividende von jeweils 0,50 € an. Den Aktionären wird zudem angeboten, ihren Anspruch auf Bardividende für das Geschäftsjahr 2014 teilweise gegen eigene Aktien der E.ON SE zu tauschen.

## Erwartete Finanzlage

### Geplante Finanzierungsmaßnahmen

Für das Jahr 2015 erwarten wir aus heutiger Sicht keinen Finanzierungsbedarf auf Gruppenebene. Die für 2015 vorgesehenen Investitionen sowie die Dividende können nach unserer Planung durch den für dieses Jahr erwarteten operativen Cashflow und die Erlöse aus Desinvestitionen finanziert werden. Bei unterjährig hohen Spitzen in den Finanzierungserfordernissen des Konzerns ist die Nutzung von Commercial Paper möglich.

Im Zuge der Neuausrichtung wird E.ONs mittelfristiges Debt-Factor-Ziel überprüft werden und die veränderte Geschäftsstruktur nach Abspaltung der Neuen Gesellschaft berücksichtigt. Es ist unser Ziel, eine etwaige Veränderung des Ratings von E.ON im Zuge der Neuausrichtung in zwei Gesellschaften auf eine Stufe zu begrenzen.



## Geplante Investitionen

Im Rahmen unserer Mittelfristplanung haben wir für das Jahr 2015 Investitionen in Höhe von 4,3 Mrd € geplant. Geografisch betrachtet bleibt Deutschland Schwerpunktland unserer Investitionstätigkeit. Hier investieren wir maßgeblich in den Erhalt und Ausbau unserer Strom- und Gasinfrastruktur sowie unserer erneuerbaren und konventionellen Stromerzeugung.

Investitionen: Planung 2015		
	Mrd €	Anteile in %
Erzeugung	0,6	14
Erneuerbare Energien	1,2	28
Globaler Handel	0,1	1
Exploration & Produktion	0,2	5
Deutschland	0,8	19
Weitere EU-Länder	1,1	26
Nicht-EU-Länder	0,2	5
Konzernleitung/Konsolidierung	0,1	2
<b>Summe</b>	<b>4,3</b>	<b>100</b>

Bei der globalen Einheit Erzeugung wird in den Erhalt und Ausbau der Stromerzeugung investiert.

Der Schwerpunkt der Investitionen bei der globalen Einheit Erneuerbare Energien wird auf Offshore-Windparks wie Amrumbank und Humber sowie Onshore-Windparks in Europa liegen.

In der Einheit Globaler Handel wird im Wesentlichen in die Infrastruktur des Speichergeschäfts investiert.

Bei Exploration & Produktion entfällt der größte Teil der Investitionen auf die Entwicklung von Gas- und Ölfeldern.

Die Investitionen der regionalen Einheit Deutschland betreffen insbesondere zahlreiche Einzelinvestitionen für den Ausbau von Mittel- und Niederspannungsleitungen, Schaltanlagen sowie Mess- und Regeltechnik und weitere Investitionen, um eine sichere und störungsfreie Stromübertragung und -verteilung zu gewährleisten.

Die Investitionen in den weiteren EU-Ländern bestehen im Wesentlichen aus Erhaltungs- und Ausbauinvestitionen für das regionale Netz in Schweden, Tschechien und Ungarn.

In den Nicht-EU-Ländern wird hauptsächlich in die bereits laufenden Kraftwerksneubauprojekte, insbesondere am Standort Berezovskaya in Russland, investiert.

Wir wollen die neue strategische Ausrichtung durch gezielte Wachstumsinvestitionen unterstützen. Für das Jahr 2015 sind hierfür nochmals bis zu 500 Mio € zusätzliche Investitionsmittel gegenüber unserer Mittelfristplanung vorgesehen.

## Gesamtaussage zur voraussichtlichen Entwicklung

### Neue Strategie

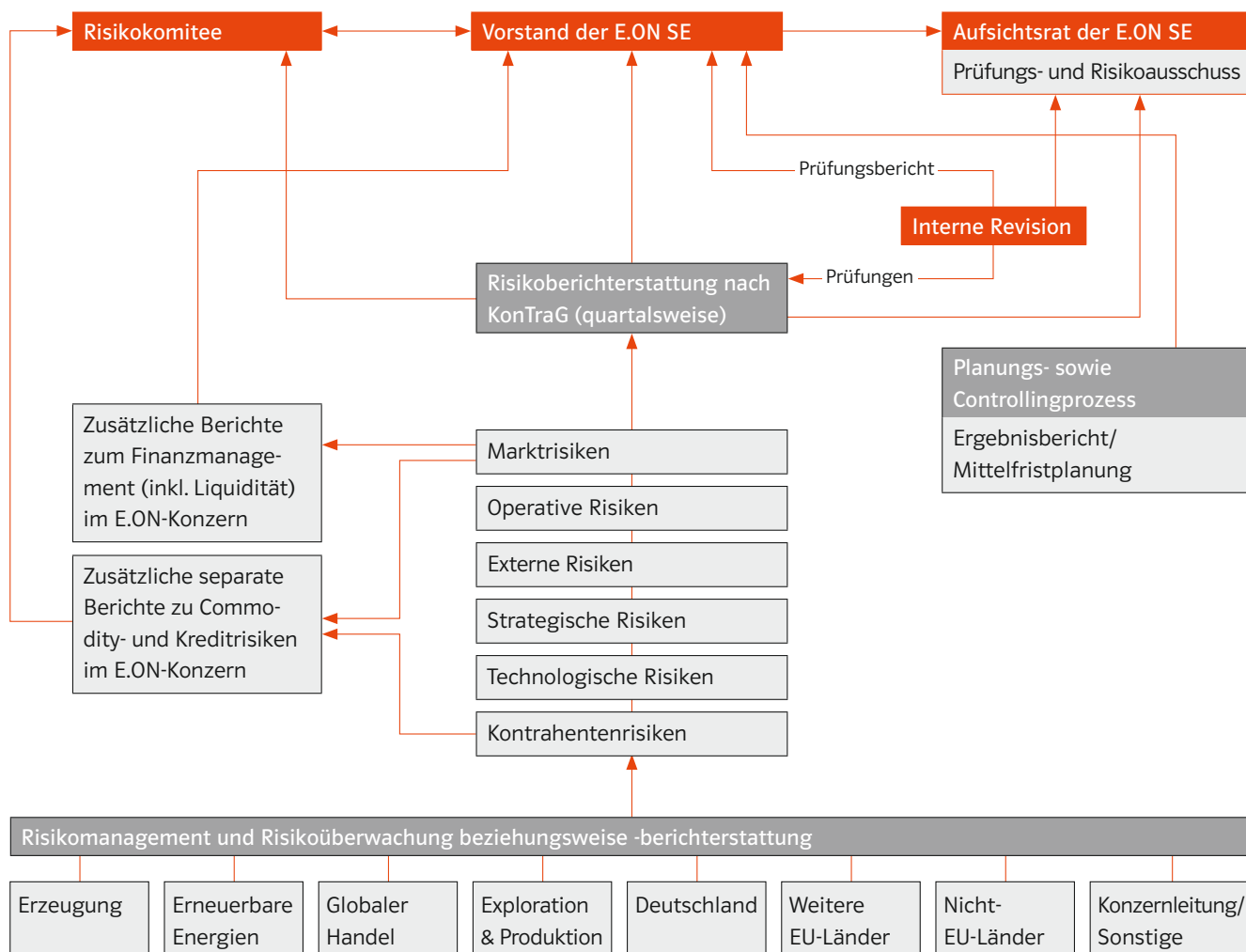
Zum Ende des Geschäftsjahres 2014 haben wir mit dem Aufsichtsrat eine neue Strategie verabschiedet, um die Konzerngeschäfte zukunftsfähig aufzustellen. Hintergrund für diese Entscheidung sind die drastischen Veränderungen der globalen Energiemärkte, technische Innovationen und wachsende, individuellere Kundenerwartungen. Deshalb wird sich E.ON neu aufstellen und Wachstumspotenziale aus der Umgestaltung der Energiewelt erschließen. Daneben wollen wir ein neues, eigenständiges Unternehmen schaffen, das im Jahr 2016 mehrheitlich an die Aktionäre der E.ON SE abgespalten werden soll und den Umbau der Energieversorgung absichern wird. Sowohl die E.ON SE als auch die Neue Gesellschaft werden eine solide Finanzausstattung erhalten, sollen Arbeitsplätze sichern und perspektivisch auch neue schaffen.

Die E.ON SE fokussiert sich auf die neue Energiewelt und die Kundengeschäfte. Der Konzern soll künftig aus drei Säulen bestehen: Erneuerbare Energien, Energienetze und Kundenlösungen. Die Neue Gesellschaft soll sich auf die konventionelle Erzeugung, den globalen Energiehandel und Exploration & Produktion konzentrieren.

Im laufenden Jahr werden wir die Grundlagen für die Börsennotierung des neuen Unternehmens schaffen. Mit Blick auf diese strategischen Entwicklungen, den Umbau des Konzerns und die damit verbundenen absehbaren Unsicherheiten hat der Aufsichtsrat unserem Vorschlag zugestimmt, eine feste Dividende von jeweils 0,50 Euro für die Geschäftsjahre 2014 und 2015 anzustreben. Die heutigen Berichtseinheiten von E.ON bleiben bis auf Weiteres unverändert, um die Kontinuität der Berichterstattung zu gewährleisten.



## Risikomanagementsystem



Das Risikomanagementsystem besteht aus einer Vielzahl von Bausteinen, die in die gesamte Aufbau- und Ablauforganisation von E.ON eingebettet sind. Damit ist das Risikomanagementsystem integraler Bestandteil der Geschäftsprozesse und Unternehmensentscheidungen. Zu den Bausteinen des Risikomanagementsystems zählen im Wesentlichen konzernweite Richtlinien und Berichtssysteme, die konzernweit einheitlichen Strategie-, Planungs- und Controllingprozesse, die Tätigkeit der internen Revision sowie die gesonderte konzernweite Risikoberichterstattung auf Basis des Gesetzes zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG) und die Einrichtung von Risikokomitees. Unser Risikomanagementsystem entspricht der allgemeinen Best Practice in der Industrie und zielt darauf ab, die Unternehmensleitung in die

Lage zu versetzen, frühzeitig Risiken zu erkennen, um rechtzeitig gegensteuern zu können. Die konzernweiten Planungs-, Steuerungs- und Berichtsprozesse werden kontinuierlich auf Effektivität und Effizienz überprüft. Darüber hinaus erfolgt gemäß den gesetzlichen Anforderungen eine regelmäßige Überprüfung der Wirksamkeit unseres Risikofrüherkennungssystems durch unsere interne Revision. Unser Risikomanagementsystem erfasst alle voll konsolidierten Konzerngesellschaften und alle at equity einbezogenen Gesellschaften mit einem Buchwert von mehr als 50 Mio €.

## Risikomanagement und Versicherung

Die E.ON Risk Consulting GmbH ist als 100-prozentige Tochter der E.ON SE für das Versicherungsrisikomanagement im E.ON-Konzern verantwortlich. Sie entwickelt und optimiert Lösungen für die betrieblichen Risiken des Konzerns durch Versicherungs- und versicherungsähnliche Instrumente und deckt diese in den internationalen Versicherungsmärkten ein. Hierzu stellt die E.ON Risk Consulting GmbH unter anderem die Bestandsführung, das Schadensmanagement, die Abrechnung der Versicherungsverträge und -ansprüche sowie das entsprechende Reporting sicher.

### Risikokomitee

Gemäß den Bestimmungen von § 91 Abs. 2 AktG zur Einrichtung eines Überwachungs- und Risikofrüherkennungssystems besteht ein Risikokomitee für den E.ON-Konzern. Das Risikokomitee stellt als Gremium – unter Beteiligung der relevanten Bereiche und Abteilungen der E.ON SE sowie der E.ON Global Commodities SE – die Umsetzung und Einhaltung der durch den Vorstand beschlossenen Risikostrategie, im Wesentlichen im Commodity- und Kreditrisikobereich, sicher und entwickelt diese weiter.

### Weitere Maßnahmen zur Risikobegrenzung

Über die vorher beschriebenen Bausteine unseres Risikomanagements hinaus ergreifen wir im Wesentlichen die nachfolgenden Maßnahmen zur Risikobegrenzung.

#### Begrenzung von externen Risiken

Risiken aus dem politischen, rechtlichen und regulatorischen Umfeld des E.ON-Konzerns versuchen wir durch einen intensiven und konstruktiven Dialog mit Behörden und Politik zu begegnen. Ferner soll bei Neubauvorhaben durch eine entsprechende Projektbetreuung sichergestellt werden, Risiken frühzeitig zu erkennen und zu minimieren.

Risiken aus der operativen Geschäftstätigkeit des E.ON-Konzerns in Verbindung mit Rechtsstreitigkeiten und laufenden Planungsverfahren versuchen wir durch eine geeignete Verfahrensbetreuung und entsprechende Vertragsgestaltungen im Vorfeld zu minimieren.

#### Begrenzung von technologischen Risiken

Zur Begrenzung technologischer Risiken werden wir unser Netzmanagement und den optimalen Einsatz unserer Kraftwerke weiter verbessern. Zugleich führen wir betriebliche und infrastrukturelle Verbesserungen durch, die die Sicherheit unserer Kraftwerke und Verteilnetze auch unter außergewöhnlichen Belastungen erhöhen. Zusätzlich haben wir die

operativen und finanziellen Auswirkungen von Umweltrisiken auf unser Geschäft in eine Ausfallplanung integriert. Sie sind Teil einer Erfassung von Krisen- und Störfallszenarien, die unser Notfall- und Krisenmanagement-Team für den Konzern vorbereitet.

Wir ergreifen ferner unter anderem die folgenden umfassenden Maßnahmen, um technologischen Risiken zu begegnen:

- Systematische Schulungs-, Weiterbildungs- und Qualifikationsprogramme für unsere Mitarbeiter
- Weiterentwicklung und Optimierung unserer Produktionsverfahren, -prozesse und -technologien
- Regelmäßige Wartung und Inspektion unserer Anlagen und Netze
- Richtlinien sowie Arbeits- und Verfahrensanweisungen
- Qualitätsmanagement, -kontrollen und -sicherung
- Projekt-, Umwelt- und Alterungsmanagement
- Krisenabwehrorganisation und Notfallplanungen

Gegen dennoch eintretende Schadensfälle sind wir in einem wirtschaftlich sinnvollen Umfang versichert.

#### Begrenzung von operativen Risiken

Die Optimierung und Aufrechterhaltung der IT-Systeme wird durch den Einsatz qualifizierter interner und externer Experten sowie durch diverse technologische Sicherungsmaßnahmen gewährleistet. Daneben begegnet der E.ON-Konzern den Risiken aus unberechtigtem Datenzugriff, Datenmissbrauch und Datenverlust mit diversen Gegenmaßnahmen technischer und organisatorischer Art.

#### Begrenzung von Marktrisiken

Margenrisiken begegnen wir durch ein umfassendes Vertriebscontrolling und ein intensives Kundenmanagement.

Zur Begrenzung von Preisänderungsrisiken betreiben wir ein systematisches Risikomanagement. Kernelemente sind – neben den konzernweit bindenden Richtlinien und dem unternehmensweiten Berichtssystem – die Verwendung quantitativer Kennziffern sowie die Limitierung von Risiken und die Funktionstrennung von Bereichen. Darüber hinaus setzen wir im Markt übliche derivative Instrumente ein, die mit Finanzinstituten, Brokern, Strombörsen und Drittkunden kontrahiert werden. Deren Bonität überwachen wir laufend. Die Preisrisiken aus den liquiden europäischen Commodity-Märkten sind bei unserer Einheit Globaler Handel gebündelt und werden dort gesteuert.

Zins- und Währungsrisiken werden mithilfe unseres systematischen Risikomanagements gesteuert und durch den Einsatz derivativer und originärer Finanzinstrumente abgesichert. Die E.ON SE übernimmt hierbei eine zentrale Funktion, sie bündelt mittels konzerninterner Geschäfte die entstehenden Risikopositionen und sichert diese am Markt. Die Risikoposition der E.ON SE ist aufgrund der durchleitenden Funktion somit weitgehend geschlossen.

**Begrenzung von strategischen Risiken**

Möglichen Risiken in Verbindung mit Akquisitionen und Investitionen begegnen wir mit umfangreichen präventiven Maßnahmen. Diese beinhalten soweit möglich – neben den zugrunde liegenden Richtlinien und Handbüchern – unter anderem umfassende Due-Diligence-Prüfungen und die rechtliche Absicherung im Rahmen von Verträgen sowie ein mehrstufiges Genehmigungsverfahren und ein Beteiligungs- beziehungsweise Projektcontrolling. Nachgelagerte umfangreiche Projekte tragen darüber hinaus zu einer erfolgreichen Integration bei.

**Begrenzung von Kontrahentenrisiken**

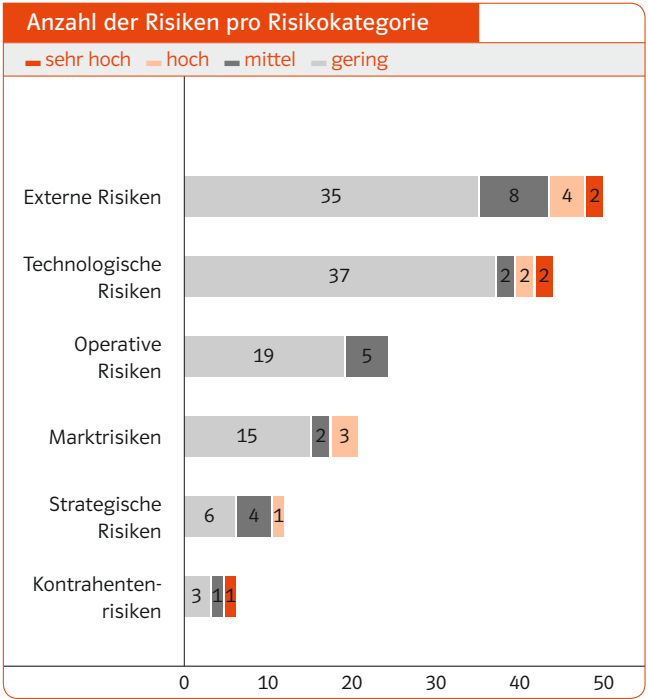
Im Rahmen des konzernweiten Kreditrisikomanagements wird die Bonität der Geschäftspartner auf Grundlage konzernweiter Mindestvorgaben systematisch bewertet und überwacht. Das Kreditrisiko wird durch den Einsatz geeigneter Maßnahmen gesteuert. Hierzu zählen unter anderem die Hereinnahme von Sicherheiten und die Limitierung. Das Risikokomitee des E.ON-Konzerns wird regelmäßig über die wesentlichen Kreditrisiken unterrichtet. Eine weitere Grundlage für die Steuerung von Risiken ist eine konservative Anlagepolitik und eine breite Diversifizierung des Portfolios.

Ausführliche Erläuterungen zur Verwendung und Bewertung derivativer Finanzinstrumente und Sicherungsgeschäfte befinden sich in der Textziffer 30 des Anhangs. In Textziffer 31 werden allgemeine Grundsätze zum Risikomanagement beschrieben sowie geeignete Risikomaße zur Quantifizierung der Risiken im Commodity-, Kredit-, Liquiditäts-, Zins- und Währungsbereich genannt.

**Risikolage**

Über unser IT-gestütztes Risiko- und Chancenberichtssystem erfassen wir Risiken in folgenden Risikokategorien: Marktrisiken (Preisänderungs-, Margen-, Marktliquiditäts-, Währungskurs- und Zinsrisiken), operative Risiken (IT-, Prozess- und Personalrisiken), externe Risiken (politische und rechtliche Risiken, regulatorische Risiken, Risiken aus öffentlichen Genehmigungsverfahren, Risiken aus der langfristigen Marktentwicklung und Reputationsrisiken), strategische Risiken (Risiken

aus Investitionen und Veräußerungen), technologische Risiken (Risiken aus dem Betrieb von Kraftwerken, Netzen und Anlagen, Umwelt- und Neubaurisiken) und Kontrahentenrisiken (Kredit- und Länderrisiken). Unter diesen Kategorien werden quantifizierbare und nicht quantifizierbare Risiken von den Bereichen der E.ON SE und den Konzerngesellschaften in das Berichtssystem gemeldet. Hierbei unterscheiden wir nach geringen (unter 0,5 Mrd €), mittleren (0,5 bis 1 Mrd €), hohen (1 bis 5 Mrd €) oder sehr hohen (über 5 Mrd €) Ergebnisauswirkungen. Hierbei handelt es sich um Risiken, die zum Beispiel durch statistische Methoden, Simulation und Experteneinschätzungen quantifiziert werden und den jeweils ungünstigsten Fall (Worst Case) unterstellen. Die nachfolgende Grafik stellt die Anzahl der in den einzelnen Risikokategorien im Berichtssystem erfassten Risiken dar, wobei gleichartige Risiken zu einer Risikogruppe zusammengefasst werden.



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

Wesentliche Risiken sind durch Sachverhalte gekennzeichnet, die eine signifikante Auswirkung auf die Vermögens-, Finanz- oder Ertragslage der Gesellschaften beziehungsweise Segmente haben können. Für den E.ON-Konzern und somit auch für die E.ON SE bestehen im Wesentlichen folgende Risiken:

### Externe Risiken

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

### Erzeugung

E.ON errichtet derzeit in Datteln ein Steinkohlekraftwerk mit einer elektrischen Nettoleistung von circa 1.055 MW und hat in diesem Zusammenhang bereits über 1 Mrd € investiert. Mit einem vom Bundesverwaltungsgericht Leipzig (BVerwG) bestätigten Urteil hat das Oberverwaltungsgericht Münster (OVG) den Bebauungsplan der Stadt Datteln für unwirksam erklärt. Daher wurde ein neues Planverfahren durchgeführt, um die planerischen Grundlagen für das Kraftwerk Datteln 4 wiederherzustellen. Der neue Bebauungsplan und der geänderte Flächennutzungsplan sind am 1. September 2014 in Kraft getreten. Vor dem Hintergrund des noch durchzuführenden Zulassungsverfahrens, des aktuellen politischen Umfelds und anhängiger sowie zu erwartender Klagen ist derzeit mit weiteren Verzögerungen gegenüber dem ursprünglich vorgesehenen Inbetriebnahmezeitpunkt zu rechnen. Wir gehen weiterhin von einer Inbetriebnahme des Kraftwerks aus. Derartige Risiken können sich im Grundsatz auch bei anderen Neu- oder Umbauvorhaben im Strom- und Gasbereich ergeben.

Aufgrund eines Antrags der Länder Schleswig-Holstein, Hessen und Rheinland-Pfalz wurden im Bundesrat noch einmal umfassend Fragestellungen zur Sicherheit der finanziellen Vorsorgeleistungen für den Rückbau der Kernkraftwerke und die Endlagerung strahlender Materialien debattiert. Im Ergebnis wurde der Bundesregierung ein Prüfauftrag dahin gehend erteilt, die Transparenzanforderungen an die Verteilung der Rückstellungen auf einzelne Anlagen und ihre Verwendung auszuweiten sowie die Höhe der Rückstellungen einer unabhängigen Prüfung zu unterziehen.

Das Standortauswahlgesetz (StandAG) ist Anfang 2014 vollständig in Kraft getreten. Es schreibt neben der alternativen Standortsuche den Erkundungsstopp für den Standort Gorleben normativ fest. Für Gorleben ist seit dem Inkrafttreten des StandAG ein Offenhaltungsbetrieb vorgesehen, das heißt, der Standort wird auf dem Stand der letzten Erkundung „eingefroren“ beziehungsweise teilweise zurückgebildet. Das StandAG

bürdet die Kostentragung den Ablieferungspflichtigen im Wege einer neu konstruierten Umlage auf. Das StandAG geht von einem zusätzlichen Kostenvolumen von insgesamt über 2 Mrd € für die Branche aus. Nach unserer Auffassung ist die oben genannte Kostenüberwälzung nicht verfassungsgemäß, solange sich Gorleben nicht als ungeeignet erwiesen hat. E.ON geht gegen die Kostenbescheide mit Rechtsmitteln vor. Zudem sieht das StandAG eine Ergänzung des AtG vor, in der eine neue Sorgepflicht der Betreiber begründet wird, Wiederaufarbeitungsabfälle an standortnahen Zwischenlagern unterzubringen. Gegen diese neue Sorgepflicht hat E.ON im Oktober 2014 in den Bundesländern Bayern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein Feststellungsklage eingereicht sowie Verfassungsbeschwerde eingelegt.

Das Ende 2012 novellierte EnWG implementiert zusammen mit der 2013 verabschiedeten Reservekraftwerksverordnung zusätzliche regulatorische Einschränkungen auch für den Kraftwerksbereich in Deutschland (insbesondere Stilllegungsbeschränkungen sowie Besicherungsvorgaben systemrelevanter Kraftwerke). Diese können auch Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von E.ONs Erzeugungsanlagen haben.

Kapazitätsmärkte werden eine wichtige Rolle für den E.ON-Konzern im Bereich der Strommärkte spielen. Es gibt bereits Kapazitätsmärkte in Russland, Spanien, Schweden und Belgien (die letzten beiden nur strategische Reserve). Entsprechende politische Entscheidungen für die Einführung solcher Märkte in Frankreich, Italien und Großbritannien sind bereits getroffen worden. In Großbritannien fand die erste Kapazitätsauktion für das Lieferjahr 2018/19 im Dezember 2014 statt. In Deutschland wird die Frage über die Einführung eines Kapazitätsmechanismus zurzeit im Rahmen des „Grünbuchs“ für das Design des zukünftigen Strommarkts diskutiert. Diese Reformen können Auswirkungen auf E.ONs Aktivitäten im Erzeugungsbereich und Endkundenbereich haben. Es ergeben sich für E.ON Risiken bezüglich der Systemausgestaltung. Insbesondere bei einer Fokussierung auf spezifische Technologien oder bei Nichtberücksichtigung von Bestandsanlagen könnte E.ON einem Wettbewerbsnachteil ausgesetzt sein.

### Exploration & Produktion

Die Änderungen der russischen Förderabgabe für Erdgas (Mineral Extraction Tax for gas condensate and natural fuel gas) traten am 1. Juli 2014 in Kraft. Die Ergebnisauswirkungen hieraus sind im Jahr 2015 nicht wesentlich.

### Global Commodities

Das Erdgas für die Kunden im In- und Ausland von E.ON Global Commodities wird zu einem Großteil auf der Basis langfristiger Lieferverträge, unter anderem mit Produzenten aus Russland, Deutschland, den Niederlanden und Norwegen, bezogen. Neben diesen vertraglich über einen langen Zeitraum gesicherten Bezugsmengen ist E.ON Global Commodities an diversen europäischen Handelsmärkten für Erdgas aktiv. Diese stellen aufgrund der erheblich gestiegenen Liquidität eine bedeutende zusätzliche Bezugsquelle dar. Damit verfügt E.ON Global Commodities über ein stark diversifiziertes Gasbezugsportfolio. Grundsätzlich besteht jedoch das Risiko von Lieferunterbrechungen einzelner Bezugsquellen, beispielsweise aus technischen Gründen bei der Produktion, beim Transport im Pipelinesystem oder bei sonstigen Einschränkungen im Transit. Derartige Ereignisse liegen außerhalb der Einflussmöglichkeiten von E.ON Global Commodities.

### Deutschland

Aus der operativen Geschäftstätigkeit des E.ON-Konzerns ergeben sich einzelne Risiken in Verbindung mit Rechtsstreitigkeiten, laufenden Planungsverfahren und regulatorischen Änderungen. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um Klagen und Verfahren auf Vertrags- und Preisanpassungen zur Abbildung von Marktumbrüchen oder (auch als Folge der Energiewende) geänderten wirtschaftlichen Verhältnissen im Gas- und Strombereich, wegen Preiserhöhungen, angeblicher Marktabsprachen und marktmisbräuchlichen Verhaltens. Die Verfahren wegen Preiserhöhungen schließen Klagen auf Rückforderung von vereinnahmten Erhöhungsbeträgen im Zusammenhang mit der Feststellung der Unwirksamkeit von Preisanpassungsklauseln der vergangenen Jahre im Sonderkundensegment mit ein. Diese Risiken sind durch Urteile des Bundesgerichtshofs (BGH) branchenweit angestiegen. Zur Reduzierung künftiger Risiken verwendet E.ON eine geänderte Preisanpassungsklausel. Weitere Risiken entstehen aus dem Urteil des Europäischen Gerichtshofes (EuGH) vom 23. Oktober 2014, in dem der EuGH feststellt, dass die nationalen Grundversorgungsverordnungen im Strom- und Gasbereich nicht mit europäischem Recht vereinbar sind. Es obliegt nun dem BGH, über die Rechtsfolgen dieses Verstoßes im deutschen Recht zu urteilen. Das Urteil wird 2015 erwartet. E.ON ist nicht an diesen Vorlageverfahren beteiligt, aber wirtschaftlich (wie alle Branchenunternehmen) von den Folgen dieser Urteile

betroffen. Zum 30. Oktober 2014 ist die Novelle der Grundversorgungsverordnungen im Strom- und Gasbereich in Kraft getreten. Damit steigt das Risiko, dass Tarifkunden im Gefolge von Preisänderungen den Lieferanten wechseln. Mit Großkunden führt E.ON einige Schieds- und Gerichtsverfahren zur Vertrags- und Preisanpassung langfristiger Lieferverträge im Strom- und Gasbereich infolge der durch Marktumbrüche geänderten Verhältnisse. In einigen dieser Verfahren ziehen Kunden die Wirksamkeit der verwendeten Preisklauseln und die Wirksamkeit der Verträge insgesamt in Zweifel. Mit den Urteilen des Bundesgerichtshofes vom 14. Mai 2014 zur Wirksamkeit ölpreisgebundener Gaspreisklauseln im unternehmerischen Geschäftsverkehr ist ein wichtiger Streitpunkt mit Großkunden geklärt.

Die Vergabe von Netzkonzessionen (Strom und Gas) ist in Deutschland hohem Wettbewerb ausgesetzt. Daraus ergibt sich ein Konzessionsverlustrisiko, insbesondere rund um gut strukturierte Ballungsgebiete. Seitens der Gesetzgebung bestehen ernsthafte Tendenzen, in diesem Jahr die Rahmenbedingungen für Netzüberlassungen nach Konzessionsverlust zu ändern. Hieraus könnte sich zusätzlich eine Verschärfung des Wettbewerbs ergeben.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hatte 2014 im Rahmen der Überprüfung der Gleichbehandlungsberichte der E.ON-Netzbetreiber darauf hingewiesen, dass sie die Struktur der Unternehmen (Netzbetreiber mit Erzeugungs- und Stadtwerksbeteiligungen) für nicht mit den gesetzlichen Vorgaben zum Unbundling im Einklang hält. Die Netzbetreiber haben dieser Argumentation schriftlich widersprochen. Die Diskussionen mit der BNetzA dauern an.

Für die deutschen E.ON-Strom- und -Gasnetzbetreiber hat die zweite Regulierungsperiode im Bereich Gas 2013 und im Bereich Strom 2014 begonnen. Die Ergebnisse der regulatorischen Kostenprüfung und der Effizienzwermittlung (Benchmarking) liegen vor. Darüber hinaus sind die Verfahren der Erlösobergrenzenfestlegung für die E.ON-Gasnetzbetreiber förmlich abgeschlossen. Für die E.ON-Stromnetzbetreiber liegen die Erlösobergrenzenbescheide der Regulierungsbehörde weitgehend vor und sind bereits rechtswirksam geworden. Ein Erlösobergrenzenbescheid steht noch aus.

Die Bundesnetzagentur hat am 21. Januar 2015 den Evaluierungsbericht zur Anreizregulierungsverordnung (ARegV) an das BMWi übergeben. Der Bericht wurde am 21. Januar 2015 veröffentlicht. Er ist eine Grundlage für die vom BMWi angekündigte

Novellierung der Anreizregulierungsverordnung im Jahr 2015. In dem Bericht schlägt die Bundesnetzagentur dem Verordnungsgeber unterschiedliche Modelle zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens vor. Diese Modelle beinhalten in Abhängigkeit von ihrer konkreten Ausgestaltung Chancen und Risiken.

Der Strom- und Gaslieferant TelDaFax Energy GmbH, über dessen Vermögen im Jahr 2011 das Insolvenzverfahren eröffnet wurde, nutzte bis zum Zeitpunkt des Insolvenzantrags die Netze der deutschen E.ON-Strom- und Gasnetzbetreiber auf der Grundlage von Lieferantenrahmenverträgen zur Belieferung der Endkunden. Der Insolvenzverwalter hat die von der TelDaFax Energy GmbH ab dem Jahr 2009 an die deutschen E.ON-Strom- und Gasnetzbetreiber geleisteten Netzentgeltzahlungen im Jahr 2014 angefochten und fordert deren Rückerstattung. Ob es insoweit zu Gerichtsverfahren kommt oder eine vergleichsweise Einigung erfolgt, ist derzeit noch offen.

#### Weitere EU-Länder

Vor dem Hintergrund der aktuellen Wirtschafts- und Finanzkrise in vielen EU-Mitgliedstaaten sind zunehmend politische und regulatorische Interventionen in Form von zusätzlichen Steuern, Preismoratorien und Änderungen in den Fördersystemen von Erneuerbaren Energien sichtbar, die ein Risiko für E.ONs Aktivitäten in diesen Ländern darstellen können. Insbesondere die Refinanzierungssituation vieler europäischer Staaten kann sich unmittelbar auf die im E.ON-Konzern bewertungsrelevanten Kapitalkosten auswirken. Ein Beispiel hierfür ist die sogenannte Robin-Hood-Steuer in Ungarn.

#### Nicht-EU-Länder

Nachdem unsere brasilianische Beteiligung ENEVA S.A. Anfang Dezember Gläubigerschutz beantragt hat, liegt das Augenmerk auf der erfolgreichen finanziellen Restrukturierung der Holdinggesellschaft sowie dem stabilen operativen Betrieb der Kraftwerke. Für unsere Aktivitäten in der Türkei können sich Risiken aus der allgemeinen wirtschaftlichen Entwicklung des Landes und dem regulatorischen Umfeld – auch im Hinblick auf den Liberalisierungsprozess – ergeben.

Die Krise in der Ukraine hat derzeit noch keinen Einfluss auf die Versorgung unserer Kunden mit Gas. Unsere Aktivitäten in Russland laufen zwar gegenwärtig noch planmäßig. Es ist aber nicht gänzlich auszuschließen, dass bei einer weiteren Verschlechterung der politischen und gesamtwirtschaftlichen Lage auch negative Rückwirkungen auf unser Engagement eintreten könnten. Derzeit liegen aber noch keine konkreten Beschlüsse vor, die messbare negative Folgen hätten.

#### Konzern

Die Europäische Richtlinie zur Energieeffizienz ist im Dezember 2012 in Kraft getreten. Sie enthält unter anderem eine Verpflichtung aller Energieverteiler oder aller Energieeinzelfhandelsunternehmen, in den Jahren 2014 bis 2020 jährliche Energieeinsparungen von 1,5 Prozent ihres Energieabsatzes bei ihren Kunden zu erzielen. Diese Regelung kann allerdings von den europäischen Ländern durch alternative Maßnahmen ersetzt werden, mit denen ein vergleichbarer Effekt erzielt wird. Da diese Flexibilität auch bei anderen Maßnahmen gegeben ist, kommt der Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht eine besondere Bedeutung zu, durch die in unseren regionalen Einheiten Risiken entstehen können. Ein finanzielles Risiko ergibt sich aus der Verpflichtung für alle Unternehmen, die keine kleinen oder mittleren Unternehmen sind, bis Ende 2015 Energieaudits einzuführen. Hierzu sind nicht in allen Ländern die anzuwendenden Normen oder Vorschriften finalisiert, zudem sind die Kapazitäten zur Durchführung von Audits oder zur Zertifizierung alternativ möglicher Managementsysteme begrenzt. Die Umsetzung in nationales Recht erfolgte weitestgehend 2014. Durch die zunehmenden Effizienzbemühungen in allen europäischen Energiemärkten entstehen einerseits Absatzrisiken für E.ON, andererseits ergeben sich aus der damit zusammenhängenden Ausweitung der Dienstleistungsgeschäfte vertriebliche Chancen.

Im Zuge der Diskussion um die Erreichung der langfristigen europäischen Klimaschutzziele im Jahr 2050 wird auch über eine Anpassung der europäischen Gesetzgebung zum Emissionshandel diskutiert. Als erster Schritt wurde vereinbart, die Zahl der in der aktuellen Handelsphase bis 2020 im europäischen Emissionshandelssystem zur Verfügung stehenden CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte zu kürzen. Ferner wird unter anderem die Einführung einer Marktstabilitätsreserve diskutiert, die ebenfalls die aktuell nutzbare Anzahl an CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten verringern soll. Man erhofft sich durch eine Kürzung der Mengen der Emissionsrechte höhere CO<sub>2</sub>-Preise und damit zusätzliche Anreize für Investitionen in klimaschonendere Anlagen. Risiken für das aktuelle fossile Erzeugungsportfolio von E.ON in der EU aus eventuell höheren CO<sub>2</sub>-Preisen lassen sich erst bei genauerer Kenntnis der noch zu beschließenden Maßnahmen im Rahmen einer Reform des EU-Handels mit CO<sub>2</sub>-Rechten ableiten.

Im Strombereich wurde Mitte Juni vom Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E der Vorschlag für europäische Regeln zum Netzanschluss von Erzeugungsanlagen finalisiert. Der Netzkodex legt die EU-weiten technischen



Minimalanforderungen an Erzeugungsanlagen für den Anschluss an das Verteil- und Übertragungsnetz fest. Der Netzkodex kann erhöhte Anforderungen an Neubauprojekte und nach Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse bei Bestandsanlagen im Kraftwerksbereich stellen. Dieser Netzkodex befindet sich derzeit im Komitologieprozess, mit dem die Regelung direkt rechtlich verbindlich wird. Ein Inkrafttreten wird für 2015 erwartet.

Weitere Risiken ergeben sich aus der EU-Regulierung „European Market Infrastructure Regulation“ (EMIR) von außerbörslich gehandelten (OTC-)Derivaten, den aktualisierten Regeln für Märkte für Finanzinstrumente (MiFID 2) sowie aus der geplanten Einführung einer Finanztransaktionssteuer. Hinsichtlich der OTC-Derivate-Regulierung EMIR sieht die Europäische Kommission ein obligatorisches Clearing aller OTC-Geschäfte vor. Nichtfinanzunternehmen sind hiervon ausgenommen, wenn die Transaktionen nachweisbar der Risikoreduzierung dienen oder bestimmte Schwellenwerte unterschreiten. E.ON überwacht die Einhaltung der Schwellenwerte auf täglicher Basis, um zusätzliche Liquiditätsrisiken aus der Anforderung zur Stellung von Sicherheiten im Rahmen des Clearings zu vermeiden. Mögliche Änderungen an den bestehenden EU-Regulierungen können zu deutlich erhöhtem Verwaltungsaufwand, zusätzlichen Liquiditätsrisiken sowie einer erhöhten Steuerbelastung im Falle der Einführung einer Finanztransaktionssteuer führen.

### Reputationsrisiken

Ereignisse und Diskussionen bezüglich der Kernkraft oder Energiepreisdebatten beeinflussen die Reputation aller großen Energieversorgungsunternehmen. Dies ist insbesondere in Deutschland der Fall, wo E.ON als großes DAX-Unternehmen besonders exponiert ist und bei öffentlichen Diskussionen zu kritischen Themen der Energiepolitik stets genannt wird.

Daher sind klare Botschaften, Offenheit für den Dialog und Ansprache unserer maßgebenden Stakeholder wichtig. Sie sind Grundlage, um Glaubwürdigkeit zu gewinnen und Offenheit für die eigenen Positionen zu schaffen. Ein Beitrag dazu ist unser 2013 überarbeiteter Stakeholdermanagement-Prozess. Wichtig sind verantwortungsvolles Handeln entlang unserer gesamten Wertschöpfungskette und konsistente Botschaften gegenüber unseren Stakeholdern, aber auch ein verstärkter Dialog und gute Beziehungen zu wichtigen Interessengruppen. E.ON berücksichtigt Umweltaspekte, soziale Aspekte und Themen der verantwortlichen Unternehmensführung. Damit unterstützen wir geschäftliche Entscheidungen und unsere Außendarstellung. Ziel ist es, Reputationsrisiken zu minimieren und gesellschaftliche Akzeptanz zu erhalten, damit wir unser Geschäft weiterhin erfolgreich führen können.

### Technologische Risiken

Bei der Erzeugung und Verteilung von Energie werden technologisch komplexe Produktionsanlagen eingesetzt. Durch das Gesetz zum Vorrang Erneuerbarer Energien wird zunehmend Strom aus dezentralen Erzeugungsanlagen eingespeist, sodass ein zusätzlicher Ausbau der Verteilnetze erforderlich ist. Die regional zunehmende dezentrale Einspeisung von Strom vornehmlich aus Erneuerbaren Energien führt auch zu einer Verschiebung von Lastflüssen. Im Hinblick auf unsere deutschen und internationalen Aktivitäten existiert das Risiko eines Stromausfalls sowie einer Abschaltung von Kraftwerken infolge unvorhergesehener Betriebsstörungen oder sonstiger Probleme. Betriebsstörungen oder längere Produktionsausfälle von Anlagen oder Komponenten – auch bei Neubauvorhaben – und Umweltschäden könnten unsere Ertragslage beeinträchtigen beziehungsweise unsere Kostensituation beeinflussen oder es könnten etwaige Strafzahlungen anfallen. Darüber hinaus können Probleme bei der Erschließung neuer Gasfelder zu geringeren Erlösen als erwartet führen.

Wir könnten darüber hinaus – in Verbindung mit dem Betrieb von Kraftwerken – durch Umweltschädigungen aus der Umwelthaftpflicht beansprucht werden, was unser Geschäft deutlich negativ beeinflussen könnte. Zusätzlich können neue oder geänderte Umweltgesetze und -regelungen eine wesentliche Zunahme der Kosten für uns bedeuten.

Ferner ist der Klimawandel ein zentraler Risikofaktor geworden. Die operative Geschäftstätigkeit kann bei E.ON beispielsweise durch ausbleibende Niederschläge oder durch überdurchschnittlich hohe Temperaturen, in deren Folge es zu einer reduzierten Effizienz bei der Kühlung oder gar zur Abschaltung von Anlagen kommen kann, negativ beeinflusst werden. Extreme Wetterereignisse oder langfristige klimatische Veränderungen können auch Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung haben. Neben den Risiken bei der Energieerzeugung gibt es auch Risiken, die zu einer Störung der Offsite-Aktivitäten (zum Beispiel Verkehr, Kommunikation, Wasser, Abfallentsorgung etc.) führen können. Unsere Investoren und Kunden erwarten bei Umweltthemen wie Klimawandel oder beim verantwortungsvollen Umgang mit der Ressource Wasser zunehmend eine aktive Führungsrolle. Wird diese Erwartungshaltung nicht erfüllt, erhöht sich das Geschäftsrisiko durch reduzierte Investitionen der Kapitaleseite und ein schwindendes Vertrauen in unsere Marke.



## Operative Risiken

Die operative und strategische Steuerung unseres Konzerns ist maßgeblich abhängig von einer komplexen Informationstechnologie. Im Jahr 2011 wurde die IT-Infrastruktur an externe Dienstleister ausgelagert. Im IT-Bereich bestehen Risiken unter anderem durch unberechtigten Datenzugriff, Datenmissbrauch und Datenverlust.

Darüber hinaus bestehen im operativen Geschäft grundsätzlich Risiken durch menschliches Fehlverhalten und Mitarbeiterfluktuation.

## Marktrisiken

Das internationale Marktumfeld, in dem sich unsere Einheiten bewegen, ist durch allgemeine Risiken der Konjunktur gekennzeichnet. Unser in- und ausländisches Stromgeschäft sieht sich zudem, bedingt durch neu in den Markt tretende Anbieter sowie aggressiveres Vorgehen bereits bestehender Marktteilnehmer, einem verstärkten Wettbewerb ausgesetzt, der unsere Margen reduzieren könnte. Die Einheit Globaler Handel sieht sich im Gasbereich ebenfalls einem weiterhin erheblichen Wettbewerbsdruck ausgesetzt. Aus dem Wettbewerb auf dem Gasmarkt und steigenden Handelsvolumina an virtuellen Handelspunkten und der Gasbörse könnten erhebliche Risiken für Mengen aus Langfristverträgen mit Take-or-pay-Verpflichtungen resultieren. Aufgrund der weitreichenden Umbrüche der vergangenen Jahre auf den deutschen Großhandelsmärkten für Erdgas haben sich darüber hinaus beträchtliche Preisrisiken zwischen Einkaufs- und Verkaufsmengen ergeben. Die langfristigen Gasbezugsverträge beinhalten für Produzenten und Importeure generell die Möglichkeit, die Konditionen an die sich ständig ändernden Marktgegebenheiten anzupassen. Auf dieser Grundlage führen wir kontinuierlich intensive Verhandlungen mit unseren Produzenten.

Die Einheit Globaler Handel hat darüber hinaus Regasifizierungskapazitäten für Flüssiggas (LNG) in den Niederlanden und Großbritannien langfristig gebucht. Hieraus resultieren Zahlungsverpflichtungen bis zu den Jahren 2031 beziehungsweise 2029. Eine Verschlechterung der wirtschaftlichen Situation oder ein rückläufiges LNG-Angebot für den nordwesteuropäischen Markt sowie eine nachlassende Nachfrage könnte zu einer geringeren Auslastung der Regasifizierungsanlagen als geplant führen.

Die Nachfrage nach Strom und Gas ist grundsätzlich saisonal. Im Allgemeinen existiert eine höhere Nachfrage während der kalten Monate Oktober bis März sowie eine geringere Nachfrage während der wärmeren Monate April bis September. Im Ergebnis bedeutet diese saisonale Struktur, dass unsere

Umsätze und operativen Ergebnisse im ersten und vierten Quartal höher beziehungsweise im zweiten und dritten Quartal geringer sind. Unsere Umsätze und operativen Ergebnisse können jedoch bei ungewöhnlich warmen Wetterperioden während der Herbst- und Wintermonate negativ beeinflusst werden. Darüber hinaus könnten sich für unsere Einheiten in Skandinavien negative Auswirkungen durch einen zu geringen Niederschlag ergeben, der sich in einer reduzierten Stromerzeugung aus Wasserkraft bemerkbar machen kann. Wir erwarten auch weiterhin saisonale und wetterbedingte Fluktuationen im Hinblick auf unsere Umsätze und operativen Ergebnisse.

Der E.ON-Konzern ist bei seiner operativen Geschäftstätigkeit Preisänderungsrisiken im Commodity-Bereich ausgesetzt. Im Wesentlichen werden Strom-, Gas-, Kohle-, Emissionsrecht- und Ölpreissicherungsgeschäfte kontrahiert, um Preisänderungsrisiken abzusichern, eine Systemoptimierung und einen Lastenausgleich zu erzielen sowie unsere Margen zu sichern.

E.ON ist aufgrund der internationalen Geschäftstätigkeit Risiken aus Wechselkursschwankungen ausgesetzt. Solche Risiken entstehen einerseits aufgrund von Zahlungen in einer anderen Währung als der funktionalen Währung der Gesellschaft (Transaktionsrisiko). Andererseits führen Wechselkursschwankungen zu einem bilanziellen Effekt aufgrund der Umrechnung der Bilanzpositionen sowie der Erträge und Aufwendungen der ausländischen Konzerngesellschaften im Konzernabschluss (Translationsrisiko). Die Wechselkursrisiken stammen im Wesentlichen aus Geschäften in US-Dollar, Britischen Pfund, Schwedischen Kronen, Russischen Rubeln, Norwegischen Kronen, Ungarischen Forint, Brasilianischen Reals und Türkischen Lira.

Aus variabel verzinslichen Finanzverbindlichkeiten und Zinsderivaten, die auf variablen Zinsen basieren, können sich für E.ON Ergebnisrisiken ergeben.

Darüber hinaus ergeben sich Kursänderungs- und weitere Verlustrisiken aus kurz- und langfristigen Kapitalanlagen, die bei E.ON zur Deckung langfristiger Verpflichtungen, insbesondere im Pensions- und Entsorgungsbereich, dienen.

Sinkende Diskontzinsen können eine Erhöhung der Rückstellungen für Pensionen und Rückbauverpflichtungen zur Folge haben. Dies beinhaltet ein Ergebnisrisiko für E.ON.

### Strategische Risiken

Im Rahmen der im November 2014 verabschiedeten neuen Konzernstrategie soll sich E.ON auf Erneuerbare Energien, Energienetze und Kundenlösungen konzentrieren und die Geschäftsfelder konventionelle Erzeugung, globaler Energiehandel und Exploration & Produktion in eine neue, eigenständige Gesellschaft überführen, die mehrheitlich an die Aktionäre der E.ON SE abgespalten werden soll. E.ON wird dazu 2015 die Grundlagen für die Börsennotierung des neuen Unternehmens schaffen. Dies umfasst unter anderem, organisatorisch zwei voneinander unabhängige Gesellschaften zu bilden. In diesem Zusammenhang können insbesondere folgende Risiken entstehen: zeitliche Verzögerungen bei der Vorbereitung/Umsetzung der organisatorischen Trennung und Börsennotierung, Erhöhung der geplanten Umsetzungskosten, Einflüsse auf die Fortführung des operativen Geschäfts.

Unsere Strategie bezieht Akquisitionen und Investitionen in unser Kerngeschäft sowie Desinvestitionen mit ein. Diese Strategie hängt in Teilen von unserer Fähigkeit ab, Unternehmen erfolgreich zu identifizieren, zu erwerben und zu integrieren, die unser Energiegeschäft unter annehmbaren Bedingungen sinnvoll ergänzen. Um die notwendigen Zustimmungen für Akquisitionen zu erhalten, könnten wir aufgefordert werden, andere Teile unseres Geschäfts zu veräußern oder Zugeständnisse zu leisten, die unser Geschäft wesentlich beeinflussen. Zusätzlich können wir nicht garantieren, dass wir die Rendite erzielen, die wir von jeder möglichen Akquisition oder Investition erwarten. Beispielsweise könnte es problematisch werden, wichtige Leistungsträger zu halten, akquirierte Unternehmen erfolgreich in unser vorhandenes Geschäft zu integrieren sowie geplante Kosteneinsparungen beziehungsweise operative Ergebnisbeiträge zu realisieren und zukünftige Marktentwicklungen oder regulatorische Veränderungen richtig zu beurteilen. Zudem ist es möglich, dass wir für eine Akquisition, eine Integration oder den Betrieb eines neuen Geschäfts mehr aufwenden müssen als angenommen. Des Weiteren beinhalten Akquisitionen und Investitionen in neue geografische Gebiete oder Geschäftsbereiche, dass wir uns mit neuen Absatzmärkten und Wettbewerbern vertraut machen und uns mit den entsprechenden wirtschaftlichen Risiken auseinandersetzen.

Bei geplanten Desinvestitionen besteht für E.ON das Risiko des Nichteintretens oder der zeitlichen Verzögerung sowie das Risiko, dass E.ON einen geringeren als den erwarteten

Beteiligungswert als Veräußerungserlös erhält. Die Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Risiken ist bei derartigen Projekten nicht bewertbar. Nach dem Vollzug von Transaktionen kann darüber hinaus ein Haftungsrisiko aus vertraglichen Verpflichtungen entstehen.

### Kontrahentenrisiken

E.ON ist aufgrund der operativen Geschäftstätigkeit sowie durch den Einsatz von Finanzinstrumenten Kreditrisiken ausgesetzt. Kreditrisiken resultieren aus der Nicht- oder Teilerfüllung der Gegenleistung für erbrachte Vorleistungen, der Nicht- oder Teilerfüllung bestehender Forderungen durch die Geschäftspartner und aus Wiedereindeckungsrisiken bei schwebenden Geschäften.

### Beurteilung der Risikosituation durch den Vorstand

Wir ermitteln das Gesamtrisiko des E.ON-Konzerns durch ein Risikosimulationsverfahren (sogenannte Monte-Carlo-Simulation), das auch Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Risiken einbezieht. Diese Simulation berücksichtigt sowohl die Einzelrisiken der Konzerngesellschaften als auch mögliche Abweichungen von Annahmen, die unserer Planung zugrunde liegen. Im Ergebnis werden der maximale Verlust nach Gegenmaßnahmen (Netto Worst Case) und der Erwartungswert ermittelt. Die Entwicklung der Werte über die Zeit ergibt die Indikation für die Entwicklung der Risikolage.

Am Jahresende 2014 hat sich die Risikolage des E.ON-Konzerns im operativen Geschäft gegenüber dem Jahresende 2013 nicht wesentlich verändert. Gleichwohl können sich in Zukunft politische und regulatorische Eingriffe, der zunehmende Wettbewerb auf dem Gasmarkt und die damit einhergehende Entwicklung der Mengen und Preise sowie eventuelle Verzögerungen bei Neubauvorhaben im Strom- oder Gasbereich nachteilig auf die Ertragslage auswirken. Aus heutiger Sicht sind jedoch keine Risiken erkennbar, die den Fortbestand des Konzerns oder einzelner Segmente gefährden könnten.

## Chancenbericht

Die Führungsgesellschaften im In- und Ausland sowie die Fachbereiche der E.ON SE berichten im Rahmen eines Bottom-up-Ansatzes halbjährlich zum Ende des zweiten und vierten Quartals auf Basis einer Konzernrichtlinie ihre Chancen, sofern die zugrunde liegenden Sachverhalte hinreichend konkretisierbar und wesentlich erscheinen. Wesentliche Chancen sind durch Sachverhalte gekennzeichnet, die eine signifikante positive Auswirkung auf die Vermögens-, Finanz- oder Ertragslage der Gesellschaften beziehungsweise Segmente haben können.

Der Reaktorunfall in Fukushima hat bei den deutschen Regierungsparteien zu einer Kehrtwende in der Bewertung der Kernenergie geführt. Nachdem im Herbst 2010 die im damaligen Koalitionsvertrag festgeschriebene Laufzeitverlängerung umgesetzt wurde, hat die Bundesregierung mit der 13. Novelle des Atomgesetzes (AtG) die Laufzeitverlängerung wieder zurückgenommen und weitere verschärfte Regelungen getroffen. E.ON hält den Atomausstieg in der nun gesetzlich geregelten Form für unvereinbar mit unserem grundrechtlich geschützten Eigentumsrecht und dem Recht auf Berufs- und Gewerbefreiheit. Ein solcher Eingriff ist ohne Gewährung einer Entschädigung für die entzogenen Rechte und entsprechender Vermögenswerte nach unserer Auffassung verfassungswidrig. E.ON hat entsprechend Mitte November 2011 eine Verfassungsbeschwerde bei dem zuständigen Bundesverfassungsgericht in Karlsruhe gegen die 13. AtG-Novelle eingereicht. Die Kernbrennstoffsteuer ist nach unserer Auffassung aus verfassungs- und europarechtlichen Gründen rechtswidrig, sodass E.ON auch gegen die Steuer außergerichtlich und gerichtlich vorgeht. Diese Rechtsauffassung ist sowohl durch das Finanzgericht Hamburg als auch durch das Finanzgericht München bestätigt worden. Nachdem die vorläufig gewährte Aussetzung der Steuer durch den Bundesfinanzhof zwischenzeitlich aufgehoben wurde, stehen die endgültigen Entscheidungen durch das Bundesverfassungsgericht und den Europäischen Gerichtshof noch aus.

E.ON hat vor dem Landgericht Hannover eine Schadensersatzklage wegen des Kernenergiemoratoriums infolge des Reaktorunfalls in Fukushima gegen die Länder Niedersachsen und Bayern sowie den Bund eingereicht. Mit der Klage wird ein Schaden in Höhe von circa 380 Mio € geltend gemacht. Dieser Schaden ist E.ON dadurch entstanden, dass der Leistungsbetrieb der Kernkraftwerke Unterweser und Isar 1 im März 2011 für mehrere Monate bis zum Inkrafttreten der 13. AtG-Novelle (Kernenergieausstieg) zunächst vorübergehend eingestellt werden musste.

Hinsichtlich der Rahmenbedingungen ergeben sich Chancen bei der regulatorischen Entwicklung. Außerdem kann sich die Entwicklung des Markts positiv auf E.ON auswirken. Einflussfaktoren sind unter anderem die Preisentwicklung auf den Großhandelsmärkten und im Einzelhandel sowie die steigende Wechselbereitschaft der Kunden.

Als erster Schritt auf dem Weg zu einer langfristigen europäischen Energiestrategie sollte der europäische Energiebinnenmarkt 2014 vollendet werden. Dennoch verfolgen viele Mitgliedstaaten oft eine nationale Agenda, die zum Teil nicht mit den europäischen Zielvorgaben vereinbar ist. Ein Beispiel dafür ist die unterschiedliche Herangehensweise beim Thema Kapazitätsmärkte. Wir sind der Auffassung, dass sich zurzeit neben der europäischen Marktintegration auch parallel stark national orientierte Märkte entwickeln. Dies könnte zu einer Situation führen, in der E.ON als europäisch agierendes Unternehmen neue Chancen in einem regulatorisch fragmentierten Umfeld suchen kann.

Im Rahmen der operativen Geschäftstätigkeit ergeben sich für E.ON Chancen in Verbindung mit einer für uns 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 E.ON im Absatzbereich für Strom und Gas aufgrund einer höheren Nachfrage Chancen ergeben.

Durch den seit Anfang 2008 konzernweit gebündelten Handel nutzen wir die Chancen des voranschreitenden Zusammenwachsens des europäischen Strom- und Gasmarkts sowie der bereits heute weltweiten Commodity-Märkte. Zum Beispiel können sich mit Blick auf die Marktentwicklungen in Großbritannien und Kontinentaleuropa durch den Handel an europäischen Gashandelspunkten zusätzliche Absatz- und Einkaufspotenziale ergeben.

Darüber hinaus können Chancen durch eine fortlaufende Optimierung von Transport- und Speicherrechten im Gasbereich sowie der Verfügbarkeit und Ausnutzung unserer Anlagen im Strom- oder Gasbereich – durch beschleunigtes Projektmanagement beziehungsweise verkürzte Stillstandszeiten – realisiert werden.

## **Angaben nach §§ 289 Abs. 5 beziehungsweise 315 Abs. 2 Nr. 5 HGB zum internen Kontrollsystem im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess**

### **Allgemeine Grundlagen**

Der E.ON-Konzernabschluss wird in Anwendung von § 315a Abs. 1 des Handelsgesetzbuches (HGB) unter Beachtung der International Financial Reporting Standards (IFRS) und der Interpretationen des International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) aufgestellt, die bis zum Ende der Berichtsperiode von der Europäischen Kommission für die Anwendung in der EU übernommen wurden und zum Bilanzstichtag verpflichtend anzuwenden sind (siehe Textziffer 1 im Anhang). Berichtspflichtige Segmente im Sinne der IFRS sind unsere globalen und teilweise unsere regionalen Einheiten.

Der Jahresabschluss der E.ON SE ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB), der SE-Verordnung in Verbindung mit dem Aktiengesetz (AktG) und des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) aufgestellt.

E.ON erstellt einen zusammengefassten Lagebericht, der sowohl für den E.ON-Konzern als auch für die E.ON SE gilt.

### **Organisation der Rechnungslegung**

Für die in den Konzernabschluss einbezogenen Gesellschaften gilt eine einheitliche Richtlinie zur Bilanzierung und Berichterstattung für die Konzernjahres- und -quartalsabschlüsse. Diese beschreibt die anzuwendenden Bilanzierungs- und Bewertungsgrundsätze in Übereinstimmung mit IFRS und erläutert zusätzlich für unser Unternehmen typische Rechnungslegungsvorschriften, wie zum Beispiel zu den Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich und zur Behandlung regulatorischer Verpflichtungen. Änderungen der Gesetze, Rechnungslegungsstandards und sonstige relevante Verlautbarungen werden regelmäßig hinsichtlich der Relevanz und Auswirkungen auf den Konzernabschluss analysiert und soweit erforderlich in den Richtlinien und Systemen berücksichtigt.

Die Konzerngesellschaften sind verantwortlich für die ordnungsgemäße und zeitgerechte Erstellung ihrer Abschlüsse. Dabei werden sie größtenteils von den Business Service Centern in Regensburg, Deutschland, und Cluj, Rumänien, unterstützt. Die vom jeweiligen Abschlussprüfer geprüften Abschlüsse der in den Konsolidierungskreis einbezogenen Tochterunternehmen werden zentral bei der E.ON SE mithilfe einer einheitlichen SAP-Konsolidierungssoftware zum Konzernabschluss zusammengefasst. Die Konsolidierungsaktivitäten sowie die Überwachung der zeitlichen, prozessualen und inhaltlichen Vorgaben liegen in der Verantwortung eines speziellen Center of Competence für die Konsolidierung. Dabei werden neben der Überwachung systemseitiger Kontrollen auch manuelle Prüfungen durchgeführt.

Weitere Informationen mit Relevanz für die Rechnungslegung und Abschlusserstellung werden im Rahmen der Abschlussprozesse qualitativ und quantitativ zusammengetragen. Darüber hinaus werden relevante Informationen regelmäßig in festgelegten Prozessen mit allen relevanten Fachbereichen diskutiert und zur Sicherstellung der Vollständigkeit im Rahmen der Qualitätssicherung erfasst.

Der Jahresabschluss der E.ON SE wird ebenfalls mithilfe einer SAP-Software erstellt. Die laufende Buchhaltung und die Erstellung des Jahresabschlusses sind in funktionale Prozessschritte gegliedert. Im Jahr 2014 wurden die buchhalterischen Tätigkeiten in unsere Business Service Center ausgelagert. Die Prozesse im Zusammenhang mit den Nebenbüchern und einigen Bankaktivitäten wurden nach Cluj und die Prozesse in Bezug auf die Hauptbücher nach Regensburg übertragen. In alle Prozesse sind entweder automatisierte oder manuelle Kontrollen integriert. Die organisatorischen Regelungen stellen sicher, dass alle Geschäftsvorfälle und die Jahresabschlusserstellung vollständig, zeitnah, richtig und periodengerecht erfasst, verarbeitet und dokumentiert werden. Unter Berücksichtigung erforderlicher IFRS-Anpassungsbuchungen werden die relevanten Daten aus dem Einzelabschluss der E.ON SE mit SAP-gestützter Übertragungstechnik in das Konzern-Konsolidierungssystem übergeben.

Die nachfolgenden Erläuterungen zum internen Kontrollsystem und zu den allgemeinen IT-Kontrollen gelten gleichermaßen für den Konzern- wie für den Einzelabschluss.

### **Internes Kontroll- und Risikomanagementsystem**

Interne Kontrollen sind bei E.ON integraler Bestandteil der Rechnungslegungsprozesse. In einem konzernweit einheitlichen Rahmenwerk – Internal\_Controls@E.ON – haben wir entsprechende Anforderungen und Verfahren für den Prozess der Finanzberichterstattung definiert. Diese betreffen die Bestimmung des Geltungsbereichs, einen Risikokatalog (IKS-Modell), Standards zur Einrichtung, Dokumentation und Bewertung von internen Kontrollen, einen Katalog der IKS-Prinzipien, die Testaktivitäten der internen Revision und den abschließenden Freizeichnungsprozess. Die Einhaltung dieser Regelungen soll wesentliche Falschdarstellungen im Konzernabschluss, im zusammengefassten Lagebericht und in den Zwischenberichten aufgrund von Fehlern oder doloser Handlungen mit hinreichender Sicherheit verhindern.

## COSO-Modell

Unser internes Kontrollsystem basiert auf dem weltweit anerkannten COSO-Rahmenwerk (COSO: The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) in der Version von Mai 2013. Der zentrale Risikokatalog (IKS-Modell), in den unternehmens- und branchenspezifische Aspekte eingeflossen sind, definiert mögliche Risiken für die Rechnungslegung (Finanzberichterstattung) in den betrieblichen Funktionsbereichen und dient damit als Checkliste und Orientierungshilfe bei der Einrichtung von internen Kontrollen und deren Dokumentation.

Ein weiterer wichtiger Bestandteil des internen Kontrollsystems ist der Katalog der IKS-Prinzipien, die die Mindestanforderungen für ein funktionierendes internes Kontrollsystem darstellen. Dieser Katalog umfasst sowohl übergeordnete Grundsätze – zum Beispiel hinsichtlich Autorisierung, Funktionstrennung, Stammdatenpflege – als auch spezifische Anforderungen zur Abdeckung von potenziellen Risiken in verschiedenen Themenkomplexen und Prozessen, wie zum Beispiel Rechnungslegung, Finanzpublizität, Kommunikation, Planung und Controlling sowie Risikomanagement.

## Geltungsbereich

In einem jährlich durchgeführten Prozess wird anhand von qualitativen Kriterien und quantitativen Wesentlichkeitsaspekten festgelegt, welche Prozesse und Kontrollen der Finanzberichterstattung von welchen Konzerneinheiten im zentralen Dokumentationssystem dokumentiert und bewertet werden müssen.

## Zentrales Dokumentationssystem

Die Einheiten im Geltungsbereich nutzen ein zentrales Dokumentationssystem, um die wesentlichen Kontrollen zu dokumentieren. In diesem System sind der Geltungsbereich, detaillierte Dokumentationsanforderungen, Vorgaben für die Durchführung der Bewertung durch die Prozessverantwortlichen und der finale Freizeichnungsprozess definiert.

## Bewertung

Nachdem die Prozesse und Kontrollen in den Konzerneinheiten dokumentiert wurden, führen die Prozessverantwortlichen jährlich eine Bewertung des Designs und der operativen Wirksamkeit der Prozesse inklusive der prozessinhärenten Kontrollen durch.

## Testen durch die interne Revision

Das Management einer Konzerneinheit stützt sich neben der Bewertung durch die Prozessverantwortlichen auf die Überwachung des internen Kontrollsystems durch die interne Revision, die ein wesentlicher Bestandteil des Prozesses ist. Sie prüft im Rahmen einer risikoorientierten Prüfungsplanung

das interne Kontrollsystem des Konzerns und identifiziert gegebenenfalls Schwachstellen. Auf Basis der eigenen Bewertung und der Prüfungsfeststellungen führt das jeweilige Management die finale Freizeichnung durch.

## Freizeichnungsprozess

Der interne Beurteilungsprozess schließt mit einer formalen schriftlichen Bestätigung (Freizeichnung) der Wirksamkeit des internen Kontrollsystems. Der Freizeichnungsprozess wird auf allen Ebenen des Konzerns durchgeführt, bevor er von Verantwortlichen der globalen und regionalen Einheiten und final durch die E.ON SE für den gesamten Konzern durchgeführt wird. Die Freizeichnung für den E.ON Konzern wird durch den Vorstandsvorsitzenden und den Finanzvorstand der E.ON SE vorgenommen.

Der Prüfungs- und Risikoausschuss des Aufsichtsrats der E.ON SE wird regelmäßig durch die interne Revision über das interne Kontrollsystem der Finanzberichterstattung und gegebenenfalls über identifizierte wesentliche Schwachstellen in den jeweiligen Prozessen im E.ON-Konzern informiert.

## Allgemeine IT-Kontrollen

Im E.ON-Konzern werden IT-Dienstleistungen für die Mehrheit der Einheiten von unserer Konzerneinheit E.ON Business Services und externen Dienstleistern erbracht. Die Wirksamkeit der automatisierten Kontrollen in den Standardsystemen der Finanzbuchhaltung und den wesentlichen zusätzlichen Applikationen hängt maßgeblich von einem ordnungsgemäßen IT-Betrieb ab. Dementsprechend sind in unserem Dokumentationssystem Kontrollen für den IT-Bereich hinterlegt. Diese Kontrollen beziehen sich im Wesentlichen auf die Sicherstellung der IT-technischen Zugriffsbeschränkung von Systemen und Programmen, auf die Sicherung des operativen IT-Betriebs (zum Beispiel durch Notfallmaßnahmen) sowie auf die Programmänderungsverfahren. Darüber hinaus wird das zentrale Konsolidierungssystem der E.ON SE gepflegt.

**Angaben nach § 289 Abs. 4, § 315 Abs. 4 HGB****Zusammensetzung des gezeichneten Kapitals**

Das Grundkapital beträgt 2.001.000.000,00 € und ist eingeteilt in 2.001.000.000 Stück auf den Namen lautende Stückaktien (Aktien ohne Nennbetrag). Jede Aktie gewährt gleiche Rechte und eine Stimme in der Hauptversammlung.

**Beschränkungen, die Stimmrechte oder die Übertragung von Aktien betreffen**

Soweit Mitarbeiter im Rahmen des Mitarbeiteraktienprogramms bezuschusste Mitarbeiteraktien erworben haben, unterliegen diese einer Sperrfrist, die am Tag der Einbuchung der Aktien beginnt und jeweils am 31. Dezember des übernächsten Kalenderjahres endet. Vor Ablauf dieser Sperrfrist dürfen die so übertragenen Aktien von den Mitarbeitern grundsätzlich nicht veräußert werden.

Darüber hinaus stehen der Gesellschaft nach § 71b des Aktiengesetzes keine Rechte aus eigenen Aktien und damit auch keine Stimmrechte zu.

**Gesetzliche Vorschriften und Bestimmungen der Satzung über die Ernennung und Abberufung von Vorstandsmitgliedern und Änderungen der Satzung**

Der Vorstand der Gesellschaft besteht nach der Satzung der Gesellschaft aus mindestens zwei Mitgliedern. Die Bestimmung der Anzahl der Mitglieder, ihre Bestellung und Abberufung erfolgen durch den Aufsichtsrat.

Vorstandsmitglieder bestellt der Aufsichtsrat auf höchstens fünf Jahre; eine wiederholte Bestellung ist zulässig. Werden mehrere Personen zu Vorstandsmitgliedern bestellt, so kann der Aufsichtsrat ein Mitglied zum Vorsitzenden des Vorstands ernennen. Fehlt ein erforderliches Vorstandsmitglied, so hat in dringenden Fällen das Gericht auf Antrag eines Beteiligten das Mitglied zu bestellen. Der Aufsichtsrat kann die Bestellung zum Vorstandsmitglied und die Ernennung zum Vorsitzenden des Vorstands widerrufen, wenn ein wichtiger Grund vorliegt (vergleiche im Einzelnen §§ 84, 85 des Aktiengesetzes).

Die Beschlüsse der Hauptversammlung werden mit Mehrheit der abgegebenen gültigen Stimmen gefasst, falls nicht zwingende Rechtsvorschriften oder die Satzung etwas anderes bestimmen. Für Satzungsänderungen bedarf es, soweit nicht zwingende gesetzliche Vorschriften eine andere Mehrheit vorschreiben, einer Mehrheit von zwei Dritteln der abgegebenen Stimmen beziehungsweise, sofern mindestens die Hälfte des Grundkapitals vertreten ist, der einfachen Mehrheit der abgegebenen Stimmen.

Der Aufsichtsrat ist ermächtigt, Satzungsänderungen zu beschließen, die nur die Fassung betreffen (§ 10 Abs. 7 der Satzung der Gesellschaft). Er ist ferner ermächtigt, die Fassung des § 3 der Satzung bei Ausnutzung des genehmigten oder bedingten Kapitals anzupassen.



### Befugnisse des Vorstands, Aktien auszugeben oder zurückzukaufen

Die Gesellschaft ist gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 3. Mai 2012 bis zum 2. Mai 2017 ermächtigt, eigene Aktien zu erwerben. Auf die erworbenen Aktien dürfen zusammen mit anderen eigenen Aktien, die sich im Besitz der Gesellschaft befinden oder ihr nach den §§ 71a ff. AktG zuzurechnen sind, zu keinem Zeitpunkt mehr als 10 Prozent des Grundkapitals entfallen.

Der Erwerb erfolgt nach Wahl des Vorstands

- über die Börse,
- mittels eines an alle Aktionäre gerichteten öffentlichen Angebots beziehungsweise einer öffentlichen Aufforderung zur Abgabe eines Angebots,
- mittels eines öffentlichen Angebots beziehungsweise einer öffentlichen Aufforderung zur Abgabe eines Angebots auf Tausch von liquiden Aktien, die zum Handel an einem organisierten Markt im Sinne des Wertpapiererwerbs- und -übernahmegesetzes zugelassen sind, gegen Aktien der Gesellschaft oder
- durch Einsatz von Derivaten (Put- oder Call-Optionen oder einer Kombination aus beiden).

Die Ermächtigungen können einmal oder mehrmals, ganz oder in Teilbeträgen, in Verfolgung eines oder mehrerer Zwecke durch die Gesellschaft, aber auch durch Konzernunternehmen oder von Dritten für Rechnung der Gesellschaft oder der Konzernunternehmen ausgeübt werden.

Der Vorstand ist ermächtigt, Aktien der Gesellschaft, die aufgrund der vorab beschriebenen Ermächtigung und/oder aufgrund vorangegangener Hauptversammlungsermächtigungen erworben werden beziehungsweise wurden, mit Zustimmung des Aufsichtsrats – neben der Veräußerung über die Börse oder durch Angebot mit Bezugsrecht an alle Aktionäre – unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre wie folgt zu verwenden:

- Veräußerung gegen Barleistung
- Veräußerung gegen Sachleistung
- Erfüllung der Rechte von Gläubigern von durch die Gesellschaft oder ihre Konzerngesellschaften ausgegebenen Schuldverschreibungen mit Wandel- oder Optionsrechten beziehungsweise Wandlungspflichten
- Erwerbsangebot an und Übertragung auf Personen, die in einem Arbeitsverhältnis zu der Gesellschaft oder einem mit ihr verbundenen Unternehmen stehen oder standen

Die Ermächtigungen können einmal oder mehrmals, ganz oder in Teilbeträgen, einzeln oder gemeinsam durch die Gesellschaft, aber auch durch Konzernunternehmen oder von Dritten für Rechnung der Gesellschaft oder der Konzernunternehmen ausgeübt werden.

Der Vorstand wird ferner ermächtigt, eigene Aktien einzuziehen, ohne dass die Einziehung oder ihre Durchführung eines weiteren Hauptversammlungsbeschlusses bedarf.

Der Vorstand wird die Hauptversammlung über die Gründe und den Zweck des Erwerbs eigener Aktien, über die Zahl der erworbenen Aktien und den auf sie entfallenden Betrag des Grundkapitals, über ihren Anteil am Grundkapital sowie über den Gegenwert der Aktien jeweils unterrichten.

Der Vorstand wurde gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 3. Mai 2012 ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats bis zum 2. Mai 2017 das Grundkapital der Gesellschaft um bis zu 460 Mio € durch ein- oder mehrmalige Ausgabe neuer, auf den Namen lautender Stückaktien gegen Bar- und/oder Sacheinlagen mit der Möglichkeit der Bezugsrechtsbeschränkung der Aktionäre zu erhöhen, jedoch höchstens bis zu dem Betrag und der Anzahl von Aktien, in dessen beziehungsweise deren Höhe im Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft (SE) gemäß Umwandlungsplan vom 6. März 2012 das genehmigte Kapital gemäß § 3 der Satzung der E.ON AG noch vorhanden ist (genehmigtes Kapital gemäß §§ 202 ff. AktG). Der Vorstand ist – mit Zustimmung des Aufsichtsrats – ermächtigt, über den Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre zu entscheiden. Das genehmigte Kapital wurde nicht in Anspruch genommen.

Auf der Hauptversammlung vom 3. Mai 2012 wurde eine bis zum 2. Mai 2017 befristete bedingte Kapitalerhöhung des Grundkapitals – mit der Möglichkeit, das Bezugsrecht auszu-schließen – von 175 Mio € beschlossen. Die bedingte Kapitalerhöhung wird nur insoweit durchgeführt, wie die Inhaber von Options- oder Wandlungsrechten beziehungsweise die zur Wandlung Verpflichteten aus Options- oder Wandelanleihen, Genussrechten oder Gewinnschuldverschreibungen, die von der E.ON SE oder einer Konzerngesellschaft der E.ON SE im Sinne von § 18 AktG ausgegeben beziehungsweise garantiert werden, von ihren Options- beziehungsweise Wandlungsrechten Gebrauch machen oder, soweit sie zur Wandlung verpflichtet sind, ihre Verpflichtung zur Wandlung erfüllen, soweit nicht ein Barausgleich gewährt oder eigene Aktien oder Aktien einer anderen börsennotierten Gesellschaft zur Bedienung eingesetzt werden. Diese bedingte Kapitalerhöhung gilt jedoch höchstens bis zu dem Betrag und der Anzahl von Aktien, in

dessen beziehungsweise deren Höhe im Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft (SE) gemäß Umwandlungsplan vom 6. März 2012 die bedingte Kapitalerhöhung gemäß § 3 der Satzung der E.ON AG noch nicht durchgeführt ist. Das bedingte Kapital wurde nicht in Anspruch genommen.

### Wesentliche Vereinbarungen der Gesellschaft, die unter der Bedingung eines Kontrollwechsels infolge eines Übernahmeangebots stehen

Das seit 2007 neu aufgenommene Fremdkapital enthält in der Regel eine Change-of-Control-Klausel, die ein Kündigungsrecht des Gläubigers vorsieht. Dies betrifft unter anderem Anleihen, die von der E.ON International Finance B.V. unter Garantie der E.ON SE begeben wurden, von der E.ON SE begebene Schuldscheindarlehen sowie weitere Instrumente wie zum Beispiel Kreditverträge. Die Einräumung des Change-of-Control-Rechtes für Gläubiger hat sich als Teil guter Corporate Governance zum Marktstandard entwickelt. Weitere Informationen zu Finanzverbindlichkeiten finden Sie im zusammengefassten Lagebericht im Kapitel Finanzlage und in der Textziffer 26 des Anhangs.

### Entschädigungsvereinbarungen der Gesellschaft, die für den Fall eines Übernahmeangebots mit den Mitgliedern des Vorstands oder Arbeitnehmern getroffen sind

Die Mitglieder des Vorstands haben im Fall des vorzeitigen Verlusts der Vorstandsposition aufgrund eines Kontrollwechsels einen dienstvertraglichen Anspruch auf Zahlung von Abgeltungs- und Abfindungsleistungen (vergleiche die ausführliche Darstellung im Vergütungsbericht).

Im Falle eines Kontrollwechsels erfolgt ferner eine vorzeitige Abrechnung von Performance-Rechten im Rahmen des E.ON Share Performance Plans.

## Erklärung zur Unternehmensführung gemäß § 289a HGB

### Erklärung von Vorstand und Aufsichtsrat der E.ON SE gemäß § 161 des Aktiengesetzes zum Deutschen Corporate Governance Kodex

Vorstand und Aufsichtsrat erklären, dass den vom Bundesministerium der Justiz im amtlichen Teil des Bundesanzeigers bekannt gemachten Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex“ (Fassung vom 24. Juni 2014) uneingeschränkt entsprochen wird.

Vorstand und Aufsichtsrat erklären weiter, dass den vom Bundesministerium der Justiz im amtlichen Teil des Bundesanzeigers bekannt gemachten Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex“ (Fassung vom 13. Mai 2013) seit Abgabe der letzten Erklärung am 16. Dezember 2013 uneingeschränkt entsprochen wurde.

Düsseldorf, den 15. Dezember 2014

Für den Aufsichtsrat der E.ON SE:  
gez. Werner Wenning  
(Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE)

Für den Vorstand der E.ON SE:  
gez. Dr. Johannes Teyssen  
(Vorsitzender des Vorstands der E.ON SE)

Diese Erklärung ist auf der Internetseite der Gesellschaft unter [www.eon.com](http://www.eon.com) dauerhaft öffentlich zugänglich gemacht.

### Relevante Angaben zu Unternehmensführungspraktiken Corporate Governance

Gute Corporate Governance ist bei E.ON die zentrale Grundlage für eine verantwortungsvolle und wertorientierte Unternehmensführung, die effiziente Zusammenarbeit von Vorstand und Aufsichtsrat, Transparenz in der Berichterstattung sowie ein angemessenes Risikomanagement.

Vorstand und Aufsichtsrat haben sich im abgelaufenen Geschäftsjahr intensiv mit der Einhaltung der Empfehlungen und Anregungen des Deutschen Corporate Governance Kodex befasst. Dabei wurde festgestellt, dass alle Empfehlungen vollständig und auch nahezu alle Anregungen des Kodex bei E.ON eingehalten werden.

### Transparente Unternehmensführung

Transparenz der Unternehmensführung hat für den Vorstand und den Aufsichtsrat der E.ON SE einen hohen Stellenwert. Unsere Aktionäre, alle Teilnehmer am Kapitalmarkt, Finanzanalysten, Aktionärsvereinigungen sowie die Medien werden regelmäßig und aktuell über die Lage sowie über wesentliche geschäftliche Veränderungen des Unternehmens informiert. Zur umfassenden, gleichberechtigten und zeitnahen Information nutzen wir hauptsächlich das Internet.

Die Berichterstattung über die Lage und die Ergebnisse der E.ON SE erfolgt durch

- Zwischenberichte,
- den Geschäftsbericht,
- Bilanzpressekonferenzen,
- Pressemeldungen,
- Telefonkonferenzen, jeweils mit Veröffentlichung der Quartalsergebnisse beziehungsweise des Jahresergebnisses, sowie
- zahlreiche Veranstaltungen mit Finanzanalysten im In- und Ausland.

Die Termine der regelmäßigen Finanzberichterstattung sind im Finanzkalender zusammengefasst.

Wenn außerhalb der regelmäßigen Berichterstattung bei der E.ON SE Tatsachen eintreten, die geeignet sind, den Börsenkurs der E.ON-Aktie erheblich zu beeinflussen, werden diese durch Ad-hoc-Mitteilungen bekannt gemacht.

Der Finanzkalender und die Ad-hoc-Mitteilungen stehen im Internet unter [www.eon.com](http://www.eon.com) zur Verfügung.

### Directors' Dealings

Personen mit Führungsaufgaben, insbesondere Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats der E.ON SE, sowie mit diesen in einer engen Beziehung stehende Personen sind gemäß § 15a Wertpapierhandelsgesetz verpflichtet, Geschäfte mit Aktien der E.ON SE oder sich darauf beziehenden Finanzinstrumenten offenzulegen. Mitteilungen über entsprechende Geschäfte im Jahr 2014 haben wir im Internet unter [www.eon.com](http://www.eon.com) veröffentlicht. Mitteilungspflichtiger Besitz nach Ziffer 6.3 des Deutschen Corporate Governance Kodex lag zum 31. Dezember 2014 nicht vor.

### Integrität

Integrität und rechtmäßiges Verhalten bestimmen unser Handeln. Grundlage hierfür ist der vom Vorstand beschlossene und im Jahr 2013 bestätigte Verhaltenskodex, der die Bindung aller Mitarbeiter an die gesetzlichen Vorschriften und die internen Richtlinien betont. Geregelt wird der Umgang mit Geschäftspartnern, Dritten und staatlichen Stellen, insbesondere im Hinblick auf die Beachtung des Kartellrechts, die Gewährung und Annahme von Zuwendungen, die Einschaltung von Vermittlern und die Auswahl von Lieferanten und Anbietern von Dienstleistungen. Weitere Vorschriften betreffen unter anderem die Vermeidung von Interessenkonflikten (zum Beispiel Wettbewerbsverbot, Nebentätigkeiten, finanzielle Beteiligungen), den Umgang mit Informationen sowie mit Eigentum und Ressourcen des Unternehmens. Die Regelungen zur Compliance-Organisation gewährleisten die Aufklärung, Bewertung, Abstellung und Sanktionierung von gemeldeten Regelverstößen durch die jeweils zuständigen Compliance Officer und den Chief Compliance Officer des E.ON-Konzerns. Über Verstöße gegen den Verhaltenskodex kann auch anonym, zum Beispiel durch eine Whistleblower-Meldung, informiert werden. Der Verhaltenskodex ist auf [www.eon.com](http://www.eon.com) veröffentlicht.

### Beschreibung der Arbeitsweise von Vorstand und Aufsichtsrat sowie der Zusammensetzung und Arbeitsweise ihrer Ausschüsse

#### Der Vorstand

Der Vorstand der E.ON SE führt die Geschäfte der Gesellschaft in gemeinschaftlicher Verantwortung aller seiner Mitglieder. Er bestimmt die unternehmerischen Ziele des Gesamtkonzerns, seine grundsätzliche strategische Ausrichtung, die Unternehmenspolitik und die Konzernorganisation.

Der Vorstand besteht aus sechs Mitgliedern und hat einen Vorsitzenden. Mitglied des Vorstands soll nicht sein, wer das allgemeine Renteneintrittsalter erreicht hat. Der Vorstand hat sich eine Geschäftsordnung gegeben und über seine Geschäftsverteilung in Abstimmung mit dem Aufsichtsrat beschlossen.

Der Vorstand informiert den Aufsichtsrat regelmäßig, zeitnah und umfassend über alle für das Unternehmen relevanten Fragen der Strategie, der Planung, der Geschäftsentwicklung, der Risikolage, des Risikomanagements und der Compliance. Er legt dem Aufsichtsrat außerdem in der Regel jeweils in der letzten Sitzung eines Geschäftsjahres die Konzerninvestitions-, Finanz- und Personalplanung für das kommende Geschäftsjahr sowie die Mittelfristplanung vor.

Über wichtige Ereignisse, die für die Beurteilung der Lage und der Entwicklung oder für die Leitung des Unternehmens von wesentlicher Bedeutung sind, sowie über etwa auftretende Mängel in den Überwachungssystemen unterrichtet der Vorsitzende des Vorstands den Aufsichtsratsvorsitzenden unverzüglich. Geschäfte und Maßnahmen, die der Zustimmung des Aufsichtsrats bedürfen, werden dem Aufsichtsrat rechtzeitig vorgelegt.

Die Vorstandsmitglieder sind verpflichtet, Interessenkonflikte dem Präsidialausschuss des Aufsichtsrats gegenüber unverzüglich offenzulegen und die anderen Vorstandsmitglieder hierüber zu informieren. Vorstandsmitglieder dürfen Nebentätigkeiten, insbesondere Aufsichtsratsmandate in konzernfremden Gesellschaften, nur mit Zustimmung des Präsidialausschusses des Aufsichtsrats übernehmen. Im abgelaufenen Geschäftsjahr ist es nicht zu Interessenkonflikten bei Vorstandsmitgliedern der E.ON SE gekommen. Wesentliche Geschäfte zwischen dem Unternehmen einerseits und den Vorstandsmitgliedern sowie ihnen nahestehenden Personen oder ihnen persönlich nahestehenden Unternehmungen andererseits bedürfen der Zustimmung des Präsidialausschusses des Aufsichtsrats. Entsprechende Verträge bestanden im Berichtszeitraum nicht.

Weiterhin hat der Vorstand verschiedene Gremien eingerichtet, die ihn bei seinen Aufgaben beratend unterstützen. Diese Gremien setzen sich aus hochrangigen Vertretern verschiedener Fachbereiche zusammen, die aufgrund ihrer Erfahrung, Verantwortlichkeit und Kompetenz für die jeweiligen Aufgaben besonders geeignet sind. Hierzu gehören unter anderem folgende Gremien:

In Fragen der Veröffentlichung von finanzmarktrelevanten Informationen wird der Vorstand von einem Gremium (dem sogenannten Disclosure Committee) unterstützt, das die inhaltlich korrekte und zeitnahe Veröffentlichung aller entsprechenden Informationen sicherstellt.

Darüber hinaus existiert ein Risikokomitee, das die korrekte Anwendung und Umsetzung der gesetzlichen Anforderungen des § 91 AktG sicherstellt. Das Gremium überwacht die Risikosituation und die Risikotragfähigkeit des E.ON-Konzerns und legt spezifischen Fokus auf die Früherkennung von Entwicklungen, die potenziell den Fortbestand des Unternehmens gefährden könnten. Das Gremium stellt in Zusammenarbeit mit den relevanten Abteilungen sicher, dass die vom E.ON-Vorstand beschlossenen Richtlinien in Bezug auf die Commodity- und Kreditrisiken sowie das Chancen- und Risikomanagementsystem (KonTraG) eingehalten beziehungsweise weiterentwickelt werden.

Das Marktkomitee des E.ON-Konzerns stellt sicher, dass in Fragen der Marktentwicklung und des Portfoliomanagements im Commodity-Bereich (zum Beispiel Strom, Gas, Kohle etc.) frühzeitig klare und eindeutige Richtlinien und Verantwortlichkeiten für das Portfoliomanagement über alle Unternehmensbereiche hinweg eingeführt beziehungsweise identifiziert und angewendet werden. Das Marktkomitee steuert damit das Risikoertragsprofil des E.ON-Commodity-Portfolios unter ständiger Berücksichtigung der strategischen und finanziellen Ziele des E.ON-Konzerns.

### Der Aufsichtsrat

Der Aufsichtsrat der E.ON SE hat zwölf Mitglieder und setzt sich nach den Vorgaben der Satzung der Gesellschaft zu gleichen Teilen aus Anteilseigner- und Arbeitnehmervertretern zusammen. Die Vertreter der Anteilseigner werden von der Hauptversammlung gewählt; hierfür unterbreitet der Aufsichtsrat Wahlvorschläge. Die sechs weiteren Mitglieder des Aufsichtsrats werden gemäß der Vereinbarung über die Beteiligung der Arbeitnehmer in der E.ON SE durch den SE-Betriebsrat bestellt, wobei die Sitze auf mindestens drei verschiedene Länder verteilt werden und ein Mitglied auf Vorschlag einer deutschen

Gewerkschaft bestimmt wird, die in der E.ON SE oder einer deutschen Tochtergesellschaft vertreten ist. Mitglied des Aufsichtsrats kann nicht sein, wer

- bereits in zehn Handelsgesellschaften, die gesetzlich einen Aufsichtsrat zu bilden haben, Aufsichtsratsmitglied ist,
- gesetzlicher Vertreter eines von der Gesellschaft abhängigen Unternehmens ist,
- gesetzlicher Vertreter einer anderen Kapitalgesellschaft ist, deren Aufsichtsrat ein Vorstandsmitglied der Gesellschaft angehört, oder
- in den letzten zwei Jahren Vorstandsmitglied der Gesellschaft war, es sei denn, seine Wahl erfolgt auf Vorschlag von Aktionären, die mehr als 25 Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft halten.

Mindestens ein unabhängiges Mitglied des Aufsichtsrats muss über Sachverstand auf den Gebieten Rechnungslegung oder Abschlussprüfung verfügen. Nach Ansicht des Aufsichtsrats erfüllen die Herren Werner Wenning und Dr. Theo Siegert diese Voraussetzung.

Der Aufsichtsrat überwacht kontinuierlich die Geschäftsführung und begleitet den Vorstand beratend. Bei grundlegenden Geschäften und Maßnahmen bedarf der Vorstand der Zustimmung des Aufsichtsrats. Hierzu zählen beispielsweise die Investitions-, Finanz- und Personalplanung für den Konzern, der Erwerb und die Veräußerung von Unternehmen oder Unternehmensbeteiligungen und Unternehmensteilen, deren Wert 500 Mio € oder 2,5 Prozent des Eigenkapitals der letzten Konzernbilanz übersteigt, sowie Finanzierungsmaßnahmen, deren Wert 5 Prozent des Eigenkapitals der letzten Konzernbilanz übersteigt und die nicht durch Beschlüsse zu Finanzplänen gedeckt sind, sowie der Abschluss, die Änderung und die Aufhebung von Unternehmensverträgen. Der Aufsichtsrat prüft den Jahresabschluss, den Lagebericht und den Vorschlag für die Verwendung des Bilanzgewinns sowie den Konzernabschluss und Konzernlagebericht auf Grundlage des vorbereitenden Berichts des Prüfungs- und Risikoausschusses. Über das Ergebnis der Prüfung berichtet der Aufsichtsrat schriftlich an die Hauptversammlung.

Der Aufsichtsrat hat sich eine Geschäftsordnung gegeben. In jedem Geschäftsjahr finden vier ordentliche Aufsichtsrats-sitzungen statt. Daneben kann im Bedarfsfall und auf Grundlage der Geschäftsordnung des Aufsichtsrats jederzeit auf

Antrag eines Mitglieds oder des Vorstands eine Sitzung des Aufsichtsrats oder seiner Ausschüsse einberufen werden. Bei Abstimmungen im Aufsichtsrat gibt bei Stimmengleichheit die Stimme des Vorsitzenden des Aufsichtsrats den Ausschlag.

#### Anwesenheit der Aufsichtsratsmitglieder in Aufsichtsrats- und Ausschusssitzungen der E.ON SE

Aufsichtsratsmitglied	Aufsichtsrat	Präsidialausschuss	Prüfungs- und Risikoausschuss	Finanz- und Investitionsausschuss
Werner Wenning	4/4	5/5	7/7	5/5
Prof. Dr. Ulrich Lehner	4/4	5/5	-	-
Erhard Ott	4/4	5/5	-	-
Clive Broutta (seit 1. Juli 2014)	2/2	-	-	-
Baroness Denise Kingsmill CBE	4/4	-	-	-
Eugen-Gheorghe Luha <sup>1)</sup>	4/4	-	-	3/3
René Obermann	4/4	-	-	-
Klaus Dieter Raschke	3/4	-	6/7	-
Eberhard Schomburg	4/4	5/5	7/7	-
Fred Schulz	4/4	-	-	5/5
Dr. Karen de Segundo	4/4	-	-	5/5
Dr. Theo Siegert	4/4	-	7/7	-
Willem Vis (bis 30. Juni 2014)	2/2	-	-	2/2

1) seit 2. Juli 2014 Mitglied des Finanz- und Investitionsausschusses

Im Hinblick auf Ziffer 5.4.1 des Deutschen Corporate Governance Kodex hat der Aufsichtsrat im Dezember 2012 Ziele für seine Zusammensetzung beschlossen, die über die ausdrücklichen gesetzlichen Regelungen hinaus wie folgt lauten:

*„Der Aufsichtsrat ist so zusammenzusetzen, dass seine Mitglieder insgesamt über die zur ordnungsgemäßen Wahrnehmung der Aufgaben erforderlichen Kenntnisse, Fähigkeiten und fachlichen Erfahrungen verfügen. Jedes Mitglied des Aufsichtsrats muss diejenigen Mindestkenntnisse und -fähigkeiten besitzen oder sich aneignen, die es braucht, um alle in der Regel anfallenden Geschäftsvorgänge auch ohne fremde Hilfe verstehen und beurteilen zu können. Dem Aufsichtsrat soll eine angemessene Zahl unabhängiger Kandidaten angehören, wobei ein Mitglied als unabhängig anzusehen ist, wenn es in keiner persönlichen oder geschäftlichen Beziehung zu der Gesellschaft, deren Organen, einem kontrollierenden Aktionär oder einem mit diesem verbundenen Unternehmen steht, die einen wesentlichen und nicht nur vorübergehenden Interessenkonflikt begründen kann. Die angemessene Zahl unabhängiger Mitglieder wird bei einer Gesamtzahl von zwölf Aufsichtsratsmitgliedern, von denen zehn unabhängig sein sollen, erreicht. Dabei werden die Vertreter der Arbeitnehmer grundsätzlich als unabhängig angesehen. Dem Aufsichtsrat sollen nicht mehr als zwei ehemalige Vorstandsmitglieder angehören und die Mitglieder des Aufsichtsrats sollen keine Organfunktionen oder Beratungsaufgaben bei wesentlichen Wettbewerbern des Unternehmens wahrnehmen.“*

*Jedem Aufsichtsratsmitglied muss für die Wahrnehmung seiner Mandate genügend Zeit zur Verfügung stehen. Wer dem Vorstand einer börsennotierten Gesellschaft angehört, soll daher nur Mitglied im Aufsichtsrat von E.ON sein oder bleiben, wenn er nicht mehr als drei Aufsichtsratsmandate in konzernexternen börsennotierten Gesellschaften oder in vergleichbaren konzernexternen Aufsichtsgremien wahrnimmt.*

*Die Mitglieder des Aufsichtsrats sollen bei der Wahl in der Regel nicht älter als 70 Jahre sein.*

*Wesentliche Aufgabe des Aufsichtsrats ist die Überwachung des Vorstands und dessen Beratung. Vor diesem Hintergrund sollten die Vertreter der Anteilseigner im Aufsichtsrat mehrheitlich über Erfahrungen als Mitglied des Vorstands einer Aktiengesellschaft oder vergleichbarer Unternehmen oder Verbände verfügen, um die Aufgaben in qualifizierter Weise wahrnehmen zu können.*

*Darüber hinaus sollte der Aufsichtsrat insgesamt über ein besonderes Verständnis für die Energiewirtschaft und die geschäftlichen Aktivitäten des E.ON-Konzerns verfügen. Hierzu zählen auch Kenntnisse über die wesentlichen Märkte, auf denen der E.ON-Konzern tätig ist.*



*Erfüllen mehrere Kandidatinnen und Kandidaten für den Aufsichtsrat die allgemeinen und unternehmensspezifischen Qualifikationsanforderungen in gleicher Weise, beabsichtigt der Aufsichtsrat bei seinem Wahlvorschlag auch die Berücksichtigung weiterer Kriterien, um die Vielfalt (Diversity) des Aufsichtsrats zu vergrößern.*

*Mit Blick auf die internationale Ausrichtung des E.ON-Konzerns soll darauf geachtet werden, dass dem Aufsichtsrat eine ausreichende Anzahl an Mitgliedern angehört, die einen wesentlichen Teil ihrer beruflichen Tätigkeit im Ausland verbracht haben.*

*Der Aufsichtsrat der E.ON AG hatte sich bei der erstmaligen Zielsetzung vom 13. Dezember 2010 insgesamt das Ziel gesetzt, die Anzahl von Frauen im Aufsichtsrat kontinuierlich zu erhöhen. Damals waren zwei Frauen im Aufsichtsrat vertreten, je eine auf der Anteilseigner- und Arbeitnehmerseite. Nach der Wahl einer weiteren Frau aufseiten der Anteilseigner im Jahr 2011 in den Aufsichtsrat sowie mit der Umwandlung in eine Societas Europaea (SE) und der damit einhergehenden Verkleinerung des Aufsichtsrats auf zwölf Mitglieder wird die ursprüngliche Zielsetzung einer Verdoppelung mit der Aufsichtsratswahl im Mai 2013 schon jetzt erreicht, da der Anteil von Frauen schon heute 25 Prozent beträgt. Auch an der ursprünglichen Zielsetzung, zur übernächsten Aufsichtsratswahl im Jahr 2018 den Anteil auf 30 Prozent Frauen zu erhöhen, halten wir fest."*

Bereits mit der heutigen Besetzung des Aufsichtsrats werden die vom Aufsichtsrat festgelegten Zielsetzungen für eine angemessene Anzahl unabhängiger Kandidaten im Aufsichtsrat, unternehmensspezifische Qualifikationsanforderungen und die Anforderungen an Vielfalt (Diversity) erreicht. Derzeit befinden sich zwei Frauen aufseiten der Anteilseignervertreter im Aufsichtsrat, sodass zum Bilanzstichtag der Anteil von Frauen auf Anteilseignerseite 33 Prozent beträgt, im Gesamtaufichtsrat rund 17 Prozent.

Darüber hinaus sind die Aufsichtsratsmitglieder nach der Geschäftsordnung verpflichtet, Interessenkonflikte, insbesondere solche, die aufgrund einer Beratung oder Organfunktion bei Kunden, Lieferanten, Kreditgebern oder sonstigen Dritten entstehen können, dem Aufsichtsrat gegenüber offenzulegen. Der Aufsichtsrat informiert in seinem Bericht an die Hauptversammlung, ob Interessenkonflikte auftraten und wie sie behandelt wurden. Wesentliche und nicht nur vorübergehende Interessenkonflikte in der Person eines Aufsichtsratsmitglieds sollen zur Beendigung des Mandats führen. Im Berichtsjahr kam es nicht zu Interessenkonflikten bei Aufsichtsratsmitgliedern der E.ON SE. Berater- und sonstige Dienstleistungs- und Werkverträge eines Aufsichtsratsmitglieds mit der Gesellschaft bedürfen der Zustimmung des Aufsichtsrats. Entsprechende Verträge bestanden im Berichtszeitraum nicht.

Der Aufsichtsrat hat folgende Ausschüsse eingerichtet und ihnen jeweils eine Geschäftsordnung gegeben:

Der Präsidialausschuss besteht aus vier Mitgliedern, dem Aufsichtsratsvorsitzenden, dessen beiden Stellvertretern und einem weiteren Arbeitnehmervertreter. Er bereitet die Sitzungen des Aufsichtsrats vor und berät den Vorstand in Grundsatzfragen der strategischen Fortentwicklung des Unternehmens. In Eilfällen – wenn eine vorherige erforderliche Beschlussfassung des Aufsichtsrats nicht ohne wesentliche Nachteile für die Gesellschaft abgewartet werden kann – beschließt der Präsidialausschuss anstelle des Gesamtaufichtsrats. Der Präsidialausschuss bereitet darüber hinaus insbesondere Personalentscheidungen des Aufsichtsrats und die Beschlussfassung über die Festsetzung der jeweiligen Gesamtbezüge des einzelnen Vorstandsmitglieds im Sinne des § 87 AktG vor. Daneben ist er zuständig für den Abschluss, die Änderung und Beendigung der Anstellungsverträge mit den Mitgliedern des Vorstands und für die Unterbreitung eines Vorschlags zur Beschlussfassung des Aufsichtsrats über das Vergütungssystem für den Vorstand sowie seine regelmäßige Überprüfung. Darüber hinaus befasst er sich mit Fragen der Corporate Governance und berichtet dem Aufsichtsrat in der Regel einmal jährlich über den Stand, die Effektivität und eventuelle Verbesserungsmöglichkeiten der Corporate Governance des Unternehmens sowie über neue Anforderungen und Entwicklungen auf diesem Gebiet.

Der Prüfungs- und Risikoausschuss besteht aus vier Mitgliedern, die über besondere Kenntnisse auf dem Gebiet der Rechnungslegung oder der Betriebswirtschaft verfügen sollen. Der Vorsitzende verfügt als unabhängiger Experte – entsprechend den Vorgaben des § 100 Abs. 5 AktG und des Deutschen Corporate Governance Kodex – über besondere Kenntnisse und Erfahrungen in der Anwendung von Rechnungslegungsgrundsätzen und internen Kontrollverfahren. Der Prüfungs- und Risikoausschuss befasst sich insbesondere mit der Überwachung der Rechnungslegung einschließlich des Rechnungslegungsprozesses, der Wirksamkeit des internen Kontrollsystems, des internen Risikomanagements und des internen Revisionssystems, der Compliance sowie der Abschlussprüfung. Im Rahmen der Abschlussprüfung umfasst dies ebenfalls die Bestimmung der Prüfungsschwerpunkte und der Honorarvereinbarung mit dem Abschlussprüfer. Ferner bereitet der Ausschuss die Entscheidung des Aufsichtsrats über die Feststellung des Jahresabschlusses und die Billigung des Konzernabschlusses vor. Er prüft darüber hinaus die Quartalsabschlüsse, erörtert den Bericht über die prüferische Durchsicht der Quartalsabschlüsse mit dem Abschlussprüfer und behandelt regelmäßig

die Risikolage, die Risikotragfähigkeit und das Risikomanagement der Gesellschaft. Die Wirksamkeit der bei der E.ON SE und bei den globalen und regionalen Einheiten für die Finanzpublizität relevanten Kontrollmechanismen wird regelmäßig durch die interne Revision überprüft, wobei sich der Ausschuss regelmäßig mit der Arbeit der internen Revision sowie der Festlegung der Prüfungsschwerpunkte befasst. Der Prüfungs- und Risikoausschuss bereitet ferner den Vorschlag des Aufsichtsrats an die Hauptversammlung zur Wahl des Abschlussprüfers vor. Um dessen Unabhängigkeit zu gewährleisten, holt der Prüfungs- und Risikoausschuss von dem vorgesehenen Abschlussprüfer eine Erklärung über eventuell bestehende Ausschluss- und Befangenheitsgründe ein.

Im Rahmen der Erteilung des Prüfungsauftrags an den Abschlussprüfer wird vereinbart,

- dass der Vorsitzende des Prüfungs- und Risikoausschusses über mögliche Ausschluss- und Befangenheitsgründe, die während der Prüfung auftreten, unverzüglich unterrichtet wird, sofern diese nicht unverzüglich beseitigt werden,
- dass der Abschlussprüfer über alle für die Aufgaben des Aufsichtsrats wesentlichen Feststellungen und Vorkommnisse, die sich bei der Durchführung der Abschlussprüfung ergeben, unverzüglich berichtet und
- dass der Abschlussprüfer den Vorsitzenden des Prüfungs- und Risikoausschusses informiert beziehungsweise im Prüfungsbericht vermerkt, wenn er bei Durchführung der Abschlussprüfung Tatsachen feststellt, die eine Unrichtigkeit der vom Vorstand und Aufsichtsrat abgegebenen Erklärung zum Deutschen Corporate Governance Kodex ergeben.

Der Finanz- und Investitionsausschuss setzt sich aus vier Mitgliedern zusammen. Er berät den Vorstand in allen Fragen der Konzernfinanzierung und der Investitionsplanung. Er entscheidet anstelle des Aufsichtsrats über die Zustimmung zum Erwerb und zur Veräußerung von Unternehmen, Unternehmensbeteiligungen und Unternehmensteilen, deren Wert 500 Mio € oder 2,5 Prozent des Eigenkapitals der letzten Konzernbilanz, nicht aber 1 Mrd € übersteigt. Der Finanz- und Investitionsausschuss entscheidet ferner anstelle des Aufsichtsrats über die Zustimmung zu Finanzierungsmaßnahmen, deren Wert 5 Prozent, nicht aber 10 Prozent, des Eigenkapitals

der letzten Konzernbilanz übersteigt und die nicht durch Beschlüsse des Aufsichtsrats zu Finanzplänen gedeckt sind. Überschreitet der Wert dieser Geschäfte und Maßnahmen die genannten Grenzen, bereitet der Ausschuss die Entscheidung des Aufsichtsrats vor.

Der Nominierungsausschuss besteht aus drei Aufsichtsratsmitgliedern der Anteilseigner. Vorsitzender des Nominierungsausschusses ist der Vorsitzende des Aufsichtsrats. Aufgabe des Nominierungsausschusses ist es, dem Aufsichtsrat unter Berücksichtigung der Ziele des Aufsichtsrats für seine Zusammensetzung Wahlvorschläge an die Hauptversammlung für geeignete Kandidaten zum Aufsichtsrat zu unterbreiten.

Alle Ausschüsse tagen turnusgemäß sowie darüber hinaus bei konkreten Anlässen entsprechend ihrer jeweiligen Zuständigkeit nach der Geschäftsordnung. Angaben zur Tätigkeit des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse im abgelaufenen Geschäftsjahr befinden sich im Bericht des Aufsichtsrats auf den Seiten 4 bis 9. Die Zusammensetzung des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse befindet sich auf den Seiten 216 und 217.

### Aktionäre und Hauptversammlung

Die Aktionäre der E.ON SE nehmen ihre Rechte in der Hauptversammlung wahr und üben dort ihr Stimmrecht aus. Sie werden regelmäßig mit einem Finanzkalender, der im Geschäftsbericht, in den Quartalsberichten sowie im Internet unter [www.eon.com](http://www.eon.com) veröffentlicht wird, über wesentliche Termine informiert.

Die Aktionäre haben die Möglichkeit, ihr Stimmrecht in der Hauptversammlung selbst auszuüben oder durch einen Bevollmächtigten ihrer Wahl oder einen weisungsgebundenen Stimmrechtsvertreter der Gesellschaft ausüben zu lassen.

Die Wahl des Abschlussprüfers erfolgt gemäß den gesetzlichen Bestimmungen durch die Hauptversammlung.

In der Hauptversammlung am 30. April 2014 wurde PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft zum Abschlussprüfer und Konzernabschlussprüfer der E.ON SE für das Geschäftsjahr 2014 gewählt. Der Abschlussprüfer wird entsprechend den gesetzlichen Regeln für jeweils ein Geschäftsjahr von der Hauptversammlung gewählt. Die unterzeichnenden Wirtschaftsprüfer für den Jahres- und Konzernabschluss der E.ON SE sind Herr Markus Dittmann (erstmals) und Herr Michael Preiß (seit dem Geschäftsjahr 2013). Die gesetzlichen Vorgaben und Rotationsverpflichtungen aus den §§ 319 und 319a HGB werden eingehalten.

## Vergütungsbericht gemäß §§ 289 Abs. 2 Nr. 5 beziehungsweise 315 Abs. 2 Nr. 4 HGB

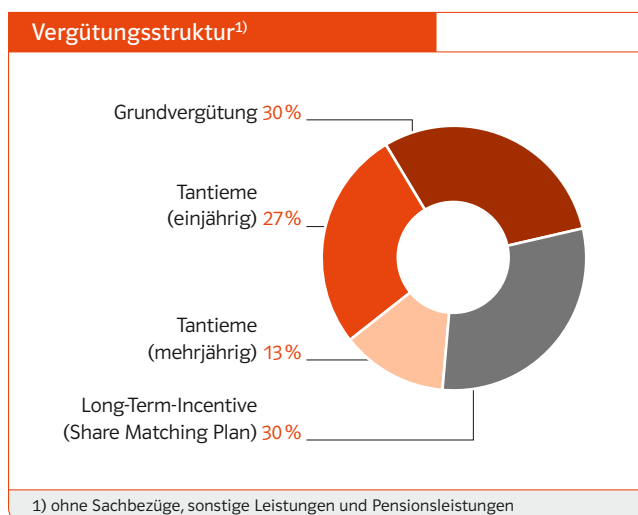
Dieser Vergütungsbericht stellt die Grundzüge der Vergütungssysteme für die Vorstands- und Aufsichtsratsmitglieder dar und gibt über die im Geschäftsjahr 2014 gewährten und zugeflossenen Bezüge der Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats der E.ON SE Auskunft. Der Bericht folgt den Rechnungslegungsvorschriften für kapitalmarktorientierte Unternehmen (HGB, DRS und IFRS) sowie den Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex in der Fassung vom 24. Juni 2014.

### Die Grundzüge des Vorstandsvergütungssystems

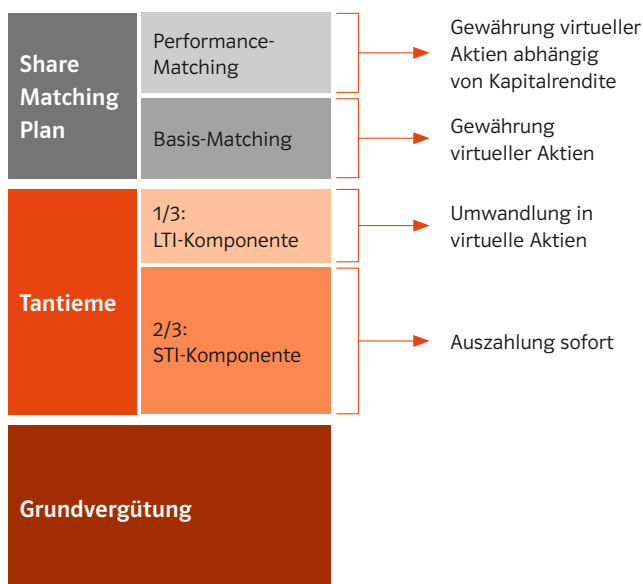
Ziel des zuletzt im Jahr 2013 umgestellten Vorstandsvergütungssystems ist es, einen Anreiz für eine erfolgreiche und nachhaltige Unternehmensführung zu schaffen und die Vergütung der Vorstandsmitglieder an die tatsächliche (kurzfristige und langfristige) Entwicklung der Gesellschaft zu binden und dabei auch die individuellen Leistungen zu berücksichtigen. Daher ist das System auf eine transparente, leistungsbezogene und stark am Unternehmenserfolg orientierte Vergütung der Vorstandsmitglieder ausgerichtet, die insbesondere von langfristigen Zielgrößen abhängt. Zugleich bringt das Vergütungssystem die Interessen und Zielsetzungen von Management und Aktionären in Einklang, indem es für die langfristige variable Vergütung auf die Entwicklung des Aktienkurses abstellt.

Der Aufsichtsrat beschließt das System zur Vergütung der Vorstandsmitglieder auf Vorschlag des Präsidialausschusses. Er überprüft das System und die Angemessenheit der Gesamtvergütung sowie der einzelnen Vergütungsbestandteile regelmäßig und passt diese soweit notwendig an. Er beachtet dabei die Vorgaben des AktG und folgt den Empfehlungen und Anregungen des Deutschen Corporate Governance Kodex.

Die Vergütung der Vorstandsmitglieder setzt sich aus einer erfolgsunabhängigen Grundvergütung, einer jährlichen Tantieme und einer langfristigen variablen Vergütung zusammen. Die Bestandteile der Zielvergütung verhalten sich zueinander wie folgt:



Eine Übersicht über das Vergütungssystem der Vorstandsmitglieder lässt sich der nachfolgenden Grafik entnehmen:



Auf Seite 94 findet sich außerdem eine Übersicht, in der die nachfolgende Beschreibung der einzelnen Bestandteile der Vorstandsvergütung sowie deren Bemessungsgrundlage und Parameter zusammengefasst ist.

### Die erfolgsunabhängige Vergütung

Die fixe Grundvergütung der Vorstandsmitglieder wird in zwölf Monatsraten ausgezahlt.

Als vertragliche Nebenleistungen haben die Vorstandsmitglieder Anspruch auf einen Dienstwagen mit Fahrer. Die Gesellschaft stellt die notwendigen Telekommunikationsmittel zur Verfügung, übernimmt unter anderem die Kosten für eine jährliche ärztliche Untersuchung und zahlt die Versicherungsprämie für eine Unfallversicherung.

### Die erfolgsabhängige Vergütung

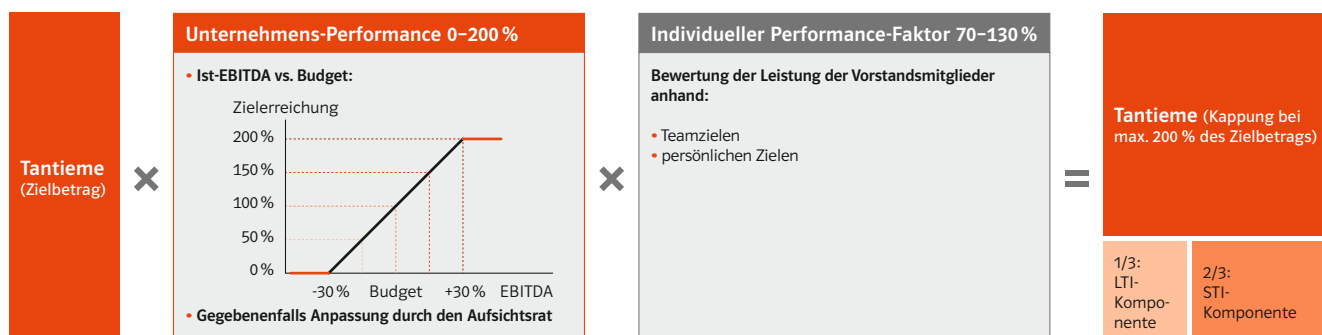
Seit dem Jahr 2010 hängen mehr als 60 Prozent der variablen Vergütung von langfristigen Zielgrößen ab, sodass die Nachhaltigkeit der variablen Vergütung im Sinne von § 87 AktG gewährleistet ist.

### Die jährliche Tantieme

Die jährliche Tantieme setzt sich aus einer kurzfristig orientierten Komponente (Short Term Incentive, die „STI-Komponente“) und einer langfristig orientierten Komponente (Long Term Incentive, die „LTI-Komponente“) zusammen. Die STI-Komponente macht im Regelfall zwei Drittel der jährlichen Tantieme aus. Die LTI-Komponente beläuft sich auf ein Drittel der jährlichen Tantieme, maximal jedoch auf 50 Prozent der Zieltantieme. Die LTI-Komponente wird nach Ablauf des Geschäftsjahres nicht ausgezahlt, sondern auf Basis des E.ON-Aktienkurses in virtuellen Aktien mit vierjähriger Sperrfrist gewährt.

Die Höhe der jährlichen Tantieme bemisst sich danach, inwieweit bestimmte Ziele erreicht wurden. Dabei berücksichtigt das Zielvereinbarungssystem sowohl die Unternehmens- als auch die individuelle Performance:

## Tantieme-System



Bemessungsgröße für die Unternehmens-Performance ist unser erzielter EBITDA. Den Zielwert bildet die vom Aufsichtsrat genehmigte Planung (Budget) für das jeweilige Jahr. Die Zielerreichung beträgt 100 Prozent, wenn das tatsächlich erzielte EBITDA diesem Zielwert entspricht. Fällt es um 30 Prozentpunkte oder mehr dahinter zurück, dann beträgt die Zielerreichung insoweit 0 Prozent. Liegt das EBITDA mehr als 30 Prozentpunkte über dem Zielwert, beträgt die Zielerreichung 200 Prozent. Zwischenwerte werden linear interpoliert. Der auf diese Weise rechnerisch ermittelte Wert wird vom Aufsichtsrat auf der Grundlage zusätzlicher Kriterien qualitativ bewertet und gegebenenfalls innerhalb eines Korridors von  $\pm 20$  Prozentpunkten angepasst. Die Kriterien für diese qualitative Beurteilung sind das Verhältnis zwischen Kapitalkosten

und EBITDA, der Vergleich zum EBITDA des Vorjahres und die allgemeine Marktentwicklung. Außerordentliche Ereignisse bleiben bei der Feststellung der Zielerreichung außer Ansatz.

Zur Bestimmung des individuellen Performance-Faktors bewertet der Aufsichtsrat sowohl den persönlichen Beitrag zur Erfüllung kollektiver Ziele als auch die Erreichung individueller Ziele. Die Zielerreichung hinsichtlich des individuellen Tantiemeteils wird nach dem Ermessen des Aufsichtsrats festgesetzt. Dabei berücksichtigt der Aufsichtsrat insbesondere die Kriterien von § 87 AktG und des Deutschen Corporate Governance Kodex.



### Das Gesamt-Cap

Der Empfehlung des Deutschen Corporate Governance Kodex folgend, gilt ein Gesamt-Cap für die an die Vorstandsmitglieder auszuzahlende Jahresvergütung. Danach darf die Summe der einzelnen Vergütungsbestandteile in einem Jahr nicht höher als 200 Prozent der vertraglich vereinbarten Zielvergütung sein. Die Zielvergütung setzt sich aus Grundvergütung, Zieltantieme und dem Zielzuteilungswert der langfristigen variablen Vergütung zusammen.

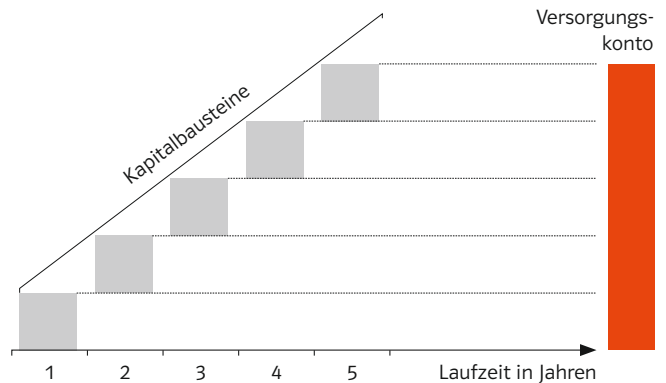
### Die Versorgungszusagen

Mit den vor dem Jahr 2010 in den Vorstand berufenen Vorstandsmitgliedern – den Herren Dr. Teyssen und Dr. Reutersberg – hat die Gesellschaft eine endgehaltsabhängige Altersversorgung vereinbart. Die Vorstandsmitglieder haben nach dem Ausscheiden aus der Gesellschaft in folgenden Fällen Anspruch auf lebenslanges monatliches Ruhegeld: Erreichen des 60. Lebensjahres, dauerhafte Arbeitsunfähigkeit und sogenannter Dritter Pensionsfall. Die Regelung zum Dritten Pensionsfall ist nur noch bei Herrn Dr. Teyssen von Bedeutung. Die Voraussetzungen liegen vor, wenn die Ursache einer vorzeitigen Beendigung oder Nichtverlängerung des Vertrages von Herrn Dr. Teyssen nicht auf sein Verschulden oder die Ablehnung eines mindestens gleichwertigen Angebots zur Vertragsverlängerung zurückgeht. Im Dritten Pensionsfall erhält Herr Dr. Teyssen in der Zeit vom Ausscheiden bis zur Vollendung des 60. Lebensjahrs ein vorzeitiges Ruhegeld (Übergangsgeld).

Die Versorgungszusage sieht ein Ruhegeld in Höhe von zunächst 60 Prozent der Grundvergütung vor. Es kann sich durch weitere zurückgelegte Dienstjahre als Vorstandsmitglied auf maximal 70, bei Herrn Dr. Teyssen auf maximal 75 Prozent erhöhen. Ruhegeldansprüche aus früheren Tätigkeiten werden vollständig angerechnet. Die Versorgungszusage enthält außerdem für den Todesfall ein Witwengeld in Höhe von 60 Prozent sowie Waisengeld für jedes Kind in Höhe von 15 Prozent des jeweiligen Ruhegeldanspruchs. Witwen- und Waisengeld können zusammen maximal 100 Prozent des jeweiligen Ruhegeldanspruchs betragen.

Mit den seit dem Geschäftsjahr 2010 neu in den Vorstand berufenen Herren Dr.-Ing. Birnbaum, Kildahl, Schäfer und Winkel hat die Gesellschaft eine beitragsorientierte Altersversorgung nach dem Beitragsplan E.ON-Vorstand vereinbart.

### Beitragsorientiertes System



Die Gesellschaft stellt den Mitgliedern des Vorstands fiktive Beiträge in Höhe von maximal 18 Prozent der beitragsfähigen Bezüge (Grundvergütung und Zieltantieme) bereit. Die Höhe der jährlichen Beiträge setzt sich aus einem festen Basisprozentsatz (14 Prozent) und einem Matchingbeitrag (4 Prozent) zusammen. Voraussetzung für die Gewährung des Matchingbeitrags ist, dass das Vorstandsmitglied seinerseits einen Mindestbeitrag in gleicher Höhe durch Entgeltumwandlung leistet. Der durch das Unternehmen finanzierte Matchingbeitrag wird ausgesetzt, wenn und solange der Konzern-ROACE ab dem dritten Jahr in Folge unter den Kapitalkosten liegt. Die Gutschriften werden nach versicherungsmathematischen Grundsätzen in einen Kapitalbaustein (bezogen auf das 62. Lebensjahr) umgerechnet und den Versorgungskonten der Vorstandsmitglieder gutgeschrieben. Der hierzu verwendete Zinssatz wird in jedem Jahr abhängig vom Renditeniveau langfristiger Bundesanleihen ermittelt. Das auf dem Versorgungskonto angesammelte Guthaben kann nach Wahl des Vorstandsmitglieds (frühestens im Alter von 62 Jahren) oder der Hinterbliebenen als lebenslange Rente, in Raten oder als Einmalbetrag ausgezahlt werden. Der daraus später tatsächlich resultierende Anspruch der einzelnen Vorstandsmitglieder kann ex ante nicht exakt ermittelt werden. Er hängt von noch ungewissen Parametern ab; insbesondere der persönlichen Gehaltsentwicklung, der Anzahl der Dienstjahre, dem Erreichen der Unternehmenserfolgsziele und der Zinsentwicklung. Der bei einem Eintrittsalter von 50 Jahren erreichbare Anspruch aus



der unternehmensfinanzierten beitragsorientierten Versorgungszusage liegt derzeit bei geschätzten 30 bis 35 Prozent des Grundgehalts (ohne Berücksichtigung der vor der Bestellung in den Vorstand angesparten Versorgungsanwartschaften).

Im Falle der Herren Schäfer und Winkel wurde die bisherige Altersversorgung in das beitragsorientierte Modell überführt. Dafür wurden die vor Eintritt in den Vorstand erworbenen Versorgungsanwartschaften in Kapitalbeträge umgerechnet. Mit beiden Vorstandsmitgliedern hat der Aufsichtsrat Übergangsregelungen vereinbart. Für den Fall, dass der Dienstvertrag nicht verlängert wird, steht den Vorstandsmitgliedern aus ihren Altverträgen ein Übergangsgeld zu, jedoch nur auf Basis der vor Eintritt in den E.ON-Vorstand maßgeblichen Grundvergütung. Herr Schäfer oder seine Hinterbliebenen haben darüber hinaus im Versorgungsfall ein zeitlich befristetes Wahlrecht zwischen der zuvor beschriebenen beitragsorientierten Versorgungszusage und der früheren endgehaltsbezogenen Versorgungsregelung. Mit der Wiederbestellung als Vorstandsmitglied der E.ON SE treten die Übergangsregelungen außer Kraft.

Entsprechend den Vorschriften des Gesetzes zur Verbesserung der betrieblichen Altersversorgung (BetrAVG) sind die von den Vorstandsmitgliedern erworbenen Pensionsanwartschaften (sowohl beitragsorientiert als auch endgehaltsabhängig) nach fünf Jahren unverfallbar.

Der Aufsichtsrat überprüft das Versorgungsniveau der Vorstandsmitglieder und den daraus abgeleiteten jährlichen und langfristigen Versorgungsaufwand nach der Empfehlung des Deutschen Corporate Governance Kodex regelmäßig und passt die Zusagen gegebenenfalls an.

### Zusagen im Zusammenhang mit der Beendigung der Vorstandstätigkeit

Die Vorstandsdienstverträge sehen einen Abfindungs-Cap entsprechend der Empfehlung des Deutschen Corporate Governance Kodex vor. Danach dürfen Zahlungen im Zusammenhang mit der Beendigung der Vorstandstätigkeit zwei Jahresgesamtvergütungen nicht überschreiten und nicht mehr als die Restlaufzeit des Dienstvertrags vergüten.

Bei vorzeitigem Verlust der Vorstandsposition aufgrund eines Kontrollwechsels (Change-of-Control-Ereignis) haben die Mitglieder des Vorstands Anspruch auf Abfindung. Die Change-of-Control-Regelung nimmt einen Kontrollwechsel in folgenden drei Fallgestaltungen an: Ein Dritter erwirbt mindestens 30 Prozent der Stimmrechte und erreicht damit die Pflichtangebotschwelle gemäß dem WpÜG; die Gesellschaft schließt als abhängiges Unternehmen einen Unternehmensvertrag ab oder die E.ON SE wird mit einem anderen Unternehmen verschmolzen. Der Abfindungsanspruch entsteht, wenn der Dienstvertrag des Vorstandsmitglieds innerhalb von zwölf Monaten nach dem Kontrollwechsel durch einvernehmliche Beendigung, Zeitablauf oder durch Kündigung des Vorstandsmitglieds endet; im letzteren Fall nur, wenn die Vorstandsposition infolge des Kontrollwechsels wesentlich berührt wird. Die Abfindung der Vorstandsmitglieder besteht aus Grundvergütung und Zieltantieme sowie Nebenleistungen für zwei beziehungsweise drei Jahre. Zur pauschalen Berücksichtigung von Abzinsung und Anrechnung anderweitigen Verdienstes wird die Abfindung um 20 Prozent gekürzt, wobei sich der Kürzungssatz ab dem 53. Lebensjahr stufenweise verringert. Entsprechend dem Deutschen Corporate Governance Kodex können diese Abfindungszahlungen 150 Prozent des zuvor beschriebenen Abfindungs-Caps nicht übersteigen.

Nach Beendigung der VorstandsDienstverträge besteht ein nachvertragliches Wettbewerbsverbot. Den Mitgliedern des Vorstands ist es untersagt, für einen Zeitraum von sechs Monaten nach Beendigung des Dienstvertrags mittelbar oder unmittelbar für ein Unternehmen tätig zu werden, das im direkten oder indirekten Wettbewerb zur Gesellschaft oder mit ihr verbundenen Unternehmen steht. Die Vorstandsmitglieder erhalten während dieser Zeit eine Karenzentschädigung in Höhe von 100 Prozent der Zielvergütung (ohne langfristige variable Vergütung), mindestens aber 60 Prozent der zuletzt bezogenen vertragsmäßigen Gesamtbezüge.

### Die Vorstandsvergütung im Geschäftsjahr 2014

Der Aufsichtsrat hat das Vergütungssystem und die einzelnen Vergütungsbestandteile für die Vorstandsmitglieder überprüft. Er hat die Angemessenheit der Vergütung des Vorstands in horizontaler und vertikaler Hinsicht festgestellt und die nachfolgend dargestellten erfolgsabhängigen Vergütungen beschlossen. Dabei hat er die horizontale Üblichkeit geprüft, indem er die Vergütung einem Marktvergleich mit Unternehmen ähnlicher Größenordnung unterzogen hat. Außerdem hat der Aufsichtsrat einen vertikalen Vergleich der Vergütung der Vorstandsmitglieder zum oberen Führungskreis und zur sonstigen Belegschaft aufgestellt und in seine Angemessenheitsüberprüfung miteinbezogen. Aus Sicht des Aufsichtsrats bestand im vergangenen Geschäftsjahr keine Notwendigkeit, die Vergütung der Vorstandsmitglieder anzupassen.

### Die erfolgsabhängige Vergütung im Geschäftsjahr 2014

Die jährliche Tantieme der Vorstandsmitglieder betrug für das Geschäftsjahr 2014 insgesamt 4,9 Mio € (Vorjahr: 6,1 Mio €) und lag damit etwa 20 Prozent unter dem Vorjahr. Der Rückgang hängt insbesondere mit der zu einem Malus führenden endgültigen Abrechnung des langfristigen Vergütungsteils

der Tantieme 2012 (siehe Tabelle Gesamtvergütung der Vorstandsmitglieder, Fußnote 1) und den Vorstandswechseln im Jahr 2013 zusammen.

Der Aufsichtsrat hat für das Geschäftsjahr 2014 eine neue Tranche des E.ON Share Matching Plans (2014–2018) aufgelegt und den Vorstandsmitgliedern virtuelle E.ON-Aktien zugeteilt. Der im Zeitpunkt der Zuteilung beizulegende Zeitwert der virtuellen E.ON-Aktien (13,65 €/Stück) ist in den nachfolgenden Tabellen „Aktienbasierte Vergütung“ und „Gesamtvergütung des Vorstands“ dargestellt. Die Wertentwicklung dieser Tranche hängt maßgeblich von der Entwicklung des E.ON-Aktienkurses und den Dividendenzahlungen sowie dem festgelegten ROACE in den nächsten vier Jahren ab. Die im Jahr 2018 folgenden tatsächlichen Auszahlungen an die Vorstandsmitglieder können daher – unter Umständen erheblich – von den dargestellten Werten abweichen.

Daraus ergab sich im vergangenen Geschäftsjahr folgender Aufwand für die langfristige variable Vergütung der Vorstandsmitglieder:

Aktienbasierte Vergütung						
in €	Wert der virtuellen Aktien bei Gewährung <sup>1), 2)</sup>		Stückzahl bei Gewährung		Aufwand <sup>3)</sup>	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Dr. Johannes Teyssen	1.790.082	2.490.000	84.988	139.745	2.112.189	1.686.631
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum (seit 1. Juli 2013)	1.048.667	550.000	49.964	27.548	735.355	246.532
Jørgen Kildahl	871.950	1.200.000	41.902	67.620	991.915	823.973
Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach (bis 31. März 2013)	-	-	-	-	-	-95.773
Dr. Bernhard Reutersberg	852.420	1.200.000	40.472	67.620	988.427	833.862
Klaus Schäfer (seit 1. September 2013)	858.000	216.667	40.880	8.766	544.499	117.194
Dr. Marcus Schenck (bis 30. September 2013)	-	-	-	-	-	-569.363
Regine Stachelhaus (bis 30. Juni 2013)	-	-	-	-	-	-52.255
Mike Winkel (seit 1. April 2013)	858.000	737.500	40.880	38.504	671.531	357.188
<b>Summe</b>	<b>6.279.119</b>	<b>6.394.167</b>	<b>299.086</b>	<b>349.803</b>	<b>6.043.916</b>	<b>3.347.989</b>

1) Enthalten ist die LTI-Komponente auf Basis der Zieltantieme für das jeweilige Geschäftsjahr, für die im Zeitpunkt der Gewährung keine Stückzahl ermittelt werden kann.  
2) Der Wert der aktienbasierten Vergütung für das Geschäftsjahr 2013 ist entsprechend der aktuellen Erläuterung im Deutschen Corporate Governance Kodex korrigiert worden. Entgegen der ursprünglichen Praxis ist der Wert der LTI-Komponente nun mit dem Zielwert auszuweisen.  
3) Aufwand für die im Jahr 2014 bestehenden Performance-Rechte und virtuellen Aktien gemäß IFRS 2.

Die für das Geschäftsjahr 2014 gewährte langfristige variable Vergütung betrug insgesamt 6,3 Mio € und lag auf dem Niveau des Vorjahreswerts von insgesamt 6,4 Mio €. Weitere Informationen zur aktienbasierten Vergütung sind in der Textziffer 11 des Anhangs des Konzernabschlusses dargestellt.

## Die Vorstandspensionen im Geschäftsjahr 2014

Nachfolgend sind die aktuellen Ruhegeldanwartschaften der Vorstandsmitglieder, die Höhe der Zuführungen zu den Pensionsrückstellungen und der Barwert der Pensionsverpflichtungen für das Geschäftsjahr 2014 dargestellt. Der Barwert der Pensionsverpflichtungen ist nach den Vorgaben der IFRS ermittelt worden. Die Abzinsung erfolgte mit einem Rechnungszins von 2,0 Prozent (Vorjahr: 3,9 Prozent).

Vorstandspensionen											
	Aktuelle Höhe der Ruhegeldanwartschaft zum 31. Dezember				Höhe der Zuführung zu den Pensionsrückstellungen				Barwert zum 31. Dezember		
	in % der Grundvergütung		absolut in €		in €		davon Zinsaufwand in €		in €		
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	
Dr. Johannes Teyssen	75	75	930.000	930.000	1.249.640	1.261.272	606.883	557.940	22.991.882	15.561.093	
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum <sup>1)</sup> (seit 1. Juli 2013)	-	-	-	-	286.783	163.494	6.376	-	768.503	163.494	
Jörgen Kildahl <sup>1)</sup>	-	-	-	-	346.559	351.268	43.747	29.555	1.702.035	1.121.712	
Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach (bis 31. März 2013)	-	60	-	420.000	-	198.794	-	55.574	-	7.326.862	
Dr. Bernhard Reutersberg	70	70	490.000	490.000	410.247	1.156.390	410.247	356.556	13.188.286	10.519.155	
Klaus Schäfer <sup>1), 2)</sup> (seit 1. September 2013)	-	-	-	-	253.183	89.020	100.307	31.242	4.072.393	2.571.968	
Dr. Marcus Schenck (bis 30. September 2013)	-	-	-	-	-	703.465	-	120.729	-	3.114.834	
Regine Stachelhaus <sup>1)</sup> (bis 30. Juni 2013)	-	-	-	-	-	164.690	-	14.043	-	837.048	
Mike Winkel <sup>1), 2)</sup> (seit 1. April 2013)	-	-	-	-	207.066	165.895	81.144	57.523	3.756.844	2.080.619	

1) Beitragsplan E.ON-Vorstand

2) Barwert enthält auch vor Eintritt in den Vorstand im E.ON-Konzern erworbene Anwartschaften.

Der rückstellungspflichtige Barwert der Vorstandspensionen ist zum 31. Dezember 2014 deutlich gestiegen. Der Grund für den Anstieg liegt darin, dass der wichtigste Bewertungsparameter, der Rechnungszins für die Abzinsung, aufgrund der allgemeinen Zinsentwicklung im vergangenen Geschäftsjahr erheblich unter dem Vorjahreswert lag.

### Die Gesamtbezüge im Geschäftsjahr 2014

Die Gesamtbezüge der Vorstandsmitglieder betrugen im Geschäftsjahr 2014 16,2 Mio € und lagen damit etwa 10 Prozent unter dem Vorjahr (18,1 Mio €). Für die einzelnen Mitglieder des Vorstands ergibt sich folgende Gesamtvergütung:

Gesamtvergütung des Vorstands										
in €	Grundvergütung		Tantieme		Sonstige Bezüge		Wert der gewährten aktienbasierten Vergütung <sup>2), 3)</sup>		Summe	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Dr. Johannes Teyssen <sup>1)</sup>	1.240.000	1.240.000	1.221.202	1.759.739	58.542	21.458	1.790.082	2.490.000	4.309.826	5.511.197
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum (seit 1. Juli 2013)	800.000	400.000	964.000	341.000	19.211	449.082	1.048.667	550.000	2.831.878	1.740.082
Jørgen Kildahl <sup>1)</sup>	700.000	700.000	572.151	851.951	19.426	32.650	871.950	1.200.000	2.163.527	2.784.601
Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach (bis 31. März 2013)	-	175.000	-	80.000	-	3.095	-	-	-	258.095
Dr. Bernhard Reutersberg <sup>1)</sup>	700.000	700.000	572.151	865.754	29.529	26.563	852.420	1.200.000	2.154.100	2.792.317
Klaus Schäfer (seit 1. September 2013)	700.000	233.333	789.333	186.000	20.800	6.321	858.000	216.667	2.368.133	642.321
Dr. Marcus Schenck (bis 30. September 2013)	-	675.000	-	1.224.528	-	16.863	-	-	-	1.916.391
Regine Stachelhaus (bis 30. Juni 2013)	-	350.000	-	305.000	-	13.397	-	-	-	668.397
Mike Winkel (seit 1. April 2013)	700.000	525.000	789.333	501.833	25.196	18.516	858.000	737.500	2.372.529	1.782.849
<b>Summe</b>	<b>4.840.000</b>	<b>4.998.333</b>	<b>4.908.170</b>	<b>6.115.805</b>	<b>172.704</b>	<b>587.945</b>	<b>6.279.119</b>	<b>6.394.167</b>	<b>16.199.993</b>	<b>18.096.250</b>

1) In die Tantieme für das Geschäftsjahr 2014 ist außerdem die endgültige Abrechnung des langfristigen Vergütungsteils der Tantieme 2012 eingeflossen. Dies resultiert aus dem vorherigen Vergütungssystem (vgl. Geschäftsbericht 2012, Seite 86) und hat zu folgenden Abzügen (Malus) geführt: Herr Dr. Teyssen 434.398 €, Herr Kildahl 217.182 €, Herr Dr. Reutersberg 217.182 €.

2) Der beizulegende Zeitwert für die aktienbasierte Vergütung der zweiten Tranche des E.ON Share Matching Plans betrug 13,65 € je virtuelle E.ON-Aktie.

3) Der Wert der aktienbasierten Vergütung für das Geschäftsjahr 2013 ist entsprechend der aktuellen Erläuterung im Deutschen Corporate Governance Kodex korrigiert worden. Entgegen der ursprünglichen Praxis ist der Wert der LTI-Komponente nun mit dem Zielwert auszuweisen.

Die den Vorstandsmitgliedern für das Geschäftsjahr 2014 gewährten und im Geschäftsjahr 2014 zugeflossenen Vergütungen stellen sich nach der Empfehlung des Deutschen Corporate Governance Kodex wie folgt dar:

Gewährungs- und Zuflusstabelle <sup>1)</sup>						
in €	Dr. Johannes Teyssen (Vorstandsvorsitzender)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
	2013	2014	2014 (Min)	2014 (Max) <sup>2), 3)</sup>	2013	2014
Festvergütung	1.240.000	1.240.000	1.240.000	1.240.000	1.240.000	1.240.000
Nebenleistungen	21.458	58.542	58.542	58.542	21.458	58.542
<b>Summe</b>	<b>1.261.458</b>	<b>1.298.542</b>	<b>1.298.542</b>	<b>1.298.542</b>	<b>1.261.458</b>	<b>1.298.542</b>
<b>Einjährige variable Vergütung</b>	<b>1.260.000</b>	<b>1.260.000</b>	-	<b>2.835.000</b>	<b>1.610.082</b>	<b>1.655.600</b>
<b>Mehrjährige variable Vergütung</b>	<b>2.490.000</b>	<b>1.790.082</b>	-	<b>3.580.164</b>	<b>149.657</b>	<b>-434.398</b>
- endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2011	-	-	-	-	149.657	-
- endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2012	-	-	-	-	-	-434.398
- Share Matching Plan 1. Tranche (2013-2017)	1.860.000	-	-	-	-	-
- Share Matching Plan 2. Tranche (2014-2018)	630.000	1.160.082	-	2.320.164	-	-
- Share Matching Plan 3. Tranche (2015-2019)	-	630.000	-	1.260.000	-	-
<b>Summe</b>	<b>5.011.458</b>	<b>4.348.624</b>	<b>1.298.542</b>	<b>7.713.706</b>	<b>3.021.197</b>	<b>2.519.744</b>
Versorgungsaufwand (service cost)	703.332	642.757	642.757	642.757	703.332	642.757
<b>Gesamtvergütung</b>	<b>5.714.790</b>	<b>4.991.381</b>	<b>1.941.299</b>	<b>8.356.463</b>	<b>3.724.529</b>	<b>3.162.501</b>

1) Die bislang in der Tabelle „Effektive Vergütung“ dargestellten Werte finden sich vollständig in diesem neuen vom Deutschen Corporate Governance Kodex empfohlenen Vergütungsausweis wieder.  
 2) Der in der Gewährungstabelle ausgewiesene Maximalwert stellt die Summe der vertraglichen (Einzel-)Caps für die verschiedenen Vergütungsbestandteile des jeweiligen Vorstandsmitglieds dar.  
 3) Zusätzlich gilt der im Geschäftsjahr 2013 neu eingeführte und auf Seite 84 beschriebene Gesamt-Cap für die Vorstandsvergütung.

## Gewährungs- und Zuflusstabelle

in €	Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum (Mitglied des Vorstands seit 1. Juli 2013)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
	2013	2014	2014 (Min)	2014 (Max)	2013	2014
Festvergütung	400.000	800.000	800.000	800.000	400.000	800.000
Nebenleistungen	449.082	19.211	19.211	19.211	449.082	19.211
<b>Summe</b>	<b>849.082</b>	<b>819.211</b>	<b>819.211</b>	<b>819.211</b>	<b>849.082</b>	<b>819.211</b>
<b>Einjährige variable Vergütung</b>	<b>366.667</b>	<b>733.333</b>	-	<b>1.650.000</b>	<b>341.000</b>	<b>964.000</b>
<b>Mehrfährige variable Vergütung</b>	<b>550.000</b>	<b>1.048.667</b>	-	<b>2.097.334</b>	-	-
- endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2011	-	-	-	-	-	-
- endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2012	-	-	-	-	-	-
- Share Matching Plan 1. Tranche (2013-2017)	366.667	-	-	-	-	-
- Share Matching Plan 2. Tranche (2014-2018)	183.333	682.000	-	1.364.000	-	-
- Share Matching Plan 3. Tranche (2015-2019)	-	366.667	-	733.334	-	-
<b>Summe</b>	<b>1.765.749</b>	<b>2.601.211</b>	<b>819.211</b>	<b>4.566.545</b>	<b>1.190.082</b>	<b>1.783.211</b>
Versorgungsaufwand (service cost)	163.494	280.407	280.407	280.407	163.494	280.407
<b>Gesamtvergütung</b>	<b>1.929.243</b>	<b>2.881.618</b>	<b>1.099.618</b>	<b>4.846.952</b>	<b>1.353.576</b>	<b>2.063.618</b>

Siehe Fußnoten auf S. 89.

## Gewährungs- und Zuflusstabelle

in €	Jörgen Kildahl (Mitglied des Vorstands)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
	2013	2014	2014 (Min)	2014 (Max)	2013	2014
Festvergütung	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000
Nebenleistungen	32.650	19.426	19.426	19.426	32.650	19.426
<b>Summe</b>	<b>732.650</b>	<b>719.426</b>	<b>719.426</b>	<b>719.426</b>	<b>732.650</b>	<b>719.426</b>
<b>Einjährige variable Vergütung</b>	<b>600.000</b>	<b>600.000</b>	-	<b>1.350.000</b>	<b>771.950</b>	<b>789.333</b>
<b>Mehrfährige variable Vergütung</b>	<b>1.200.000</b>	<b>871.950</b>	-	<b>1.743.900</b>	<b>80.001</b>	<b>-217.182</b>
- endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2011	-	-	-	-	80.001	-
- endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2012	-	-	-	-	-	-217.182
- Share Matching Plan 1. Tranche (2013-2017)	900.000	-	-	-	-	-
- Share Matching Plan 2. Tranche (2014-2018)	300.000	571.950	-	1.143.900	-	-
- Share Matching Plan 3. Tranche (2015-2019)	-	300.000	-	600.000	-	-
<b>Summe</b>	<b>2.532.650</b>	<b>2.191.376</b>	<b>719.426</b>	<b>3.813.326</b>	<b>1.584.601</b>	<b>1.291.577</b>
Versorgungsaufwand (service cost)	321.713	302.812	302.812	302.812	321.713	302.812
<b>Gesamtvergütung</b>	<b>2.854.363</b>	<b>2.494.188</b>	<b>1.022.238</b>	<b>4.116.138</b>	<b>1.906.314</b>	<b>1.594.389</b>

Siehe Fußnoten auf S. 89.



## Gewährungs- und Zuflusstabelle

in €	Dr. Bernhard Reutersberg (Mitglied des Vorstands)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
	2013	2014	2014 (Min)	2014 (Max)	2013	2014
Festvergütung	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000
Nebenleistungen	26.563	29.529	29.529	29.529	26.563	29.529
<b>Summe</b>	<b>726.563</b>	<b>729.529</b>	<b>729.529</b>	<b>729.529</b>	<b>726.563</b>	<b>729.529</b>
<b>Einjährige variable Vergütung</b>	<b>600.000</b>	<b>600.000</b>	<b>-</b>	<b>1.350.000</b>	<b>785.753</b>	<b>789.333</b>
<b>Mehrfährige variable Vergütung</b>	<b>1.200.000</b>	<b>852.420</b>	<b>-</b>	<b>1.704.840</b>	<b>80.001</b>	<b>-217.182</b>
- endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2011	-	-	-	-	80.001	-
- endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2012	-	-	-	-	-	-217.182
- Share Matching Plan 1. Tranche (2013-2017)	900.000	-	-	-	-	-
- Share Matching Plan 2. Tranche (2014-2018)	300.000	552.420	-	1.104.840	-	-
- Share Matching Plan 3. Tranche (2015-2019)	-	300.000	-	600.000	-	-
<b>Summe</b>	<b>2.526.563</b>	<b>2.181.949</b>	<b>729.529</b>	<b>3.784.369</b>	<b>1.592.317</b>	<b>1.301.680</b>
Versorgungsaufwand (service cost)	799.834	-	-	-	799.834	-
<b>Gesamtvergütung</b>	<b>3.326.397</b>	<b>2.181.949</b>	<b>729.529</b>	<b>3.784.369</b>	<b>2.392.151</b>	<b>1.301.680</b>

Siehe Fußnoten auf S. 89.

## Gewährungs- und Zuflusstabelle

in €	Klaus Schäfer (Mitglied des Vorstands seit 1. September 2013)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
	2013	2014	2014 (Min)	2014 (Max)	2013	2014
Festvergütung	233.333	700.000	700.000	700.000	233.333	700.000
Nebenleistungen	6.321	20.800	20.800	20.800	6.321	20.800
<b>Summe</b>	<b>239.654</b>	<b>720.800</b>	<b>720.800</b>	<b>720.800</b>	<b>239.654</b>	<b>720.800</b>
<b>Einjährige variable Vergütung</b>	<b>200.000</b>	<b>600.000</b>	<b>-</b>	<b>1.350.000</b>	<b>186.000</b>	<b>789.333</b>
<b>Mehrfährige variable Vergütung</b>	<b>216.667</b>	<b>858.000</b>	<b>-</b>	<b>1.716.000</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
- endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2011	-	-	-	-	-	-
- endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2012	-	-	-	-	-	-
- Share Matching Plan 1. Tranche (2013-2017)	116.667	-	-	-	-	-
- Share Matching Plan 2. Tranche (2014-2018)	100.000	558.000	-	1.116.000	-	-
- Share Matching Plan 3. Tranche (2015-2019)	-	300.000	-	600.000	-	-
<b>Summe</b>	<b>656.321</b>	<b>2.178.800</b>	<b>720.800</b>	<b>3.786.800</b>	<b>425.654</b>	<b>1.510.133</b>
Versorgungsaufwand (service cost)	57.778	152.876	152.876	152.876	57.778	152.876
<b>Gesamtvergütung</b>	<b>714.099</b>	<b>2.331.676</b>	<b>873.676</b>	<b>3.939.676</b>	<b>483.432</b>	<b>1.663.009</b>

Siehe Fußnoten auf S. 89.

## Gewährungs- und Zuflusstabelle

in €	Mike Winkel (Mitglied des Vorstands seit 1. April 2013)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
	2013	2014	2014 (Min)	2014 (Max)	2013	2014
Festvergütung	525.000	700.000	700.000	700.000	525.000	700.000
Nebenleistungen	18.516	25.196	25.196	25.196	18.516	25.196
<b>Summe</b>	<b>543.516</b>	<b>725.196</b>	<b>725.196</b>	<b>725.196</b>	<b>543.516</b>	<b>725.196</b>
<b>Einjährige variable Vergütung</b>	<b>450.000</b>	<b>600.000</b>	-	<b>1.350.000</b>	<b>501.833</b>	<b>789.333</b>
<b>Mehrfährige variable Vergütung</b>	<b>737.500</b>	<b>858.000</b>	-	<b>1.716.000</b>	-	-
- endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2011	-	-	-	-	-	-
- endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2012	-	-	-	-	-	-
- Share Matching Plan 1. Tranche (2013-2017)	512.500	-	-	-	-	-
- Share Matching Plan 2. Tranche (2014-2018)	225.000	558.000	-	1.116.000	-	-
- Share Matching Plan 3. Tranche (2015-2019)	-	300.000	-	600.000	-	-
<b>Summe</b>	<b>1.731.016</b>	<b>2.183.196</b>	<b>725.196</b>	<b>3.791.196</b>	<b>1.045.349</b>	<b>1.514.529</b>
Versorgungsaufwand (service cost)	108.372	125.922	125.922	125.922	108.372	125.922
<b>Gesamtvergütung</b>	<b>1.839.388</b>	<b>2.309.118</b>	<b>851.118</b>	<b>3.917.118</b>	<b>1.153.721</b>	<b>1.640.451</b>

Siehe Fußnoten auf S. 89.

## Gewährungs- und Zuflusstabelle

in €	Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach (Mitglied des Vorstands bis 31. März 2013)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
	2013	2014	2014 (Min)	2014 (Max)	2013	2014
Festvergütung	175.000	-	-	-	175.000	-
Nebenleistungen	3.095	-	-	-	3.095	-
<b>Summe</b>	<b>178.095</b>	-	-	-	<b>178.095</b>	-
<b>Einjährige variable Vergütung</b>	<b>225.000</b>	-	-	-	<b>225.000</b>	-
<b>Mehrfährige variable Vergütung</b>	-	-	-	-	<b>-145.000</b>	-
- endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2011 und 2012	-	-	-	-	-145.000	-
<b>Summe</b>	<b>403.095</b>	-	-	-	<b>258.095</b>	-
Versorgungsaufwand (service cost)	143.220	-	-	-	143.220	-
<b>Gesamtvergütung</b>	<b>546.315</b>	-	-	-	<b>401.315</b>	-

Siehe Fußnoten auf S. 89.

Gewährungs- und Zuflusstabelle						
in €	Dr. Marcus Schenck (Mitglied des Vorstands bis 30. September 2013)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
	2013	2014	2014 (Min)	2014 (Max)	2013	2014
Festvergütung	675.000	-	-	-	675.000	-
Nebenleistungen	16.863	-	-	-	16.863	-
<b>Summe</b>	<b>691.863</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>691.863</b>	<b>-</b>
<b>Einjährige variable Vergütung</b>	<b>975.000</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.462.500</b>	<b>-</b>
<b>Mehrjährige variable Vergütung</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-237.972</b>	<b>-</b>
- endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2011 und 2012	-	-	-	-	-237.972	-
<b>Summe</b>	<b>1.666.863</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.916.391</b>	<b>-</b>
Versorgungsaufwand (service cost)	582.736	-	-	-	582.736	-
<b>Gesamtvergütung</b>	<b>2.249.599</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.499.127</b>	<b>-</b>

Siehe Fußnoten auf S. 89.

Gewährungs- und Zuflusstabelle						
in €	Regine Stachelhaus (Mitglied des Vorstands bis 30. Juni 2013)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
	2013	2014	2014 (Min)	2014 (Max)	2013	2014
Festvergütung	350.000	-	-	-	350.000	-
Nebenleistungen	13.397	-	-	-	13.397	-
<b>Summe</b>	<b>363.397</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>363.397</b>	<b>-</b>
<b>Einjährige variable Vergütung</b>	<b>450.000</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>450.000</b>	<b>-</b>
<b>Mehrjährige variable Vergütung</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-145.000</b>	<b>-</b>
- endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2011 und 2012	-	-	-	-	-145.000	-
<b>Summe</b>	<b>813.397</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>668.397</b>	<b>-</b>
Versorgungsaufwand (service cost)	150.647	-	-	-	150.647	-
<b>Gesamtvergütung</b>	<b>964.044</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>819.044</b>	<b>-</b>

Siehe Fußnoten auf S. 89.

Die E.ON SE und ihre Tochtergesellschaften haben den Vorstandsmitgliedern im Geschäftsjahr 2014 – wie im Vorjahr – keine Kredite oder Vorschüsse gewährt oder sind zu ihren Gunsten Haftungsverhältnisse eingegangen. Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands finden sich auf Seite 218.

In der nachfolgenden Übersicht sind die oben beschriebenen Bestandteile der Vorstandsvergütung sowie deren Bemessungsgrundlage und Parameter zusammengefasst:

Gesamtübersicht Vergütungsbestandteile	
Vergütungsbestandteil	Bemessungsgrundlage/Parameter
<b>Erfolgsunabhängige Vergütung</b>	
Grundvergütung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vorsitzender des Vorstands: 1.240.000 €</li> <li>Mitglieder des Vorstands: 700.000 € – 800.000 €</li> </ul>
Nebenleistungen	Dienstfahrzeug mit Fahrer, Telekommunikationsmittel, Versicherungsprämien, Gesundheitsuntersuchung
<b>Erfolgsabhängige Vergütung</b>	
Jährliche Tantieme	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zieltantiemen bei einer Zielerreichung von 100 Prozent: <ul style="list-style-type: none"> <li>Zielwert für Vorsitzenden des Vorstands: 1.890.000 €</li> <li>Zielwert für Mitglieder des Vorstands: 900.000 € – 1.100.000 €</li> </ul> </li> <li>Obergrenze: 200 Prozent des Zielwerts</li> <li>Höhe abhängig von <ul style="list-style-type: none"> <li>Unternehmens-Performance: Ist-EBITDA versus Budget, gegebenenfalls Anpassung</li> <li>Individueller Performance-Faktor</li> </ul> </li> <li>Aufteilung in: STI- und LTI-Komponente im Verhältnis 2/3 zu 1/3</li> </ul>
Möglichkeit einer Sondervergütung	Bei außergewöhnlichen Leistungen nach billigem Ermessen des Aufsichtsrats als Teil der jährlichen Tantieme und innerhalb des für diese geltenden Caps
Langfristige variable Vergütung – Share Matching Plan	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zuteilung virtueller E.ON-Aktien mit vierjähriger Laufzeit: <ul style="list-style-type: none"> <li>Zielwert für Vorsitzenden des Vorstands: 1.260.000 €</li> <li>Zielwert für Mitglieder des Vorstands: 600.000 € – 733.333 €</li> </ul> </li> <li>Obergrenze: 200 Prozent des Zielwerts</li> <li>Anzahl der virtuellen Aktien: 1/3 aus der jährlichen Tantieme (LTI-Komponente) + Basis-Matching (1:1) + Performance-Matching (1:0 bis 1:2) abhängig vom ROACE während der Laufzeit</li> <li>Wertentwicklung abhängig vom 60-Tages Durchschnittskurs der E.ON-Aktie am Laufzeitende und Dividendenzahlungen während vierjähriger Laufzeit</li> </ul>
<b>Versorgungszusagen</b>	
Endgehaltsabhängige Zusagen <sup>1)</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ruhegeld in Höhe von maximal 75 Prozent der Grundvergütung ab dem 60. Lebensjahr als lebenslange Rente</li> <li>Witwengeld in Höhe von 60 Prozent und Waisengeld in Höhe von je 15 Prozent des jeweiligen Ruhegeldanspruchs</li> </ul>
Beitragsorientierte Zusagen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bereitstellung von fiktiven Beiträgen in Höhe von maximal 18 Prozent von Grundvergütung und Zieltantieme</li> <li>Umrechnung der fiktiven Beiträge in Kapitalbaustein, Zinssatz abhängig vom Renditeniveau langfristiger Bundesanleihen</li> <li>Auszahlung des angesparten Versorgungskontos ab dem Alter von 62 Jahren als lebenslange Rente, in Raten oder als Einmalbetrag</li> </ul>
<b>Sonstige Vergütungsregelungen</b>	
Abfindungs-Cap	Maximal zwei Jahresgesamtvergütungen, jedoch nicht mehr als die Restlaufzeit des Dienstvertrags
Abfindung bei Kontrollwechsel	Abfindung in Höhe von zwei beziehungsweise drei Zielgehältern (Grundgehalt, Zieltantieme sowie Nebenleistungen), gekürzt um bis zu 20 Prozent
Nachvertragliches Wettbewerbsverbot	Zeitanteilige Karenzentschädigung in Höhe von Grundvergütung und Zieltantieme, mindestens 60 Prozent der zuletzt bezogenen Gesamtvergütung, für sechs Monate nach Beendigung des Dienstvertrags

1) für vor dem Jahr 2010 in den Vorstand berufene Mitglieder

### Die Bezüge der ehemaligen Vorstandsmitglieder

Die Gesamtbezüge der ehemaligen Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen betrugen 10,2 Mio € (Vorjahr: 14,5 Mio €). Die Gesellschaft hat 175,0 Mio € (Vorjahr: 158,0 Mio €) für die Pensionsverpflichtungen gegenüber früheren Vorstandsmitgliedern und ihren Hinterbliebenen zurückgestellt.

### Das Aufsichtsratsvergütungssystem

Die von der Hauptversammlung festgelegte Vergütung für die Mitglieder des Aufsichtsrats ist in § 15 der Satzung der Gesellschaft geregelt. Ziel dieses Vergütungssystems ist es, die Unabhängigkeit des Aufsichtsrats als Überwachungsorgan zu stärken. Außerdem haben die Mitglieder des Aufsichtsrats eine Reihe von Aufgaben, die sie unabhängig vom wirtschaftlichen Erfolg des Unternehmens erfüllen müssen. Daher erhalten die Mitglieder des Aufsichtsrats – neben der Erstattung ihrer Auslagen – eine feste Vergütung sowie eine Vergütung für Ausschusstätigkeiten.

Der Vorsitzende des Aufsichtsrats erhält eine fixe Vergütung in Höhe von 440.000 €, seine Stellvertreter 320.000 €. Den übrigen Mitglieder des Aufsichtsrats steht eine Vergütung in

Höhe von 140.000 € zu. Zusätzlich erhalten der Vorsitzende des Prüfungs- und Risikoausschusses 180.000 €, Mitglieder dieses Ausschusses 110.000 €, Vorsitzende anderer Ausschüsse 140.000 €, Mitglieder dieser anderen Ausschüsse 70.000 €. Bei Mitgliedschaft in mehreren Ausschüssen wird nur die jeweils höchste Ausschussvergütung gezahlt. Der Vorsitzende und die stellvertretenden Vorsitzenden des Aufsichtsrats erhalten keine zusätzliche Vergütung für ihre Tätigkeit in Ausschüssen. Außerdem zahlt die Gesellschaft den Mitgliedern des Aufsichtsrats für ihre Teilnahme an den Sitzungen des Aufsichtsrats und der Ausschüsse ein Sitzungsgeld in Höhe von 1.000 € je Tag der Sitzung. Scheiden Mitglieder des Aufsichtsrats im Laufe eines Geschäftsjahres aus dem Aufsichtsrat aus, erhalten sie eine zeitanteilige Vergütung.

### Die Aufsichtsratsvergütung im Geschäftsjahr 2014

Die Gesamtbezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats betrugen im Geschäftsjahr 2014 3,1 Mio € (Vorjahr: 3,2 Mio €). Die Aufsichtsratsmitglieder erhielten auch im vergangenen Geschäftsjahr keine Kredite oder Vorschüsse von der Gesellschaft.

Gesamtvergütung des Aufsichtsrats								
in €	Aufsichtsrats- vergütung		Vergütung für Ausschusstätigkeiten		Aufsichtsratsbezüge von Tochtergesell- schaften		Summe	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Werner Wenning	440.000	440.000	-	-	-	-	440.000	440.000
Prof. Dr. Ulrich Lehner	320.000	320.000	-	-	-	-	320.000	320.000
Erhard Ott	320.000	320.000	-	-	-	-	320.000	320.000
Clive Broutta (seit 1. Juli 2014)	70.000	-	-	-	-	-	70.000	-
Gabriele Gratz (bis 31. Dezember 2013)	-	140.000	-	70.000	-	18.904	-	228.904
Baroness Denise Kingsmill CBE	140.000	140.000	-	-	-	-	140.000	140.000
Eugen-Gheorghe Luha	140.000	140.000	35.000	-	-	-	175.000	140.000
René Obermann	140.000	140.000	-	-	-	-	140.000	140.000
Klaus Dieter Raschke (bis 31. Dezember 2014)	140.000	140.000	110.000	110.000	-	20.070	250.000	270.070
Eberhard Schomburg	140.000	140.000	110.000	110.000	6.730	15.631	256.730	265.631
Fred Schulz	140.000	-	70.000	-	18.567	-	228.567	-
Dr. Karen de Segundo	140.000	140.000	70.000	70.000	-	-	210.000	210.000
Dr. Theo Siegert	140.000	140.000	180.000	180.000	-	-	320.000	320.000
Willem Vis (bis 30. Juni 2014)	70.000	140.000	35.000	70.000	-	-	105.000	210.000
<b>Zwischensumme</b>	<b>2.340.000</b>	<b>2.340.000</b>	<b>610.000</b>	<b>610.000</b>	<b>25.297</b>	<b>54.605</b>	<b>2.975.297</b>	<b>3.004.605</b>
Sitzungsgeld und Auslagenersatz							158.985	168.738
<b>Summe</b>							<b>3.134.282</b>	<b>3.173.343</b>

Die Aufsichtsratsvergütung sowie die Sitzungsgelder für das Jahr 2013 und 2014 wurden aufwandsbezogen in die Darstellung einbezogen.

### Sonstiges

Die Gesellschaft unterhält eine Vermögensschaden-Haftpflichtversicherung für die Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats. Entsprechend dem AktG und der Empfehlung des

Deutschen Corporate Governance Kodex sieht die Police einen Selbstbehalt in Höhe von 10 Prozent des jeweiligen Schadens für die Vorstands- und Aufsichtsratsmitglieder vor, der pro Jahr auf 150 Prozent der Jahresfixvergütung begrenzt ist.

### Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

An die E.ON SE, Düsseldorf

#### Vermerk zum Konzernabschluss

Wir haben den beigefügten Konzernabschluss der E.ON SE, Düsseldorf, und ihrer Tochtergesellschaften – bestehend aus Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung, Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen, Kapitalflussrechnung, Entwicklung des Konzerneigenkapitals und Anhang für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2014 – geprüft.

#### Verantwortung des Vorstands für den Konzernabschluss

Der Vorstand der E.ON SE, Düsseldorf, ist verantwortlich für die Aufstellung dieses Konzernabschlusses. Diese Verantwortung umfasst, dass dieser Konzernabschluss in Übereinstimmung mit den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315a Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften aufgestellt wird und unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt. Der Vorstand ist auch verantwortlich für die internen Kontrollen, die er als notwendig erachtet, um die Aufstellung eines Konzernabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist.

#### Verantwortung des Abschlussprüfers

Unsere Aufgabe ist es, auf der Grundlage unserer Prüfung ein Urteil zu diesem Konzernabschluss abzugeben. Wir haben unsere Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung sowie unter ergänzender Beachtung der International Standards on Auditing (ISA) durchgeführt. Danach haben wir die Berufspflichten einzuhalten und die

Abschlussprüfung so zu planen und durchzuführen, dass hinreichende Sicherheit darüber erlangt wird, ob der Konzernabschluss frei von wesentlichen falschen Darstellungen ist.

Eine Abschlussprüfung umfasst die Durchführung von Prüfungshandlungen, um Prüfungsnachweise für die im Konzernabschluss enthaltenen Wertansätze und sonstigen Angaben zu erlangen. Die Auswahl der Prüfungshandlungen liegt im pflichtgemäßen Ermessen des Abschlussprüfers. Dies schließt die Beurteilung der Risiken wesentlicher – beabsichtigter oder unbeabsichtigter – falscher Darstellungen im Konzernabschluss ein. Bei der Beurteilung dieser Risiken berücksichtigt der Abschlussprüfer das interne Kontrollsystem, das relevant ist für die Aufstellung eines Konzernabschlusses, der ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt. Ziel hierbei ist es, Prüfungshandlungen zu planen und durchzuführen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit des internen Kontrollsystems des Konzerns abzugeben. Eine Abschlussprüfung umfasst auch die Beurteilung der Angemessenheit der angewandten Rechnungslegungsmethoden und der Vertretbarkeit der von dem Vorstand ermittelten geschätzten Werte in der Rechnungslegung sowie die Beurteilung der Gesamtdarstellung des Konzernabschlusses.

Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen.



### Prüfungsurteil

Gemäß § 322 Abs. 3 Satz 1 HGB erklären wir, dass unsere Prüfung des Konzernabschlusses zu keinen Einwendungen geführt hat.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse entspricht der Konzernabschluss in allen wesentlichen Belangen den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315a Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage des Konzerns zum 31. Dezember 2014 sowie der Ertragslage für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr.

### Vermerk zum Konzernlagebericht

Wir haben den beigefügten Konzernlagebericht der E.ON SE, Düsseldorf, der mit dem Lagebericht der Gesellschaft zusammengefasst ist, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2014 geprüft. Der Vorstand der E.ON SE, Düsseldorf, ist verantwortlich für die Aufstellung des zusammengefassten Lageberichts in Übereinstimmung mit den nach § 315a Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften. Wir haben unsere Prüfung in Übereinstimmung mit § 317 Abs. 2 HGB und unter Beachtung der für die Prüfung des zusammengefassten Lageberichts vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Danach ist die Prüfung des zusammengefassten Lageberichts so zu planen und durchzuführen, dass hinreichende Sicherheit darüber erlangt wird, ob der zusammengefasste Lagebericht mit dem Konzernabschluss sowie mit den bei der Abschlussprüfung gewonnenen Erkenntnissen in Einklang steht, insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt.

Gemäß § 322 Abs. 3 Satz 1 HGB erklären wir, dass unsere Prüfung des zusammengefassten Lageberichts zu keinen Einwendungen geführt hat.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung des Konzernabschlusses und zusammengefassten Lageberichts gewonnenen Erkenntnisse steht der zusammengefasste Lagebericht in Einklang mit dem Konzernabschluss, vermittelt insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar.

Düsseldorf, den 2. März 2015

PricewaterhouseCoopers  
Aktiengesellschaft  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Markus Dittmann  
Wirtschaftsprüfer

Michael Preiß  
Wirtschaftsprüfer

Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns			
in Mio €	Anhang	2014	2013 <sup>1)</sup>
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern		113.053	121.452
Strom- und Energiesteuern		-1.497	-1.764
<b>Umsatzerlöse</b>	(5)	<b>111.556</b>	<b>119.688</b>
Bestandsveränderungen		-61	-22
Andere aktivierte Eigenleistungen	(6)	345	364
Sonstige betriebliche Erträge	(7)	10.966	10.681
Materialaufwand	(8)	-98.496	-105.719
Personalaufwand	(11)	-4.121	-4.604
Abschreibungen	(14)	-8.667	-5.205
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(7)	-11.834	-9.902
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen		-273	-210
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern</b>		<b>-585</b>	<b>5.071</b>
Finanzergebnis	(9)	-1.794	-1.992
<i>Beteiligungsergebnis</i>		16	-
<i>Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge</i>		882	580
<i>Zinsen und ähnliche Aufwendungen</i>		-2.692	-2.572
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	(10)	-576	-718
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>		<b>-2.955</b>	<b>2.361</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	(4)	-175	98
<b>Konzernfehlbetrag/-überschuss</b>		<b>-3.130</b>	<b>2.459</b>
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON SE</i>		-3.160	2.091
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>		30	368
in €			
<b>Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE) – unverwässert und verwässert</b>	(13)		
aus fortgeführten Aktivitäten		-1,55	1,05
aus nicht fortgeführten Aktivitäten		-0,09	0,05
<b>aus Konzernfehlbetrag/-überschuss</b>		<b>-1,64</b>	<b>1,10</b>
1) Aufgrund der Erstanwendung von IFRS 10 und IFRS 11 sowie des Ausweises von nicht fortgeführten Aktivitäten sind die Vorjahresvergleichswerte angepasst (vergleiche hierzu auch Textziffer 2 und Textziffer 4).			

Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen des E.ON-Konzerns		
in Mio €	2014	2013 <sup>1)</sup>
<b>Konzernfehlbetrag/-überschuss</b>	<b>-3.130</b>	<b>2.459</b>
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen	-3.299	504
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen at equity bewerteter Unternehmen	-26	-12
Ertragsteuern	943	-260
<b>Posten, die nicht in den Gewinn und Verlust umgegliedert werden<sup>2)</sup></b>	<b>-2.382</b>	<b>232</b>
Cashflow Hedges	-718	112
Unrealisierte Veränderung	-55	124
Ergebniswirksame Reklassifizierung	-663	-12
Weiterveräußerbare Wertpapiere	-262	368
Unrealisierte Veränderung	-26	531
Ergebniswirksame Reklassifizierung	-236	-163
Währungsumrechnungsdifferenz	-2.530	-1.296
Unrealisierte Veränderung	-2.557	-1.347
Ergebniswirksame Reklassifizierung	27	51
At equity bewertete Unternehmen	-27	-972
Unrealisierte Veränderung	-27	-628
Ergebniswirksame Reklassifizierung	-	-344
Ertragsteuern	242	-21
<b>Posten, die anschließend möglicherweise in den Gewinn oder Verlust umgegliedert werden</b>	<b>-3.295</b>	<b>-1.809</b>
<b>Summe der direkt im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen</b>	<b>-5.677</b>	<b>-1.577</b>
<b>Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Summe Comprehensive Income)</b>	<b>-8.807</b>	<b>882</b>
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE	-8.358	604
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-449	278

1) Aufgrund der Erstanwendung von IFRS 10 und IFRS 11 sind die Vorjahresvergleichswerte angepasst (vergleiche hierzu auch Textziffer 2).  
 2) Den nicht fortgeführten Aktivitäten sind Aufwendungen in Höhe von 52 Mio € zuzurechnen (vergleiche hierzu auch Textziffer 4).

Bilanz des E.ON-Konzerns – Aktiva				
in Mio €	Anhang	31. Dezember		1. Januar
		2014	2013 <sup>1)</sup>	2013 <sup>1)</sup>
Goodwill	(14)	11.812	12.666	13.309
Immaterielle Vermögenswerte	(14)	4.882	6.648	6.931
Sachanlagen	(14)	41.273	50.083	53.940
At equity bewertete Unternehmen	(15)	5.009	5.652	4.139
Sonstige Finanzanlagen	(15)	6.354	6.410	6.358
<i>Beteiligungen</i>		1.573	1.966	1.612
<i>Langfristige Wertpapiere</i>		4.781	4.444	4.746
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	(17)	3.533	3.550	3.692
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	(17)	3.947	3.074	3.391
Ertragsteueransprüche	(10)	83	172	123
Aktive latente Steuern	(10)	6.172	7.325	5.482
<b>Langfristige Vermögenswerte</b>		<b>83.065</b>	<b>95.580</b>	<b>97.365</b>
Vorräte	(16)	3.356	4.147	4.735
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	(17)	1.376	1.654	2.125
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	(17)	24.311	21.074	24.835
Ertragsteueransprüche	(10)	1.745	1.030	918
Liquide Mittel	(18)	6.067	7.814	7.046
<i>Wertpapiere und Festgeldanlagen</i>		1.812	2.648	3.781
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen</i>		1.064	639	449
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</i>		3.191	4.527	2.816
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	(4)	5.770	1.031	5.261
<b>Kurzfristige Vermögenswerte</b>		<b>42.625</b>	<b>36.750</b>	<b>44.920</b>
<b>Summe Aktiva</b>		<b>125.690</b>	<b>132.330</b>	<b>142.285</b>

1) Aufgrund der Erstanwendung von IFRS 10, IFRS 11 und IAS 32 sind die Vorjahresvergleichswerte angepasst (vergleiche hierzu auch Textziffer 2).

## Bilanz des E.ON-Konzerns – Passiva

in Mio €	Anhang	31. Dezember		1. Januar
		2014	2013 <sup>1)</sup>	2013 <sup>1)</sup>
Gezeichnetes Kapital	(19)	2.001	2.001	2.001
Kapitalrücklage	(20)	13.077	13.733	13.740
Gewinnrücklagen	(21)	16.842	23.306	23.173
Kumuliertes Other Comprehensive Income	(22)	-4.833	-1.833	-147
Eigene Anteile	(19)	-2.502	-3.484	-3.505
<b>Anteil der Gesellschafter der E.ON SE</b>		<b>24.585</b>	<b>33.723</b>	<b>35.262</b>
Anteile ohne beherrschenden Einfluss (vor Umgliederung)		2.723	3.574	4.445
Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen		-595	-659	-583
<b>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</b>	(23)	<b>2.128</b>	<b>2.915</b>	<b>3.862</b>
<b>Eigenkapital</b>		<b>26.713</b>	<b>36.638</b>	<b>39.124</b>
Finanzverbindlichkeiten	(26)	15.784	18.051	21.766
Betriebliche Verbindlichkeiten	(26)	7.804	6.754	6.616
Ertragsteuern	(10)	2.651	2.317	2.053
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	(24)	5.574	3.418	4.945
Übrige Rückstellungen	(25)	25.802	24.735	24.935
Passive latente Steuern	(10)	5.720	7.904	6.781
<b>Langfristige Schulden</b>		<b>63.335</b>	<b>63.179</b>	<b>67.096</b>
Finanzverbindlichkeiten	(26)	3.883	4.673	3.620
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	(26)	24.615	21.457	25.835
Ertragsteuern	(10)	797	1.723	1.393
Übrige Rückstellungen	(25)	4.120	4.353	4.020
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	(4)	2.227	307	1.197
<b>Kurzfristige Schulden</b>		<b>35.642</b>	<b>32.513</b>	<b>36.065</b>
<b>Summe Passiva</b>		<b>125.690</b>	<b>132.330</b>	<b>142.285</b>

1) Aufgrund der Erstanwendung von IFRS 10, IFRS 11 und IAS 32 sind die Vorjahresvergleichswerte angepasst (vergleiche hierzu auch Textziffer 2).

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns		
in Mio €	2014	2013 <sup>1)</sup>
<b>Konzernfehlbetrag/-überschuss</b>	<b>-3.130</b>	<b>2.459</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	175	-98
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	8.667	5.205
Veränderung der Rückstellungen	1.266	1.312
Veränderung der latenten Steuern	623	-679
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	1.089	820
Ergebnis aus dem Abgang von Vermögenswerten	-941	-2.050
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-104	-66
<i>Beteiligungen</i>	-663	-1.821
<i>Wertpapiere (&gt;3 Monate)</i>	-174	-163
Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Ertragsteuern	-1.496	-709
<i>Vorräte sowie Emissionszertifikate</i>	878	-207
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	1.488	1.332
<i>Sonstige betriebliche Forderungen und Ertragsteueransprüche</i>	-8.183	1.304
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</i>	-124	-2.292
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten und Ertragsteuern</i>	4.445	-846
<b>Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (operativer Cashflow)<sup>2)</sup></b>	<b>6.253</b>	<b>6.260</b>
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	225	189
<b>Cashflow aus der Geschäftstätigkeit</b>	<b>6.478</b>	<b>6.449</b>
Einzahlungen aus dem Abgang von Vermögenswerten	2.551	7.120
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	318	574
<i>Beteiligungen</i>	2.233	6.546
Auszahlungen für Investitionen	-4.633	-7.992
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-3.994	-4.480
<i>Beteiligungen</i>	-639	-3.512
Einzahlungen aus dem Verkauf von Wertpapieren (>3 Monate) sowie Finanzforderungen und Festgeldanlagen	4.506	5.268
Auszahlungen für den Erwerb von Wertpapieren (>3 Monate) sowie Finanzforderungen und Festgeldanlagen	-5.251	-4.773
Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	-421	-195
<b>Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-3.248</b>	<b>-572</b>
Cashflow aus der Investitionstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	13	-110
<b>Cashflow aus der Investitionstätigkeit</b>	<b>-3.235</b>	<b>-682</b>
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen <sup>3)</sup>	-28	-4
Gezahlte Dividenden an die Gesellschafter der E.ON SE	-840	-2.097
Gezahlte Dividenden an Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-199	-233
Einzahlungen aus dem Zugang von Finanzverbindlichkeiten	2.282	1.346
Auszahlungen für die Tilgung von Finanzverbindlichkeiten	-5.798	-3.008
<b>Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-4.583</b>	<b>-3.996</b>
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	-28	4
<b>Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit</b>	<b>-4.611</b>	<b>-3.992</b>

1) Aufgrund der Erstanwendung von IFRS 10 und IFRS 11 sowie des Ausweises von nicht fortgeführten Aktivitäten sind die Vorjahresvergleichswerte angepasst (vergleiche hierzu auch Textziffer 2 und Textziffer 4).

2) Weitere Erläuterungen zum operativen Cashflow sind in den Textziffern 29 und 33 enthalten.

3) In den jeweiligen Jahren sind keine wesentlichen Saldierungen enthalten. Die nicht zahlungswirksame Finanzierungstätigkeit aufgrund der Wahldividende wird in den Textziffern 19 und 21 erläutert.



Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns		
in Mio €	2014	2013 <sup>1)</sup>
<b>Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</b>	<b>-1.368</b>	<b>1.775</b>
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	45	-59
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Jahresanfang <sup>4)</sup>	4.539	2.823
<b>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Jahresende</b>	<b>3.216</b>	<b>4.539</b>
<b>Abzüglich: Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente nicht fortgeführter Aktivitäten zum Jahresende</b>	<b>19</b>	<b>25</b>
<b>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Jahresende<sup>5)</sup></b>	<b>3.197</b>	<b>4.514</b>
<b>Ergänzende Informationen zum Cashflow aus der Geschäftstätigkeit</b>		
Gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Erstattungen)	-949	-966
Gezahlte Zinsen	-1.484	-1.297
Erhaltene Zinsen	437	543
Erhaltene Dividenden	292	623
<p>1) Aufgrund der Erstanwendung von IFRS 10 und IFRS 11 sowie des Ausweises von nicht fortgeführten Aktivitäten sind die Vorjahresvergleichswerte angepasst (vergleiche hierzu auch Textziffer 2 und Textziffer 4).</p> <p>4) Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Jahresanfang umfassen auch die Bestände der im ersten Quartal 2014 abgegangenen Pražská plynárenská Gruppe von 12 Mio €. Im Vorjahr sind die Bestände der als Abgangsgruppen ausgewiesenen E.ON Thüringer Energie sowie E.ON Energy from Waste von zusammen 7 Mio € enthalten.</p> <p>5) Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Jahresende umfassen auch die Bestände der als Abgangsgruppen ausgewiesenen Erzeugungsaktivitäten in Spanien und Italien von zusammen 6 Mio €. Im Vorjahr sind Bestände der als Abgangsgruppe ausgewiesenen Pražská plynárenská Gruppe von 12 Mio € enthalten.</p>		

## Entwicklung des Konzerneigenkapitals

in Mio €	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Gewinn- rücklagen	Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income		
				Differenz aus der Währungs- umrechnung	Weiter- veräußerbare Wertpapiere	Cashflow Hedges
<b>Stand zum 1. Januar 2013</b>	<b>2.001</b>	<b>13.740</b>	<b>22.869</b>	<b>-614</b>	<b>810</b>	<b>-343</b>
Anpassung IFRS 10, IFRS 11			304			
<b>Stand zum 1. Januar 2013</b>	<b>2.001</b>	<b>13.740</b>	<b>23.173</b>	<b>-614</b>	<b>810</b>	<b>-343</b>
Veränderung Konsolidierungskreis						
Zurückgekaufte/verkaufte eigene Anteile		-7				
Kapitalerhöhung						
Kapitalherabsetzung						
Dividenden			-2.097			
Anteilserhöhung			-60			
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen						
Comprehensive Income			2.290	-2.128	391	51
<i>Konzernüberschuss</i>			2.091			
<i>Other Comprehensive Income</i>			199	-2.128	391	51
<i>Neubewertungen von leistungs- orientierten Versorgungsplänen</i>			199			
<i>Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income</i>				-2.128	391	51
<b>Stand zum 31. Dezember 2013<sup>1)</sup></b>	<b>2.001</b>	<b>13.733</b>	<b>23.306</b>	<b>-2.742</b>	<b>1.201</b>	<b>-292</b>
<b>Stand zum 1. Januar 2014<sup>1)</sup></b>	<b>2.001</b>	<b>13.733</b>	<b>23.306</b>	<b>-2.742</b>	<b>1.201</b>	<b>-292</b>
Veränderung Konsolidierungskreis						
Zurückgekaufte/verkaufte eigene Anteile		-656	-9			
Kapitalerhöhung						
Kapitalherabsetzung						
Dividenden			-1.145			
Anteilserhöhung			48			
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen						
Comprehensive Income			-5.358	-2.175	-314	-511
<i>Konzernfehlbetrag</i>			-3.160			
<i>Other Comprehensive Income</i>			-2.198	-2.175	-314	-511
<i>Neubewertungen von leistungs- orientierten Versorgungsplänen</i>			-2.198			
<i>Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income</i>				-2.175	-314	-511
<b>Stand zum 31. Dezember 2014</b>	<b>2.001</b>	<b>13.077</b>	<b>16.842</b>	<b>-4.917</b>	<b>887</b>	<b>-803</b>

1) Aufgrund der Erstanwendung von IFRS 10 und IFRS 11 sind die Vorjahresvergleichswerte angepasst (vergleiche hierzu auch Textziffer 2).

		Eigene Anteile	Anteil der Gesellschafter der E.ON SE	Anteile ohne beherrschenden Einfluss (vor der Umgliederung)	Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen	Anteile ohne beherr- schenden Einfluss	Summe
		-3.505	34.958	4.410	-548	3.862	38.820
			304	35	-35	0	304
		-3.505	35.262	4.445	-583	3.862	39.124
				-944		-944	-944
	21		14				14
				44		44	44
				-31		-31	-31
			-2.097	-243		-243	-2.340
			-60	25		25	-35
					-76	-76	-76
			604	278		278	882
			2.091	368		368	2.459
			-1.487	-90		-90	-1.577
			199	33		33	232
			-1.686	-123		-123	-1.809
		-3.484	33.723	3.574	-659	2.915	36.638
		-3.484	33.723	3.574	-659	2.915	36.638
				-115		-115	-115
	982		317				317
				6		6	6
				-15		-15	-15
			-1.145	-207		-207	-1.352
			48	-71		-71	-23
					64	64	64
			-8.358	-449		-449	-8.807
			-3.160	30		30	-3.130
			-5.198	-479		-479	-5.677
			-2.198	-184		-184	-2.382
			-3.000	-295		-295	-3.295
		-2.502	24.585	2.723	-595	2.128	26.713

## (1) Zusammenfassung der wesentlichen Grundsätze der Rechnungslegung

### Allgemeine Grundsätze

Dieser Konzernabschluss wird in Anwendung von § 315a Abs. 1 HGB unter Beachtung der International Financial Reporting Standards (IFRS) und der Interpretationen des IFRS Interpretations Committee (IFRIC) aufgestellt, die bis zum Ende der Berichtsperiode von der Europäischen Kommission für die Anwendung in der EU übernommen wurden und zum 31. Dezember 2014 verpflichtend anzuwenden waren.

### Grundlagen

Die Aufstellung des Konzernabschlusses für den E.ON-Konzern (E.ON oder Konzern) erfolgt grundsätzlich auf Basis der fortgeführten Anschaffungskosten, eingeschränkt durch die zum beizulegenden Zeitwert (Fair Value) bewerteten zur Veräußerung verfügbaren finanziellen Vermögenswerte (Available-for-Sale) sowie die erfolgswirksam zum Fair Value bewerteten finanziellen Vermögenswerte und finanziellen Verbindlichkeiten (inklusive derivativer Finanzinstrumente).

### Konsolidierungsgrundsätze

In den Konzernabschluss werden die Abschlüsse der E.ON SE und der von ihr beherrschten Unternehmen (Tochterunternehmen) einbezogen. Beherrschung liegt vor, wenn E.ON als Investor die gegenwärtige Möglichkeit hat, die wesentlichen Aktivitäten des Unternehmens zu bestimmen. Wesentliche Aktivitäten sind diejenigen, die einen wesentlichen Einfluss auf den Geschäftserfolg haben. Zudem muss E.ON an diesem Geschäftserfolg, in der Form von variablen Rückflüssen, partizipieren und ihn durch die bestehenden Möglichkeiten und Rechte auch zu seinen Gunsten beeinflussen können. In der Regel handelt es sich um Beherrschung bei Vorliegen einer mittelbaren oder unmittelbaren Stimmrechtsmehrheit. Bei strukturierten Unternehmen kann sich die Beherrschung aufgrund vertraglicher Regelungen ergeben.

Die Ergebnisse der im Laufe des Jahres erworbenen oder veräußerten Tochterunternehmen werden vom Erwerbszeitpunkt an beziehungsweise bis zu ihrem Abgangszeitpunkt in die Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung einbezogen.

Sofern erforderlich, werden die Jahresabschlüsse der Tochterunternehmen angepasst, um ihre Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden an die im Konzern angewandten Methoden anzugleichen. Konzerninterne Forderungen, Schulden und Zwischenergebnisse zwischen Konzernunternehmen werden im Rahmen der Konsolidierung eliminiert.

### Assoziierte Unternehmen

Ein assoziiertes Unternehmen ist ein Unternehmen, bei welchem E.ON durch Mitwirkung an dessen finanz- und geschäftspolitischen Entscheidungsprozessen maßgeblichen Einfluss auf die relevanten Aktivitäten nehmen kann, wobei weder Beherrschung noch gemeinschaftliche Beherrschung vorliegt. Maßgeblicher Einfluss wird grundsätzlich angenommen, wenn E.ON direkt oder indirekt ein Stimmrechtsanteil von mindestens 20, aber nicht mehr als 50 Prozent zusteht.

Anteile an assoziierten Unternehmen werden nach der Equity-Methode bilanziert. Ebenfalls grundsätzlich nach der Equity-Methode werden Unternehmen bilanziert, für die E.ON trotz Mehrheit der Stimmrechte aufgrund von Beschränkungen in Bezug auf das Vermögen oder die Geschäftsführung keine Beherrschungsmöglichkeit besitzt.

Im Rahmen der Anwendung der Equity-Methode werden die Anschaffungskosten der Beteiligung mit dem auf E.ON entfallenden Anteil der Reinvermögensänderung fortentwickelt. Anteilige Verluste, die den Wert des Beteiligungsanteils des Konzerns an einem assoziierten Unternehmen, gegebenenfalls unter Berücksichtigung zuzurechnender langfristiger Ausleihungen, übersteigen, werden grundsätzlich nicht erfasst. Ein Unterschiedsbetrag zwischen den Anschaffungskosten der Beteiligung und ihrem anteiligen neu bewerteten Reinvermögen wird im Konzernabschluss als Teil des Buchwerts berücksichtigt.

Unrealisierte Zwischenergebnisse aus Transaktionen mit assoziierten Unternehmen, die at equity bewertet sind, werden im Rahmen der Konsolidierung anteilig eliminiert, soweit die zugrunde liegenden Sachverhalte wesentlich sind.

Im Rahmen der Werthaltigkeitsprüfung (Impairment-Test) wird der Buchwert eines at equity bewerteten Unternehmens mit dessen erzielbarem Betrag verglichen. Falls der Buchwert den erzielbaren Betrag übersteigt, ist eine Wertminderung (Impairment) in Höhe des Differenzbetrags vorzunehmen. Sofern die Gründe für eine zuvor erfasste Wertminderung entfallen sind, erfolgt eine entsprechende erfolgswirksame Zuschreibung.

Die Abschlüsse der nach der Equity-Methode bilanzierten Beteiligungen werden grundsätzlich nach konzerneinheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden aufgestellt.

### Joint Ventures

Gemeinschaftlich geführte Unternehmen (Joint Ventures) werden ebenfalls nach der Equity-Methode bilanziert. Unrealisierte Zwischenergebnisse aus Transaktionen mit Joint Ventures werden im Rahmen der Konsolidierung anteilig eliminiert, soweit die zugrunde liegenden Sachverhalte wesentlich sind.

### Joint Operations

Gemeinschaftliche Tätigkeiten (Joint Operations) liegen vor, wenn E.ON und die anderen beteiligten Parteien aus einer gemeinschaftlichen Vereinbarung unmittelbare Rechte an den der Tätigkeit zurechenbaren Vermögenswerten und Verpflichtungen haben. Eine gemeinschaftliche Tätigkeit führt zu einer anteiligen Einbeziehung der Vermögenswerte und Schulden sowie der Erlöse und Aufwendungen entsprechend den E.ON zustehenden Rechten und Pflichten.

### Unternehmenszusammenschlüsse

Die Bilanzierung von Unternehmenszusammenschlüssen erfolgt nach der Erwerbsmethode, bei der der Kaufpreis dem neu bewerteten anteiligen Netto-Reinvermögen des erworbenen Unternehmens gegenübergestellt wird (Kapitalkonsolidierung). Dabei sind die Wertverhältnisse zum Erwerbszeitpunkt zugrunde zu legen, der dem Zeitpunkt entspricht, zu dem die Beherrschung über das erworbene Unternehmen erlangt wurde. Wertdifferenzen werden in voller Höhe aufgedeckt, das heißt, ansatzfähige Vermögenswerte, Schulden und Eventualschulden des Tochterunternehmens werden unabhängig von vorliegenden Anteilen ohne beherrschenden Einfluss grundsätzlich mit ihren Fair Values in der Konzernbilanz ausgewiesen. Die Fair-Value-Bestimmung für einzelne Vermögenswerte erfolgt zum Beispiel bei marktgängigen Wertpapieren durch Heranziehung veröffentlichter Börsen- oder Marktpreise zum Erwerbszeitpunkt sowie bei Grundstücken, Gebäuden und größeren technischen Anlagen in der Regel anhand unternehmensextern vorgenommener Bewertungsgutachten. Kann auf Börsen- oder Marktpreise nicht zurückgegriffen werden, werden die Fair Values auf Basis der verlässlichsten verfügbaren Informationen ermittelt, die auf Marktpreisen für vergleichbare Vermögenswerte oder auf geeigneten Bewertungsverfahren beruhen. E.ON bestimmt in diesen Fällen den Fair Value mittels der Discounted-Cashflow-Methode auf Basis der erwarteten künftigen Cashflows und der gewichteten Kapitalkosten. Grundsätzlich folgen zur Bestimmung der Cashflows neben der Berücksichtigung der drei Planjahre der Mittelfristplanung zwei zusätzliche Detailplanungsjahre, die unter Verwendung einer aus Branchen- und Unternehmensdaten abgeleiteten Wachstumsrate über die Nutzungsdauer des Vermögenswertes fortgeschrieben werden. Der Abzinsungssatz berücksichtigt die speziellen Risiken der erworbenen Aktivitäten.

Die Bewertung der nicht beherrschenden Anteile erfolgt entweder zu Anschaffungskosten (Partial-Goodwill-Methode) oder zum Fair Value (Full-Goodwill-Methode). Das gegebene Wahlrecht kann einzelfallweise ausgeübt werden. Im E.ON-Konzern wird grundsätzlich die Partial-Goodwill-Methode angewandt.

Transaktionen mit Anteilseignern ohne beherrschenden Einfluss werden als Transaktionen mit Eigenkapitalgebern behandelt. Resultiert aus dem Erwerb weiterer Anteile an einem Tochterunternehmen ein Unterschiedsbetrag zwischen den Anschaffungskosten für diese Anteile und den Buchwerten der erworbenen Anteile ohne beherrschenden Einfluss, ist dieser vollständig im Eigenkapital zu erfassen.

Gewinne und Verluste aus Verkäufen von Anteilen an Tochterunternehmen werden, sofern sie nicht mit einem Verlust des beherrschenden Einflusses einhergehen, ebenfalls im Eigenkapital erfasst.

Immaterielle Vermögenswerte sind separat anzusetzen, wenn sie eindeutig abgrenzbar sind oder ihr Ansatz auf einem vertraglichen oder anderen Recht basiert. Sie sind insoweit nicht im Goodwill enthalten. Rückstellungen für Restrukturierungsmaßnahmen dürfen im Rahmen der Kaufpreisverteilung nicht neu gebildet werden. Ist der gezahlte Kaufpreis höher als das neu bewertete anteilige Netto-Reinvermögen zum Erwerbszeitpunkt, wird der positive Differenzbetrag als Goodwill aktiviert. Ein auf nicht beherrschende Anteile entfallender positiver Unterschiedsbetrag wird grundsätzlich nicht angesetzt. Ein negativer Differenzbetrag wird sofort ergebniswirksam aufgelöst.

### Währungsumrechnung

Transaktionen der Gesellschaft, die in einer Fremdwährung erfolgen, werden mit dem Wechselkurs zum Zeitpunkt des Zugangs umgerechnet. Monetäre Posten in Fremdwährung werden zu jedem Bilanzstichtag mit dem dann geltenden Wechselkurs umgerechnet; dabei entstehende Umrechnungsdifferenzen werden ebenso wie die Effekte bei Realisierung ergebniswirksam erfasst und in den sonstigen betrieblichen Erträgen beziehungsweise sonstigen betrieblichen Aufwendungen ausgewiesen. Ergebnisse aus der Umrechnung von originären Finanzinstrumenten, die zur Währungsabsicherung der Netto-Aktiva von Fremdwährungsbeteiligungen eingesetzt sind, werden erfolgsneutral innerhalb des Eigenkapitals als Bestandteil des Other Comprehensive Income erfasst. Der ineffektive Anteil der Absicherung wird sofort ergebniswirksam erfasst.

Die funktionale Währung der E.ON SE sowie die Berichtswährung des Konzerns ist der Euro. Die Vermögens- und Schuldposten der ausländischen Tochterunternehmen der Gesellschaft mit einer anderen funktionalen Währung als dem Euro werden zu den am Bilanzstichtag geltenden Mittelkursen umgerechnet, während die entsprechenden Posten der Gewinn- und Verlustrechnung zu Jahresdurchschnittskursen umgerechnet werden. Wesentliche Geschäftsvorfälle ausländischer Konzerngesellschaften mit abweichender funktionaler Währung werden zum jeweiligen Transaktionskurs umgerechnet. Unterschiedsbeträge aus der Währungsumrechnung der Vermögens- und Schuldposten gegenüber der Umrechnung des Vorjahres sowie Umrechnungsdifferenzen zwischen der Gewinn- und Verlustrechnung und der Bilanz werden ergebnisneutral innerhalb des Eigenkapitals als Bestandteil des Other Comprehensive Income gesondert ausgewiesen.

Umrechnungseffekte, die auf die Anschaffungskosten von als weiterveräußerbare Wertpapiere klassifizierten monetären Finanzinstrumenten entfallen, sind erfolgswirksam zu erfassen. Auf die Fair-Value-Anpassungen monetärer Finanzinstrumente entfallende Umrechnungseffekte sowie Währungsumrechnungseffekte für nicht monetäre, als weiterveräußerbare klassifizierte Finanzinstrumente werden erfolgsneutral innerhalb des Eigenkapitals als Bestandteil des Other Comprehensive Income erfasst.

Der Devisenverkehr aus der Russischen Föderation kann im Einzelfall Beschränkungen unterliegen. Der brasilianische Real ist nicht frei konvertierbar.

Die Wechselkurse wesentlicher Währungen von Ländern, die nicht an der Europäischen Währungsunion teilnehmen, haben sich wie folgt entwickelt:

Währungen		1 €, Mittelkurs zum Stichtag		1 €, Jahresdurchschnittskurs	
	ISO-Code	2014	2013	2014	2013
Britisches Pfund	GBP	0,78	0,83	0,81	0,85
Brasilianischer Real	BRL	3,22	3,26	3,12	2,87
Norwegische Krone	NOK	9,04	8,36	8,35	7,81
Russischer Rubel	RUB	72,34	45,32	50,95	42,23
Schwedische Krone	SEK	9,39	8,86	9,10	8,65
Türkische Lira	TRY	2,83	2,96	2,91	2,53
Ungarischer Forint	HUF	315,54	297,04	308,71	296,87
US-Dollar	USD	1,21	1,38	1,33	1,33

## Ertragsrealisierung

### a) Umsatzerlöse

Die Realisierung der Umsatzerlöse erfolgt grundsätzlich zum Zeitpunkt der Lieferung oder mit Erfüllung der Leistung an den Kunden beziehungsweise Erwerber. Die Lieferung gilt als abgeschlossen, wenn entsprechend den vertraglichen Vereinbarungen die mit dem Eigentum verbundenen Risiken auf den Käufer übergegangen sind, das Entgelt vertraglich festgelegt ist und die Erfüllung der Forderung wahrscheinlich ist. Die Umsatzerlöse für Güter beziehungsweise Dienstleistungen bemessen sich nach dem Fair Value der erhaltenen oder zu erhaltenden Gegenleistung. Sie spiegeln den Wert der gelieferten Einheiten, einschließlich der geschätzten Werte für Einheiten zwischen der letzten Abrechnung und dem Periodenende, wider.

Umsatzerlöse beinhalten die EEG-Umlage und werden ohne Umsatzsteuer, Retouren, Rabatte und Preisnachlässe und nach Eliminierung konzerninterner Verkäufe ausgewiesen.

Die Umsatzerlöse resultieren überwiegend aus den Verkäufen von Strom und Gas an Industriekunden, gewerbliche Abnehmer, Endverbraucher sowie an Großhandelsmärkten. In diesem Posten werden auch Erlöse aus der Verteilung von Strom und Gas sowie aus Lieferungen von Dampf, Wärme und Wasser ausgewiesen.

### b) Zinserträge

Zinserträge werden zeitanteilig unter Anwendung der Effektivzinsmethode erfasst.

### c) Dividendenerträge

Dividendenerträge werden zu dem Zeitpunkt erfasst, in dem das Recht auf den Empfang der Zahlung entsteht.

## Strom- und Energiesteuern

Die Stromsteuer entsteht bei Stromlieferungen an Endverbraucher und weist einen pro Kilowattstunde (kWh) fixen, nach Abnehmergruppen differenzierten Tarif auf. Die geleisteten Strom- und Energiesteuern werden offen von den Umsatzerlösen abgesetzt, sofern die Strom- und Energiesteuer mit der Abnahme der Energie durch den Endverbraucher entsteht.



## Reduzierung der Anteilsquote an Tochterunternehmen oder assoziierten Unternehmen

Führt die Ausgabe von Anteilen von Tochterunternehmen oder assoziierten Unternehmen an Konzernfremde zu einer Reduzierung des prozentualen Anteilsbesitzes von E.ON an diesen Beteiligungen (Verwässerung) und dadurch zu einem Verlust des beherrschenden, gemeinschaftlichen beziehungsweise des maßgeblichen Einflusses, so werden Gewinne und Verluste aus diesen Verwässerungstransaktionen erfolgswirksam unter den sonstigen betrieblichen Erträgen beziehungsweise Aufwendungen erfasst.

## Ergebnis je Aktie

Das Basis-Ergebnis (unverwässertes Ergebnis) je Aktie ergibt sich aus der Division des den Gesellschaftern des Mutterunternehmens zustehenden Konzernüberschusses durch die gewogene durchschnittliche Zahl der im Umlauf befindlichen Stammaktien. Die Ermittlung des verwässerten Ergebnisses je Aktie entspricht bei E.ON der Ermittlung des Basis-Ergebnisses je Aktie, da die E.ON SE keine potenziell verwässernden Stammaktien ausgegeben hat.

## Goodwill und immaterielle Vermögenswerte

### Goodwill

Nach IFRS 3 „Unternehmenszusammenschlüsse“ (IFRS 3) unterliegt der Goodwill keiner planmäßigen Abschreibung, sondern wird mindestens jährlich einer Werthaltigkeitsprüfung auf der Betrachtungsebene zahlungsmittelgenerierender Einheiten (Cash Generating Units) unterzogen. Bei Eintritt besonderer Ereignisse, die dazu führen können, dass der Buchwert einer Cash Generating Unit nicht mehr durch den erzielbaren Betrag gedeckt ist, ist auch unterjährig ein Impairment-Test durchzuführen.

Die Zuordnung von neu entstandenem Goodwill erfolgt jeweils zu den Cash Generating Units, von denen erwartet wird, dass sie aus dem Zusammenschluss Nutzen ziehen. Die Cash Generating Units, denen Goodwill zugeordnet ist, entsprechen grundsätzlich den operativen Segmenten, da Goodwill lediglich auf dieser Ebene berichtet und in Steuerungskennzahlen berücksichtigt wird. Die Goodwill-Impairment-Tests werden, von Ausnahmen abgesehen, in Euro durchgeführt, wobei der zugrunde liegende Goodwill stets in funktionaler Währung geführt wird.

Die Werthaltigkeitsprüfung des Goodwills erfolgt, indem der erzielbare Betrag einer Cash Generating Unit mit ihrem Buchwert einschließlich Goodwill verglichen wird. Der erzielbare Betrag ist der höhere der beiden Werte aus Fair Value abzüglich Veräußerungskosten der Cash Generating Unit und deren

Nutzungswert. E.ON ermittelt zur Bestimmung des erzielbaren Betrags einer Cash Generating Unit zunächst den Fair Value (abzüglich Veräußerungskosten) mittels allgemein anerkannter Bewertungsverfahren. Die Basis hierfür ist die Mittelfristplanung der jeweiligen Cash Generating Unit. Die Bewertung erfolgt anhand von Discounted-Cashflow-Berechnungen und wird, sofern verfügbar, mittels geeigneter Multiplikatoren plausibilisiert. Zudem werden – sofern vorhanden – Markttransaktionen oder Bewertungen Dritter für ähnliche Vermögenswerte berücksichtigt. Bei Bedarf wird zudem eine Berechnung des Nutzungswerts durchgeführt. In Abgrenzung zur Ermittlung des Fair Values erfolgt die Berechnung des Nutzungswerts aus der Sichtweise des Managements. In Einklang mit IAS 36 „Wertminderung von Vermögenswerten“ (IAS 36) wird außerdem sichergestellt, dass insbesondere Restrukturierungsaufwendungen sowie Erst- und Erweiterungsinvestitionen (sofern diese noch nicht begonnen wurden) nicht in die Bewertung einbezogen werden.

Falls der Buchwert den erzielbaren Betrag übersteigt, so ist auf den dieser Cash Generating Unit zugeordneten Goodwill eine Wertminderung in Höhe des Differenzbetrags zu erfassen.

Übersteigt der identifizierte Abwertungsbedarf den der Cash Generating Unit zugeordneten Goodwill, sind die übrigen Vermögenswerte der Einheit im Verhältnis ihrer Buchwerte abzuschreiben. Eine Abstockung einzelner Vermögenswerte darf lediglich dann vorgenommen werden, wenn hierdurch der jeweilige Buchwert den höheren der folgenden Werte nicht unterschreiten würde:

- den Fair Value abzüglich Veräußerungskosten,
- den Nutzungswert oder
- den Wert null.

Der Betrag des Wertminderungsaufwands, der in diesem Fall dem Vermögenswert darüber hinaus zugeordnet worden wäre, ist anteilig auf die anderen Vermögenswerte der Einheit zu verteilen.

Die jährliche Werthaltigkeitsprüfung des Goodwills auf Ebene der Cash Generating Units erfolgt bei E.ON jeweils im vierten Quartal eines Geschäftsjahres.

Im Posten Abschreibungen erfasste Wertminderungen, die auf den Goodwill einer Cash Generating Unit vorgenommen werden, dürfen in späteren Perioden nicht rückgängig gemacht werden.

### Immaterielle Vermögenswerte

Gemäß IAS 38 „Immaterielle Vermögenswerte“ (IAS 38) werden immaterielle Vermögenswerte über ihre voraussichtliche Nutzungsdauer abgeschrieben, es sei denn, ihre Nutzungsdauer wird als unbestimmbar klassifiziert. Bei der Klassifizierung werden unter anderem Faktoren wie typische Produktlebenszyklen und rechtliche oder ähnliche Beschränkungen berücksichtigt.

Erworbene immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer werden in die Kategorien marketingbezogen, kundenbezogen, vertraglich bedingt und technologiebezogen eingeteilt. Die selbst erstellten immateriellen Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer stehen im Zusammenhang mit Software. Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer werden zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten bewertet und planmäßig linear über ihre jeweilige Nutzungsdauer abgeschrieben. Diese beträgt bei den Kategorien marketingbezogene, kundenbezogene und vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte grundsätzlich 5 bis 25 Jahre. Technologiebezogene immaterielle Vermögenswerte werden grundsätzlich über eine Nutzungsdauer von 3 bis 5 Jahren abgeschrieben. Zu dieser Kategorie zählt insbesondere Software. Vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte werden im Einklang mit den in den Verträgen fixierten Regelungen planmäßig abgeschrieben. Die Nutzungsdauern und Abschreibungsmethoden unterliegen einer jährlichen Überprüfung. Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer werden auf Wertminderungen überprüft, wenn Ereignisse oder veränderte Umstände vermuten lassen, dass eine Wertminderung eingetreten sein könnte.

Immaterielle Vermögenswerte mit einer unbestimmbaren Nutzungsdauer werden zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten bewertet und jährlich – beziehungsweise im Falle von Ereignissen, die auf eine Wertminderung hindeuten können, auch unterjährig – auf ihre Werthaltigkeit überprüft. Zudem erfolgt eine jährliche Überprüfung, ob die Einschätzung einer unbestimmbaren Nutzungsdauer aufrechtzuerhalten ist.

In Übereinstimmung mit IAS 36 wird der Buchwert eines immateriellen Vermögenswertes mit bestimmbarer wie unbestimmbarer Nutzungsdauer mit dessen erzielbarem Betrag, der dem höheren Betrag aus dem Nutzungswert des Vermögenswertes und dem Fair Value abzüglich Veräußerungskosten entspricht, verglichen. Überschreitet der Buchwert den korrespondierenden erzielbaren Betrag, so wird eine Wertminderung in Höhe des Unterschiedsbetrags zwischen Buchwert und erzielbarem Betrag im Posten Abschreibungen erfasst.

Sofern die Gründe für eine zuvor erfasste Wertminderung entfallen sind, werden immaterielle Vermögenswerte erfolgswirksam zugeschrieben. Der im Rahmen einer Wertaufholung zu erhöhende Buchwert eines immateriellen Vermögenswertes mit bestimmbarer Nutzungsdauer darf den Buchwert, der sich durch planmäßige Abschreibung ohne die Berücksichtigung von zuvor erfassten Wertminderungen in der Periode ergeben hätte, nicht übersteigen.

Sofern kein erzielbarer Betrag für einen einzelnen immateriellen Vermögenswert ermittelt werden kann, wird der erzielbare Betrag für die kleinste identifizierbare Gruppe von Vermögenswerten (Cash Generating Unit) bestimmt, der dieser immaterielle Vermögenswert zugeordnet werden kann. Bezüglich weiterer Informationen zu Goodwill und immateriellen Vermögenswerten wird auf Textziffer 14 verwiesen.

### Aufwendungen für Forschung und Entwicklung

Aufwendungen für Forschung und Entwicklung müssen nach IFRS in Forschungs- und Entwicklungsphase aufgeteilt werden. Während Forschungsaufwendungen sofort erfolgswirksam erfasst werden, sind Entwicklungsaufwendungen bei Vorliegen der in IAS 38 genannten allgemeinen Ansatzkriterien für einen immateriellen Vermögenswert sowie weiterer spezieller Voraussetzungen zu aktivieren. In den Geschäftsjahren 2014 und 2013 waren diese Kriterien – mit Ausnahme von selbst erstellter Software – nicht erfüllt.

## Emissionsrechte

Nach IFRS werden Emissionsrechte, die im Rahmen von nationalen und internationalen Emissionsrechtssystemen zur Erfüllung der Abgabeverpflichtungen gehalten werden, als immaterielle Vermögenswerte ausgewiesen. Da Emissionsrechte keiner planmäßigen Abnutzung im Rahmen des Produktionsprozesses unterliegen, erfolgt der Ausweis unter den immateriellen Vermögenswerten mit unbestimmbarer Nutzungsdauer. Die Emissionsrechte werden im Zeitpunkt des Erwerbs mit den Anschaffungskosten aktiviert.

Getätigte Emissionen werden durch Bildung einer Rückstellung zum Buchwert der gehaltenen Emissionsrechte beziehungsweise bei Unterdeckung zum aktuellen Fair Value der Emissionsrechte berücksichtigt. Die Aufwendungen für die Bildung der Rückstellung werden im Materialaufwand ausgewiesen.

## Sachanlagen

Sachanlagen sind mit ihren Anschaffungs- oder Herstellungskosten einschließlich aktivierungspflichtiger Stilllegungskosten bewertet und werden entsprechend der voraussichtlichen Nutzungsdauer der Komponenten grundsätzlich linear abgeschrieben, sofern nicht in Ausnahmefällen ein anderer Abschreibungsverlauf dem Nutzungsverlauf besser gerecht wird. Die Nutzungsdauern der wesentlichen Komponenten werden nachfolgend dargestellt:

Nutzungsdauern der Sachanlagen	
Gebäude	10 bis 50 Jahre
Technische Anlagen und Maschinen	10 bis 65 Jahre
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	3 bis 25 Jahre

Sachanlagen werden auf Wertminderungen überprüft, wenn Ereignisse oder veränderte Umstände vermuten lassen, dass eine Wertminderung eingetreten sein könnte. In einem solchen Fall erfolgt die Werthaltigkeitsprüfung nach IAS 36 entsprechend den für immaterielle Vermögenswerte erläuterten Grundsätzen. Sofern eine Wertminderung vorzunehmen ist, wird die

Restnutzungsdauer gegebenenfalls entsprechend angepasst. Sind die Gründe für eine zuvor erfasste Wertminderung entfallen, werden diese Vermögenswerte erfolgswirksam zugeschrieben, wobei diese Wertaufholung nicht den Buchwert übersteigen darf, der sich ergeben hätte, wenn in den früheren Perioden keine Wertminderung erfasst worden wäre.

Investitionszulagen oder -zuschüsse mindern nicht die Anschaffungs- oder Herstellungskosten der entsprechenden Vermögenswerte, sondern werden grundsätzlich passivisch abgegrenzt.

Nachträgliche Anschaffungs- oder Herstellungskosten, zum Beispiel aufgrund von Erweiterungs- oder Ersatzinvestitionen, werden nur dann als Teil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten des Vermögenswerts oder – sofern einschlägig – als separater Vermögenswert erfasst, wenn es wahrscheinlich ist, dass daraus dem Konzern zukünftig wirtschaftlicher Nutzen zufließen wird und die Kosten des Vermögenswerts zuverlässig ermittelt werden können.

Aufwendungen für Reparaturen und Wartungen, die keine wesentliche Ersatzinvestition darstellen, werden in dem Geschäftsjahr aufwandswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst, in dem sie angefallen sind.

### Exploration und Evaluierung von mineralischen Ressourcen

Die Explorations- und Feldesentwicklungs-Ausgaben werden nach der sogenannten „Successful Efforts Method“ bilanziert. Im Einklang mit IFRS 6 „Exploration und Evaluierung von mineralischen Ressourcen“ (IFRS 6) werden die Ausgaben für Explorationsbohrungen, deren Ergebnis noch nicht endgültig feststeht, zunächst grundsätzlich als immaterieller Vermögenswert aktiviert.

Beim Nachweis von Öl- und/oder Gasreserven und genehmigter Feldesentwicklung werden die betreffenden Ausgaben in das Sachanlagevermögen umgebucht. Die Sachanlagen werden entsprechend der Produktionsmenge abgeschrieben. Für die wirtschaftlich nicht fündigen Bohrungen werden die zuvor aktivierten Ausgaben der Bohrungen sofort als Aufwand erfasst. Andere aktivierte Ausgaben werden ebenfalls abgeschrieben, sobald keine entwickelbaren Reserven nachgewiesen werden konnten. Sonstige Aufwendungen für geologische und geophysikalische Arbeiten (Seismik) und Lizenzgebühren werden sofort ergebniswirksam erfasst.

### Fremdkapitalkosten

Fremdkapitalkosten, die im Zusammenhang mit dem Erwerb oder der Herstellung sogenannter qualifizierter Vermögenswerte vom Zeitpunkt der Anschaffung beziehungsweise ab Beginn der Herstellung bis zur Inbetriebnahme entstehen, werden aktiviert und anschließend mit dem betreffenden Vermögenswert abgeschrieben. Bei einer spezifischen Fremdfinanzierung werden die jeweiligen Fremdkapitalkosten, die in der Periode für diese Finanzierung entstanden sind, berücksichtigt. Bei nicht spezifischer Finanzierung wurde ein konzern-einheitlicher Fremdfinanzierungszinssatz von 5,5 Prozent für 2014 (2013: 5,25 Prozent) zugrunde gelegt. Andere Fremdkapitalkosten werden aufwandswirksam gebucht.

### Zuwendungen der öffentlichen Hand

Investitionszulagen oder -zuschüsse der öffentlichen Hand mindern nicht die Anschaffungs- oder Herstellungskosten der entsprechenden Vermögenswerte, sondern werden grundsätzlich passivisch abgegrenzt. Sie werden auf linearer Basis über die erwartete Nutzungsdauer der zugehörigen Vermögenswerte erfolgswirksam aufgelöst.

Zuwendungen der öffentlichen Hand werden dann zum Fair Value erfasst, wenn mit großer Sicherheit davon auszugehen ist, dass die Zuwendung erfolgen wird und der Konzern die notwendigen Bedingungen für den Erhalt der Zuwendung erfüllt.

Öffentliche Zuwendungen für Kosten werden über den Zeitraum ertragswirksam gebucht, in dem die entsprechenden Kosten, für deren Kompensation sie gewährt wurden, anfallen.

### Leasing

Leasing-Transaktionen werden in Einklang mit IAS 17 „Leasingverhältnisse“ (IAS 17) entsprechend den vertraglichen Regelungen und den daraus resultierenden Chancen und Risiken klassifiziert. Zudem konkretisiert IFRIC 4 „Feststellung, ob eine Vereinbarung ein Leasingverhältnis enthält“ (IFRIC 4) die Kriterien für eine Einstufung von Vereinbarungen über die Nutzung von Vermögenswerten als Leasing. Bei kumulativer Erfüllung der Kriterien in IFRIC 4 können auch Bezugs- beziehungsweise Lieferverträge im Strom- und Gasbereich sowie bestimmte Nutzungsrechte als Leasing zu klassifizieren sein. E.ON schließt Verträge sowohl als Leasinggeber als auch als Leasingnehmer ab.

Transaktionen, bei denen E.ON als Leasingnehmer involviert ist, werden in Finanzierungsleasing- und Operating-Leasing-Verhältnisse (Operating Lease) unterschieden. Sind die wesentlichen Chancen und Risiken und somit das wirtschaftliche Eigentum der Gesellschaft zuzurechnen, werden solche Transaktionen als Finanzierungsleasing erfasst und das Leasingobjekt einschließlich der Verbindlichkeit in gleicher Höhe bei der Gesellschaft bilanziert.

Der Ansatz erfolgt zu Beginn der Laufzeit des Leasingverhältnisses mit dem niedrigeren Wert aus dem Fair Value des Leasingobjekts und dem Barwert der Mindestleasingzahlungen.

Das Leasingobjekt wird über die wirtschaftliche Nutzungsdauer beziehungsweise die kürzere Laufzeit des Leasingverhältnisses abgeschrieben. Die Verbindlichkeit wird in den Folgeperioden nach der Effektivzinsmethode fortentwickelt.

Alle übrigen Leasinggeschäfte, bei denen E.ON als Leasingnehmer auftritt, werden als Operating Lease behandelt; die Leasingzahlungen werden grundsätzlich linear über die Laufzeit des Leasingverhältnisses als Aufwand erfasst.

Leasing-Transaktionen, bei denen E.ON Leasinggeber ist und die wesentlichen Chancen und Risiken aus der Nutzung des Leasingobjektes auf den Vertragspartner übertragen werden, sind als Finanzierungsleasing erfasst. Der Barwert der ausstehenden Mindestleasingzahlungen wird als Forderung bilanziert. Zahlungen des Leasingnehmers werden als Tilgungsleistungen beziehungsweise Zinsertrag behandelt. Die Erträge werden über die Laufzeit des Leasingverhältnisses nach der Effektivzinsmethode erfasst.

Alle übrigen Leasing-Transaktionen, bei denen E.ON als Leasinggeber auftritt, werden als Operating Lease behandelt; das Leasingobjekt bleibt bei E.ON bilanziert, und die Leasingzahlungen werden grundsätzlich linear über die Laufzeit des Leasingverhältnisses als Ertrag erfasst.

## Finanzinstrumente

### Originäre Finanzinstrumente

Originäre Finanzinstrumente werden bei Zugang zum Fair Value am Erfüllungstag unter Berücksichtigung der Transaktionskosten bilanziert. Nach IFRS 13 „Bewertung zum beizulegenden Zeitwert“ (IFRS 13) ist der beizulegende Zeitwert als der Preis definiert, der beim Verkauf eines Vermögenswertes oder der Übertragung einer Schuld im Rahmen einer gewöhnlichen Transaktion am Bewertungsstichtag zwischen unabhängigen Marktteilnehmern gezahlt würde (Exit Price). Die Bewertungsmethoden werden entsprechend der Fair-Value-Hierarchie gemäß IFRS 13 aufgegliedert.

Nicht konsolidierte Beteiligungen werden ebenso wie die Wertpapiere in Übereinstimmung mit IAS 39 „Finanzinstrumente: Ansatz und Bewertung“ (IAS 39) bewertet. E.ON kategorisiert finanzielle Vermögenswerte als zu Handelszwecken gehalten (Held-for-Trading), als weiterveräußerbare Wertpapiere (Available-for-Sale) sowie als Ausleihungen und Forderungen (Loans and Receivables). Das Management bestimmt die Kategorisierung der finanziellen Vermögenswerte beim erstmaligen Ansatz.

Die als weiterveräußerbar kategorisierten Wertpapiere werden fortlaufend zum Fair Value bilanziert. Daraus resultierende unrealisierte Gewinne und Verluste werden nach Abzug von latenten Steuern bis zur Realisierung als Eigenkapitalbestandteil (Other Comprehensive Income) ausgewiesen. Realisierte Gewinne und Verluste werden auf Basis von einzelnen Transaktionen ermittelt. Liegen objektive Hinweise für eine Wertminderung vor, werden zuvor im Other Comprehensive Income ausgewiesene Verluste im Finanzergebnis erfasst. Bei der Einschätzung einer möglichen Wertminderung berücksichtigt E.ON alle verfügbaren Informationen, wie Marktbedingungen, Dauer und Ausmaß des Wertrückgangs. Liegt der Wert der als weiterveräußerbar klassifizierten Eigenkapitalinstrumente und ähnlicher langfristiger Investitionen zum Bilanzstichtag mindestens 20 Prozent unterhalb der Anschaffungskosten oder liegt der Wert seit mehr als zwölf Monaten unterhalb der Anschaffungskosten, ist dies ein objektiver Hinweis auf eine Wertminderung. Für Fremdkapitalinstrumente wird ein objektiver Hinweis auf eine Wertminderung grundsätzlich angenommen, wenn sich das Rating von Investment-Grade zu Non-Investment-Grade verschlechtert hat. Wertaufholungen auf Eigenkapitalinstrumente werden ausschließlich erfolgsneutral vorgenommen, für Fremdkapitalinstrumente hingegen erfolgswirksam.

Ausleihungen und Forderungen (einschließlich der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen) sind originäre finanzielle Vermögenswerte mit fixen beziehungsweise bestimmbareren Zahlungen, die nicht an einem aktiven Markt notiert sind. Ausleihungen und Forderungen werden unter den Forderungen und sonstigen Vermögenswerten ausgewiesen. Sie werden im Rahmen der Folgebewertung zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Für erkennbare Einzelrisiken werden Wertberichtigungen vorgenommen.

Originäre finanzielle Verbindlichkeiten (einschließlich der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen) im Anwendungsbereich des IAS 39 werden zu fortgeführten Anschaffungskosten (Amortized Cost) unter Anwendung der Effektivzinsmethode bewertet. Die Erstbewertung erfolgt zum Fair Value

unter Einbeziehung von Transaktionskosten. In der Folgebewertung wird der Restbuchwert um die bis zur Fälligkeit verbleibenden Agio-Zuschreibungen und Disagio-Abschreibungen angepasst. Das Agio beziehungsweise Disagio wird über die Laufzeit im Finanzergebnis erfasst.

### Derivative Finanzinstrumente und Sicherungsgeschäfte

Derivative Finanzinstrumente und trennungspflichtige eingebettete derivative Finanzinstrumente werden sowohl bei erstmaliger Bilanzierung als auch in Folgeperioden zum Fair Value am Handelstag bewertet. Sie sind gemäß IAS 39 zwingend als Held-for-Trading zu kategorisieren, soweit sie nicht Bestandteil einer Sicherungsbeziehung (Hedge Accounting) sind. Gewinne und Verluste aus Fair-Value-Schwankungen werden sofort ergebniswirksam erfasst.

Im Wesentlichen werden Termingeschäfte und Zins-/Währungsswaps im Devisenbereich sowie Zinsswaps und -optionen im Zinsbereich eingesetzt. Die eingesetzten Instrumente im Commodity-Bereich umfassen sowohl physisch als auch durch Zahlung zu erfüllende strom-, gas-, kohle-, öl- und emissionsrechtbezogene Optionen und Termingeschäfte.

Im Rahmen der Fair-Value-Bewertung nach IFRS 13 wird für derivative Finanzinstrumente auch das Kontrahentenausfallrisiko berücksichtigt. Dieses Risiko ermittelt E.ON, auf Basis einer Portfoliobewertung in einem bilateralen Ansatz, sowohl für das eigene Kreditrisiko (Debt Value Adjustment) als auch für das Risiko der entsprechenden Gegenpartei (Credit Value Adjustment). Die Zuordnung der ermittelten Kontrahentenausfallrisiken für die einzelnen Finanzinstrumente erfolgt nach der relativen Fair-Value-Methode auf Nettobasis.

Die Anforderungen gemäß IAS 39 an das Hedge Accounting umfassen insbesondere die Dokumentation der Sicherungsbeziehung zwischen Grund- und Sicherungsgeschäft, die Sicherungsstrategie sowie die regelmäßige retrospektive und prospektive Effektivitätsmessung. Bei der Beurteilung der Effektivität werden sämtliche Bestandteile der Fair-Value-Veränderungen von Derivaten berücksichtigt. Das Hedge Accounting wird als effektiv angesehen, wenn sich die Fair-Value-Veränderung des Sicherungsinstruments in einer Bandbreite von 80 bis 125 Prozent der gegenläufigen Fair-Value-Veränderung des Grundgeschäfts bewegt.

Im Rahmen von Fair Value Hedge Accounting wird neben der Fair-Value-Veränderung des Derivats auch die gegenläufige Fair-Value-Veränderung des Grundgeschäfts, soweit sie auf das gesicherte Risiko entfällt, erfolgswirksam erfasst. Wird ein derivatives Finanzinstrument nach IAS 39 als Sicherungsgeschäft in einem Cashflow Hedge eingesetzt, wird der effektive Teil der Fair-Value-Veränderung des Sicherungsinstruments im Eigenkapital als Bestandteil des Other Comprehensive Income ausgewiesen. Eine Umbuchung in die Gewinn- und Verlustrechnung wird in der Periode vorgenommen, in der die Cashflows des Grundgeschäfts erfolgswirksam werden. Entfällt das gesicherte Grundgeschäft, wird das Sicherungsergebnis sofort erfolgswirksam reklassifiziert. Der ineffektive Anteil der Fair-Value-Veränderung eines Sicherungsgeschäfts, für das ein Cashflow Hedge gebildet wurde, wird sofort im erforderlichen Umfang erfolgswirksam erfasst. Zur Sicherung von Währungsrisiken der Netto-Aktiva einer ausländischen Beteiligung (Hedge of a Net Investment) werden sowohl derivative als auch nicht derivative Finanzinstrumente eingesetzt. Die Effekte aus Fair-Value-Veränderungen beziehungsweise Stichtagsumrechnung dieser Instrumente werden gesondert im Eigenkapital als Bestandteil des Other Comprehensive Income unter dem Posten Differenz aus der Währungsumrechnung erfasst.

Fair-Value-Änderungen, die erfolgswirksam erfasst werden müssen, werden in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen ausgewiesen. Ergebnisse aus Zinsderivaten werden je Vertrag saldiert im Zinsergebnis ausgewiesen. Die Ergebnisse aus derivativen Finanzinstrumenten werden, sofern sie die entsprechenden Bilanzierungsvoraussetzungen dafür erfüllen, saldiert unter den Umsatzerlösen oder dem Materialaufwand ausgewiesen. In diesen Posten sind auch bestimmte realisierte Erfolgskomponenten, wenn sie mit dem Absatz von Produkten in Beziehung stehen, enthalten.



Unrealisierte Gewinne und Verluste, die sich bei der Zugangsbewertung eines Derivats bei Vertragsabschluss ergeben, werden nicht erfolgswirksam erfasst. Diese Gewinne und Verluste werden abgegrenzt und systematisch über die Laufzeit des Derivats erfolgswirksam aufgelöst. Eine Ausnahme von der erfolgsneutralen Abgrenzung besteht, sofern die Zugangsbewertung durch Marktpreise in einem aktiven Markt gestützt, durch einen Vergleich mit anderen beobachtbaren zeitnahen Transaktionen verifiziert oder durch eine Bewertungstechnik, die nur auf beobachtbaren Marktdaten beruht, ermittelt wurde. In diesem Fall wird das Ergebnis der Zugangsbewertung erfolgswirksam erfasst.

Verträge, die für die Zwecke des Empfangs oder der Lieferung nicht finanzieller Posten gemäß dem erwarteten Einkaufs-, Verkaufs- oder Nutzungsbedarf von E.ON abgeschlossen und in diesem Sinne gehalten werden, können als Eigenverbrauchsverträge eingestuft werden. Sie werden nicht als derivative Finanzinstrumente zum Fair Value gemäß IAS 39, sondern als schwebende Geschäfte gemäß den Regelungen des IAS 37 bilanziert.

IFRS 7 „Finanzinstrumente: Anhangangaben“ (IFRS 7) sowie IFRS 13 fordern umfangreiche qualitative und quantitative Angaben über das Ausmaß von Risiken aus Finanzinstrumenten. Weitere Informationen zu den Finanzinstrumenten sind in den Textziffern 30 und 31 zu finden.

Originäre und derivative Finanzinstrumente werden in der Bilanz saldiert, sofern E.ON ein unbedingtes Recht – auch für den Fall der Insolvenz des Vertragspartners – hat sowie die Absicht besitzt, die gegenläufigen Positionen zeitgleich oder netto zu begleichen.

### Vorräte

Die Bewertung der Vorräte erfolgt zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten beziehungsweise zum niedrigeren Netto-Veräußerungswert. Rohstoffe, Fertigerzeugnisse und Handelswaren werden nach der Durchschnittskostenmethode bewertet. Bestandteile der Herstellungskosten sind neben dem Fertigungsmaterial und den Fertigungslöhnen anteilige Material- und Fertigungsgemeinkosten unter Annahme einer Normalauslastung. Aufwendungen der allgemeinen Verwaltung werden nicht aktiviert. Bestandsrisiken, die sich aus der Lagerdauer sowie geminderter Verwertbarkeit ergeben, werden durch angemessene Wertberichtigungen auf den Netto-Veräußerungswert berücksichtigt.

### Forderungen und sonstige Vermögenswerte

Forderungen und sonstige Vermögenswerte werden anfänglich zum Fair Value angesetzt, der im Regelfall dem Nominalbetrag entspricht. In der Folge werden sie zu fortgeführten Anschaffungskosten unter Verwendung der Effektivzinsmethode bewertet. Für erkennbare Einzelrisiken werden Wertberichtigungen vorgenommen, die im ausgewiesenen Netto-Buchwert enthalten sind. Ist der Ausfall eines bestimmten Anteils des gesamten Forderungsbestands wahrscheinlich, werden Wertberichtigungen in dem Umfang vorgenommen, der dem erwarteten Nutzenausfall entspricht.

### Liquide Mittel

Die liquiden Mittel enthalten Schecks, Kassen- und Bankguthaben sowie kurzfristige weiterveräußerbare Wertpapiere. Bankguthaben und kurzfristige weiterveräußerbare Wertpapiere mit einer ursprünglichen Laufzeit von mehr als drei Monaten werden unter den Wertpapieren und Festgeldanlagen ausgewiesen. Die liquiden Mittel mit einer originären Laufzeit von weniger als drei Monaten werden den Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten zugeordnet, soweit sie keiner Verfügungsbeschränkung unterliegen.

Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen und deren Laufzeit mehr als zwölf Monate beträgt, werden unter den Finanzforderungen und sonstigen finanziellen Vermögenswerten ausgewiesen.

### Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte und damit verbundene Schulden

Ein Ausweis erfolgt in diesen Posten, wenn einzelne langfristige Vermögenswerte oder Gruppen von Vermögenswerten und gegebenenfalls direkt zurechenbaren Schuldposten (Disposal Groups) vorliegen, die in ihrem jetzigen Zustand veräußert werden können und deren Veräußerung hinreichend wahrscheinlich ist. Voraussetzung für das Vorliegen einer Disposal Group ist, dass die Vermögenswerte und Schulden in einer einzigen Transaktion oder im Rahmen eines Gesamtplans zur Veräußerung bestimmt sind.

Bei einer nicht fortgeführten Aktivität (Discontinued Operation) handelt es sich um einen Geschäftsbereich (Component of an Entity), der entweder zur Veräußerung bestimmt oder bereits veräußert worden ist und sowohl aus betrieblicher Sicht als auch für Zwecke der Finanzberichterstattung eindeutig von den übrigen Unternehmensaktivitäten abgegrenzt werden kann. Außerdem muss der als nicht fortgeführte Aktivität qualifizierte Geschäftsbereich einen gesonderten wesentlichen Geschäftszweig (Major Business Line) oder einen bestimmten geografischen Geschäftsbereich des Konzerns repräsentieren.

Auf langfristige Vermögenswerte, die einzeln oder zusammen in einer Disposal Group zur Veräußerung bestimmt sind oder die zu einer nicht fortgeführten Aktivität gehören, werden keine planmäßigen Abschreibungen mehr vorgenommen. Sie werden zum niedrigeren Wert aus Buchwert und Fair Value abzüglich noch anfallender Veräußerungskosten angesetzt. Liegt der Fair Value unter dem Buchwert, erfolgt eine Wertminderung.

Das Ergebnis aus der Bewertung von zur Veräußerung vorgesehenen Geschäftsbereichen zum Fair Value abzüglich noch anfallender Veräußerungskosten sowie die Gewinne und Verluste aus der Veräußerung nicht fortgeführter Aktivitäten werden ebenso wie das Ergebnis aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit dieser Geschäftsbereiche in der Gewinn- und Verlustrechnung des Konzerns gesondert als Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten ausgewiesen. Die Vorjahreswerte der Gewinn- und Verlustrechnung werden entsprechend angepasst. Der Ausweis der betreffenden Vermögenswerte und Schulden erfolgt in einem separaten Bilanzposten. In der Kapitalflussrechnung werden die Zahlungsströme nicht fortgeführter Aktivitäten separat ausgewiesen und die Vorjahreswerte entsprechend angepasst. Eine Anpassung der Bilanz des Vorjahres erfolgt hingegen nicht.

### Eigenkapitalinstrumente

In Abgrenzung zum Fremdkapital ist Eigenkapital nach IFRS definiert als Residualanspruch an den Vermögenswerten des Konzerns nach Abzug aller Schulden. Das Eigenkapital ergibt sich somit als Restgröße aus den Vermögenswerten und Schulden.

E.ON ist Kaufverpflichtungen gegenüber Anteilseignern ohne beherrschenden Einfluss von Tochterunternehmen eingegangen. Durch diese Vereinbarungen erhalten die Aktionäre ohne beherrschenden Einfluss das Recht, ihre Anteile zu vorher festgelegten Bedingungen anzudienen. Keine der Vertragsgestaltungen führt dazu, dass die wesentlichen Chancen und Risiken zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses auf E.ON übergegangen sind. IAS 32 „Finanzinstrumente: Darstellung“ (IAS 32) sieht in diesem Fall vor, dass eine Verbindlichkeit in Höhe des Barwertes des zukünftigen wahrscheinlichen Ausübungspreises zu bilanzieren ist. Dieser Betrag wird aus einem separaten Posten innerhalb der Anteile ohne beherrschenden Einfluss umgegliedert und gesondert als Verbindlichkeit ausgewiesen. Die Umgliederung erfolgt unabhängig von der Wahrscheinlichkeit der Ausübung. Die Aufzinsung der Verbindlichkeit wird im Zinsaufwand erfasst. Läuft eine Kaufverpflichtung unausgeübt aus, wird die Verbindlichkeit in die Anteile ohne beherrschenden Einfluss zurückgegliedert. Ein etwaiger Differenzbetrag zwischen Verbindlichkeiten und Anteilen ohne beherrschenden Einfluss wird direkt im Eigenkapital erfasst.

Sofern Gesellschafter ein gesetzliches nicht ausschließbares Kündigungsrecht besitzen (zum Beispiel bei deutschen Personengesellschaften), bedingt dieses Kündigungsrecht nach IAS 32 einen Verbindlichkeitsausweis der im Konzern vorhandenen Anteile ohne beherrschenden Einfluss an den betroffenen Unternehmen. Die Verbindlichkeit wird zum Barwert des vermutlichen Abfindungsbetrages bei einer eventuellen Kündigung ausgewiesen. Der Ansatz erfolgt unabhängig von der Wahrscheinlichkeit der Kündigung. Wertänderungen der Verbindlichkeit werden im sonstigen betrieblichen Ergebnis gezeigt. Aufzinsungseffekte und die Anteile ohne beherrschenden Einfluss am Ergebnis werden als Zinsaufwand ausgewiesen.

Wenn ein Konzernunternehmen Eigenkapitalanteile der E.ON SE kauft (Treasury Shares), wird der Wert der bezahlten Gegenleistung, einschließlich direkt zurechenbarer zusätzlicher Kosten (netto nach Ertragsteuern), vom Eigenkapital der E.ON SE abgezogen, bis die Aktien eingezogen, wieder ausgegeben

oder weiterverkauft werden. Werden solche eigenen Anteile nachträglich wieder ausgegeben oder verkauft, wird die erhaltene Gegenleistung, netto nach Abzug direkt zurechenbarer zusätzlicher Transaktionskosten und zusammenhängender Ertragsteuern, im Eigenkapital der E.ON SE erfasst.

### Aktienbasierte Vergütungen

Die Bilanzierung der im E.ON-Konzern ausgegebenen aktienorientierten Vergütungspläne erfolgt im Einklang mit IFRS 2 „Aktienbasierte Vergütung“ (IFRS 2). Bei dem im Geschäftsjahr 2006 eingeführten E.ON Share Performance Plan handelt es sich um aktienbasierte Vergütungstransaktionen mit Barausgleich, die zu jedem Bilanzstichtag zum Fair Value bewertet werden. Ab der sechsten Tranche wird der 60-Tages-Durchschnittskurs der E.ON-Aktie zum Bilanzstichtag als Fair Value herangezogen. In die Ermittlung der Rückstellung der sechsten Tranche fließen darüber hinaus die Entwicklungen der Kennzahlen ROACE und WACC ein. Zuteilungen im Rahmen des E.ON Share Performance Plans erfolgten letztmals im Geschäftsjahr 2012. Ab dem Geschäftsjahr 2013 werden aktienbasierte Vergütungen auf Basis des Share Matching Plans begeben. Die Anzahl der zugeteilten Rechte hängt dabei von der Entwicklung der Kennzahl ROACE ab. Der Vergütungsaufwand wird erfolgswirksam über den Zeitraum bis zur Unverfallbarkeit erfasst. Bei dem Share Matching Plan handelt es sich auch um eine aktienbasierte Vergütung mit Barausgleich.

### Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Bei leistungsorientierten Versorgungsplänen werden die Rückstellungen gemäß IAS 19 (revised 2011) „Leistungen an Arbeitnehmer“ (sofern nicht ausdrücklich darauf hingewiesen wird, werden die Begriffe IAS 19R und IAS 19 synonym verwandt) mittels der Methode der laufenden Einmalprämien (Projected Unit Credit Method) ermittelt, wobei zum Bilanzstichtag des Geschäftsjahres eine versicherungsmathematische Bewertung durchgeführt wird. Hierbei werden nicht nur die am Stichtag bekannten Rentenverpflichtungen und erworbenen Anwartschaften, sondern auch wirtschaftliche Trendannahmen wie unter anderem Gehalts- und Rententrends, die nach realistischen Erwartungen gewählt werden, sowie stichtagsbezogene Bewertungsparameter, wie zum Beispiel Rechnungszinssätze, berücksichtigt.

Gewinne und Verluste aus den Neubewertungen („Remeasurements“) der Nettoverbindlichkeit oder des Nettovermögenswertes aus leistungsorientierten Pensionsplänen umfassen versicherungsmathematische Gewinne und Verluste, die sich vor allem aus Abweichungen zwischen den rechnungsmäßig erwarteten und den tatsächlich eingetretenen Änderungen der zugrunde gelegten demografischen und finanziellen Bewertungsparameter ergeben können. Hinzu kommt die Differenz zwischen den tatsächlichen Erträgen aus dem Planvermögen und den im Netto-Zinsergebnis enthaltenen Zinserträgen auf das Planvermögen. Effekte aus den Neubewertungen werden vollständig in der Periode erfasst, in der sie auftreten, und außerhalb der Gewinn- und Verlustrechnung in der Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen (Statements of Recognized Income and Expenses) ausgewiesen.

Der Dienstzeitaufwand, der die im Geschäftsjahr gemäß Leistungsplan hinzu erworbenen Ansprüche der aktiven Arbeitnehmer repräsentiert, wird im Personalaufwand ausgewiesen; das auf Basis des zu Beginn des Geschäftsjahres gültigen Rechnungszinssatzes ermittelte Netto-Zinsergebnis auf die Netto-Verbindlichkeit beziehungsweise den Netto-Vermögenswert aus leistungsorientierten Versorgungsplänen wird im Finanzergebnis erfasst.

Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand sowie Gewinne und Verluste aus Planabgeltungen werden in voller Höhe unmittelbar in der Periode erfolgswirksam erfasst, in der die zugrunde liegende Planänderung, -kürzung oder -abgeltung erfolgt. Die Erfassung erfolgt im Personalaufwand.

Der bilanzierte Betrag stellt den Barwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen nach Verrechnung mit dem Fair Value des Planvermögens dar. Ein gegebenenfalls aus dieser Berechnung entstehender Vermögenswert ist der Höhe nach beschränkt auf den Barwert verfügbarer Rückerstattungen und die Verminderung künftiger Beitragszahlungen sowie den Nutzen aus Vorauszahlungen im Rahmen von Mindestdotierungsverpflichtungen. Die Erfassung eines derartigen Vermögenswertes erfolgt in den betrieblichen Forderungen.

Zahlungen für beitragsorientierte Versorgungspläne werden bei Fälligkeit als Aufwand erfasst und innerhalb des Personalaufwands ausgewiesen. Zahlungen für staatliche Versorgungspläne werden wie die für beitragsorientierte Versorgungspläne behandelt, sofern die Verpflichtungen im Rahmen dieser Versorgungspläne denen aus beitragsorientierten Versorgungsplänen grundsätzlich entsprechen.

### Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen sowie übrige Rückstellungen

Nach IAS 37 „Rückstellungen, Eventualschulden, Eventualforderungen“ (IAS 37) werden Rückstellungen gebildet, wenn rechtliche oder faktische Verpflichtungen gegenüber außenstehenden Dritten vorliegen, die aus vergangenen Ereignissen resultieren und deren Erfüllung wahrscheinlich zu einem zukünftigen Ressourcenabfluss führen wird. Hierbei muss die Höhe der Verpflichtung zuverlässig geschätzt werden können. Der Ansatz der Rückstellung erfolgt zum voraussichtlichen Erfüllungsbetrag. Langfristige Verpflichtungen werden – sofern der aus der Diskontierung resultierende Zinseffekt (Unterschiedsbetrag zwischen Barwert und Rückzahlungsbetrag) wesentlich ist – mit dem Barwert ihres voraussichtlichen Erfüllungsbetrages angesetzt, wobei auch zukünftige Kostensteigerungen, die am Bilanzstichtag absehbar und wahrscheinlich sind, in die Bewertung einbezogen werden. Langfristige Verpflichtungen werden grundsätzlich mit dem zum jeweiligen Bilanzstichtag gültigen Marktzinssatz diskontiert. Die Aufzinsungsbeträge sowie die Zinsänderungseffekte werden grundsätzlich innerhalb des Finanzergebnisses ausgewiesen. Eine mit der Rückstellung zusammenhängende Erstattung wird, sofern ihre Vereinnahmung so gut wie sicher ist, als separater Vermögenswert aktiviert. Ein saldierter Ausweis innerhalb der Rückstellungen ist nicht zulässig. Geleistete Anzahlungen werden von den Rückstellungen abgesetzt.

Verpflichtungen, die aus der Stilllegung oder dem Rückbau von Sachanlagen resultieren, werden – sofern eine zuverlässige Schätzung möglich ist – in der Periode ihrer Entstehung mit ihren diskontierten Erfüllungsbeträgen passiviert. Zugleich werden die Buchwerte der entsprechenden Sachanlagen um denselben Betrag erhöht. In den Folgeperioden werden die aktivierten Stilllegungs- und Rückbaukosten über die voraussichtliche Restnutzungsdauer des entsprechenden Vermögenswertes abgeschrieben, während die Rückstellung jährlich aufgezinst wird.

Schätzungsänderungen ergeben sich insbesondere bei Abweichungen von der ursprünglich geschätzten Kostenentwicklung, bei Änderungen bezüglich des Zahlungszeitpunkts oder des Verpflichtungsumfangs sowie regelmäßig aus der Anpassung des Diskontierungszinssatzes an das aktuelle Marktzinsniveau. Die Anpassung von Rückstellungen für die Stilllegung beziehungsweise den Rückbau von Sachanlagen bei Schätzungsänderungen erfolgt in der Regel erfolgsneutral durch eine Gegenbuchung in den Sachanlagen. Sofern die stillzulegende Sachanlage bereits vollständig abgeschrieben ist, wirken sich Schätzungsänderungen in der Gewinn- und Verlustrechnung aus.

Die Schätzwerte für Rückstellungen für nicht vertragliche Verpflichtungen im Kernenergiebereich beruhen auf externen Gutachten und werden laufend aktualisiert.

Die E.ON Sverige AB (E.ON Sverige) ist nach schwedischem Recht verpflichtet, Abgaben an Schwedens Fonds für Nuklearabfall zu leisten. Die erforderlichen Abgaben für nukleare Entsorgung hoch radioaktiven Abfalls und Stilllegung werden entsprechend der Stromerzeugung für das jeweilige Kernkraftwerk seitens der schwedischen Strahlenschutzbehörde vorgeschlagen, von Regierungsstellen genehmigt und in entsprechender Höhe von E.ON Sverige gezahlt. Gemäß IFRIC 5 „Rechte auf Anteile an Fonds für Entsorgung, Wiederherstellung und Umweltsanierung“ (IFRIC 5) wird für geleistete Zahlungen an den Nationalen Fonds für Nuklearabfall ein Ausgleichsanspruch für die Erstattung von Entsorgungs- und Stilllegungsaufwendungen innerhalb der sonstigen Vermögenswerte aktiviert. Entsprechend der üblichen Vorgehensweise in Schweden werden die Rückstellungen mit dem Realzins diskontiert.

Rückstellungen für bedingte Verpflichtungen zum Rückbau von Sachanlagen, bei denen Art, Umfang, Zeitpunkt und beizumessende Wahrscheinlichkeiten nicht verlässlich ermittelbar sind, werden nicht gebildet.

Bei Existenz belastender Verträge, bei denen die unvermeidbaren Kosten zur Erfüllung der vertraglichen Verpflichtung höher sind als der erwartete Nutzen aus dem Vertragsverhältnis, werden Rückstellungen für drohende Verluste aus schwebenden Geschäften gebildet. Entsprechende Rückstellungen werden

mit dem niedrigeren Betrag aus Verpflichtungsüberhang bei Vertragserfüllung und eventuellen Straf- oder Entschädigungszahlungen im Falle einer Nichterfüllung des Vertrages angesetzt. Die Ermittlung der Verpflichtungen aus einem schwebenden Vertragsverhältnis erfolgt absatzmarktorientiert.

Eventualverbindlichkeiten sind mögliche Drittverpflichtungen aus vergangenen Ereignissen, die nicht gänzlich vom Unternehmen kontrollierbar sind, oder gegenwärtige Drittverpflichtungen aus vergangenen Ereignissen, bei denen der Abfluss von Ressourcen mit wirtschaftlichem Nutzen unwahrscheinlich ist oder deren Höhe nicht ausreichend verlässlich bestimmt werden kann. Eventualverbindlichkeiten werden grundsätzlich nicht in der Bilanz erfasst.

Sofern erforderlich, werden Rückstellungen für Restrukturierung mit dem Barwert der zukünftigen Mittelabflüsse angesetzt. Die Rückstellungsbildung erfolgt zu dem Zeitpunkt, zu dem ein detaillierter Restrukturierungsplan, der vom Management beschlossen und öffentlich angekündigt wurde beziehungsweise den Mitarbeitern oder deren Vertretern kommuniziert wurde, vorliegt. Für die Bemessung der Rückstellungshöhe werden nur die den Restrukturierungsmaßnahmen direkt zuordenbaren Aufwendungen herangezogen. Nicht berücksichtigt werden Aufwendungen, die mit dem zukünftigen operativen Geschäft in Verbindung stehen.

### Ertragsteuern

Nach IAS 12 „Ertragsteuern“ (IAS 12) sind latente Steuern für temporäre Differenzen zwischen den Buchwerten der Vermögenswerte und Schulden in der Bilanz und ihren Steuerwerten zu bilden (Verbindlichkeitsmethode). Aktive und passive latente Steuern werden für temporäre Differenzen gebildet, die zu steuerpflichtigen oder abzugsfähigen Beträgen bei der Ermittlung des zu versteuernden Einkommens künftiger Perioden führen, es sei denn, die abweichenden Wertansätze resultieren aus dem erstmaligen Ansatz eines Vermögenswertes oder einer Schuld zu einem Geschäftsvorfall, der kein Unternehmenszusammenschluss ist und zum Zeitpunkt des Geschäftsvorfalles weder das Ergebnis vor Steuern noch das zu versteuernde Einkommen beeinflusst hat (sogenannte Initial Differences). Ein Ansatz von unsicheren Steuerpositionen erfolgt in Höhe des wahrscheinlichsten Wertes. IAS 12 verlangt außerdem die Bildung aktiver latenter Steuern auf noch nicht genutzte Verlustvorträge und Steuergutschriften. Aktive latente Steuern werden in dem Maße bilanziert, wie es wahrscheinlich

ist, dass ein zu versteuerndes Ergebnis verfügbar sein wird, gegen das die temporären Differenzen und noch nicht genutzten Verlustvorträge verwendet werden können. Die Unternehmenseinheiten werden individuell daraufhin beurteilt, ob es wahrscheinlich ist, dass in künftigen Jahren ein positives steuerliches Ergebnis entsteht. Eine etwa bestehende Verlusthistorie wird bei dieser Analyse einbezogen. Für den Teil der aktiven latenten Steuern, für den diese Annahmen nicht zutreffen, wird der Wert der latenten Steuern vermindert.

Passive latente Steuern, die durch temporäre Differenzen im Zusammenhang mit Beteiligungen an Tochterunternehmen und assoziierten Unternehmen entstehen, werden angesetzt, es sei denn, dass der Zeitpunkt der Umkehrung der temporären Differenzen im Konzern bestimmt werden kann und es wahrscheinlich ist, dass sich die temporären Differenzen in absehbarer Zeit aufgrund dieses Einflusses nicht umkehren werden.

Zur Ermittlung der latenten Steuern sind die Steuersätze anzuwenden, die zu dem Zeitpunkt gelten, in dem sich die vorübergehenden Differenzen wahrscheinlich wieder ausgleichen werden. Die Auswirkungen von Steuersatz- oder Steuergesetzänderungen auf die aktiven und passiven latenten Steuern werden im Regelfall ergebniswirksam berücksichtigt. Eine Änderung über das Eigenkapital erfolgt bei latenten Steuern, die vormals erfolgsneutral gebildet wurden. Die Änderung erfolgt grundsätzlich in der Periode, in der das materielle Gesetzgebungsverfahren abgeschlossen ist.

Die latenten Steuern für inländische Unternehmen sind mit einem Gesamtsteuersatz von 30 Prozent (2013: 30 Prozent) ermittelt. Dabei werden neben der Körperschaftsteuer von 15 Prozent (2013: 15 Prozent) der Solidaritätszuschlag von 5,5 Prozent auf die Körperschaftsteuer (2013: 5,5 Prozent auf die Körperschaftsteuer) und der durchschnittliche Gewerbesteuersatz in Höhe von 14 Prozent (2013: 14 Prozent) im Konzern berücksichtigt. Für ausländische Gesellschaften werden die jeweiligen nationalen Steuersätze zugrunde gelegt.

Die wichtigsten temporären Differenzen sind in Textziffer 10 angegeben.

### Kapitalflussrechnung

Die Kapitalflussrechnung ist gemäß IAS 7 „Kapitalflussrechnungen“ (IAS 7) in Geschäftstätigkeit, Investitionstätigkeit und Finanzierungstätigkeit gegliedert. Zahlungsströme der nicht fortgeführten Aktivitäten werden in der Kapitalflussrechnung gesondert ausgewiesen. Gezahlte und erhaltene Zinsen, gezahlte und erstattete Ertragsteuern sowie erhaltene Dividenden sind Bestandteil des Cashflows aus der Geschäftstätigkeit, gezahlte Dividenden werden im Bereich der Finanzierungstätigkeit ausgewiesen. Bei Erwerben beziehungsweise Veräußerungen von Anteilen an Unternehmen gezahlte (beziehungsweise erhaltene) Kaufpreise werden abzüglich erworbener (beziehungsweise abgegebener) Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente im Bereich der Investitionstätigkeit gezeigt, soweit hiermit eine Kontrollerrlangung beziehungsweise ein Kontrollverlust einhergeht. Bei Erwerben beziehungsweise Veräußerungen ohne Kontrollerrlangung beziehungsweise Kontrollverlust erfolgt ein Ausweis der korrespondierenden Zahlungsströme im Bereich der Finanzierungstätigkeit. Wechselkursbedingte Wertänderungen der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente werden gesondert ausgewiesen.

### Segmentberichterstattung

Gemäß IFRS 8 „Geschäftssegmente“ (IFRS 8) werden die Segmente der Gesellschaft – dem sogenannten „Management Approach“ folgend – nach der internen Berichtsstruktur abgegrenzt. Als intern verwendete Ergebnisgröße zur Performance-Messung wird ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes EBITDA als Segmentergebnis herangezogen (vergleiche Textziffer 33).

### Gliederung der Bilanz sowie der Gewinn- und Verlustrechnung

Die Konzernbilanz wird im Einklang mit IAS 1 „Darstellung des Abschlusses“ (IAS 1) nach der Fristigkeitenmethode aufgestellt. Dabei werden Vermögenswerte, die innerhalb von zwölf Monaten nach dem Bilanzstichtag realisiert werden, sowie Verbindlichkeiten, die innerhalb eines Jahres nach dem Bilanzstichtag fällig werden, grundsätzlich als kurzfristig ausgewiesen.

Die Gliederung der Gewinn- und Verlustrechnung erfolgt nach dem auch für interne Zwecke Anwendung findenden Gesamtkostenverfahren.

### Kapitalstrukturmanagement

E.ON verwendet zum Management der Kapitalstruktur die Steuerungsgröße Debt Factor. Dieser ergibt sich aus dem Verhältnis zwischen der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung und unserem EBITDA. Die wirtschaftliche Netto-Verschuldung schließt neben den Netto-Finanzschulden auch Pensions- und Entsorgungsrückstellungen ein.

Bei unserem EBITDA im Geschäftsjahr von 8.337 Mio € (2013: 9.191 Mio €) und einer wirtschaftlichen Netto-Verschuldung zum Bilanzstichtag in Höhe von 33.394 Mio € (2013: 32.218 Mio €) beträgt der Debt Factor 4,0 (2013: 3,5).

### Schätzungen und Annahmen sowie Ermessen bei der Anwendung der Rechnungslegungsgrundsätze

Die Aufstellung des Konzernabschlusses erfordert Schätzungen und Annahmen, die die Anwendung von Rechnungslegungsgrundsätzen im Konzern, den Ausweis und die Bewertung beeinflussen können. Die Schätzungen basieren auf Erfahrungen der Vergangenheit und weiteren Erkenntnissen über zu bilanzierende Geschäftsvorfälle. Die tatsächlichen Beträge können von diesen Schätzungen abweichen.

Die Schätzungen und die zugrunde liegenden Annahmen werden fortlaufend überprüft. Anpassungen hinsichtlich der für die Rechnungslegung relevanten Schätzungen werden in der Periode der Änderung berücksichtigt, sofern die Änderungen ausschließlich diese Periode beeinflussen. Sofern die Änderungen sowohl die aktuelle Berichtsperiode als auch zukünftige Perioden betreffen, werden sie in der laufenden Periode und in späteren Perioden berücksichtigt.

Schätzungen sind insbesondere erforderlich bei der Bewertung von Sachanlagen und immateriellen Vermögenswerten, namentlich im Zusammenhang mit Kaufpreisallokationen, dem Ansatz und der Bewertung aktiver latenter Steuern, der Bilanzierung von Pensions- und übrigen Rückstellungen, bei der Durchführung von Werthaltigkeitsprüfungen in Übereinstimmung mit IAS 36 sowie der Fair-Value-Ermittlung bestimmter Finanzinstrumente.

Die Grundlagen für die Einschätzungen bei den relevanten Themen werden in den jeweiligen Abschnitten erläutert.



## (2) Neue Standards und Interpretationen

### Im Jahr 2014 anzuwendende Standards und Interpretationen

Das International Accounting Standards Board (IASB) und das IFRS Interpretations Committee (IFRS IC) haben die folgenden Standards und Interpretationen verabschiedet, die von der EU in europäisches Recht übernommen wurden und im Berichtszeitraum 1. Januar 2014 bis 31. Dezember 2014 verpflichtend anzuwenden sind:

#### IFRS 10 „Konzernabschlüsse“

Im Mai 2011 veröffentlichte das IASB den neuen Standard IFRS 10 „Konzernabschlüsse“ (IFRS 10). Er ersetzt die bisher in IAS 27 „Konzern- und Einzelabschlüsse“ sowie SIC-12 „Konsolidierung Zweckgesellschaften“ (SIC-12) enthaltenen Leitlinien über Beherrschung und Konsolidierung. IFRS 10 schafft eine einheitliche Definition des Beherrschungsbegriffs, der sich stärker als zuvor an der wirtschaftlichen Betrachtungsweise orientiert. Der neue Standard kann damit zu einer veränderten Abgrenzung des Konsolidierungskreises führen. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist erfolgt. IFRS 10 ist grundsätzlich retrospektiv für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. Aufgrund der Erstanwendung des IFRS 10 wird eine Gesellschaft nicht mehr vollkonsolidiert.

#### IFRS 11 „Gemeinsame Vereinbarungen“

Im Mai 2011 veröffentlichte das IASB den neuen Standard IFRS 11. Er ersetzt IAS 31 „Anteile an Gemeinschaftsunternehmen“ (IAS 31) und SIC-13 „Gemeinschaftlich geführte Unternehmen – Nichtmonetäre Einlagen durch Partnerunternehmen“ (SIC-13). Der Standard unterscheidet künftig zwei Arten von gemeinschaftlichen Vereinbarungen (Joint Arrangements): Gemeinschaftsunternehmen (Joint Ventures) und gemeinschaftliche Tätigkeiten (Joint Operations). Ausgangspunkt für die Bestimmung der gemeinsamen Kontrolle (Joint Control) sind die Vorgaben des IFRS 10. Sofern nach der Beurteilung des einzelnen Sachverhalts ein Joint Venture vorliegt, ist dieses nach der Equity-Methode zu bilanzieren. Dagegen sind bei einer Joint Operation die anteiligen Vermögenswerte und Schulden sowie Aufwendungen und Erträge dem beteiligten Unternehmen direkt zuzurechnen. Die Übernahme durch die EU in

europäisches Recht ist erfolgt. Danach ist der neue Standard verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. Aufgrund der Erstanwendung des IFRS 11 werden zwei Gesellschaften als Joint Operations bilanziert.

#### IFRS 12 „Angaben zu Anteilen an anderen Unternehmen“

IFRS 12 regelt die Anhangangaben sowohl für IFRS 10 als auch für IFRS 11 und wurde zusammen mit diesen Standards am 12. Mai 2011 vom IASB veröffentlicht. Der Standard verpflichtet Unternehmen, Angaben zum Wesen von Beteiligungen, zu den damit verbundenen Risiken und den Auswirkungen auf ihre Vermögens-, Finanz- und Ertragslage zu veröffentlichen. Diese Angaben sind für Tochterunternehmen, Joint Arrangements, assoziierte Unternehmen und nicht konsolidierte strukturierte Einheiten (Zweckgesellschaften) erforderlich. Anzugeben sind auch bedeutende Ermessensentscheidungen und Annahmen, einschließlich ihrer Änderungen, die bei der Beurteilung der Beherrschung nach IFRS 10 und bei Joint Arrangements getroffen wurden. Der neue Standard wurde durch die EU in europäisches Recht übernommen und ist verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen.

#### IAS 27 „Einzelabschlüsse“

Im Mai 2011 veröffentlichte das IASB eine neue Fassung des IAS 27. Die Neufassung enthält nunmehr ausschließlich Vorschriften zu IFRS-Einzelabschlüssen (vorher Konzern- und Einzelabschlüsse). Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist erfolgt. Danach ist der neue Standard verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. Für E.ON ergeben sich aus dem neuen Standard keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

#### IAS 28 „Anteile an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen“

Im Mai 2011 veröffentlichte das IASB eine neue Fassung des IAS 28. Die Neufassung regelt nunmehr, dass bei geplanten Teilveräußerungen von Anteilen an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen der zu veräußernde Anteil



bei Vorliegen der Voraussetzungen des IFRS 5 „Zur Veräußerung gehaltene langfristige Vermögenswerte und aufgegebene Geschäftsbereiche“ (IFRS 5) als zur Veräußerung gehaltener langfristiger Vermögenswert auszuweisen ist. Der verbleibende Anteil ist weiterhin nach der Equity-Methode zu bilanzieren. Falls nach der Veräußerung ein assoziiertes Unternehmen besteht, wird dieses nach der Equity-Methode bilanziert. Andernfalls ist gemäß IFRS 9 zu verfahren. Der neue Standard integriert die Regelungen des SIC-13 und hebt bisherige Ausnahmen vom Anwendungsbereich des IAS 28 auf. Der Standard wurde durch die EU in europäisches Recht übernommen. Die Änderung soll demnach verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. Für E.ON ergeben sich keine wesentlichen Änderungen für den Konzernabschluss.

Würden IFRS 10 und IFRS 11 nicht angewandt und IAS 27 sowie IAS 28 weiterhin in der bis zum 31. Dezember 2013 geltenden Fassung angewandt, so würden sich zum 31. Dezember 2014 die Aktiva und Passiva um 190 Mio € erhöhen und der Konzernüberschuss um 8 Mio € verringern.

#### Änderungen an IFRS 10, IFRS 11 und IFRS 12: „Konzernabschlüsse, Gemeinsame Vereinbarungen und Angaben zu Anteilen an anderen Unternehmen: Übergangsvorschriften“

Das IASB hat im Juni 2012 Änderungen an IFRS 10, IFRS 11 und IFRS 12 „Konzernabschlüsse, Gemeinsame Vereinbarungen und Angaben zu Anteilen an anderen Unternehmen: Übergangsvorschriften“ (Änderungen an IFRS 10, IFRS 11 und IFRS 12) veröffentlicht. Darin werden Übergangsregelungen in IFRS 10 konkretisiert und zusätzlich Erleichterungen für die erstmalige Anwendung aller drei Standards gewährt. So sind angepasste Vergleichsangaben fortan lediglich für die unmittelbar vorangegangene Periode anzugeben. Für unkonsolidierte strukturierte Unternehmen entfällt die Angabepflicht von Vergleichsinformationen für Perioden vor der erstmaligen Anwendung von IFRS 12. Die Änderungen sind analog zum erstmaligen Inkrafttreten der Standards IFRS 10, IFRS 11 und IFRS 12 für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. Die Übernahme in europäisches Recht durch die EU ist erfolgt. Für E.ON ergeben sich keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

#### Änderungen an IFRS 10, IFRS 12 und IAS 27 „Investmentgesellschaften“

Im Oktober 2012 veröffentlichte das IASB Änderungen an IFRS 10, IFRS 12 und IAS 27 „Investmentgesellschaften“ (Änderungen an IFRS 10, IFRS 12 und IAS 27). Die Änderungen beinhalten eine Definition von Investmentgesellschaften und befreien diese vom Anwendungsbereich des IFRS 10. Demnach sollen Investmentgesellschaften als Mutterunternehmen künftig ihre Beteiligungen nicht konsolidieren, sondern diese erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert nach IFRS 9 oder IAS 39 erfassen. In diesem Zusammenhang ergeben sich auch neue Angabevorschriften bei IFRS 12 „Angaben zu Anteilen an anderen Unternehmen“ und IAS 27 „Einzelabschlüsse“. Im November 2013 hat die EU diese Änderungen in europäisches Recht übernommen. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Für E.ON ergeben sich hieraus keine wesentlichen Änderungen auf den Konzernabschluss.

#### Änderungen an IAS 32 „Finanzinstrumente: Darstellung“ und IFRS 7 „Finanzinstrumente: Angaben“

Im Dezember 2011 veröffentlichte das IASB Änderungen an IAS 32 und IFRS 7. Künftig sollen Unternehmen Brutto- und Nettobeträge aus der Saldierung sowie Beträge für bestehende Saldierungsrechte, die nicht den bilanziellen Saldierungskriterien genügen, angeben. Zusätzlich dazu werden Inkonsistenzen in der Auslegung der bestehenden Vorschriften zur Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten beseitigt. Die genannten Änderungen haben abweichende Erstanwendungszeitpunkte. Die Änderungen des IAS 32 sind für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen, anzuwenden. Die Übernahme in europäisches Recht durch die EU ist erfolgt. Aus der Erstanwendung der Änderungen des IAS 32 resultierte als Effekt der Umstellung auf einen Bruttoausweis eine Bilanzverlängerung in Höhe von rund 1,4 Mrd €.

Die Auswirkungen der Erstanwendung von IFRS 10, IFRS 11 und IAS 32 auf die Konzernbilanz beziehungsweise die Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung sind in den nachfolgenden Tabellen dargestellt:

Neu angewendete Standards – Konzernbilanz 1. Januar 2013						
in Mio €	Vor Erstanwendung neuer Standards	Anpassung IFRS 10	Anpassung IFRS 11	Nach Erstanwendung IFRS 10, IFRS 11	Anpassung IAS 32	Nach Erstanwendung neuer Standards
<b>Summe Aktiva</b>	<b>140.426</b>	<b>-344</b>	<b>746</b>	<b>140.828</b>	<b>1.457</b>	<b>142.285</b>
davon at equity bewertete Unternehmen	4.067	155	-83	4.139	-	4.139
<b>Langfristige Schulden</b>	<b>65.027</b>	<b>-332</b>	<b>1.426</b>	<b>66.121</b>	<b>975</b>	<b>67.096</b>
davon Finanzverbindlichkeiten	21.937	-318	147	21.766	-	21.766
davon Übrige Rückstellungen	23.656	-	1.279	24.935	-	24.935
<b>Kurzfristige Schulden</b>	<b>36.579</b>	<b>-174</b>	<b>-822</b>	<b>35.583</b>	<b>482</b>	<b>36.065</b>
davon Finanzverbindlichkeiten	4.007	-6	-381	3.620	-	3.620
davon Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	25.935	-164	-418	25.353	482	25.835
<b>Eigenkapital</b>	<b>38.820</b>	<b>162</b>	<b>142</b>	<b>39.124</b>	<b>-</b>	<b>39.124</b>

Neu angewendete Standards – Konzernbilanz 31. Dezember 2013						
in Mio €	Vor Erstanwendung neuer Standards	Anpassung IFRS 10	Anpassung IFRS 11	Nach Erstanwendung IFRS 10, IFRS 11	Anpassung IAS 32	Nach Erstanwendung neuer Standards
<b>Summe Aktiva</b>	<b>130.725</b>	<b>-323</b>	<b>710</b>	<b>131.112</b>	<b>1.218</b>	<b>132.330</b>
davon at equity bewertete Unternehmen	5.624	114	-86	5.652	-	5.652
<b>Langfristige Schulden</b>	<b>61.054</b>	<b>-321</b>	<b>1.397</b>	<b>62.130</b>	<b>1.049</b>	<b>63.179</b>
davon Finanzverbindlichkeiten	18.237	-318	132	18.051	-	18.051
davon Übrige Rückstellungen	23.470	-	1.265	24.735	-	24.735
<b>Kurzfristige Schulden</b>	<b>33.286</b>	<b>-110</b>	<b>-832</b>	<b>32.344</b>	<b>169</b>	<b>32.513</b>
davon Finanzverbindlichkeiten	5.023	-	-350	4.673	-	4.673
davon Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	21.866	-103	-475	21.288	169	21.457
<b>Eigenkapital</b>	<b>36.385</b>	<b>108</b>	<b>145</b>	<b>36.638</b>	<b>-</b>	<b>36.638</b>

Neu angewendete Standards – Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung				
in Mio €	2013 <sup>1)</sup>			
	Vor Anpassung IFRS 10, IFRS 11	Anpassung IFRS 10	Anpassung IFRS 11	Nach Anpassung IFRS 10, IFRS 11
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>124.214</b>	<b>-17</b>	<b>5</b>	<b>124.202</b>
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>2.503</b>	<b>-54</b>	<b>3</b>	<b>2.452</b>
<b>Konzernüberschuss</b>	<b>2.510</b>	<b>-54</b>	<b>3</b>	<b>2.459</b>

1) In den hier dargestellten Angaben sind die Umgliederungen in die nicht fortgeführten Aktivitäten nicht enthalten (siehe hierzu Textziffer 4).

### Änderungen an IAS 36 „Angaben bei Wertminderungen“

Das IASB hat im Mai 2013 Änderungen an IAS 36 „Angaben zum erzielbaren Betrag bei nicht-finanziellen Vermögenswerten“ veröffentlicht. IAS 36 wurde dahingehend angepasst, dass Informationen nur für wertgeminderte Vermögenswerte oder für zahlungsmittelgenerierende Einheiten zu liefern sind. Der neue Standard wurde durch die EU in europäisches Recht übernommen und ist verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. E.ON hat von der Möglichkeit der freiwilligen vorzeitigen Anwendung der Änderungen im Geschäftsjahr 2013 bereits Gebrauch gemacht.

### Änderung an IAS 39 „Novation von Derivaten und Fortsetzung von Sicherungsgeschäften“

Im Juni 2013 veröffentlichte das IASB begrenzte Änderungen an IAS 39 „Finanzinstrumente“. Demnach ist die Beendigung des Hedge Accountings nicht erforderlich, sofern die Novation eines Sicherungsinstrumentes auf eine zentrale Gegenpartei aufgrund gesetzlicher oder regulatorischer Anforderungen unter bestimmten Voraussetzungen erfolgt. Eine Auflösung der Sicherungsbeziehungen entfällt, wenn infolge einer neuen rechtlichen oder regulatorischen Anforderung beziehungsweise der Einführung eines neuen Gesetzes eine Novation vorgeschrieben wird. Des Weiteren ist durch die Novation die ursprüngliche Gegenpartei durch eine zentrale Gegenpartei oder durch ein Unternehmen, das als Gegenpartei tätig ist („Clearing-Kontrahent“), zu ersetzen. Die vertraglichen Änderungen sind dabei auf solche beschränkt, die zur Umsetzung der Auswechslung der Gegenpartei notwendig sind. Diese Änderungen umfassen Änderungen der vertraglichen Anforderungen an die Besicherung, Rechte zur Aufrechnung von Forderungen und Verbindlichkeiten sowie erhobenen Gebühren. Die Änderung wurde durch die EU in europäisches Recht übernommen und ist verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. Für E.ON ergeben sich aus der Änderung keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

### Änderung der Bilanzierungsmethoden

E.ON hat im Rahmen der Entwicklung der Rechnungslegung den Ausweis von Barmitteln in das Planvermögen angepasst. Der Ausweis erfolgt nunmehr im investiven Cashflow. Entsprechend wurden aus dem operativen Cashflow des Vorjahres Zahlungsabflüsse in Höhe von 97 Mio € in den

investiven Cashflow umgegliedert. Die Effekte entfallen vor allem auf die regionale Einheit Großbritannien. Die Änderung der Darstellung führt zu einem konsistenten Ausweis der Planvermögensdotierung in Bezug auf Bardotierungen und andere Formen der Dotierung.

Eine geänderte Auslegung des IFRIC 12 führte zu einem Bruttoausweis bestimmter Einzelsachverhalte. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden der Vorjahresumsatz und der Materialaufwand um 73 Mio € angepasst.

### Im Jahr 2014 noch nicht anzuwendende Standards und Interpretationen

Das IASB und das IFRS IC haben weitere Standards und Interpretationen verabschiedet. Die Anwendung dieser Regelungen erfolgt im Geschäftsjahr nicht, da zum jetzigen Zeitpunkt die Anerkennung durch die EU teilweise aussteht beziehungsweise die Standards und Interpretationen noch nicht verpflichtend anzuwenden sind.

#### IFRS 9 „Finanzinstrumente“

Im November 2009 beziehungsweise Oktober 2010 veröffentlichte das IASB phasenweise den neuen Standard IFRS 9 „Finanzinstrumente“ (IFRS 9). Danach werden alle Finanzinstrumente, die derzeit in den Anwendungsbereich des IAS 39 fallen, fortan grundsätzlich nur noch in zwei Kategorien unterteilt: Finanzinstrumente, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden, und Finanzinstrumente, die zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden. Im Rahmen der überarbeiteten Regelungen vom 24. Juli 2014 wird eine weitere Bewertungskategorie für Schuldinstrumente eingeführt. Diese dürfen künftig zum Fair Value im sonstigen Ergebnis klassifiziert werden (FVOCI), sofern die Voraussetzungen für das entsprechende Geschäftsmodell sowie die vertraglichen Zahlungsströme erfüllt werden. IFRS 9 soll verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Januar 2018 beginnen. Eine vorzeitige Anwendung ist zulässig. In diesem Zusammenhang hat das IASB auch ein Diskussionspapier zu weiteren Regelungen für das Macro Hedge Accounting veröffentlicht, die losgelöst vom IFRS 9 sind. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. E.ON untersucht zurzeit die Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

### IFRS 14 „Regulatorische Abgrenzungsposten“

Im Januar 2014 veröffentlichte das IASB den neuen Standard IFRS 14 „Regulatorische Abgrenzungsposten“ (IFRS 14). Demnach ist dieser Standard freiwillig im ersten IFRS-Abschluss eines Unternehmens anzuwenden, wenn es preisregulierte Geschäftstätigkeiten ausführt und nach den vorher angewendeten Rechnungslegungsgrundsätzen regulatorische Abgrenzungsposten erfasst. Dadurch soll es Unternehmen, die Preisregulierungen unterliegen, gestattet sein, Änderungen bei den Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden in Bezug auf regulatorische Abgrenzungsposten zu vermeiden. IFRS 14 ist erstmals für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. Die Einführung des Standards hat keine Auswirkung auf den Konzernabschluss von E.ON, da dieser bereits nach IFRS aufgestellt wird.

### IFRS 15 „Erlöse aus Verträgen mit Kunden“

Im Mai 2014 veröffentlichte das IASB den neuen Standard IFRS 15 „Erlöse aus Verträgen mit Kunden“ (IFRS 15). Danach wird IFRS 15 die Anwendungsbereiche des IAS 11 „Fertigungsaufträge“, IAS 18 „Erlöse“, IFRIC 13 „Kundenbindungsprogramme“, IFRIC 15 „Vereinbarungen über die Errichtung von Immobilien“, IFRIC 18 „Übertragung von Vermögenswerten von Kunden“ und SIC-31 „Erträge – Tausch von Werbedienstleistungen“ ersetzen. Der Standard definiert, wann und in welcher Höhe Erlöse zu erfassen sind. Gemäß IFRS 15 sind Erlöse in der Höhe zu erfassen, in der für die übernommenen Leistungsverpflichtungen Gegenleistungen erwartet werden. Der Standard ist erstmals für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2017 beginnen. Eine vorzeitige Anwendung ist zulässig. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. E.ON untersucht zurzeit die Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

### Sammelstandard zu Änderungen verschiedener International Financial Reporting Standards (Zyklus 2010-2012)

Im Rahmen des sogenannten „Annual Improvements Process“ überarbeitet das IASB bestehende Standards. Im Dezember 2013 veröffentlichte das IASB einen entsprechenden Sammelstandard. Dieser enthält Änderungen an IFRS sowie den dazugehörigen Grundlagen für Schlussfolgerungen. Betroffen sind die Standards IFRS 2, IFRS 3, IFRS 8, IFRS 13, IAS 16, IAS 24 und IAS 38. Die EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Sie sind danach erstmals für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Februar 2015 beginnen. Für E.ON ergeben sich hieraus keine wesentlichen Änderungen auf den Konzernabschluss.

### Sammelstandard zu Änderungen verschiedener International Financial Reporting Standards (Zyklus 2011-2013)

Im Rahmen des sogenannten „Annual Improvements Process“ überarbeitet das IASB bestehende Standards. Im Dezember 2013 veröffentlichte das IASB einen entsprechenden Sammelstandard. Dieser enthält Änderungen an IFRS sowie den dazugehörigen Grundlagen für Schlussfolgerungen. Betroffen sind die Standards IFRS 1, IFRS 3, IFRS 13 und IAS 40. Die EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Sie sind danach erstmals für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2015 beginnen. Für E.ON ergeben sich hieraus keine wesentlichen Änderungen auf den Konzernabschluss.

### Sammelstandard zu Änderungen verschiedener International Financial Reporting Standards (Zyklus 2012-2014)

Im Rahmen des sogenannten „Annual Improvements Process“ überarbeitet das IASB bestehende Standards. Im September 2014 veröffentlichte das IASB einen entsprechenden Sammelstandard. Dieser enthält Änderungen an IFRS sowie den dazugehörigen Grundlagen für Schlussfolgerungen. Betroffen sind die Standards IFRS 5, IFRS 7, IAS 19 und IAS 34. Die Änderungen sind erstmals für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen, wobei eine frühere Anwendung zulässig ist. Für E.ON ergeben sich hieraus keine wesentlichen Änderungen auf den Konzernabschluss.

### Änderungen an IFRS 10, IFRS 12 und IAS 28 „Investmentgesellschaften: Anwendung der Konsolidierungsausnahme“

Im Dezember 2014 veröffentlichte das IASB Änderungen an IFRS 10, IFRS 12 und IAS 28. Sie sollen für Investmentgesellschaften, die gleichzeitig ein Mutterunternehmen sind, klarstellen, dass sie von einer Konsolidierungspflicht auch dann befreit sind, wenn sie ihrerseits ein Tochterunternehmen sind. Weiterhin wird klargestellt, dass Tochterunternehmen, die anlagebezogene Dienstleistungen erbringen und selber Investmentgesellschaften sind, zum beizulegenden Zeitwert zu bilanzieren sind. Für Nichtinvestmentgesellschaften wird klargestellt, dass diese eine Investmentgesellschaft nach der Equity-Methode bilanzieren soll. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. E.ON erwartet aus den Änderungen keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

### Änderungen an IAS 1 „Darstellung des Abschlusses“

Im Dezember 2014 hat das IASB Änderungen an IAS 1 veröffentlicht. Sie dienen im Wesentlichen der Klarstellung von Angaben zu wesentlichen Sachverhalten und zur Aggregation und Disaggregation von Posten der Bilanz und der Gesamtergebnisrechnung. Der Änderungsstandard regelt auch, die Darstellung des Anteils von at equity bewerteten Unternehmen am sonstigen Ergebnis in der Gesamtergebnisrechnung. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. E.ON erwartet aus den Änderungen keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

### Änderungen an IFRS 10 und IAS 28 „Veräußerung oder Einbringung von Vermögenswerten zwischen einem Investor und einem assoziierten Unternehmen oder Joint Venture“

Im September 2014 veröffentlichte das IASB Änderungen an IFRS 10 und IAS 28. Demnach sind nicht realisierte Erfolge aus Transaktionen zwischen einem Investor und einem assoziierten Unternehmen oder Joint Venture, sofern die Transaktionen einen Geschäftsbetrieb betreffen, vollständig beim Investor zu erfassen. Bei Transaktionen, welche nur die Veräußerung von Vermögenswerten betreffen, sind Teilerfolgerfassungen vorzunehmen. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. E.ON erwartet aus den Änderungen keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

### Änderungen an IFRS 11 „Bilanzierung von Erwerben von Anteilen an einer gemeinsamen Geschäftstätigkeit“

Im Mai 2014 veröffentlichte das IASB Änderungen an IFRS 11. Aufgrund der Änderungen hat ein Erwerber von Anteilen an einer gemeinsamen Tätigkeit, die einen Geschäftsbetrieb nach IFRS 3 darstellen, alle Prinzipien in Bezug auf die Bilanzierung von Unternehmenszusammenschlüssen aus IFRS 3 und anderen Standards anzuwenden, solange diese nicht im Widerspruch zu den Leitlinien in IFRS 11 stehen. Demnach sind die relevanten Informationen, welche in diesen Standards spezifiziert werden, offenzulegen. In diesem Zusammenhang ergaben sich Änderungen in IFRS 1 „Erstmalige Anwendung der IFRS“, um die Ausnahme in Bezug auf Unternehmenszusammenschlüsse

auszuweiten. Demnach beinhaltet die Änderung auch vergangene Erwerbe von Anteilen an gemeinschaftlichen Tätigkeiten, bei denen die gemeinschaftliche Tätigkeit einen Geschäftsbetrieb darstellt. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen. Eine vorzeitige Anwendung ist zulässig. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. E.ON erwartet aus den Änderungen keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

### Änderungen an IAS 16, IAS 38 „Klarstellung akzeptabler Abschreibungsmethoden“

Im Mai 2014 veröffentlichte das IASB Anpassungen zu IAS 16 und IAS 38. Die Änderungen beinhalten weitere Leitlinien, welche Methoden für die Abschreibung von Sachanlagen und immateriellen Vermögenswerten genutzt werden können. Danach bietet eine erlösorientierte Methode, die sich aus einer Tätigkeit ergibt, die die Verwendung des Vermögenswerts mit einschließt, keine sachgerechte Darstellung des Verbrauchs. Im Rahmen des IAS 38 gibt es allerdings begrenzte Umstände, unter denen diese Annahme widerlegt werden kann. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. E.ON erwartet aus den Änderungen keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

### Änderungen zu IAS 16 und IAS 41 „Landwirtschaft: Fruchttragende Pflanzen“

Im Juni 2014 veröffentlichte das IASB Änderungen zu IAS 16 und IAS 41. Demnach sind fruchttragende Pflanzen wie Sachanlagen nach IAS 16 zu bilanzieren. Ihre Früchte sind weiterhin gemäß IAS 41 abzubilden. Durch die Änderungen werden fruchttragende Pflanzen künftig nicht mehr erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert abzüglich geschätzter Verkaufskosten bilanziert, sondern gemäß IAS 16 wahlweise nach dem Anschaffungskostenmodell oder dem Neubewertungsmodell. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. Für E.ON ergeben sich aus den Änderungen keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

### Änderungen zu IAS 19 „Leistungsorientierte Pläne: Arbeitnehmerbeiträge“

Im November 2013 veröffentlichte das IASB eine Anpassung zu IAS 19. Diese Anpassung ergänzt den IAS 19 in Bezug auf die Bilanzierung leistungsorientierter Pensionszusagen, an denen sich der Arbeitnehmer (oder Dritte) durch Beiträge beteiligt. Sofern die Beiträge durch den Arbeitnehmer (oder Dritte) unabhängig von der Anzahl der Dienstjahre geleistet werden, kann weiterhin der Nominalbetrag der Beiträge vom Dienstzeitaufwand abgezogen werden. Sofern jedoch die Beiträge des Arbeitnehmers in Abhängigkeit von der Anzahl der geleisteten Dienstjahre variieren, ist die Berechnung und Verteilung der Leistungen zwingend unter Anwendung der Projected-Unit-Credit-Methode vorzunehmen. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Juli 2014 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist erfolgt. Danach werden die Änderungen verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Februar 2015 beginnen. E.ON erwartet aus den Änderungen keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

### Änderungen zu IAS 27 „Anwendung der Equity-Methode in separaten Abschlüssen“

Im August 2014 veröffentlichte das IASB Änderungen zu IAS 27 „Separate Abschlüsse“. Die Änderungen beinhalten die Zulassung der Equity-Methode als Bilanzierungsoption für Anteile an Tochterunternehmen, Joint Ventures und assoziierten

Unternehmen im separaten Abschluss eines Investors. Die Änderungen sind rückwirkend im Einklang mit IAS 8 „Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden, Änderungen von Schätzungen und Fehlern“ und für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen, anzuwenden. Eine vorzeitige Anwendung ist zulässig. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. Für E.ON ergeben sich aus den Änderungen keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

### IFRIC 21 „Interpretation zur Bilanzierung von Abgaben“

Das IASB hat im Mai 2013 die Interpretation IFRIC 21 veröffentlicht, welche regelt, wann gemäß IAS 37 Rückstellungen sowie eventuelle Verbindlichkeiten oder Forderungen zu passivieren sind. IFRIC 21 regelt somit, wann und wie Abgaben zu erfassen sind, die nicht in den Bereich eines anderen IFRS fallen. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist erfolgt. Danach werden die Änderungen verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 17. Juni 2014 beginnen. E.ON erwartet keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

## (3) Konsolidierungskreis

Die Anzahl der konsolidierten Unternehmen hat sich wie folgt verändert:

Konsolidierungskreis	Inland	Ausland	Summe
<b>Konsolidierte Unternehmen zum 1. Januar 2013</b>	<b>153</b>	<b>297</b>	<b>450</b>
Zugänge	4	14	18
Abgänge/Verschmelzungen	43	83	126
<b>Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2013</b>	<b>114</b>	<b>228</b>	<b>342</b>
Zugänge	1	4	5
Abgänge/Verschmelzungen	8	22	30
<b>Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2014<sup>1)</sup></b>	<b>107</b>	<b>210</b>	<b>317</b>

1) Darin enthalten sind auch die als nicht fortgeführten Aktivitäten ausgewiesenen spanischen und italienischen Unternehmen.

Im Jahr 2014 wurden insgesamt 19 inländische und 35 ausländische Unternehmen nach der Equity-Methode bewertet (2013: 22 beziehungsweise 37). Jeweils ein inländisches und ein ausländisches Unternehmen wurden als gemeinschaftliche Tätigkeit anteilig dargestellt (2013: 1 beziehungsweise 1). In den hier dargestellten Zahlen sind die retrospektive Änderung des Konsolidierungskreises und die retrospektive Bilanzierung von gemeinschaftlichen Tätigkeiten aufgrund der Erstanwendung von IFRS 10 und IFRS 11 berücksichtigt. Wesentliche Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten werden in Textziffer 4 erläutert.



#### (4) Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten

##### Nicht fortgeführte Aktivitäten und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2014

###### E.ON in Spanien

E.ON hat Ende November 2014 vertragliche Vereinbarungen mit einem Tochterunternehmen der Macquarie European Infrastructure Fund IV LP (Macquarie Fund), London, Großbritannien, über den Verkauf ihrer spanischen und portugiesischen Aktivitäten geschlossen.

Die verkauften Aktivitäten umfassen das gesamte spanische und portugiesische Geschäft mit 650.000 Strom- und Gas-kunden und Stromverteilnetzen mit einer Gesamtlänge von 32.000 Kilometern. Darüber hinaus beinhalten die Aktivitäten eine Erzeugungskapazität von 4 GW aus Kohle-, Gas- und regenerativen Anlagen in Spanien und Portugal. Während das Segment regionale Einheit Spanien unter den nicht fortgeführten Aktivitäten auszuweisen ist, wurden die spanischen Erzeugungsaktivitäten der Segmente Erzeugung sowie Erneuerbare Energien zum 31. November 2014 als Abgangsgruppen klassifiziert.

Als Transaktionsvolumen für das Eigenkapital und für die Übernahme von Verbindlichkeiten sowie Working-Capital-Positionen wurden rund 2,4 Mrd € vereinbart. Mit der Klassifizierung als nicht fortgeführte Aktivitäten beziehungsweise Abgangsgruppen war die Bewertung der spanischen und portugiesischen Aktivitäten mit dem vereinbarten Kaufpreis vorzunehmen. Diese Überprüfung führte zu einem Goodwill-Impairment in Höhe von rund 0,3 Mrd €.

Die nachfolgenden Tabellen zeigen die wesentlichen Posten der Gewinn- und Verlustrechnung inklusive des den nicht fortgeführten Aktivitäten zuzurechnenden Goodwill-Impairments sowie der Bilanz der als nicht fortgeführte Aktivitäten ausgewiesenen regionalen Einheit Spanien:

Gewinn- und Verlustrechnung – E.ON Spanien (Kurzfassung)		
in Mio €	2014	2013
Umsatzerlöse	1.085	1.078
Sonstige Erträge/Aufwendungen, netto	-1.292	-1.029
<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>-207</b>	<b>49</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	7	1
<b>Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>-200</b>	<b>50</b>

##### Wesentliche Bilanzposten – E.ON Spanien (Kurzfassung)

in Mio €	31. Dezember 2014
Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	1.003
Übrige Vermögenswerte	397
<b>Summe Vermögenswerte</b>	<b>1.400</b>
Schulden	862

Die wesentlichen Vermögenswerte der als Abgangsgruppe geführten Aktivitäten beziehen sich zum 31. Dezember 2014 auf Sachanlagevermögen (1,1 Mrd €), immaterielle Vermögenswerte und Goodwill (0,4 Mrd €), Finanzanlagen (0,1 Mrd €) sowie Umlaufvermögen (0,4 Mrd €). Die Passiva beinhalten im Wesentlichen Rückstellungen und Verbindlichkeiten in Höhe von jeweils rund 0,2 Mrd €. Auf die Aktivitäten in Spanien entfallen OCI-Werte von rund 0,1 Mrd €, im Wesentlichen in Zusammenhang mit versicherungsmathematischen Gewinnen und Verlusten. Der Vollzug der vertraglichen Vereinbarungen wird im ersten Quartal des Geschäftsjahres 2015 erwartet.

###### E.ON in Italien

Vor dem Hintergrund der Konkretisierung seiner Veräußerungsabsichten hat E.ON zum 31. Dezember 2014 die regionale Einheit Italien unter den nicht fortgeführten Aktivitäten ausgewiesen sowie seine italienischen Aktivitäten in den Segmenten Erzeugung und – mit Ausnahme der Windaktivitäten – Erneuerbare Energien als Abgangsgruppen ausgewiesen.

Bereits im Dezember 2014 wurde die Minderheitsbeteiligung an der Gestione Energetica Impianti S.p.A. (GEI), Crema, Italien, veräußert. Ebenfalls im Dezember 2014 wurde die Veräußerung der italienischen Stromerzeugung auf Kohle- und Gasbasis an das tschechische Energieunternehmen Energetický a Průmyslový Holding (EPH), Prag, Tschechien, vereinbart. Darüber hinaus wurde im Februar 2015 eine vertragliche Vereinbarung mit F2i SGR S.p.A., Mailand, Italien, zur Veräußerung der Aktivitäten im Bereich Solar unterzeichnet.

Durch die Konkretisierung des Veräußerungsprozesses war eine Überprüfung der Bewertung der italienischen Aktivitäten auf Basis der zu erwartenden Veräußerungserlöse vorzunehmen. Hieraus resultierte ein Wertminderungsbedarf in Höhe von insgesamt rund 1,3 Mrd €, der sich mit rund 0,1 Mrd € auf Goodwill sowie mit rund 1,2 Mrd € auf sonstiges Anlagevermögen verteilt.



Die nachfolgenden Tabellen zeigen die wesentlichen Posten der Gewinn- und Verlustrechnung inklusive des den nicht fortgeführten Aktivitäten zuzurechnenden Impairments auf das Anlagevermögen sowie der Bilanz der als nicht fortgeführte Aktivitäten ausgewiesenen regionalen Einheit Italien:

Gewinn- und Verlustrechnung – E.ON Italien (Kurzfassung)		
in Mio €	2014	2013
Umsatzerlöse	1.537	1.745
Sonstige Erträge/Aufwendungen, netto	-1.556	-1.714
<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>-19</b>	<b>31</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	6	10
<b>Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>-13</b>	<b>41</b>

Wesentliche Bilanzposten – E.ON Italien (Kurzfassung)	
in Mio €	31. Dezember 2014
Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	3
Übrige Vermögenswerte	550
<b>Summe Vermögenswerte</b>	<b>553</b>
Schulden	209

Die wesentlichen Vermögenswerte und Schulden der als Abgangsgruppe geführten Aktivitäten der globalen Einheit Erzeugung beziehen sich zum 31. Dezember 2014 auf Sachanlagevermögen (0,3 Mrd €), immaterielle Vermögenswerte (0,1 Mrd €), Umlaufvermögen (0,2 Mrd €) sowie auf Rückstellungen (0,4 Mrd €) und Verbindlichkeiten (0,2 Mrd €).

Die wesentlichen Bilanzposten der im Segment Erneuerbare Energien ausgewiesenen Vermögenswerte und Schulden betreffen das Sachanlagevermögen (0,6 Mrd €) sowie immaterielle Vermögenswerte (0,5 Mrd €), wesentliche Passiva liegen nicht vor.

Der Abschluss der Veräußerung der italienischen Stromerzeugung auf Kohle- und Gasbasis wird für das zweite Quartal 2015 erwartet.

## Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2014

### Windparks Magic Valley 1 und Wildcat 1

E.ON hat sich im November 2014 im Rahmen seiner „build and sell“-Strategie im Segment Erneuerbare Energien auf die Veräußerung von Anteilen in Höhe von 80 Prozent an einem Portfolio aus zwei Windparks in den USA, Magic Valley 1 und

Wildcat 1, an Enbridge Inc., Toronto, Kanada, verständigt. Der Kaufpreis für die Anteile, nach Abzug von Schulden, betrug rund 0,3 Mrd €. Der Buchwert des Sachanlagevermögens beläuft sich auf rund 0,5 Mrd €.

E.ON hält damit Anteile in Höhe von 20 Prozent und bleibt Betreiber der Windparks. Aus der Transaktion, die Ende Dezember 2014 vollzogen wurde, resultierte ein Veräußerungsgewinn von knapp 0,1 Mrd €.

### Erdgasversorgungsgesellschaft Thüringen-Sachsen mbH

E.ON hat Ende Oktober 2014 mit der zur Investmentgesellschaft First State, Luxemburg, gehörenden First State European Diversified Infrastructure (EDIF) einen Vertrag zur Veräußerung ihrer 50 Prozent der Gesellschafteranteile an der Erdgasversorgungsgesellschaft Thüringen-Sachsen mbH (EVG), Erfurt, unterzeichnet.

Die Beteiligung wurde in der regionalen Einheit Deutschland mit einem Buchwert von rund 0,1 Mrd € ausgewiesen. Aus der Transaktion, die ebenfalls im vierten Quartal 2014 vollzogen wurde, resultierte ein Abgangsergebnis von rund 0,1 Mrd €.

### E.ON in Litauen

E.ON hat im Mai 2014 Verträge zur Veräußerung der Aktivitäten in Litauen unterzeichnet und vollzogen. Die Beteiligungen mit einem Buchwert von rund 0,1 Mrd € wurden in der globalen Einheit Globaler Handel ausgewiesen. Aus der Transaktion resultierte ein geringfügiger Abgangsgewinn.

### Schwedische Wärmekraftanlagen

E.ON hat im ersten Quartal 2014 Verträge zum Verkauf diverser Kleinstwärmekraftwerke mit der norwegischen Solør Bioenergi zu einem Kaufpreis von 0,1 Mrd € geschlossen. Die Anlagen mit einem Buchwert von rund 0,1 Mrd € wurden in der regionalen Einheit Schweden ausgewiesen. Der Vollzug der Transaktion erfolgte im zweiten Quartal 2014 mit einem geringfügigen Abgangsgewinn.

### Stadtwerke Prag

E.ON hat im Dezember 2013 Verträge zur Abgabe einer Mehrheitsbeteiligung an der Pražská plynárenská mit der Stadt Prag unterzeichnet. Der Kaufpreis beläuft sich auf 0,2 Mrd €. Die wesentlichen Vermögenswerte und Schulden der in der regionalen Einheit Tschechien geführten Einheit beziehen sich zum 31. Dezember 2013 auf Sachanlagevermögen (0,2 Mrd €) und Vorräte beziehungsweise sonstige Vermögenswerte (0,2 Mrd €) sowie Schulden (0,2 Mrd €). Der Vollzug der Transaktion erfolgte im März 2014 mit einem Veräußerungsgewinn von rund 0,1 Mrd €.

### Offshore-Windpark Rødsand

E.ON hat sich im November 2013 auf den Verkauf von 80 Prozent am 207-MW-Offshore-Windpark Rødsand 2 an den dänischen Energieversorger SEAS-NVE verständigt. Im Rahmen der Transaktion wird der Wert für 100 Prozent der Anlage auf 3,5 Mrd Dänische Kronen (0,5 Mrd €) veranschlagt. Zum Abschluss der Transaktion hat das Unternehmen ein Darlehen von 2,1 Mrd Dänischen Kronen (0,3 Mrd €) abgelöst. SEAS-NVE übernimmt 80 Prozent der Anteile für 1,1 Mrd Dänische Kronen (0,2 Mrd €). Insgesamt erhält E.ON aus dieser Transaktion 3,2 Mrd Dänische Kronen (0,4 Mrd €). Die Einheit wurde zum 31. Dezember 2013 in der globalen Einheit Erneuerbare Energien im Wesentlichen mit Sachanlagevermögen (0,4 Mrd €), sonstigen Vermögenswerten (0,3 Mrd €) und Verbindlichkeiten (0,4 Mrd €) ausgewiesen. Der Vollzug erfolgte am 10. Januar 2014 mit einem Veräußerungsgewinn von rund 0,1 Mrd €.

### Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2013

#### Beteiligung an NAFTA

E.ON hat im Dezember 2013 einen Vertrag über die Veräußerung der Minderheitsbeteiligung NAFTA a.s., Bratislava, Slowakei, unterzeichnet. Die Beteiligung wurde in der globalen Einheit Globaler Handel mit einem Buchwert von rund 0,1 Mrd € ausgewiesen. Der Vollzug der Transaktion erfolgte im vierten Quartal 2013 mit einem geringfügigen Veräußerungsgewinn.

#### Ferngas Nordbayern

E.ON hat im Dezember 2013 mit der Investmentgesellschaft First State, Luxemburg, einen Vertrag zur Veräußerung ihres 100-prozentigen Anteils an der Ferngas Nordbayern unterzeichnet und vollzogen. Im Zuge dessen hat E.ON zum Teil durch die Ferngas Nordbayern GmbH gehaltene Beteiligungen zurückgekauft. Wesentliche Buchwerte der von der regionalen Einheit Deutschland geführten Einheit betrafen das Sachanlagevermögen (0,1 Mrd €), Forderungen (0,1 Mrd €) sowie Rückstellungen und Verbindlichkeiten mit jeweils 0,1 Mrd €. Es entstand ein geringfügiger Abgangsgewinn.

#### E.ON Mitte

E.ON hat im Dezember 2013 mit einem Konsortium aus kommunalen Anteilseignern einen Vertrag zur Veräußerung ihres 73,3-prozentigen Anteils an der E.ON Mitte AG unterzeichnet und vollzogen. Im Zuge dessen hat E.ON die E.ON Mitte Vertrieb GmbH sowie weitere durch E.ON Mitte AG gehaltene Beteiligungen zurückgekauft. Wesentliche Buchwerte der von der regionalen Einheit Deutschland geführten Einheit betrafen das Sachanlagevermögen (0,6 Mrd €), Forderungen (0,1 Mrd €) sowie Rückstellungen und Verbindlichkeiten mit jeweils 0,3 Mrd €. Es entstand ein geringfügiger Abgangsgewinn.

#### E.ON in Finnland

E.ON hat im Juni 2013 einen Vertrag zur Veräußerung ihrer finnischen Stromaktivitäten unterzeichnet. Der Kaufpreis beläuft sich auf 0,1 Mrd €. Die Transaktion wurde im dritten Quartal 2013 vollzogen. Die Aktivitäten wurden seit dem zweiten Quartal 2013 als Abgangsgruppe ausgewiesen. Die wesentlichen Vermögenswerte dieser in der regionalen Einheit Schweden geführten Abgangsgruppe waren das Sachanlagevermögen (0,1 Mrd €) und die Finanzanlagen (0,1 Mrd €). Die Passiva beinhalteten im Wesentlichen Verbindlichkeiten (0,1 Mrd €).

#### E.ON Westfalen Weser

E.ON hat Ende Juni 2013 mit einem Konsortium aus kommunalen Anteilseignern einen Vertrag zur Veräußerung ihres 62,8-prozentigen Anteils an der E.ON Westfalen Weser AG bei einem Mittelzufluss von rund 0,2 Mrd € unterzeichnet und vollzogen. Im Zuge der Transaktion kaufte E.ON die E.ON Westfalen Weser Vertrieb GmbH sowie weitere durch E.ON Westfalen Weser AG gehaltene Beteiligungen zurück. Wesentliche Buchwerte der von der regionalen Einheit Deutschland geführten Einheit betrafen das Sachanlagevermögen (0,8 Mrd €), Forderungen (0,3 Mrd €) sowie Rückstellungen und Verbindlichkeiten mit jeweils 0,3 Mrd €. Es entstand ein Abgangsverlust von rund 0,2 Mrd €.

#### E.ON Földgáz Trade/E.ON Földgáz Storage

E.ON hat mit dem ungarischen Energieunternehmen MVM Hungarian Electricity Ltd. im März 2013 einen Vertrag über die vollständige Veräußerung von E.ON Földgáz Trade und E.ON Földgáz Storage geschlossen. Der Kaufpreis beträgt rund 0,9 Mrd € inklusive der Übernahme von Schulden für beide Unternehmen von insgesamt rund 0,5 Mrd €. Auf bestimmte Vermögenswerte in den Einheiten sowie auf den zuzurechnenden Goodwill wurden im ersten Quartal 2013 Impairments in Höhe von 0,2 Mrd € erfasst. Die Transaktion ist im dritten Quartal 2013 mit einem Veräußerungsverlust von 0,1 Mrd €, inklusive der Realisierung von Fremdwährungsumrechnungseffekten (0,1 Mrd €), vollzogen worden. Die von der globalen Einheit Globaler Handel geführten Einheiten wiesen als wesentliche Vermögenswerte das immaterielle und Sachanlagevermögen (0,7 Mrd €) sowie das Umlaufvermögen (0,5 Mrd €) auf. Die Passiva beinhalteten im Wesentlichen Verbindlichkeiten (0,2 Mrd €) und Rückstellungen (0,1 Mrd €).

#### E.ON Thüringer Energie

E.ON hat mit dem Kommunalen Energiezweckverband Thüringen (KET) Ende Dezember 2012 einen Vertrag zur Veräußerung eines 43-prozentigen Anteils an E.ON Thüringer Energie unterzeichnet. Die Transaktion hat ein Volumen von rund 0,9 Mrd €. Darin enthalten ist die Übernahme von Gesellschafterdarlehen in Höhe von rund 0,4 Mrd € durch den KET. Diese Transaktion wurde im März 2013 vollzogen. Der Verkauf des zunächst bei E.ON verbliebenen 10-prozentigen Anteils an E.ON Thüringer Energie wurde im zweiten Quartal 2013 wirksam. Insgesamt

ergab sich ein Veräußerungsgewinn von 0,5 Mrd €. Die seit Ende 2012 als Abgangsgruppe ausgewiesene Beteiligung wurde in der regionalen Einheit Deutschland geführt. Wesentliche Buchwerte betrafen das Sachanlagevermögen (1,1 Mrd €), Finanzanlagen (0,2 Mrd €) sowie Rückstellungen und Verbindlichkeiten mit 0,2 Mrd € beziehungsweise 0,4 Mrd €.

### Slovenský Plynárenský Priemysel (SPP)

E.ON hat im Januar 2013 mit dem tschechischen Energieunternehmen Energetický a Průmyslový Holding, Prag, Tschechien, einen Vertrag über die Veräußerung ihrer in der globalen Einheit Globaler Handel indirekt gehaltenen Beteiligung am slowakischen Energieunternehmen Slovenský Plynárenský Priemysel a.s. geschlossen. Der Kaufpreis für die 24,5-prozentige indirekte Beteiligung beträgt 1,2 Mrd € inklusive abschließender Kaufpreisanpassungen. Die Beteiligung mit einem Buchwert von 1,2 Mrd € war bereits zum 31. Dezember 2012 als zur Veräußerung gehaltener Vermögenswert auszuweisen, da bereits Ende 2012 die kommerzielle Einigung im Wesentlichen vorlag. Der zuzurechnende Goodwill in Höhe von rund 0,2 Mrd € wurde im Jahr 2012 voll wertberichtigt. Im Berichtsjahr 2012 wurden insgesamt Wertberichtigungen auf die Beteiligung von 0,5 Mrd € erfasst. Mit Vollzug der Transaktion im Januar 2013 waren im Other Comprehensive Income erfasste Beträge aus Währungsumrechnungsdifferenzen in Höhe von 0,3 Mrd € ergebniserhöhend zu realisieren.

### E.ON Energy from Waste

Im Dezember 2012 hat E.ON Verträge zur Gründung eines Gemeinschaftsunternehmens mit EQT Infrastructure II, einem zum schwedischen Investmentfonds EQT gehörenden Infrastrukturfonds, unterzeichnet. Das Joint Venture, an dem EQT Infrastructure II zu 51 Prozent und E.ON zu 49 Prozent beteiligt ist, hat 100 Prozent der Anteile von E.ON an E.ON Energy from Waste, Helmstedt, übernommen. Die Energy from Waste Gruppe wurde von der regionalen Einheit Deutschland seit Ende 2012 als Abgangsgruppe geführt. Das Sachanlagevermögen stellte mit einem Buchwert von rund 0,9 Mrd € den wesentlichen Teil der bilanzierten Vermögenswerte dar. Weitere Vermögenswerte und Schulden betrafen das Umlaufvermögen (0,3 Mrd €), Rückstellungen (0,2 Mrd €), Verbindlichkeiten (0,2 Mrd €) sowie passive latente Steuern (0,1 Mrd €). Die Transaktion wurde im März 2013 mit einem geringfügigen Abgangsgewinn vollzogen.

### E.ON Wasserkraft

E.ON und die österreichische Verbund AG, Wien, Österreich, haben Anfang Dezember 2012 Verträge zum Erwerb und zur Abgabe von Beteiligungen unterzeichnet. E.ON übernimmt damit die bisher von Verbund gehaltene Beteiligung an Enerjisa

Enerji A.Ş. (Enerjisa), Istanbul, Türkei, und damit Stromerzeugungskapazitäten und -projekte sowie Stromverteilung in der Türkei. Damit einhergehend wurden Finanzierungszusagen für Investitionsprojekte in Höhe von rund 0,5 Mrd € begeben. Im Gegenzug gibt E.ON Anteile an bayerischen Wasserkraftwerken an Verbund ab. Verbund wird alleiniger Eigentümer dieser bayerischen Wasserkraftkapazitäten, hauptsächlich am Inn, an denen das Unternehmen überwiegend bereits zur Hälfte beteiligt ist. Verbund übernimmt im Wesentlichen die E.ON-Anteile an Österreichisch-Bayerische Wasserkraft AG, Donaukraftwerk Jochenstein AG, Grenzkraftwerke GmbH sowie die Laufwasserkraftwerke Nussdorf, Ering-Frauenstein und Eggfling-Obernberg am Inn sowie Bezugsrechte an der Wasserkraftwerksgruppe Zemm-Ziller. Die den jeweiligen Beteiligungen und Kraftwerken zuzurechnende Erzeugungsleistung beträgt 351 MW. Als relevante Bilanzposten der in der globalen Einheit Erneuerbare Energien geführten Abgangsgruppe sind das Sach- und Finanzanlagevermögen (0,1 Mrd €) sowie die sonstigen Aktiva (0,2 Mrd €) zu nennen. Der Ausweis als Abgangsgruppe erfolgt seit Ende 2012. Die Transaktion wurde Ende April 2013 mit einem Veräußerungsgewinn von rund 1,0 Mrd € vollzogen.

### Beteiligung an der Jihomoravská plynárenská

E.ON hat die Minderheitsbeteiligung Jihomoravská plynárenská, a.s. (JMP), Brno, Tschechien, verkauft. Der Kaufpreis beträgt rund 0,2 Mrd €. Die Beteiligung wurde zum 31. Dezember 2012 in der regionalen Einheit Tschechien als zur Veräußerung gehaltener Vermögenswert ausgewiesen und hat einen Buchwert von rund 0,2 Mrd €. Der Vollzug der Transaktion ist im Januar 2013 mit einem geringfügigen Abgangsergebnis erfolgt.

### Windpark London Array

Aufgrund regulatorischer Vorgaben sind die Betreiber des britischen Windparks London Array verpflichtet, Komponenten des Netzanschlusses des von der globalen Einheit Erneuerbare Energien geführten britischen Windparks London Array an die Regulierungsbehörde abzugeben. E.ON sind 30 Prozent des Windparks zuzurechnen. Der Buchwert des Sachanlagevermögens beläuft sich auf rund 0,1 Mrd €. Die Abgabe erfolgte im dritten Quartal 2013 mit einem geringfügigen Abgangsergebnis.

### Veräußerung von Windparks

Im Oktober 2012 wurden Verträge zur Veräußerung von jeweils 50 Prozent der Anteile an drei Windparks in Nordamerika unterzeichnet. Die Mittelzuflüsse beliefen sich auf 0,5 Mrd US-\$. Die Windparks wurden von der globalen Einheit Erneuerbare Energien geführt. Die Transaktion wurde im März 2013 mit einem geringfügigen Veräußerungsgewinn vollzogen. Die Windparks wurden seit dem vierten Quartal 2012 als Abgangsgruppen ausgewiesen. Die relevanten Bilanzposten betrafen das Sachanlagevermögen (0,4 Mrd €), wesentliche Passiva lagen nicht vor.

### (5) Umsatzerlöse

Die Realisierung der Umsatzerlöse erfolgt grundsätzlich zum Zeitpunkt der Lieferung oder mit Erfüllung der Leistung an den Erwerber beziehungsweise Kunden. Die Lieferung gilt als abgeschlossen, wenn die mit dem Eigentum verbundenen Risiken auf den Käufer übergegangen sind, das Entgelt vertraglich festgelegt ist und die Erfüllung der Forderung wahrscheinlich ist.

Die Umsatzerlöse resultieren überwiegend aus den Verkäufen von Strom und Gas an Industriekunden, gewerbliche Abnehmer, Endverbraucher sowie an Großhandelsmärkten. Darüber hinaus sind Erlöse aus der Verteilung von Strom und Gas sowie aus Lieferungen von Dampf, Wärme und Wasser enthalten.

Die Umsatzerlöse aus dem Verkauf von Strom und Gas an Industriekunden, gewerbliche Abnehmer, Endverbraucher sowie an Großhandelsmärkten werden realisiert, wenn sie vom Kunden beziehungsweise Erwerber auf Basis einer vertraglichen Vereinbarung abgenommen worden sind. Sie spiegeln den Wert der gelieferten Einheiten, einschließlich der geschätzten Werte für Einheiten zwischen der letzten Abrechnung und dem Periodenende, wider.

Im Geschäftsjahr 2014 lag der Umsatz mit 112 Mrd € um 7 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Dieser Rückgang resultierte im Wesentlichen aus Unternehmensabgängen in der regionalen Einheit Deutschland.

Die Aufteilung der Umsatzerlöse nach Segmenten findet sich in Textziffer 33.

### (6) Andere aktivierte Eigenleistungen

Andere aktivierte Eigenleistungen belaufen sich auf 345 Mio € (2013: 364 Mio €) und resultieren im Wesentlichen aus Engineering-Leistungen im Netzbereich und aus Neubauprojekten.

### (7) Sonstige betriebliche Erträge und Aufwendungen

Die sonstigen betrieblichen Erträge setzen sich wie folgt zusammen:

Sonstige betriebliche Erträge		
in Mio €	2014	2013
Erträge aus Währungskursdifferenzen	2.437	3.765
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	6.210	2.355
Erträge aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren	867	2.422
Zuschreibungen im Anlagevermögen	54	482
Erträge aus dem Abgang von Sachanlagevermögen	111	127
Übrige	1.287	1.530
<b>Summe</b>	<b>10.966</b>	<b>10.681</b>

Grundsätzlich werden bei E.ON Derivate für die Absicherung (Hedging) von Commodity- sowie Devisen- und Zinsrisiken eingesetzt.

Die Erträge aus Währungskursdifferenzen enthalten im Wesentlichen realisierte Erträge aus Währungsderivaten in Höhe von 1.746 Mio € (2013: 2.531 Mio €) sowie Effekte aus der Stichtagskursumrechnung in Höhe von 331 Mio € (2013: 516 Mio €).

Die Aufwendungen und Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten betreffen die Fair-Value-Bewertung und realisierte Ergebnisse aus Derivaten nach IAS 39 mit Ausnahme von Ergebniseffekten aus Zinsderivaten. Wesentliche Auswirkungen ergeben sich hier insbesondere aus den Commodity-Derivaten und dabei im Geschäftsjahr 2014 vor allem aus der Veränderung der zu Marktwerten bilanzierten strom-, emissionsrecht- und gasbezogenen Derivate. Im Vorjahr ergaben sich Effekte insbesondere aus den emissionsrecht-, strom-, gas- und kohlebezogenen Derivaten.

In den Erträgen aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren sind im Wesentlichen Erträge aus der Abgabe der Erdgasversorgung Thüringen in Höhe von 144 Mio €, dem Abgang von Rodsand 2 in Höhe von 128 Mio €, der Veräußerung der Anteile an der Gasum Oy in Höhe von 69 Mio € sowie dem Verkauf der Stadtwerke Prag in Höhe von 90 Mio € enthalten. Im Vorjahr entfielen Erträge in Höhe von 996 Mio € aus der Abgabe der bayerischen Wasserkraftwerke an die österreichische Verbund AG sowie dem Verkauf der E.ON Thüringer Energie AG in Höhe von 521 Mio €. Aus dem Verkauf von Wertpapieren wurden 203 Mio € (2013: 186 Mio €) erzielt.

Im Jahr 2014 sind in den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen neben Auflösungen von Rückstellungen Weiterbelastungen von Personal- und Serviceleistungen und öffentliche Zuschüsse enthalten.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen setzen sich folgendermaßen zusammen:

Sonstige betriebliche Aufwendungen		
in Mio €	2014	2013
Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen	2.937	3.755
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	5.305	1.620
Sonstige Steuern	351	364
Verluste aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren	30	449
Übrige	3.211	3.714
<b>Summe</b>	<b>11.834</b>	<b>9.902</b>

Die Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen enthalten im Wesentlichen realisierte Aufwendungen aus Währungsderivaten in Höhe von 1.620 Mio € (2013: 2.240 Mio €) sowie Effekte aus der Stichtagskursumrechnung in Höhe von 741 Mio € (2013: 218 Mio €).

Die Verluste aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren belaufen sich auf 30 Mio €. Im Vorjahr betrafen diese Verluste in Höhe von insgesamt 449 Mio € im Wesentlichen die Veräußerung der E.ON Westfalen Weser AG in Höhe von 230 Mio €.

In den übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind Konzessionsabgaben in Höhe von 243 Mio € (2013: 473 Mio €), externe Beratungs- und Prüfungskosten in Höhe von 222 Mio € (2013: 240 Mio €), Werbe- und Marketingaufwendungen in Höhe von 139 Mio € (2013: 169 Mio €) sowie Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen in Höhe von 313 Mio € (2013: 411 Mio €) enthalten. Des Weiteren werden hier Fremdleistungen, IT-Aufwendungen und Versicherungsprämien ausgewiesen.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen aus Explorations-tätigkeit beliefen sich auf 49 Mio € (2013: 71 Mio €).

## (8) Materialaufwand

Die Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren umfassen insbesondere den Bezug von Gas und Strom sowie von Brennstoffen für die Stromerzeugung. Des Weiteren sind hier Netznutzungsentgelte enthalten. Die Aufwendungen für bezogene Leistungen beinhalten im Wesentlichen Instandhaltungsaufwendungen. Beim Materialaufwand verzeichnete E.ON einen Rückgang um 8 Mrd € auf 98 Mrd € (2013: 106 Mrd €). Ursachen hierfür waren ein geringerer Aufwand für die Gasbeschaffung sowie Unternehmensabgänge in der regionalen Einheit Deutschland.

Materialaufwand		
in Mio €	2014	2013
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren	95.575	102.603
Aufwendungen für bezogene Leistungen	2.921	3.116
<b>Summe</b>	<b>98.496</b>	<b>105.719</b>



## (9) Finanzergebnis

Das Finanzergebnis setzt sich wie folgt zusammen:

Finanzergebnis		
in Mio €	2014	2013
Erträge aus Beteiligungen	107	88
Wertminderungen/Zuschreibungen auf sonstige Finanzanlagen	-91	-88
<b>Beteiligungsergebnis</b>	<b>16</b>	<b>0</b>
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge <sup>1)</sup>	882	580
<i>Available-for-Sale</i>	300	214
<i>Loans and Receivables</i>	170	179
<i>Held-for-Trading</i>	41	32
<i>Sonstige Zinserträge</i>	371	155
Zinsen und ähnliche Aufwendungen <sup>1)</sup>	-2.692	-2.572
<i>Amortized Cost</i>	-1.070	-1.168
<i>Held-for-Trading</i>	-46	-30
<i>Sonstige Zinsaufwendungen</i>	-1.576	-1.374
<b>Zinsergebnis</b>	<b>-1.810</b>	<b>-1.992</b>
<b>Finanzergebnis</b>	<b>-1.794</b>	<b>-1.992</b>

1) Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf Textziffer 1 verwiesen.

Die Verbesserung des Finanzergebnisses beruht im Wesentlichen auf Zinseffekten aus der Auflösung von Rückstellungen.

Die sonstigen Zinserträge enthalten überwiegend Erträge aus Leasingforderungen (Finanzierungsleasing) und Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen für Vorjahre. In den sonstigen Zinsaufwendungen ist die Aufzinsung von Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen in Höhe von 882 Mio € (2013: 878 Mio €) enthalten. Außerdem wurde die Netto-Zinsbelastung aus Pensionsrückstellungen mit einem Betrag von 93 Mio € in den sonstigen Zinsaufwendungen berücksichtigt (2013: 146 Mio €). Im Geschäftsjahr 2014 wurden im Zusammenhang mit der vorzeitigen Rückzahlung von Anleihen Vorfälligkeitsentschädigungen in Höhe von 136 Mio € (2013: 0 Mio €) gezahlt.

Die sonstigen Zinsaufwendungen beinhalten außerdem Ergebnisbelastungen aus gemäß IAS 32 als Verbindlichkeiten auszuweisenden fortgeführten Stillhalterverpflichtungen für den Erwerb zusätzlicher Anteile an bereits vollkonsolidierten Tochterunternehmen sowie aus Anteilen ohne beherrschenden Einfluss an vollkonsolidierten Personengesellschaften, deren Gesellschaftern aufgrund der gesellschaftsrechtlichen Struktur ein gesetzliches Kündigungsrecht verbunden mit einem Kompensationsanspruch zusteht, in Höhe von 22 Mio € (2013: 120 Mio €).

Die Zinsaufwendungen sind um die aktivierten Fremdkapitalzinsen in Höhe von 162 Mio € (2013: 200 Mio €) vermindert.

Realisierte Erträge und Aufwendungen aus Zinsswaps werden in der Gewinn- und Verlustrechnung saldiert ausgewiesen.

## (10) Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Für die Geschäftsjahre 2014 und 2013 setzen sich die Steuern vom Einkommen und vom Ertrag einschließlich der latenten Steuern wie folgt zusammen:

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag		
in Mio €	2014	2013
Inländische Ertragsteuern	-349	884
Ausländische Ertragsteuern	302	513
Übrige Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-	-
<b>Laufende Ertragsteuern</b>	<b>-47</b>	<b>1.397</b>
Inland	654	-754
Ausland	-31	75
<b>Latente Steuern</b>	<b>623</b>	<b>-679</b>
<b>Steuern vom Einkommen und vom Ertrag</b>	<b>576</b>	<b>718</b>

Der Steueraufwand beträgt 0,6 Mrd € gegenüber 0,7 Mrd € im Vorjahr. Trotz des negativen Ergebnisses vor Steuern ergibt sich im Jahr 2014 ein Steueraufwand und damit verbunden eine negative Steuerquote von 24 Prozent (2013: 23 Prozent). Steuerlich nicht wirksame Aufwendungen aus Wertberichtigungen führten nicht zu Steuerentlastungen im Jahr 2014. Darüber hinaus beinhaltet der Steueraufwand wesentliche Einmal-effekte aus der Wertänderung aktiver latenter Steuern und Steuererträge für Vorjahre. Im Vorjahr führten höhere steuerfreie Netto-Buchgewinne zu einer Minderung der Steuerquote.

Von den laufenden Ertragsteuern entfällt ein Betrag von -712 Mio € auf Vorperioden (2013: 636 Mio €).

Die latenten Steuern resultieren aus der Veränderung von temporären Differenzen in Höhe von 259 Mio € (2013: 222 Mio €) und von Verlustvorträgen in Höhe von 310 Mio € (2013: -906 Mio €) sowie aus Steuergutschriften in Höhe von 54 Mio € (2013: 5 Mio €).

Mit dem am 13. Dezember 2006 in Kraft getretenen Gesetz über steuerliche Begleitmaßnahmen zur Einführung der Europäischen Gesellschaft und zur Änderung weiterer steuerrechtlicher Vorschriften (SEStEG) wurden die Vorschriften zum Körperschaftsteuerguthaben, das noch aus dem bis zum Jahr 2001 gültigen körperschaftsteuerlichen Anrechnungsverfahren resultiert, dahin gehend geändert, dass die Realisierung des Körperschaftsteuerguthabens künftig nicht mehr an Gewinnausschüttungen gebunden ist. Stattdessen ist mit Ablauf des 31. Dezember 2006 ein unbedingter Anspruch auf Auszahlung des Guthabens in zehn gleichen Jahresraten im Zeitraum von 2008 bis 2017 entstanden. Die Forderung hieraus ist in den Ertragsteueransprüchen enthalten und beträgt im Berichtsjahr 78 Mio € (2013: 89 Mio €).

Die Verbindlichkeiten aus Ertragsteuern beinhalten im Wesentlichen die Ertragsteuern für das laufende Jahr und von den Steuerbehörden noch nicht abschließend geprüfte Vorjahreszeiträume.

Für den Unterschied zwischen dem Nettovermögen und dem steuerlichen Buchwert von Tochtergesellschaften und assoziierten Unternehmen (sogenannte „Outside Basis Differences“) wurden zum Stichtag 27 Mio € passive latente Steuern bilanziert (2013: 12 Mio €). Passive latente Steuern für Tochtergesellschaften und assoziierte Unternehmen wurden insoweit

nicht bilanziert, als die Gesellschaft den Umkehrereffekt steuern kann und es daher wahrscheinlich ist, dass sich die temporäre Differenz in absehbarer Zeit nicht umkehren wird. Für temporäre Differenzen von Tochterunternehmen und assoziierten Unternehmen in Höhe von 261 Mio € (2013: 1.320 Mio €) wurden passive latente Steuern nicht gebildet, da E.ON in der Lage ist, den zeitlichen Verlauf der Umkehrung zu steuern und sich die temporären Differenzen in absehbarer Zeit nicht umkehren.

Steuersatzänderungen im Ausland führten insgesamt zu einem Steueraufwand in Höhe von 5 Mio € (2013: 71 Mio € Steuerertrag).

Die Ertragsteuern, die im Zusammenhang mit den nicht fortgeführten Aktivitäten stehen (vergleiche hierzu auch Textziffer 4), werden in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten“ ausgewiesen. Diese belaufen sich auf einen Steuerertrag von 13 Mio € (2013: 11 Mio €).

Die Vorjahreswerte wurden ebenfalls aufgrund des Ausweises von nicht fortgeführten Aktivitäten und aufgrund der Erstanzuwendung von IFRS 10 und IFRS 11 (vergleiche hierzu auch Textziffer 2) angepasst.

Die Unterschiede zwischen dem für das Jahr 2014 in Deutschland geltenden Ertragsteuersatz von 30 Prozent (2013: 30 Prozent) und dem effektiven Steuersatz lassen sich wie folgt herleiten:

Überleitungsrechnung zum effektiven Steueraufwand/-satz				
	2014		2013	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %
Erwartete Ertragsteuern	-714	30,0	924	30,0
Ertragsteuerminderung für ausgeschüttete Dividenden	-3	0,1	7	0,2
Unterschied zu ausländischen Steuersätzen	-86	3,6	-137	-4,4
Änderungen des Steuersatzes/Steuerrechts	5	-0,2	-71	-2,3
Steuereffekte auf steuerfreies Einkommen	-171	7,2	-711	-23,1
Steuereffekte auf Ergebnisse aus at equity bewerteten Unternehmen	88	-3,7	70	2,3
Sonstiges <sup>1)</sup>	1.457	-61,2	636	20,6
<b>Effektiver Steueraufwand/-satz</b>	<b>576</b>	<b>-24,2</b>	<b>718</b>	<b>23,3</b>

1) davon 1.234 Mio € Wertänderung aktive latente Steuern (2013: 189 Mio €) und -649 Mio € aperiodische Steuern (2013: 144 Mio €)



Es ergeben sich die in der folgenden Tabelle dargestellten aktiven und passiven latenten Steuern zum 31. Dezember 2014 und 2013:

Aktive und passive latente Steuern		
in Mio €	31. Dezember	
	2014	2013
Immaterielle Vermögenswerte	294	313
Sachanlagen	264	685
Finanzanlagen	159	182
Vorräte	25	25
Forderungen	707	708
Rückstellungen	7.810	6.673
Verbindlichkeiten	5.698	3.087
Verlustvorträge	2.488	3.187
Steuergutschriften	13	26
Sonstige	651	523
<b>Zwischensumme</b>	<b>18.109</b>	<b>15.409</b>
Wertänderung	-1.688	-957
<b>Aktive latente Steuern</b>	<b>16.421</b>	<b>14.452</b>
Immaterielle Vermögenswerte	1.007	1.638
Sachanlagen	4.280	5.310
Finanzanlagen	521	275
Vorräte	105	145
Forderungen	5.708	3.425
Rückstellungen	2.255	1.859
Verbindlichkeiten	1.180	794
Sonstige	913	1.585
<b>Passive latente Steuern</b>	<b>15.969</b>	<b>15.031</b>
<b>Aktive/Passive (-) latente Steuern, netto</b>	<b>452</b>	<b>-579</b>

Die latenten Steuern stellen sich bezüglich des Zeitraums ihrer Umkehrung und nach Saldierung wie folgt dar:

Nettobetrag der aktiven und passiven latenten Steuern				
in Mio €	31. Dezember 2014		31. Dezember 2013	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Aktive latente Steuern	1.787	6.379	2.790	5.492
Wertänderung	-11	-1.983	-14	-943
<b>Nettobetrag der aktiven latenten Steuern</b>	<b>1.776</b>	<b>4.396</b>	<b>2.776</b>	<b>4.549</b>
Passive latente Steuern	-1.841	-3.879	-2.328	-5.576
<b>Aktive/Passive (-) latente Steuern, netto</b>	<b>-65</b>	<b>517</b>	<b>448</b>	<b>-1.027</b>

Von den ausgewiesenen latenten Steuern sind insgesamt -1.789 Mio € direkt dem Eigenkapital belastet worden (2013: Belastung -605 Mio €). Darüber hinaus sind 45 Mio € laufende Ertragsteuern (2013: 43 Mio €) direkt im Eigenkapital erfasst.

Die im Other Comprehensive Income erfassten Ertragsteuern für die Jahre 2014 und 2013 gliedern sich wie folgt auf:

Ertragsteuern auf Bestandteile des Other Comprehensive Income						
in Mio €	2014			2013		
	vor Ertragsteuern	Ertragsteuern	nach Ertragsteuern	vor Ertragsteuern	Ertragsteuern	nach Ertragsteuern
Cashflow Hedges	-718	211	-507	112	-25	87
Weiterveräußerbare Wertpapiere	-262	-48	-310	368	26	394
Währungsumrechnungsdifferenz	-2.530	77	-2.453	-1.296	-22	-1.318
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen	-3.299	942	-2.357	504	-261	243
At equity bewertete Unternehmen	-53	3	-50	-984	1	-983
<b>Summe</b>	<b>-6.862</b>	<b>1.185</b>	<b>-5.677</b>	<b>-1.296</b>	<b>-281</b>	<b>-1.577</b>

Die erklärten steuerlichen Verlustvorträge am Jahresende setzen sich wie folgt zusammen:

Steuerliche Verlustvorträge		
in Mio €	31. Dezember	
	2014	2013
Inländische Verlustvorträge	7.730	4.178
Ausländische Verlustvorträge	8.604	7.642
<b>Summe</b>	<b>16.334</b>	<b>11.820</b>

Seit dem 1. Januar 2004 sind inländische Verlustvorträge unter Berücksichtigung eines Sockelbetrags von 1 Mio € nur noch zu 60 Prozent des zu versteuernden Einkommens verrechenbar. Diese körperschaftsteuerliche Regelung zur Mindestbesteuerung gilt entsprechend für gewerbesteuerliche Verlustvorträge. Die inländischen Verlustvorträge ergeben sich aus der Addition körperschaftsteuerlicher Verlustvorträge in Höhe von 2.958 Mio € (2013: 1.746 Mio €) und gewerbesteuerlicher Verlustvorträge in Höhe von 4.772 Mio € (2013: 2.432 Mio €). Die

ausländischen Verlustvorträge setzen sich aus körperschaftsteuerlichen Verlustvorträgen in Höhe von 5.521 Mio € (2013: 4.252 Mio €) und lokaler Ertragsteuer in Höhe von 3.083 Mio € (2013: 3.390 Mio €) zusammen. Innerhalb der ausländischen Verlustvorträge entfällt ein wesentlicher Teil auf Vorjahre. Insgesamt wurden auf im Wesentlichen zeitlich unbegrenzt nutzbare ausländische Verlustvorträge in Höhe von 2.760 Mio € (2013: 1.853 Mio €) keine latenten Steuern gebildet.

Zum 31. Dezember 2014 beziehungsweise zum 31. Dezember 2013 hat E.ON für Gesellschaften, die einen Verlust in der laufenden Periode oder in der Vorperiode erlitten haben, latente Steuerforderungen ausgewiesen, die die latenten Steuerverbindlichkeiten um 3.050 Mio € beziehungsweise 2.786 Mio € übersteigen. Grundlage für die Bildung latenter Steuern ist die Einschätzung des Managements, dass es wahrscheinlich ist, dass die jeweiligen Gesellschaften zu versteuernde Ergebnisse erzielen werden, mit denen noch nicht genutzte steuerliche Verluste, Steuergutschriften und abzugsfähige temporäre Differenzen verrechnet werden können.

**(11) Personalbezogene Angaben****Personalaufwand**

Der Personalaufwand hat sich wie folgt entwickelt:

Personalaufwand		
in Mio €	2014	2013
Löhne und Gehälter	3.212	3.622
Soziale Abgaben	506	572
Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung für Altersversorgung	403 397	410 402
<b>Summe</b>	<b>4.121</b>	<b>4.604</b>

Der Personalaufwand verringerte sich um 483 Mio € auf 4.121 Mio € (2013: 4.604 Mio €). Der Rückgang resultiert im Wesentlichen aus den Effekten im Zusammenhang mit dem Restrukturierungsprogramm E.ON 2.0 sowie aus dem Verkauf beziehungsweise Abgang von Anteilen an E.ON Mitte, E.ON Thüringer Energie, E.ON Energy from Waste und E.ON Westfalen Weser im Jahr 2013.

**Aktienbasierte Vergütung**

Für aktienbasierte Vergütungen (Mitarbeiteraktienprogramme in Deutschland und Großbritannien, E.ON Share Performance Plan sowie E.ON Share Matching Plan) sind im Jahr 2014 Aufwendungen in Höhe von 50,8 Mio € (2013: 18,1 Mio €) entstanden.

**Mitarbeiteraktienprogramm**

Im Jahr 2014 bestand wie im Vorjahr die Möglichkeit für Mitarbeiter deutscher Konzerngesellschaften, E.ON-Aktien zu vergünstigten Konditionen im Rahmen eines freiwilligen Mitarbeiteraktienprogramms zu erwerben. Die Mitarbeiter erhalten einen Zuschuss von derzeit 400 € zu den von ihnen zum Stichtag 20. November 2014 gezeichneten Aktien. In Abhängigkeit vom zu erwerbenden Aktienpaket betrug der Eigenanteil im Jahr 2014 mindestens 500 € und höchstens 2.000 €. Der maßgebliche Kurs der E.ON-Aktie zu diesem Stichtag betrug 12,80 €. In Abhängigkeit von der gezeichneten Anzahl der Aktien ergaben sich Vorzugspreise zwischen 7,09 € und 10,66 € (2013: zwischen 6,83 € und 11,16 €). Die Sperrfrist für diese Aktien endet am 31. Dezember 2016. Der durch Gewährung der Vorzugspreise entstandene Aufwand von 4,6 Mio € (2013: 6,3 Mio €) wird in dem Posten „Löhne und Gehälter“ als Personalaufwand erfasst.

Im Rahmen des freiwilligen Mitarbeiteraktienprogramms wurden in Deutschland im Jahr 2014 insgesamt 919.064 Aktien beziehungsweise 0,05 Prozent (2013: 1.057.296 Aktien beziehungsweise 0,05 Prozent) des Grundkapitals der E.ON SE aus dem Bestand eigener Aktien entnommen.

Zur Entwicklung des Bestands an eigenen Aktien der E.ON SE werden weitere Informationen unter Textziffer 19 gegeben.

Seit dem Geschäftsjahr 2003 besteht für beschäftigte Mitarbeiter in Großbritannien die Möglichkeit, E.ON-Aktien im Rahmen eines Mitarbeiteraktienprogramms zu erwerben und zusätzlich Bonus-Aktien zu beziehen. Der Aufwand aus der Ausgabe dieser Aktien beträgt im Jahr 2014 1,9 Mio € (2013: 1,9 Mio €) und wird ebenfalls unter „Löhne und Gehälter“ als Personalaufwand erfasst.

**Langfristige variable Vergütung**

Als freiwilligen langfristigen variablen Vergütungsbestandteil erhalten die Vorstandsmitglieder der E.ON SE und bestimmte Führungskräfte des E.ON-Konzerns eine aktienbasierte Vergütung. Ziel dieser aktienbasierten Vergütung ist es, den Beitrag zur Steigerung des Unternehmenswerts zu honorieren und den langfristigen Unternehmenserfolg zu fördern. Durch diese variable Vergütungskomponente mit gleichzeitig langfristiger Anreizwirkung und Risikocharakter werden die Interessen der Anteilseigner und des Managements sinnvoll verknüpft.

Im Folgenden wird über den im Jahr 2006 eingeführten und in den Jahren 2010 und 2011 für die nachfolgenden Tranchen modifizierten E.ON Share Performance Plan sowie über den im Jahr 2013 eingeführten E.ON Share Matching Plan berichtet.

**E.ON Share Performance Plan**

Von 2006 bis 2012 gewährte E.ON virtuelle Aktien (Performance-Rechte) im Rahmen des E.ON Share Performance Plans.

Voraussetzung für die Gewährung war ab dem Jahr 2011 der Besitz einer bestimmten Anzahl von Aktien der E.ON SE, die bis zum Ende der Laufzeit beziehungsweise bis zur vollständigen Ausübung gehalten werden müssen. Jedes Performance-Recht berechtigt am Ende der Laufzeit zu einer Barauszahlung in Abhängigkeit vom dann festgestellten Endkurs der E.ON-Aktie sowie – nach den modifizierten Planbedingungen ab der sechsten Tranche – vom Grad der Erreichung bestimmter Konzernkennzahlen über die Laufzeit. Bezugsgröße ist die Kapitalrendite, das heißt der ROACE im Vergleich zu den Kapitalkosten (WACC) im Durchschnitt über die unverändert vierjährige Laufzeit der neuen Tranche. Gleichzeitig wurde der Auszahlungsbetrag, beginnend mit der sechsten Tranche, auf das 2,5-Fache des ursprünglich zugeteilten Zielwertes begrenzt.

Sowohl die Ermittlung des Zielwertes bei Ausgabe als auch des Endkurses erfolgt jeweils anhand von 60-Tages-Durchschnittskursen, um den Effekt von zufälligen, nicht nachhaltigen Kursentwicklungen zu reduzieren. Der Plan beinhaltet Anpassungsmechanismen, um Effekte von zwischenzeitlichen Kapitalmaßnahmen zu eliminieren.

Die Grundparameter der beiden im Jahr 2014 unter diesen Planbedingungen aktiven Tranchen lauten wie folgt:

E.ON Share Performance Rechte		
	7. Tranche	6. Tranche
Ausgabedatum	1. Jan. 2012	1. Jan. 2011
Laufzeit	4 Jahre	4 Jahre
Zielwert bei Ausgabe	17,10 €	22,43 €
Maximaler Auszahlungsbetrag	42,75 €	56,08 €

Für die Bilanzierung wird der 60-Tages-Durchschnitt der E.ON-Aktie zum Bilanzstichtag als Fair Value herangezogen. Zum Bilanzstichtag beträgt die Rückstellung 31,8 Mio € (2013: 19,7 Mio €). Der Aufwand für die sechste und siebte Tranche betrug im Geschäftsjahr 2014 12,4 Mio € (2013: 1,1 Mio €).

## E.ON Share Matching Plan

Seit 2013 gewährt E.ON virtuelle Aktien im Rahmen des E.ON Share Matching Plans. Jede virtuelle Aktie berechtigt am Ende der vierjährigen Laufzeit zu einer Barauszahlung in Abhängigkeit vom dann festgestellten Endkurs der E.ON-Aktie. Berechnungsgrundlagen der langfristigen variablen Vergütung sind der „Ausgangsbetrag“, das „Basis-Matching“ und das „Performance-Matching“.

Der „Ausgangsbetrag“ ermittelt sich, indem ein rechnerischer Teil der vertraglichen Zieltantieme des Begünstigten mit der Gesamtzieelerreichung des Begünstigten aus dem Vorjahr multipliziert wird. Der Ausgangsbetrag wird in virtuelle Aktien umgerechnet und ist sofort unverfallbar. In den USA ist die Gewährung virtueller Aktien in Höhe des „Ausgangsbetrags“ grundsätzlich für 2015 vorgesehen. Zusätzlich werden dem Begünstigten virtuelle Aktien im Rahmen des „Basis-Matchings“ und des „Performance-Matchings“ gewährt. Das Verhältnis des Basis-Matchings zum Ausgangsbetrag wird bei Mitgliedern des Vorstands der E.ON SE nach dem Ermessen des Aufsichtsrates ermittelt, bei allen weiteren Begünstigten beträgt es 2:1. Der Zielwert des Performance-Matchings ist bei Zuteilung der Höhe nach gleich dem Basis-Matching. Das Performance-Matching führt nur bei Erreichen einer vor Beginn der Laufzeit von Vorstand und Aufsichtsrat festgelegten Mindestperformance, bezogen auf den ROACE, zu einer Auszahlung.

Die Auszahlung aus dem Performance-Matching entspricht dem Zielwert bei Ausgabe, wenn der Kurs der E.ON-Aktie am Ende der Laufzeit gehalten wurde und die durchschnittliche ROACE-Performance einem von Vorstand und Aufsichtsrat festgelegten Zielwert entspricht. War der ROACE im Durchschnitt der vierjährigen Laufzeit höher als der Zielwert, so erhöht sich im Rahmen des Performance-Matchings die Anzahl der virtuellen Aktien, jedoch maximal auf das Doppelte des Zielwerts. Für den Fall, dass der durchschnittliche ROACE unter dem Zielwert liegt, vermindert sich die Anzahl der virtuellen Aktien und damit auch der Auszahlungsbetrag. Ab einer definierten Unterperformance erfolgt aus dem Performance-Matching keine Auszahlung mehr.

Eine Auszahlung erfolgt grundsätzlich erst nach Ende der vierjährigen Laufzeit. Dies gilt auch dann, wenn der Begünstigte zuvor in den Ruhestand tritt oder sein Vertrag aus betriebsbedingten Gründen oder durch Fristablauf innerhalb der Laufzeit endet. Eine Auszahlung vor Ende der Laufzeit erfolgt im Falle eines Change of Control oder bei Tod des Begünstigten. Wird das Dienst- oder Anstellungsverhältnis aus Gründen, die in der Sphäre des Begünstigten liegen, vor Ende der Laufzeit beendet, verfallen alle virtuellen Aktien mit Ausnahme derjenigen, die aus dem „Ausgangsbetrag“ resultierten.

Am Ende der Laufzeit wird zu jeder virtuellen Aktie die Summe der an einen Aktionär während der Laufzeit gezahlten Dividenden hinzuaddiert. Die Höhe des maximal an einen Plan Teilnehmer auszuzahlenden Betrags ist auf das Zweifache der Summe aus Ausgangsbetrag, Basis-Matching und Zielwert des Performance-Matchings begrenzt.

Sowohl die Ermittlung des Zielwertes bei Ausgabe als auch des Endkurses erfolgt jeweils anhand von 60-Tages-Durchschnittskursen, um den Effekt von zufälligen, nicht nachhaltigen Kursentwicklungen zu reduzieren.

Der Plan beinhaltet Anpassungsmechanismen, um zum Beispiel den Effekt von zwischenzeitlichen Kapitalmaßnahmen zu eliminieren.

Die Grundparameter der im Jahr 2014 unter diesen Planbedingungen aktiven Tranchen lauten wie folgt:

E.ON Share Matching virtuelle Aktien		
	2. Tranche	1. Tranche
Ausgabedatum	1. Apr. 2014	1. Apr. 2013
Laufzeit	4 Jahre	4 Jahre
Zielwert bei Ausgabe	13,65 €	13,31 €

Für die Bilanzierung wird der 60-Tages-Durchschnitt der E.ON-Aktie zum Bilanzstichtag als Fair Value herangezogen. Zusätzlich dazu erfolgt beim Performance-Matching eine Simulation der ROACE-Entwicklung. Zum Bilanzstichtag beträgt die Rückstellung für die erste und zweite Tranche des E.ON Share Matching Plans 40,6 Mio € (2013: 8,8 Mio €). Der Aufwand für die erste und zweite Tranche betrug im Geschäftsjahr 2014 31,9 Mio € (2013: 9,1 Mio €).

## Mitarbeiter

Im Berichtsjahr beschäftigte E.ON durchschnittlich 59.301 Mitarbeiter (2013: 64.381). Dabei sind durchschnittlich 1.321 (2013: 1.563) Auszubildende nicht berücksichtigt.

Nach Segmenten setzt sich die Mitarbeiterzahl wie folgt zusammen:

Mitarbeiter <sup>1)</sup>		
	2014	2013
Erzeugung	8.262	9.292
Erneuerbare Energien	1.699	1.768
Globaler Handel	1.264	1.695
Exploration & Produktion	234	207
Deutschland	12.000	13.939
Weitere EU-Länder <sup>2)</sup>	25.108	26.671
Nicht-EU-Länder	5.232	5.043
Konzernleitung/Sonstige <sup>3)</sup>	5.502	5.766
<b>Summe</b>	<b>59.301</b>	<b>64.381</b>

1) ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende  
2) ohne die als nicht fortgeführte Aktivitäten ausgewiesenen spanischen und italienischen Unternehmen  
3) einschließlich E.ON Business Services

## (12) Sonstige Angaben

### Deutscher Corporate Governance Kodex

Vorstand und Aufsichtsrat der E.ON SE haben die nach § 161 AktG vorgeschriebene Entsprechenserklärung am 15. Dezember 2014 abgegeben und den Aktionären auf der Internetseite der Gesellschaft ([www.eon.com](http://www.eon.com)) dauerhaft öffentlich zugänglich gemacht.

### Honorare und Dienstleistungen des Abschlussprüfers

Für die in den Geschäftsjahren 2014 und 2013 erbrachten Dienstleistungen des Abschlussprüfers des Konzernabschlusses, PricewaterhouseCoopers (PwC), Aktiengesellschaft, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, (Inland) sowie von Gesellschaften des internationalen PwC-Netzwerks sind folgende Honorare als Aufwand erfasst worden.

Honorare des Abschlussprüfers		
in Mio €	2014	2013
Abschlussprüfung	21	24
Inland	13	16
Sonstige Bestätigungsleistungen	21	20
Inland	18	16
Steuerberatungsleistungen	1	1
Inland	-	-
Sonstige Leistungen	1	2
Inland	-	-
<b>Summe</b>	<b>44</b>	<b>47</b>
Inland	31	32

Die Honorare für Abschlussprüfungen betreffen die Prüfung des Konzernabschlusses und der gesetzlich vorgeschriebenen Abschlüsse der E.ON SE und ihrer verbundenen Unternehmen.

Die Honorare für sonstige Bestätigungsleistungen betreffen insbesondere die prüferische Durchsicht der Zwischenabschlüsse nach IFRS. Darüber hinaus sind hier die Honorare für projektbegleitende Prüfungen im Rahmen der Einführung von IT- und internen Kontrollsystemen, Due-Diligence-Leistungen im Zusammenhang mit Akquisitionen und Desinvestitionen sowie sonstige Pflichtprüfungen und freiwillige Prüfungen enthalten. Die in den sonstigen Bestätigungsleistungen enthaltenen Beratungskosten betragen 2 Mio €.

Die Honorare für Steuerberatungsleistungen entfallen vor allem auf die Einzelfallberatung im Zusammenhang mit M&A-Transaktionen, die laufende Beratung im Zusammenhang mit der Erstellung von Steuererklärungen und der Prüfung von Steuerbescheiden sowie auf die Beratung in sonstigen nationalen und internationalen Steuerangelegenheiten.

Die Honorare für sonstige Leistungen betreffen im Wesentlichen die fachliche Unterstützung bei IT- und sonstigen Projekten.

### Anteilsbesitzliste

Die Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB sind integraler Bestandteil des Anhangs und auf den Seiten 203 bis 215 dargestellt.

### (13) Ergebnis je Aktie

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

Ergebnis je Aktie		
in Mio €	2014	2013
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	-2.955	2.361
Abzüglich Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-24	-362
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)</b>	<b>-2.979</b>	<b>1.999</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-175	98
Abzüglich Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-6	-6
<b>Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)</b>	<b>-181</b>	<b>92</b>
<b>Konzernfehlbetrag/-überschuss der Gesellschafter der E.ON SE</b>	<b>-3.160</b>	<b>2.091</b>
in €		
<b>Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)</b>		
aus fortgeführten Aktivitäten	-1,55	1,05
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-0,09	0,05
<b>aus Konzernfehlbetrag/-überschuss</b>	<b>-1,64</b>	<b>1,10</b>
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück	1.923	1.907

Die Erstanwendung von IFRS 10 und IFRS 11 führte zu keiner Veränderung des Ergebnisses je Aktie.

Die Ermittlung des verwässerten Ergebnisses je Aktie entspricht der Ermittlung des Basis-Ergebnisses je Aktie, da die E.ON SE keine potenziell verwässernden Stammaktien ausgegeben hat.

### (14) Goodwill, immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen

Die Entwicklung des Goodwills, der immateriellen Vermögenswerte und der Sachanlagen ist in den nachfolgenden Tabellen dargestellt:

## Goodwill, immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen

in Mio €	Anschaffungs- oder Herstellungskosten						31. Dezember 2014
	1. Januar 2014	Währungs- unter- schiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	
<b>Goodwill</b>	<b>16.062</b>	<b>-276</b>	<b>-3.462</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>12.324</b>
Marketingbezogene immaterielle Vermögenswerte	3	-	-	-	-	-1	2
Kundenbezogene immaterielle Vermögenswerte	921	-10	-162	-	-158	-	591
Vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte	6.726	-859	-1.330	115	-19	24	4.657
Technologiebezogene immaterielle Vermögenswerte	881	-10	-158	28	-30	29	740
Selbst erstellte immaterielle Vermögenswerte	141	3	1	18	-28	20	155
<b>Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer</b>	<b>8.672</b>	<b>-876</b>	<b>-1.649</b>	<b>161</b>	<b>-235</b>	<b>72</b>	<b>6.145</b>
Immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmbarer Nutzungsdauer	1.897	-3	-96	1.723	-2.070	3	1.454
Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögenswerte	143	8	-13	135	-2	-48	223
<b>Immaterielle Vermögenswerte</b>	<b>10.712</b>	<b>-871</b>	<b>-1.758</b>	<b>2.019</b>	<b>-2.307</b>	<b>27</b>	<b>7.822</b>
Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte	2.967	-89	-189	9	-18	10	2.690
Bauten	7.745	-502	-623	96	-87	45	6.674
Technische Anlagen und Maschinen	87.231	-960	-11.113	2.072	-584	2.897	79.543
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	1.424	-16	-27	71	-65	23	1.410
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	7.598	-388	-139	2.412	-47	-2.995	6.441
<b>Sachanlagen</b>	<b>106.965</b>	<b>-1.955</b>	<b>-12.091</b>	<b>4.660</b>	<b>-801</b>	<b>-20</b>	<b>96.758</b>

## Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2014

in Mio €	Erzeugung	Erneu- erbare Energien <sup>5)</sup>	Globaler Handel	Explora- tion & Produktion	Deutsch- land	Weitere EU-Länder	Russland <sup>4)</sup>	Konzern- leitung/ Konsoli- dierung	E.ON- Konzern
<b>Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2014</b>	<b>4.294</b>	<b>1.846</b>	<b>1.064</b>	<b>1.835</b>	<b>826</b>	<b>1.434</b>	<b>1.367</b>	<b>0</b>	<b>12.666</b>
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	-	-	-	-	-10	14	-	-	4
Wertminderungen	-37	-91	-	-	-	-	-	-	-128
Sonstige Veränderungen <sup>1)</sup>	64	-57	-	-27	-	-200	-510	-	-730
<b>Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2014</b>	<b>4.321</b>	<b>1.698</b>	<b>1.064</b>	<b>1.808</b>	<b>816</b>	<b>1.248</b>	<b>857</b>	<b>0</b>	<b>11.812</b>
Wachstumsrate (in %) <sup>2)</sup>	0,0	0,0-2,0	1,5	1,5	-	-	3,5	-	-
Kapitalkosten (in %) <sup>2)</sup>	6,5	5,6-6,1	5,8	7,4	-	-	15,0	-	-
<b>Sonstiges Anlagevermögen<sup>3)</sup></b>									
Wertminderungen	-4.249	-170	-93	-372	-24	-47	-23	-	-4.978
Zuschreibungen	26	24	205	-	1	1	-	-	257

1) Die sonstigen Veränderungen beinhalten Effekte aus konzerninternen Umstrukturierungen, Umbuchungen, Währungskursdifferenzen sowie Umgliederungen in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte. Darin sind auch die Wertminderungen des Goodwills von nicht fortgeführten Aktivitäten enthalten.

2) Wachstumsrate und Kapitalkosten für ausgewählte Cash Generating Units, deren jeweiliger Goodwill im Vergleich zum Buchwert des gesamten Goodwills wesentlich ist

3) Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen.

4) Wachstumsrate und Kapitalkosten vor Steuern und in lokaler Währung

5) Das Segment Erneuerbare Energien besteht aus den beiden Cash Generating Units EC&R und Hydro. Die Netto-Buchwerte des Goodwills zum 31. Dezember 2014 betragen 1.292 Mio € beziehungsweise 406 Mio €.



Kumulierte Abschreibungen									Netto-Buchwerte
1. Januar 2014	Währungs-unterschiede	Veränderungen Konsolidierungskreis	Zugänge	Abgänge	Umbuchungen	Wertminderungen	Zuschreibungen	31. Dezember 2014	31. Dezember 2014
-3.396	1	3.011	0	0	0	-128	0	-512	11.812
-1	-	-1	-	-	-	-	-	-2	0
-614	7	147	-39	157	-	-	-	-342	249
-2.199	181	687	-212	7	-	-102	23	-1.615	3.042
-652	9	118	-74	29	-	-1	-	-571	169
-75	-2	1	-25	20	-	-	-	-81	74
-3.541	195	952	-350	213	0	-103	23	-2.611	3.534
-512	-2	-	-	66	-	-62	203	-307	1.147
-11	-2	2	-	-	-	-11	-	-22	201
-4.064	191	954	-350	279	0	-176	226	-2.940	4.882
-386	1	12	-7	4	-	-35	-	-411	2.279
-4.520	159	519	-172	53	12	-133	-	-4.082	2.592
-50.832	398	7.893	-2.944	231	-18	-3.621	23	-48.870	30.673
-1.008	9	31	-107	49	-6	-5	-	-1.037	373
-136	29	14	-	1	7	-1.008	8	-1.085	5.356
-56.882	596	8.469	-3.230	338	-5	-4.802	31	-55.485	41.273

Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2014 – Darstellung Weitere EU-Länder

in Mio €	Großbritannien	Schweden	Tschechien	Ungarn	Übrige regionale Einheiten	Weitere EU-Länder
<b>Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2014</b>	<b>899</b>	<b>132</b>	<b>43</b>	<b>0</b>	<b>360</b>	<b>1.434</b>
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	-	-3	8	-	9	14
Wertminderungen	-	-	-	-	-	-
Sonstige Veränderungen <sup>1)</sup>	63	-8	-1	-	-254	-200
<b>Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2014</b>	<b>962</b>	<b>121</b>	<b>50</b>	<b>0</b>	<b>115</b>	<b>1.248</b>
<b>Sonstiges Anlagevermögen<sup>2)</sup></b>						
Wertminderungen	-11	-	-	-	-36	-47
Zuschreibungen	-	1	-	-	-	1

- 1) Die sonstigen Veränderungen beinhalten Effekte aus konzerninternen Umstrukturierungen, Umbuchungen, Währungskursdifferenzen sowie Umgliederungen in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte. Darin sind auch die Wertminderungen des Goodwills von nicht fortgeführten Aktivitäten enthalten.  
 2) Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen.

## Goodwill, immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen

in Mio €	Anschaffungs- oder Herstellungskosten						31. Dezember 2013
	1. Januar 2013	Währungs- unter- schiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	
<b>Goodwill</b>	<b>16.677</b>	<b>-291</b>	<b>-324</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>16.062</b>
Marketingbezogene immaterielle Vermögenswerte	6	-	-3	-	-	-	3
Kundenbezogene immaterielle Vermögenswerte	1.819	-39	-12	4	-851	-	921
Vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte	6.990	-329	-20	89	-51	47	6.726
Technologiebezogene immaterielle Vermögenswerte	872	-14	-32	79	-66	42	881
Selbst erstellte immaterielle Vermögenswerte	265	-5	-9	11	-121	-	141
<b>Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer</b>	<b>9.952</b>	<b>-387</b>	<b>-76</b>	<b>183</b>	<b>-1.089</b>	<b>89</b>	<b>8.672</b>
Immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmbarer Nutzungsdauer	1.444	-56	-21	2.339	-1.829	20	1.897
Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögenswerte	88	-2	-1	131	-	-73	143
<b>Immaterielle Vermögenswerte</b>	<b>11.484</b>	<b>-445</b>	<b>-98</b>	<b>2.653</b>	<b>-2.918</b>	<b>36</b>	<b>10.712</b>
Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte	3.126	-60	-110	14	-10	7	2.967
Bauten	8.170	-221	-349	46	-12	111	7.745
Technische Anlagen und Maschinen	89.756	-1.538	-7.362	2.048	-509	4.836	87.231
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	1.530	-19	-222	125	-123	133	1.424
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	10.444	-331	-59	2.723	-167	-5.012	7.598
<b>Sachanlagen</b>	<b>113.026</b>	<b>-2.169</b>	<b>-8.102</b>	<b>4.956</b>	<b>-821</b>	<b>75</b>	<b>106.965</b>

## Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2013

in Mio €	Erzeugung	Erneu- erbare Energien	Globaler Handel	Explora- tion & Produktion	Deutsch- land	Weitere EU-Länder	Russland <sup>4)</sup>	Konzern- leitung/ Konsoli- dierung	E.ON- Konzern
<b>Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2013</b>	<b>4.343</b>	<b>1.977</b>	<b>1.177</b>	<b>1.857</b>	<b>955</b>	<b>1.463</b>	<b>1.537</b>	<b>0</b>	<b>13.309</b>
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	-	-177	-	-	-63	31	-	-	-209
Wertminderungen	-	-	-111	-	-	-27	-	-	-138
Sonstige Veränderungen <sup>1)</sup>	-49	46	-2	-22	-66	-33	-170	-	-296
<b>Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2013</b>	<b>4.294</b>	<b>1.846</b>	<b>1.064</b>	<b>1.835</b>	<b>826</b>	<b>1.434</b>	<b>1.367</b>	<b>0</b>	<b>12.666</b>
Wachstumsrate (in %) <sup>2)</sup>	1,5	1,5-2,0	1,5	1,5	-	-	3,5	-	-
Kapitalkosten (in %) <sup>2)</sup>	6,7	5,8-6,6	5,7	7,4	-	-	13,9	-	-
<b>Sonstiges Anlagevermögen<sup>3)</sup></b>									
Wertminderungen	-798	-149	-288	-221	-8	-44	-278	-	-1.786
Zuschreibungen	397	-	34	-	-	85	-	-	516

1) Die sonstigen Veränderungen beinhalten Effekte aus konzerninternen Umstrukturierungen, Umbuchungen, Währungskursdifferenzen sowie Umgliederungen in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte.

2) Wachstumsrate und Kapitalkosten für ausgewählte Cash Generating Units, deren jeweiliger Goodwill im Vergleich zum Buchwert des gesamten Goodwills wesentlich ist

3) Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen.

4) Wachstumsrate und Kapitalkosten vor Steuern und in lokaler Währung

Kumulierte Abschreibungen									Netto-Buchwerte
1. Januar 2013	Währungsunterschiede	Veränderungen Konsolidierungskreis	Zugänge	Abgänge	Umbuchungen	Wertminderungen	Zuschreibungen	31. Dezember 2013	31. Dezember 2013
-3.368	-1	111	0	0	0	-138	0	-3.396	12.666
-2	-	1	-	-	-	-	-	-1	2
-1.507	37	44	-37	851	-1	-1	-	-614	307
-2.021	61	10	-231	37	-2	-54	1	-2.199	4.527
-655	11	26	-94	64	-4	-	-	-652	229
-175	5	1	-26	121	2	-3	-	-75	66
-4.360	114	82	-388	1.073	-5	-58	1	-3.541	5.131
-185	11	1	-	1	-22	-352	34	-512	1.385
-8	-	-	-	-	-	-3	-	-11	132
-4.553	125	83	-388	1.074	-27	-413	35	-4.064	6.648
-420	3	31	-8	-	1	-8	15	-386	2.581
-4.576	75	271	-191	8	35	-172	30	-4.520	3.225
-52.822	556	4.713	-2.846	386	-44	-1.164	389	-50.832	36.399
-1.044	13	150	-128	105	-104	-1	1	-1.008	416
-224	2	-	-	36	32	-28	46	-136	7.462
-59.086	649	5.165	-3.173	535	-80	-1.373	481	-56.882	50.083

Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2013 – Darstellung Weitere EU-Länder

in Mio €	Großbritannien	Schweden	Tschechien	Ungarn	Übrige regionale Einheiten	Weitere EU-Länder
<b>Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2013</b>	<b>918</b>	<b>140</b>	<b>53</b>	<b>0</b>	<b>352</b>	<b>1.463</b>
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	-	-3	-1	-	35	31
Wertminderungen	-	-	-	-	-27	-27
Sonstige Veränderungen <sup>1)</sup>	-19	-5	-9	-	-	-33
<b>Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2013</b>	<b>899</b>	<b>132</b>	<b>43</b>	<b>0</b>	<b>360</b>	<b>1.434</b>
<b>Sonstiges Anlagevermögen<sup>2)</sup></b>						
Wertminderungen	-8	-5	-	-27	-4	-44
Zuschreibungen	22	-	8	-	55	85

- 1) Die sonstigen Veränderungen beinhalten Effekte aus konzerninternen Umstrukturierungen, Umbuchungen, Währungskursdifferenzen sowie Umgliederungen in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte.  
 2) Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen.

## Goodwill und langfristige Vermögenswerte

Seit Anfang des Jahres 2014 werden in der globalen Einheit Erzeugung auch die Erzeugungsaktivitäten im Bereich Biomasse ausgewiesen. Die entsprechenden Vorjahreszahlen wurden angepasst.

Die Entwicklung des Goodwills in den Segmenten sowie die Zuordnungen von Wertminderungen und Zuschreibungen je berichtspflichtiges Segment ergeben sich aus den Tabellen auf den Seiten 142 und 143.

### Wertminderungen

Nach IFRS 3 unterliegt der Goodwill keiner planmäßigen Abschreibung, sondern wird mindestens jährlich auf der Betrachtungsebene der Cash Generating Units einer Werthaltigkeitsprüfung unterzogen. Darüber hinaus ist der Goodwill einzelner Cash Generating Units bei Eintritt besonderer Ereignisse, die zu einer Verringerung des erzielbaren Betrags der jeweiligen Cash Generating Unit führen können, auch unterjährig einer solchen Werthaltigkeitsprüfung zu unterziehen. Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer und Sachanlagevermögen sind grundsätzlich bei Vorliegen von bestimmten Ereignissen oder äußeren Umständen auf Werthaltigkeit zu testen.

Im Rahmen der Impairment-Tests werden zunächst die beizulegenden Zeitwerte abzüglich der Veräußerungskosten der Cash Generating Units ermittelt. Sofern keine bindenden Verkaufstransaktionen oder Marktpreise für die jeweiligen Cash Generating Units vorhanden sind, erfolgt die Bestimmung auf Basis von Discounted-Cashflow-Verfahren.

Die Bewertungen basieren auf der vom Vorstand genehmigten Mittelfristplanung. Den Berechnungen für Zwecke der Werthaltigkeitstests liegen grundsätzlich die drei Planjahre der Mittelfristplanung zuzüglich zweier weiterer Detailplanungsjahre zugrunde. In begründeten Ausnahmefällen wird hiervon abweichend ein längerer Detailplanungszeitraum zugrunde gelegt. Dies ist insbesondere der Fall, wenn regulatorische Vorgaben oder Rahmenbedingungen dieses erfordern. Für die über die Detailplanungsperiode hinausgehenden

Cashflow-Annahmen werden auf Basis von Vergangenheitsanalysen und Zukunftsprognosen segmentspezifische Wachstumsraten ermittelt. Die im Jahr 2014 verwendeten Wachstumsraten entsprechen grundsätzlich den Inflationsraten in den jeweiligen Ländern, in denen die Cash Generating Units tätig sind. Die für den Euroraum verwendete Inflationsrate betrug im Geschäftsjahr 1,5 Prozent (2013: 1,5 Prozent). Zudem wird im Berichtssegment Erneuerbare Energien die Wachstumsrate zum Teil um segmentspezifische Entwicklungserwartungen der jeweiligen Geschäftsfelder (zum Beispiel regulatorische Rahmenbedingungen, Reinvestitionszyklen oder Wachstumsperspektiven) angepasst. Die Einheiten Erzeugung und Hydro verwenden aufgrund verschlechterter Wachstumsaussichten erstmals eine Wachstumsrate von 0 Prozent. Die zur Diskontierung verwendeten Nachsteuerzinssätze werden auf Grundlage von Marktdaten je Cash Generating Unit ermittelt und betrugen zum Bewertungsstichtag zwischen 4,8 und 8,3 Prozent (2013: 4,9 und 8,6 Prozent).

Wesentliche Annahmen, auf denen die Ermittlung des erzielbaren Betrags durch das Management beruht, sind die Prognosen der Marktpreise für Rohstoffe, künftiger Strom- und Gaspreise auf den Großhandels- und Endverbrauchermärkten, der unternehmensbezogenen Investitionstätigkeit, der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der Wachstumsraten und der Kapitalkosten. Diese Annahmen beruhen – sofern vorhanden – auf öffentlich verfügbaren Marktdaten.

Die obigen Ausführungen gelten entsprechend auch für die Durchführung von Werthaltigkeitstests für immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagevermögen beziehungsweise Gruppen von Vermögenswerten. So basieren diese Tests zum Beispiel im Bereich Erzeugung auf der jeweiligen Restnutzungsdauer sowie weiteren anlagenspezifischen Bewertungsparametern. Wenn der Goodwill einer Cash Generating Unit zusammen mit Vermögenswerten oder Gruppen von Vermögenswerten auf Werthaltigkeit überprüft wird, so sind zunächst die Vermögenswerte zu überprüfen.

Während der erzielbare Betrag zur Bestimmung der Werthaltigkeit eines Geschäftsfeldes prinzipiell auf dem beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten beruht, entspricht dieser bei der Fokusregion Russland dem Konzept des Nutzungswertes. Der Nutzungswert der Region Russland wird in lokaler Währung und entsprechend den regulatorischen Rahmenbedingungen über einen Detailplanungszeitraum von 16 Jahren bestimmt. Die Kapitalkosten dieser Cash Generating Unit betragen auf Vorsteuerbasis 15 Prozent (Nachsteuerzinssatz: 12 Prozent; 2013: 13,9 beziehungsweise 11,1 Prozent).

Aus der Durchführung der Goodwill-Impairment-Tests im Geschäftsjahr 2014 ergab sich kein außerplanmäßiger Abschreibungsbedarf (2013: 27 Mio €). Im Zusammenhang mit eingeleiteten Verkäufen wurden aber Wertminderungen auf den Goodwill in Höhe von 382 Mio € (2013: 111 Mio €) erfasst (vergleiche hierzu ausführlich Textziffer 4).

Der Goodwill sämtlicher Cash Generating Units, deren jeweiliger Goodwill wesentlich im Vergleich zum Buchwert des Goodwills insgesamt ist, weist Überdeckungen der jeweiligen Buchwerte durch die erzielbaren Beträge auf, sodass, ausgehend von der aktuellen Beurteilung der wirtschaftlichen Lage, erst eine signifikante Änderung der wesentlichen Bewertungsparameter zu einem Wertminderungsbedarf auf Goodwill führen würde.

Im Geschäftsjahr 2014 wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf Sachanlagevermögen in Höhe von 4.802 Mio € vorgenommen. Der betragsmäßig größte Einzelsachverhalt betrifft mit 990 Mio € zwei Blöcke eines Kernkraftwerkes in Schweden, die im vierten Quartal auf den erzielbaren Betrag von 22 Mio € abgeschrieben wurden. Gründe hierfür waren insbesondere niedrigere erwartete Stromerlöse, höhere Investitionen zur Erfüllung behördlicher Sicherheitsauflagen für den langfristigen Betrieb sowie die zugehörige Überprüfung der potenziellen Nutzungsdauer. Bei der globalen Einheit Erzeugung wurden darüber hinaus wesentliche außerplanmäßige Abschreibungen in Großbritannien vorgenommen, wobei die betragsmäßig größten Wertminderungen zwei konventionelle Kraftwerke betreffen. Diese wurden um 441 Mio € beziehungsweise 392 Mio € außerplanmäßig auf ihre erzielbaren Beträge von 651 Mio € beziehungsweise 0 Mio € abgeschrieben. Ursächlich war insbesondere die Reduktion der Market Spreads. Zusätzlich dazu wurde ein schwedisches Wärmekraftwerk um 320 Mio € außerplanmäßig vollständig abgeschrieben, da

die Anlage infolge von Umweltauflagen in Zukunft voraussichtlich nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden kann. Darüber hinaus wurden im Rahmen des Veräußerungsprozesses in Italien konventionelle Erzeugungskapazitäten um 1,2 Mrd € abgeschrieben (vergleiche hierzu auch Textziffer 4).

Grundsätzlich geht E.ON im Jahr 2014 davon aus, dass sich ein Marktgleichgewicht ohne regulatorische Elemente nicht mehr einstellen wird. Entsprechende Vergütungselemente wurden erstmalig berücksichtigt.

Die Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte beliefen sich im Geschäftsjahr 2014 auf 176 Mio €. Hiervon entfallen 102 Mio € auf das Segment Erneuerbare Energien.

Wertaufholungen auf die in den Vorjahren erfassten Wertminderungen beliefen sich im Geschäftsjahr 2014 auf 257 Mio €. Hiervon entfallen 203 Mio € auf Emissionsrechte.

Im Geschäftsjahr 2013 wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf Sachanlagevermögen in Höhe von 1.373 Mio € vorgenommen. Der betragsmäßig größte Einzelsachverhalt betraf mit 176 Mio € ein Kraftwerk in Russland, das im dritten Quartal 2013 aufgrund geänderter regulatorischer Rahmenbedingungen auf einen erzielbaren Betrag von 250 Mio € außerplanmäßig abgeschrieben wurde. Der erzielbare Betrag entsprach dem Nutzungswert. Die weiteren Wertminderungen auf Sachanlagevermögen betrafen eine Vielzahl von Einzelsachverhalten und verteilten sich im Wesentlichen auf konventionelle Kraftwerke in der globalen Einheit Erzeugung (798 Mio €), Russland (weitere 102 Mio €) sowie die globale Einheit Erneuerbare Energien (94 Mio €).

Die Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte beliefen sich im Geschäftsjahr 2013 auf 413 Mio €. Hiervon entfielen 206 Mio € auf Emissionsrechte im Segment Globaler Handel, die entsprechend dem Börsenpreis zum Stichtag auf beizulegende Zeitwerte abzüglich Veräußerungskosten von 242 Mio € wertgemindert wurden. Darüber hinaus waren Wertminderungen in Höhe von 144 Mio € im Segment Exploration & Produktion erforderlich.

Aufgrund der in den Vorjahren erfassten Wertminderungen auf eine Vielzahl von Sachanlagen, insbesondere im Bereich der Erzeugung, waren die betroffenen Vermögenswerte in den Folgejahren besonders sensitiv gegenüber künftigen Veränderungen der wesentlichen Annahmen zur Bestimmung des erzielbaren Betrags.

Im Rahmen der Werthaltigkeitsprüfungen wurden die erzielbaren Beträge nahezu aller Erzeugungskapazitäten ermittelt. Hierbei ergaben sich im Vorjahr in Einzelfällen auch Zuschreibungen in Höhe von insgesamt 397 Mio €, die im Wesentlichen auf Kraftwerke in den Ländern Spanien, Italien, den Niederlanden und Deutschland entfielen und die primär aus Veränderungen der Prognosen für Strompreise und für Brennstoffkosten resultierten. Weitere Zuschreibungen in Höhe von 85 Mio € entfielen auf andere Segmente.

### Immaterielle Vermögenswerte

Die planmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte betrugen 350 Mio € im Jahr 2014 (2013: 388 Mio €). Die Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte beliefen sich auf 176 Mio € (2013: 413 Mio €).

Zuschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte wurden im Berichtsjahr in Höhe von 226 Mio € (2013: 35 Mio €) vorgenommen. Hiervon entfallen 203 Mio € auf Preiseffekte bei Emissionszertifikaten.

In den immateriellen Vermögenswerten sind Emissionsrechte verschiedener Handelssysteme mit einem Buchwert von 447 Mio € (2013: 626 Mio €) enthalten. Die Verringerung der Emissionsrechte im Vergleich zum Vorjahr resultiert im Wesentlichen mit 96 Mio € aus der Umgliederung in die nicht fortgeführten Aktivitäten.

Im Berichtsjahr wurden 30 Mio € (2013: 42 Mio €) Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen im Sinne von IAS 38 aufwandswirksam erfasst.

Auf immaterielle Vermögenswerte aus der Explorationstätigkeit entfallen zum 31. Dezember 2014 Buchwerte in Höhe von 299 Mio € (2013: 352 Mio €). Wertminderungen wurden in Höhe von 47 Mio € erfasst (2013: 144 Mio €).

### Sachanlagen

Im Berichtsjahr wurden Fremdkapitalzinsen in Höhe von 162 Mio € (2013: 200 Mio €) als Bestandteil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten der Sachanlagen aktiviert.

Die planmäßigen Abschreibungen auf Sachanlagen beliefen sich im Jahr 2014 auf 3.230 Mio € (2013: 3.173 Mio €). In Höhe von 4.802 Mio € (2013: 1.373 Mio €) wurden Wertminderungen auf Sachanlagen inklusive der zuvor genannten Sachverhalte erfasst. Zuschreibungen auf Sachanlagen wurden im Berichtsjahr in Höhe von 31 Mio € vorgenommen (2013: 481 Mio €).

Im Jahr 2014 unterlagen insbesondere Grundstücke und Gebäude sowie technische Anlagen und Maschinen in Höhe von 1.926 Mio € (2013: 1.753 Mio €) Veräußerungsbeschränkungen.

Bestimmte Gasspeicher, Leitungsnetze und Kraftwerke werden im Wege des Finanzierungsleasings genutzt und im E.ON-Konzernabschluss aktiviert, weil E.ON das wirtschaftliche Eigentum am geleasteten Vermögenswert zuzurechnen ist.

Die auf dieser Basis aktivierten Sachanlagen weisen zum Bilanzstichtag folgende Netto-Buchwerte auf:

E.ON als Leasingnehmer – Buchwerte aktivierter Vermögenswerte		
in Mio €	31. Dezember	
	2014	2013
Grundstücke	12	4
Bauten	-	-
Technische Anlagen und Maschinen	725	815
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	103	103
<b>Netto-Buchwert der aktivierten Leasinggegenstände</b>	<b>840</b>	<b>922</b>

Für die Verträge bestehen teilweise Preisanpassungsklauseln sowie Verlängerungs- und Kaufoptionen. Die entsprechenden Zahlungsverpflichtungen aus Finanzierungsleasing-Verträgen werden wie folgt fällig:

E.ON als Leasingnehmer – Zahlungsverpflichtungen aus Finanzierungsleasing						
in Mio €	Mindestleasingzahlungen		Enthaltener Zinsanteil		Barwerte	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Fälligkeit bis 1 Jahr	100	108	56	65	44	43
Fälligkeit 1-5 Jahre	390	422	217	259	173	163
Fälligkeit über 5 Jahre	1.341	1.720	745	1.013	596	707
<b>Summe</b>	<b>1.831</b>	<b>2.250</b>	<b>1.018</b>	<b>1.337</b>	<b>813</b>	<b>913</b>

Der Barwert der Mindestleasingverpflichtungen wird unter den Leasingverbindlichkeiten ausgewiesen.

Zu den künftigen Verpflichtungen aus Operating-Lease-Verhältnissen, bei denen das wirtschaftliche Eigentum nicht bei E.ON als Leasingnehmer liegt, vergleiche Textziffer 27.

E.ON tritt auch als Leasinggeber auf. An bedingten Leasingzahlungen wurden 57 Mio € (2013: 58 Mio €) vereinnahmt. Die zukünftig zu vereinnahmenden Leasingraten aus Operating-Lease-Verhältnissen weisen nebenstehende Fälligkeitsstruktur auf:

E.ON als Leasinggeber – Operating Lease		
in Mio €	2014	2013
<b>Nominalwert der ausstehenden Leasingraten</b>		
Fälligkeit bis 1 Jahr	13	18
Fälligkeit 1-5 Jahre	23	29
Fälligkeit über 5 Jahre	11	12
<b>Summe</b>	<b>47</b>	<b>59</b>

Zu Leasingforderungen aus Finanzierungsleasing-Verhältnissen vergleiche Textziffer 17.

## (15) At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen

Die at equity bewerteten Unternehmen und sonstigen Finanzanlagen setzen sich wie folgt zusammen:

At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen						
in Mio €	31. Dezember 2014			31. Dezember 2013		
	Assoziierte Unternehmen <sup>1)</sup>			Assoziierte Unternehmen <sup>1)</sup>		
	E.ON-Konzern	Joint Ventures		E.ON-Konzern	Joint Ventures	
At equity bewertete Unternehmen	5.009	2.423	2.586	5.652	2.972	2.680
Beteiligungen	1.573	245	9	1.966	246	12
Langfristige Wertpapiere	4.781	-	-	4.444	-	-
<b>Summe</b>	<b>11.363</b>	<b>2.668</b>	<b>2.595</b>	<b>12.062</b>	<b>3.218</b>	<b>2.692</b>

<sup>1)</sup> Soweit assoziierte Unternehmen als Beteiligungen ausgewiesen werden, handelt es sich um assoziierte Unternehmen, die aus Wesentlichkeitsgründen at cost bilanziert werden.



Die at equity bewerteten Unternehmen umfassen ausschließlich assoziierte Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen.

Die langfristigen Wertpapiere umfassen im Wesentlichen festverzinsliche Wertpapiere.

Im Geschäftsjahr 2014 betrugen die Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen 491 Mio € (2013: 468 Mio €). Dies betrifft im Geschäftsjahr mit 467 Mio € eine brasilianische Beteiligung im Segment „Weitere Nicht-EU-Länder“.

Wesentliche Gründe für diese Wertminderungen waren operative Herausforderungen, die Entwicklung des Börsenkurses sowie der Antrag der Gesellschaft auf Gläubigerschutz zur wirtschaftlichen Restrukturierung und die damit verbundenen hohen Finanzierungskosten aufgrund des aktuellen Restrukturierungsbedarfs.

Der erzielbare Betrag, der unterjährig sowohl nach dem Nutzungswert als auch nach dem beizulegenden Zeitwert ermittelt wurde, ist nach dem Antrag auf Gläubigerschutz zum 31. Dezember 2014 von untergeordneter Bedeutung.

Im Vorjahr wurde diese Beteiligung aufgrund von Projektverschiebungen sowie technischen Aspekten um 342 Mio € auf einen erzielbaren Betrag von 472 Mio € wertgemindert. Der erzielbare Betrag wurde nach dem Nutzungswert ermittelt.

Die Wertminderungen auf sonstige Finanzanlagen beliefen sich auf 72 Mio € (2013: 84 Mio €). Der Buchwert der sonstigen Finanzanlagen, die wertberichtigt sind, beträgt zum Geschäftsjahresende 337 Mio € (2013: 312 Mio €).

Von den langfristigen Wertpapieren sind 729 Mio € (2013: 666 Mio €) zur Erfüllung versicherungsrechtlicher Verpflichtungen der Versorgungskasse Energie (VKE) zweckgebunden (siehe Textziffer 31).

### Anteile an at equity bewerteten Unternehmen

Die Buchwerte der unwesentlichen at equity bewerteten assoziierten Unternehmen betrugen 1.019 Mio € (2013: 1.389 Mio €) und der Joint Ventures 384 Mio € (2013: 682 Mio €).

Die von E.ON vereinnahmten Beteiligungserträge der at equity bewerteten Unternehmen betrugen im Berichtsjahr 301 Mio € (2013: 659 Mio €).

Folgende Tabelle gibt einen Überblick über wesentliche Posten der aggregierten Gesamtergebnisrechnungen der at equity bewerteten unwesentlichen assoziierten Unternehmen und Joint Ventures:

Zusammengefasste Ergebnisse der einzeln unwesentlichen assoziierten Unternehmen und Joint Ventures – at equity bilanziert						
in Mio €	Assoziierte Unternehmen		Joint Ventures		Gesamt	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Anteiliges Jahresergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	136	195	-478	-489	-342	-294
Anteiliges Other Comprehensive Income	-5	-3	10	-89	5	-92
<b>Anteiliges Gesamtergebnis</b>	<b>131</b>	<b>192</b>	<b>-468</b>	<b>-578</b>	<b>-337</b>	<b>-386</b>

Die unten stehenden Tabellen enthalten wesentliche Posten der aggregierten Bilanzen sowie der aggregierten Gesamtergebnisrechnungen der wesentlichen at equity bewerteten Unternehmen. Die wesentlichen assoziierten Unternehmen im E.ON-Konzern sind die Nord Stream AG, OAO Severneftegazprom, Gasag Berliner Gaswerke AG, AS Latvijas Gāze, Esperanto Infrastructure II S.à r.l. und Západoslovenská energetika a.s.

Die dargestellten Konzernanpassungen entfallen im Wesentlichen auf im Rahmen von Akquisitionen entstandene Goodwills und stille Reserven sowie Anpassungen an die konzerneinheitlichen Bilanzierungsnormen.

Wesentliche assoziierte Unternehmen – Bilanzdaten												
	Esperanto Infrastructure II S.à r.l.		Nord Stream AG		OAO Severneftegazprom		Gasag Berliner Gaswerke AG		AS Latvijas Gāze		Západoslovenská energetika a.s.	
in Mio €	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Langfristige Vermögenswerte	1.204	1.549	6.502	6.786	1.025	1.588	1.796	1.782	566	569	703	669
Kurzfristige Vermögenswerte	481	239	664	947	220	423	443	522	242	299	136	152
Kurzfristige Verbindlichkeiten (einschließlich Rückstellungen)	220	185	508	495	61	207	413	348	111	169	163	187
Langfristige Verbindlichkeiten (einschließlich Rückstellungen)	1.192	1.277	5.109	5.280	432	645	1.121	1.178	90	91	739	731
Eigenkapital	273	326	1.549	1.958	752	1.159	705	778	607	608	-63	-97
Anteilsquote in %	49,0	49,0	15,5	15,5	25,0	25,0	36,9	36,9	47,2	47,2	49,0	49,0
Anteiliges Eigenkapital	134	160	240	303	188	290	260	287	287	287	-31	-48
Konzernanpassungen	37	37	95	58	9	35	56	50	-88	-92	216	216
<b>Beteiligungsbuchwert</b>	<b>171</b>	<b>197</b>	<b>335</b>	<b>361</b>	<b>197</b>	<b>325</b>	<b>316</b>	<b>337</b>	<b>199</b>	<b>195</b>	<b>185</b>	<b>168</b>

Wesentliche assoziierte Unternehmen – Ergebnisdaten												
	Esperanto Infrastructure II S.à r.l.		Nord Stream AG		OAO Severneftegazprom		Gasag Berliner Gaswerke AG		AS Latvijas Gāze		Západoslovenská energetika a.s.	
in Mio €	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Umsatz	546	868	1.074	868	371	549	1.099	1.300	496	574	1.013	1.037
Jahresergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	-2	119	346	119	67	122	33	61	27	29	87	102
Ausgeschüttete Dividende	18	190	535	190	41	69	57	31	24	29	52	697
Other Comprehensive Income	-43	234	-219	234	-	-	-39	20	-	-	-1	1
Gesamtergebnis	-45	353	127	353	67	122	-6	81	27	29	86	103
Anteilsquote in %	49,0	49,0	15,5	15,5	25,0	25,0	36,9	36,9	47,2	47,2	49,0	49,0
Anteiliges Gesamtergebnis nach Steuern	-22	173	20	55	17	31	-2	30	13	14	42	51
Anteiliges Jahresergebnis nach Steuern	-1	58	54	18	17	31	12	23	13	14	43	50
Konzernanpassungen	-4	-50	2	-8	-8	8	-5	-4	5	9	-1	-8
<b>Equity-Ergebnis</b>	<b>-5</b>	<b>8</b>	<b>56</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>39</b>	<b>7</b>	<b>19</b>	<b>18</b>	<b>23</b>	<b>42</b>	<b>42</b>

In den nachstehenden Tabellen werden wesentliche Posten der aggregierten Bilanz sowie der aggregierten Gewinn- und Verlustrechnung des einzigen wesentlichen at equity bewerteten Joint Venture, Enerjisa Enerji A.Ş., dargestellt:

Wesentliche Joint Ventures – Bilanzdaten		
in Mio €	Enerjisa Enerji A.Ş.	
	2014	2013
Langfristige Vermögenswerte	7.441	6.762
Kurzfristige Vermögenswerte	1.138	1.133
Kurzfristige Verbindlichkeiten (einschließlich Rückstellungen)	1.678	1.762
Langfristige Verbindlichkeiten (einschließlich Rückstellungen)	3.923	3.539
Zahlungsmittel und -äquivalente	78	292
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten	979	1.071
Langfristige Finanzverbindlichkeiten	3.146	2.813
Eigenkapital	2.978	2.594
Anteilsquote in %	50,0	50,0
Anteiliges Eigenkapital	1.489	1.297
Konzernanpassungen	713	701
<b>Beteiligungsbuchwert</b>	<b>2.202</b>	<b>1.998</b>

Die wesentlichen assoziierten Unternehmen und Joint Ventures sind in verschiedenen Bereichen der Gas- beziehungsweise Stromwirtschaft tätig. Angaben zum Gesellschaftsnamen, zum Sitz der Gesellschaft und zu Kapitalanteilen im Sinne von IFRS 12 für wesentliche Joint Arrangements und assoziierte Unternehmen enthält die Anteilsbesitzliste gemäß § 313 Abs. 2 HGB (siehe Textziffer 36).

Auf at equity bewertete Unternehmen, deren Anteile markt-gängig sind, entfallen Buchwerte in Höhe von 212 Mio € (2013: 778 Mio €). Diese Anteile weisen Fair Values von 227 Mio € (2013: 545 Mio €) auf.

Von den Anteilen an assoziierten Unternehmen unterliegen zum Bilanzstichtag 532 Mio € (2013: 685 Mio €) Verfügungsbeschränkungen zur Sicherung von Fremdfinanzierungen.

Es liegen keine weiteren wesentlichen Restriktionen vor, die über die üblichen gesellschaftsrechtlichen und vertraglichen Regelungen hinausgehen.

Wesentliche Joint Ventures – Ergebnisdaten		
in Mio €	Enerjisa Enerji A.Ş.	
	2014	2013
Umsatz	3.880	2.261
Jahresergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	-57	-158
Zu- und Abschreibungen	-27	-72
Zinsaufwand/-ertrag	-272	-106
Ertragsteuern	-17	-12
Ausgeschüttete Dividende	-	-
Other Comprehensive Income	3	11
Gesamtergebnis	-54	-147
Anteilsquote in %	50,0	50,0
Anteiliges Gesamtergebnis nach Steuern	-27	-73
Anteiliges Jahresergebnis nach Steuern	-29	-79
Konzernanpassungen	-16	21
<b>Equity-Ergebnis</b>	<b>-45</b>	<b>-58</b>

## (16) Vorräte

Das Vorratsvermögen setzt sich zum 31. Dezember 2014 und 2013 wie folgt zusammen:

Vorräte		
in Mio €	31. Dezember	
	2014	2013
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	1.821	2.134
Handelswaren	1.432	1.848
Unfertige Leistungen und fertige Erzeugnisse	103	165
<b>Summe</b>	<b>3.356</b>	<b>4.147</b>

Rohstoffe, Handelswaren und fertige Erzeugnisse werden grundsätzlich nach der Durchschnittskostenmethode bewertet.

Die Wertberichtigungen im Jahr 2014 beliefen sich auf 101 Mio € (2013: 82 Mio €). Zuschreibungen erfolgten in Höhe von 11 Mio € (2013: 11 Mio €).

Es liegen keine Sicherungsübereignungen von Vorräten vor.

## (17) Forderungen und sonstige Vermögenswerte

Entsprechend ihren Restlaufzeiten setzen sich die Forderungen und sonstigen Vermögenswerte wie folgt zusammen:

Forderungen und sonstige Vermögenswerte				
in Mio €	31. Dezember 2014		31. Dezember 2013	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Forderungen aus Finanzierungsleasing	43	602	95	630
Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte	1.333	2.931	1.559	2.920
<b>Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte</b>	<b>1.376</b>	<b>3.533</b>	<b>1.654</b>	<b>3.550</b>
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	11.800	-	14.257	-
Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten	10.199	3.517	4.154	2.545
Übrige betriebliche Vermögenswerte	2.312	430	2.663	529
<b>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte</b>	<b>24.311</b>	<b>3.947</b>	<b>21.074</b>	<b>3.074</b>
<b>Summe</b>	<b>25.687</b>	<b>7.480</b>	<b>22.728</b>	<b>6.624</b>

Im Geschäftsjahr 2014 bestehen zugunsten E.ONs als Leasinggeber im Rahmen von Finanzierungsleasing nicht garantierte Restwerte in Höhe von 18 Mio € (2013: 18 Mio €). Für die Leasingverhältnisse bestehen teilweise Preisanpassungsklauseln sowie Verlängerungs- und Kaufoptionen. Zum Bilanzstichtag

enthalten die sonstigen finanziellen Vermögenswerte Forderungen gegen Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss von Gemeinschaftskraftwerken in Höhe von 283 Mio € (2013: 135 Mio €) und Einlagen für Börsentermingeschäfte in Höhe von 301 Mio € (2013: 445 Mio €). Darüber hinaus ist, basierend

auf den Vorgaben von IFRIC 5, in den sonstigen finanziellen Vermögenswerten mit 1.879 Mio € (2013: 1.768 Mio €) ein Erstattungsanspruch gegenüber Schwedens Fonds für Nuklearabfall im Zusammenhang mit der Stilllegung und dem Rückbau von Kernkraftwerken beziehungsweise der nuklearen Entsorgung enthalten. Da dieser Vermögenswert zweckgebunden ist, unterliegt er Restriktionen im Hinblick auf die Verfügbarkeit durch die Gesellschaft.

Die Altersstrukturanalyse für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen ist im Wesentlichen durch eine Verminderung des gesamten Forderungsbestandes um 670 Mio € aufgrund der Umgliederung von nicht fortgeführten Aktivitäten gekennzeichnet und stellt sich wie folgt dar:

Altersstruktur Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		
in Mio €	2014	2013
Nicht wertgemindert und nicht überfällig	10.908	11.949
Nicht wertgemindert und überfällig		
bis 60 Tage	844	1.362
von 61 bis 90 Tage	681	934
von 91 bis 180 Tage	22	44
von 181 bis 360 Tage	44	96
über 360 Tage	32	86
Nettowert wertberichtigte Forderungen	65	202
	48	946
<b>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</b>	<b>11.800</b>	<b>14.257</b>

Die einzelnen wertberichtigten Forderungen bestehen gegenüber einer Vielzahl von Endkunden, bei denen ein vollständiger Forderungseingang nicht mehr wahrscheinlich ist. Die Überwachung der Forderungsbestände erfolgt in den einzelnen Einheiten.

Die Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen haben sich wie folgt entwickelt:

Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		
in Mio €	2014	2013
<b>Stand zum 1. Januar</b>	<b>-1.065</b>	<b>-881</b>
Veränderung Konsolidierungskreis	134	25
Wertminderungen	-313	-411
Zuschreibungen	64	81
Abgänge	219	119
Sonstiges <sup>1)</sup>	9	2
<b>Stand zum 31. Dezember</b>	<b>-952</b>	<b>-1.065</b>

1) Unter „Sonstiges“ sind unter anderem Währungsumrechnungsdifferenzen erfasst.

Die Forderungen aus Finanzierungsleasing resultieren überwiegend aus bestimmten Stromlieferverträgen, die nach IFRIC 4 als Leasingverhältnis zu bilanzieren sind. Die Nominal- und Barwerte der ausstehenden Leasingzahlungen weisen die folgenden Fälligkeiten auf:

E.ON als Leasinggeber – Finanzierungsleasing						
in Mio €	Bruttoinvestition in Finanzierungsleasing-Verhältnisse		Noch nicht realisierter Zinsertrag		Barwert der Mindestleasingzahlungen	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Fälligkeit bis 1 Jahr	104	161	60	62	44	99
Fälligkeit 1-5 Jahre	381	379	198	202	183	177
Fälligkeit über 5 Jahre	637	713	219	264	418	449
<b>Summe</b>	<b>1.122</b>	<b>1.253</b>	<b>477</b>	<b>528</b>	<b>645</b>	<b>725</b>

Der Barwert der ausstehenden Leasingzahlungen wird unter den Forderungen aus Finanzierungsleasing ausgewiesen.

## (18) Liquide Mittel

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

Liquide Mittel		
in Mio €	31. Dezember	
	2014	2013
Wertpapiere und Festgeldanlagen	1.812	2.648
<i>Kurzfristige Wertpapiere mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten</i>	1.749	2.316
<i>Festgeldanlagen mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten</i>	63	332
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	1.064	639
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	3.191	4.527
<b>Summe</b>	<b>6.067</b>	<b>7.814</b>

Im Berichtsjahr existierten verfügbungsbeschränkte Zahlungsmittel mit einer Fälligkeit von mehr als drei Monaten in Höhe von 1 Mio € (2013: 3 Mio €).

Darüber hinaus sind in den kurzfristigen Wertpapieren mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als drei Monaten Wertpapiere der VKE in Höhe von 265 Mio € (2013: 81 Mio €) enthalten, die zur Erfüllung versicherungsrechtlicher Verpflichtungen zweckgebunden sind (siehe Textziffer 31).

In den Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten sind Barmittel, Schecks, Kassenbestände, Guthaben bei der Bundesbank und anderen Kreditinstituten mit einer ursprünglichen Fälligkeit von weniger als drei Monaten in Höhe von 2.434 Mio € (2013: 3.987 Mio €) ausgewiesen, sofern sie nicht verfügbungsbeschränkt sind.

## (19) Gezeichnetes Kapital

Das Grundkapital ist eingeteilt in 2.001.000.000 auf den Namen lautende nennwertlose Stückaktien (Aktien ohne Nennbetrag) und beträgt 2.001.000.000 € (2013: 2.001.000.000 €). Das Grundkapital der Gesellschaft ist erbracht worden im Wege der Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft (SE).

Gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 3. Mai 2012 ist die Gesellschaft ermächtigt, bis zum 2. Mai 2017 eigene Aktien zu erwerben. Auf die erworbenen Aktien dürfen zusammen mit anderen eigenen Aktien, die sich im Besitz der Gesellschaft befinden oder ihr nach den §§ 71a ff. AktG zuzurechnen sind, zu keinem Zeitpunkt mehr als 10 Prozent des Grundkapitals entfallen. Der Vorstand wurde auf der oben genannten Hauptversammlung ermächtigt, erworbene Aktien einzuziehen, ohne dass die Einziehung oder ihre Durchführung eines weiteren Hauptversammlungsbeschlusses bedarf. Die Gesamtzahl der im Umlauf befindlichen Aktien zum 31. Dezember 2014 betrug 1.932.736.845 (31. Dezember 2013: 1.907.808.363). Zum 31. Dezember 2014 befanden sich im Bestand der E.ON SE sowie einer Tochtergesellschaft 68.263.155 eigene Aktien (31. Dezember 2013: 93.191.637) mit einem Buchwert von 2.502 Mio € (entsprechend 3,41 Prozent beziehungsweise einem rechnerischen Anteil von 68.263.155 € des Grundkapitals).

Im Rahmen der Wahldividende für das Geschäftsjahr 2013 wurden Dividendenansprüche der Aktionäre in Höhe von 305 Mio € durch Ausgabe von 24.008.788 eigenen Aktien bedient. Durch die Ausgabe eigener Aktien verringerte sich der Korrekturposten für eigene Anteile, bewertet mit historischen Anschaffungskosten, um 964 Mio €. Gegenläufig wurde die Kapitalrücklage um 649 Mio € reduziert. Dieser Betrag entspricht der Differenz zwischen den historischen Anschaffungskosten und dem Bezugspreis der Aktien. Der auf den aktuellen Aktienkurs gewährte Abschlag in Höhe von 9 Mio € belastet die Gewinnrücklagen.

Darüber hinaus wurden im Jahr 2014 für das Mitarbeiteraktienprogramm 919.064 Aktien aus dem Bestand entnommen und an Mitarbeiter ausgegeben (2013: Entnahme von 1.057.296 Aktien aus dem Bestand). Zur Ausgabe von Aktien im Rahmen des Mitarbeiteraktienprogramms siehe auch Textziffer 11. Weiterhin wurden aus dem Bestand 630 Aktien ausgegeben (2013: 672 Aktien).

Die Gesellschaft wurde durch die Hauptversammlung weiterhin ermächtigt, Aktien auch unter Einsatz von Put- oder Call-Optionen oder einer Kombination aus beiden zu erwerben. Erfolgt der Erwerb unter Einsatz von Derivaten in Form von Put- oder Call-Optionen oder einer Kombination aus beiden, müssen die Optionsgeschäfte mit einem Finanzinstitut oder über die Börse zu marktnahen Konditionen abgeschlossen werden. Im Berichtsjahr wurden über dieses Modell keine Aktien erworben.

## Genehmigtes Kapital

Der Vorstand wurde gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 3. Mai 2012 ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats bis zum 2. Mai 2017 das Grundkapital der Gesellschaft um bis zu 460 Mio € durch ein- oder mehrmalige Ausgabe neuer, auf den Namen lautender Stückaktien gegen Bar- und/oder Sacheinlagen mit der Möglichkeit der Bezugsrechtsbeschränkung der Aktionäre zu erhöhen, jedoch höchstens bis zu dem Betrag und der Anzahl von Aktien, in dessen beziehungsweise deren Höhe im Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft (SE) gemäß Umwandlungsplan vom 6. März 2012 das genehmigte Kapital gemäß § 3 der Satzung der E.ON AG noch vorhanden ist (genehmigtes Kapital gemäß §§ 202 ff. AktG). Der Vorstand ist – mit Zustimmung des Aufsichtsrats – ermächtigt, über den Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre zu entscheiden. Das genehmigte Kapital wurde nicht in Anspruch genommen.

## Bedingtes Kapital

Auf der Hauptversammlung vom 3. Mai 2012 wurde eine bis zum 2. Mai 2017 befristete bedingte Kapitalerhöhung des Grundkapitals – mit der Möglichkeit, das Bezugsrecht auszu-schließen – von 175 Mio € beschlossen. Die bedingte Kapital-

erhöhung wird nur insoweit durchgeführt, wie die Inhaber von Options- oder Wandlungsrechten beziehungsweise die zur Wandlung Verpflichteten aus Options- oder Wandelanleihen, Genussrechten oder Gewinnschuldverschreibungen, die von der E.ON SE oder einer Konzerngesellschaft der E.ON SE im Sinne von § 18 AktG ausgegeben beziehungsweise garantiert werden, von ihren Options- beziehungsweise Wandlungsrechten Gebrauch machen oder, soweit sie zur Wandlung verpflichtet sind, ihre Verpflichtung zur Wandlung erfüllen, soweit nicht ein Barausgleich gewährt oder eigene Aktien oder Aktien einer anderen börsennotierten Gesellschaft zur Bedienung eingesetzt werden. Diese bedingte Kapitalerhöhung gilt jedoch höchstens bis zu dem Betrag und der Anzahl von Aktien, in dessen beziehungsweise deren Höhe im Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft (SE) gemäß Umwandlungsplan vom 6. März 2012 die bedingte Kapitalerhöhung gemäß § 3 der Satzung der E.ON AG noch nicht durchgeführt ist. Das bedingte Kapital wurde nicht in Anspruch genommen.

## Stimmrechtsverhältnisse

Nachfolgende Mitteilungen gemäß § 21 Abs. 1 WpHG zu den Stimmrechtsverhältnissen liegen vor:

Angaben zu Beteiligungen am Kapital der E.ON SE						
Aktionäre	Datum der Mitteilung	Veränderung Schwellenwerte	Erreichen der Stimmrechtsanteile am	Zurechnung	Stimmrechte	
					in %	absolut
BlackRock Inc., New York, USA	24. Dez. 2014	5 %	22. Dez. 2014	indirekt	6,53	130.752.304

## (20) Kapitalrücklage

Die Kapitalrücklage verringerte sich im Geschäftsjahr 2014 um 656 Mio € auf 13.077 Mio € (2013: 13.733 Mio €). Die Reduzierung der Kapitalrücklage ist im Wesentlichen auf die Ausgabe eigener Aktien im Rahmen der Wahldividende zurückzuführen.

In diesem Zusammenhang wurde die Kapitalrücklage um 649 Mio € vermindert. Dieser Betrag entspricht der Differenz zwischen den historischen Anschaffungskosten und dem Bezugspreis der Aktien. Darüber hinaus enthält die Veränderung das Veräußerungsergebnis aus der Ausgabe von Mitarbeiteraktien an anspruchsberechtigte Mitarbeiter des E.ON-Konzerns.



## (21) Gewinnrücklagen

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

Gewinnrücklagen		
in Mio €	31. Dezember	
	2014	2013
Gesetzliche Rücklagen	45	45
Andere Rücklagen	16.797	23.261
<b>Summe</b>	<b>16.842</b>	<b>23.306</b>

Für Ausschüttungen an die Aktionäre der E.ON SE steht nach deutschem Aktienrecht der nach handelsrechtlichen Vorschriften ausgewiesene Bilanzgewinn der E.ON SE zur Verfügung.

Die Gewinnrücklagen nach handelsrechtlichen Vorschriften belaufen sich zum 31. Dezember 2014 auf insgesamt 6.540 Mio € (2013: 5.776 Mio €). Hiervon ist die gesetzliche Rücklage mit 45 Mio € (2013: 45 Mio €) gemäß § 150 Abs. 3 und 4 AktG nicht ausschüttungsfähig.

Zur Erfüllung von Verpflichtungen aus der Altersversorgung sind entsprechende Mittel zweckgebunden und insolvenzgeschützt in Fondsanteilen, die von E.ON Pension Trust e.V. sowie von Pensionsabwicklungstrust e.V., beide Düsseldorf, treuhänderisch verwaltet werden, angelegt. Sie sind in

Anwendung des § 253 Abs. 1 HGB zum beizulegenden Zeitwert bewertet. Dieser beläuft sich zum Abschlussstichtag auf 194 Mio € und liegt um 8 Mio € über den Anschaffungskosten von 186 Mio €. Der Unterschied von 8 Mio € entfällt in voller Höhe auf Werterhöhungen. Unter Berücksichtigung aktiver und passiver latenter Steuern ergibt sich insgesamt ein Unterschiedsbetrag in Höhe von 8 Mio €. Diesem Mehrbetrag stehen frei verfügbare Rücklagen in ausreichender Höhe gegenüber. Eine Sperre in Bezug auf die geplante Dividendenzahlung 2015 in Höhe von 966 Mio € besteht daher nicht.

Damit belaufen sich die grundsätzlich ausschüttbaren Gewinnrücklagen auf 6.487 Mio € (2013: 5.731 Mio €).

Für das Geschäftsjahr 2014 wird der Hauptversammlung die Ausschüttung einer Bardividende von 0,50 € je Aktie vorgeschlagen. Für das Geschäftsjahr 2013 wurde durch die Hauptversammlung am 30. April 2014 beschlossen, eine Dividende von 0,60 € je dividendenberechtigte Stückaktie auszuschütten. Bei einer Dividende von 0,50 € beträgt das Ausschüttungsvolumen 966 Mio € (2013: 1.145 Mio €).

Die Aktionäre hatten 2014 erstmals die Möglichkeit, ihren Dividendenanspruch entweder in bar zu erhalten oder teilweise gegen E.ON-Aktien zu tauschen. Aufgrund einer Annahmquote von rund 37 Prozent wurden 24.008.788 eigene Aktien ausgegeben. Die bar ausgeschüttete Dividende reduzierte sich damit auf 840 Mio €.

## (22) Veränderung des Other Comprehensive Income

Die nebenstehende Tabelle stellt den Anteil des OCI dar, der auf at equity bewertete Unternehmen entfällt:

Anteil des OCI, der auf at equity bewertete Unternehmen entfällt		
in Mio €	2014	2013
<b>Stand zum 31. Dezember (brutto)</b>	<b>-725</b>	<b>-672</b>
Steueranteil	4	1
<b>Stand zum 31. Dezember (netto)</b>	<b>-721</b>	<b>-671</b>

**(23) Anteile ohne beherrschenden Einfluss**

Die Anteile ohne beherrschenden Einfluss je Segment sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Anteile ohne beherrschenden Einfluss		
in Mio €	31. Dezember	
	2014	2013
Erzeugung	-29	308
Erneuerbare Energien	196	194
Globaler Handel	-	-
Exploration & Produktion	1	1
Deutschland	1.096	1.176
Weitere EU-Länder	427	505
Russland	220	542
Konzernleitung/Konsolidierung	217	189
<b>Summe</b>	<b>2.128</b>	<b>2.915</b>

Der Rückgang an den Anteilen ohne beherrschenden Einfluss resultiert im Wesentlichen aus einem Impairment in Schweden im Bereich Erzeugung, Anteilsverkäufen in der Region Tschechien (Stadtwerke Prag) und Wechselkursänderungen in der Region Russland.

Die nachfolgende Tabelle stellt den Anteil des OCI dar, der auf Anteile ohne beherrschenden Einfluss entfällt:

Anteil des OCI, der auf Anteile ohne beherrschenden Einfluss entfällt				
in Mio €	Cashflow Hedges	Weiterveräußerbare Wertpapiere	Währungsumrechnungsdifferenz	Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen
<b>Stand zum 1. Januar 2013</b>	-	34	-178	-129
Veränderung	2	-12	-116	77
<b>Stand zum 31. Dezember 2013</b>	<b>2</b>	<b>22</b>	<b>-294</b>	<b>-52</b>
Veränderung	2	4	-296	-186
<b>Stand zum 31. Dezember 2014</b>	<b>4</b>	<b>26</b>	<b>-590</b>	<b>-238</b>

Tochterunternehmen mit wesentlichen nicht beherrschenden Anteilen sind in verschiedenen Bereichen der Gas- beziehungsweise Stromwirtschaft tätig. Angaben zum Gesellschaftsnamen, zum Sitz der Gesellschaft und zu Kapitalanteilen im Sinne von IFRS 12 für Tochterunternehmen mit wesentlichen nicht beherrschenden Anteilen enthält die Anteilsbesitzliste gemäß § 313 Abs. 2 HGB (siehe Textziffer 36).

Die nachstehenden Tabellen geben einen Überblick über Cashflow und wesentliche Posten der aggregierten Gewinn- und Verlustrechnungen sowie der aggregierten Bilanzen von Tochterunternehmen mit wesentlichen nicht beherrschenden Anteilen:

Tochterunternehmen mit wesentlichen nicht beherrschenden Anteilen – Bilanzdaten						
in Mio €	E.ON România Gruppe		E.ON Russia Gruppe		Avacon Gruppe	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Anteile der Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss am Eigenkapital	359	323	220	542	604	571
Anteile der Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss am Eigenkapital (in %)¹)	9,8	9,8	16,3	16,3	36,9	36,7
Ausgezahlte Dividenden an Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss	-	28	76	70	63	54
Operativer Cashflow	118	206	477	617	340	47
Langfristige Vermögenswerte	888	825	3.191	4.798	2.822	2.467
Kurzfristige Vermögenswerte	562	546	324	868	658	738
Langfristige Schulden	209	218	271	422	1.495	1.152
Kurzfristige Schulden	348	396	94	122	831	632

1) Anteile der Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss an der Führungsgesellschaft der jeweiligen Gruppe

Tochterunternehmen mit wesentlichen nicht beherrschenden Anteilen – Ergebnisdaten						
in Mio €	E.ON România Gruppe		E.ON Russia Gruppe		Avacon Gruppe	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Gewinnanteil der Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss	55	65	58	38	120	79
Umsatz	1.168	1.127	1.518	1.865	3.144	3.110
Jahresergebnis	121	108	355	232	306	190
Comprehensive Income	126	103	-1.509	-405	302	188

Es liegen keine wesentlichen Restriktionen vor, die über die üblichen gesellschaftsrechtlichen und vertraglichen Regelungen hinausgehen. Der Devisenverkehr aus der Russischen Föderation kann im Einzelfall Beschränkungen unterliegen.

## (24) Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Den Verpflichtungen für die Versorgungsansprüche der ehemaligen und aktiven Mitarbeiter des E.ON-Konzerns in Höhe von 18,9 Mrd € stand zum 31. Dezember 2014 ein Planvermögen mit einem Fair Value von 13,4 Mrd € gegenüber. Dies entspricht einem Ausfinanzierungsgrad der Anwartschaften von 71 Prozent.

Neben dem ausgewiesenen Planvermögen wird durch die in den Konzernabschluss einbezogene VKE ein zusätzliches Vermögen in Höhe von 1,0 Mrd € (2013: 0,8 Mrd €) verwaltet, das

kein Planvermögen gemäß IAS 19 darstellt, aber zum Großteil der Rückdeckung von Versorgungsverpflichtungen inländischer Konzerngesellschaften dient (siehe Textziffer 31).

Der Anwartschaftsbarwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen, der Fair Value des Planvermögens und die Nettoverbindlichkeit aus leistungsorientierten Versorgungsplänen (Finanzierungsstatus) stellen sich im Vergleich zum Vorjahr wie folgt dar:

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen			
in Mio €	31. Dezember		
	2014	2013	2012
<b>Anwartschaftsbarwert aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen</b>			
Deutschland	12.799	9.574	11.192
Großbritannien	5.920	4.926	4.903
Übrige Länder	230	679	729
<b>Summe</b>	<b>18.949</b>	<b>15.179</b>	<b>16.824</b>
<b>Fair Value des Planvermögens</b>			
Deutschland	8.033	6.789	6.769
Großbritannien	5.296	4.596	4.702
Übrige Länder	46	376	410
<b>Summe</b>	<b>13.375</b>	<b>11.761</b>	<b>11.881</b>
<b>Nettoverbindlichkeit/Nettovermögenswert (-) aus leistungsorientierten Versorgungsplänen</b>			
Deutschland	4.766	2.785	4.423
Großbritannien	624	330	201
Übrige Länder	184	303	319
<b>Summe</b>	<b>5.574</b>	<b>3.418</b>	<b>4.943</b>
<i>ausgewiesen als betriebliche Forderungen</i>	-	-	-2
<i>ausgewiesen als Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen</i>	5.574	3.418	4.945

## Darstellung der Versorgungszusagen

Als Ergänzung zu den Leistungen staatlicher Rentensysteme und der privaten Eigenvorsorge bestehen für die meisten ehemaligen und aktiven Mitarbeiter im E.ON-Konzern betriebliche Versorgungszusagen. Es bestehen sowohl leistungsorientierte (Defined-Benefit-Pläne) als auch beitragsorientierte Zusagen (Defined-Contribution-Pläne). Leistungen im Rahmen von leistungsorientierten Zusagen werden im Allgemeinen bei Erreichen des Renteneintrittsalters oder bei Invalidität beziehungsweise Tod gewährt.

E.ON überprüft regelmäßig die im Konzern bestehenden Pensionszusagen im Hinblick auf ihre finanzwirtschaftlichen Risiken. Typische Risikofaktoren für leistungsorientierte Zusagen sind Langlebigkeit, Nominalzinsänderungen sowie Inflations- und Gehaltssteigerungen. Zur Vermeidung künftiger Risiken aus betrieblichen Versorgungszusagen wurden seit dem Jahr 1998 bei den wesentlichen inländischen und ausländischen Konzernunternehmen neu konzipierte Pensionspläne eingeführt. Nahezu alle nach dem Jahr 1998 eingestellten Mitarbeiter bei E.ON-Konzerngesellschaften erhalten seitdem Versorgungszusagen, deren Risikofaktoren – wie im Folgenden dargestellt – besser kalkulierbar und steuerbar sind.

Die zum Bilanzstichtag bestehenden Ansprüche aus den leistungsorientierten Versorgungsplänen entfallen auf rund 54.000 Pensionäre und Hinterbliebene (2013: 56.000), rund 15.000 ausgeschiedene Mitarbeiter mit unverfallbaren Ansprüchen (2013: 14.000) sowie rund 42.000 aktive Mitarbeiter (2013: 47.000). Die Veränderungen zum Vorjahr resultieren neben der üblichen Mitarbeiterfluktuation insbesondere aus Restrukturierungsprogrammen und der Umgliederung von Gesellschaften und deren Personenbeständen in die nicht fortgeführten Aktivitäten (siehe Textziffer 4). Der korrespondierende Anwartschaftsbarwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen ist mit 10,4 Mrd € Pensionären und Hinterbliebenen (2013: 9,1 Mrd €), mit 2,6 Mrd € ausgeschiedenen Mitarbeitern mit unverfallbaren Ansprüchen (2013: 1,6 Mrd €) und mit 5,9 Mrd € aktiven Mitarbeitern (2013: 4,5 Mrd €) zuzuordnen.

Die Merkmale und Risiken leistungsorientierter Versorgungspläne ergeben sich regelmäßig aus den rechtlichen, steuerlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen des jeweiligen Landes. Nachfolgend wird die Ausgestaltung der finanzwirtschaftlich wesentlichen leistungs- und beitragsorientierten Pläne im E.ON-Konzern beschrieben.

### Deutschland

Bei den inländischen Konzerngesellschaften bestehen für die aktiven Anwärtler größtenteils beitragsorientierte Leistungszusagen. Daneben existieren einzelvertraglich noch Final-Pay-Zusagen sowie vereinzelt Festbetragszusagen.

Der größte Teil des dargestellten Verpflichtungsumfangs für aktive Anwärtler entfällt auf das Rentenbausteinsystem Betriebliche Alterssicherung (BAS-Plan) aus dem Jahr 2001 beziehungsweise auf eine Variante davon (Zukunftssicherung), die aus der im Jahr 2004 erfolgten Harmonisierung zahlreicher in der Vergangenheit erteilter Versorgungszusagen entstanden ist. Im Rahmen des Leistungsplans Zukunftssicherung werden zur Leistungsermittlung zusätzlich zu den beitragsorientierten Rentenbausteinen auch endgehaltsdynamische Besitzstände berücksichtigt. Diese Pläne sind für Neueintritte geschlossen.

Die zuvor beschriebenen Pläne sehen in der Regel laufende Rentenleistungen vor, die im Allgemeinen bei Erreichen der Altersgrenze, Invalidität oder Tod gezahlt werden.

Die einzige für Neuzugänge offene Versorgungszusage ist der Beitragsplan E.ON IQ (IQ-Plan). Hierbei handelt es sich um ein Kapitalbausteinsystem, das neben der Rentenzahlung die alternativen Auszahlungsoptionen der anteiligen Einmalzahlung beziehungsweise Ratenzahlungen vorsieht.

Der Versorgungsaufwand für alle oben genannten beitragsorientierten Versorgungszusagen ist gehaltsabhängig und wird in Abhängigkeit vom Verhältnis des Gehalts zur Beitragsbemessungsgrenze in der gesetzlichen Rentenversicherung mit unterschiedlichen Prozentsätzen bestimmt. Darüber hinaus besteht für den Mitarbeiter die Möglichkeit zur Entgeltumwandlung. In den beitragsorientierten Zusagen sind unterschiedliche Verzinsungsannahmen der Rentenbausteine enthalten. Während für den BAS-Plan sowie die Zukunftssicherung Festzinsannahmen gelten, entspricht die Verzinsung der Kapitalbausteine für den offenen IQ-Plan dem im Geschäftsjahr zu beobachtenden durchschnittlichen Renditeniveau langlaufender Staatsanleihen der Bundesrepublik Deutschland. Die künftigen Rentenanpassungen sind für große Teile der aktiven Anwärter mit 1 Prozent p.a. garantiert. Für die übrigen Anspruchsberechtigten folgen die Rentenanpassungen dagegen größtenteils der Inflationsrate, in der Regel im Dreijahresturnus.

Zur Finanzierung der Pensionszusagen wurde für die deutschen Konzerngesellschaften im Rahmen eines Contractual Trust Arrangement (CTA) Planvermögen geschaffen. Der wesentliche Teil des Planvermögens wird durch den E.ON Pension Trust e.V. treuhänderisch gemäß den ihm vorgegebenen Anlagerichtlinien verwaltet. Zusätzliches inländisches Planvermögen wird von kleineren inländischen Pensionskassen gehalten. Die von der VKE verwalteten langfristigen Kapitalanlagen und liquiden Mittel stellen kein Planvermögen gemäß IAS 19 dar, dienen aber zum überwiegenden Großteil ebenfalls der Rückdeckung von Versorgungsverpflichtungen inländischer Konzerngesellschaften.

Lediglich bei den Pensionskassen und der VKE bestehen regulatorische Vorschriften bezüglich der Kapitalanlage oder der Dotierungserfordernisse.

### Großbritannien

In Großbritannien bestehen unterschiedliche Pensionspläne. Bis zum Jahr 2005 beziehungsweise bis zum Jahr 2008 erhielten die Mitarbeiter leistungsorientierte, größtenteils endgehaltsabhängige Zusagen, die den Großteil der heute für Großbritannien ausgewiesenen Pensionsverpflichtungen darstellen. Diese Zusagen wurden für nach diesen Zeitpunkten eingestellte

Mitarbeiter geschlossen. Seitdem wird für neue Mitarbeiter ein Defined-Contribution-Plan angeboten. Hieraus ergeben sich für den Arbeitgeber über die Beitragszahlung hinaus keine zusätzlichen Risiken.

Für die Begünstigten der derzeit bestehenden leistungsorientierten Pensionspläne erfolgt eine Inflationsanpassung der Rentenzahlung in Abhängigkeit vom britischen Inflationsindex RPI (Retail Price Index).

Das Planvermögen in Großbritannien wird im Rahmen eines Pension Trusts treuhänderisch verwaltet. Die Treuhänder werden durch die Mitglieder des Plans gewählt beziehungsweise durch das Unternehmen ernannt. Sie sind in dieser Funktion insbesondere für die Anlage des Planvermögens verantwortlich.

Die britische Regulierungsbehörde schreibt vor, dass alle drei Jahre eine sogenannte technische Bewertung der Finanzierungsbedingungen des Plans durchzuführen ist. Die zugrunde liegenden versicherungsmathematischen Annahmen werden zwischen den Treuhändern und der E.ON UK plc vereinbart. Diese beinhalten die zu unterstellende Lebenserwartung, die Gehaltsentwicklung, das Anlageergebnis, Inflationsannahmen sowie das Zinsniveau. Die letzte technische Bewertung erfolgte zum Stichtag 31. März 2010 und ergab ein technisches Finanzierungsdefizit von 446 Mio £. Der vereinbarte Deficit-Repair-Plan sieht jährliche Zahlungen von 34 Mio £ an den Pension Trust vor. Zum Stichtag 31. März 2013 erfolgte eine Neubewertung des technischen Finanzierungsstatus, die zum Bilanzstichtag noch nicht abgeschlossen ist.

### Übrige Länder

Die verbleibenden Pensionsverpflichtungen teilen sich auf verschiedene internationale Aktivitäten des E.ON-Konzerns auf.

Diese Versorgungszusagen in Belgien, Frankreich, Russland, Schweden, Norwegen, Rumänien, Tschechien und in den USA sind jedoch aus Konzernsicht von untergeordneter Bedeutung.

## Darstellung des Verpflichtungsumfangs

Die leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen, gemessen am Anwartschaftsbarwert, haben sich wie folgt entwickelt:

Entwicklung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Verpflichtungen								
in Mio €	2014				2013			
	Gesamt	Deutsch-land	Großbri-tannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutsch-land	Großbri-tannien	Übrige Länder
<b>Stand Anwartschaftsbarwert zum 1. Januar</b>	<b>15.179</b>	<b>9.574</b>	<b>4.926</b>	<b>679</b>	<b>16.824</b>	<b>11.192</b>	<b>4.903</b>	<b>729</b>
Dienstzeitaufwand für die im Geschäftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche	253	182	59	12	276	204	58	14
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand	30	23	12	-5	80	44	29	7
Gewinne (-)/Verluste (+) aus Planabgeltungen	-1	-	-	-1	-	-	-	-
Zinsaufwand auf den Barwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen	607	365	231	11	589	362	204	23
Neubewertungen	3.733	3.099	567	67	-665	-702	87	-50
Versicherungsmathematische Gewinne (-)/Verluste (+) aufgrund der Veränderung der demografischen Annahmen	-14	-	-15	1	40	-	39	1
Versicherungsmathematische Gewinne (-)/Verluste (+) aufgrund der Veränderung der finanziellen Annahmen	3.794	3.143	579	72	-721	-784	90	-27
Versicherungsmathematische Gewinne (-)/Verluste (+) aufgrund erfahrungsbedingter Anpassungen	-47	-44	3	-6	16	82	-42	-24
Mitarbeiterbeiträge	1	-	1	-	1	-	1	-
Leistungszahlungen	-708	-444	-244	-20	-753	-463	-252	-38
Veränderungen Konsolidierungskreis	2	2	-	-	-1.059	-1.059	-	-
Währungsunterschiede	360	-	368	-8	-107	-	-101	-6
Sonstige	-507	-2	-	-505	-7	-4	-3	-
<b>Stand Anwartschaftsbarwert zum 31. Dezember</b>	<b>18.949</b>	<b>12.799</b>	<b>5.920</b>	<b>230</b>	<b>15.179</b>	<b>9.574</b>	<b>4.926</b>	<b>679</b>

Die Versorgungsverpflichtungen in den übrigen Ländern entfallen größtenteils auf die E.ON-Konzerngesellschaften in Frankreich (2014: 134 Mio €; 2013: 97 Mio €).

Die im Jahr 2014 entstandenen saldierten versicherungsmathematischen Verluste sind weitestgehend auf eine allgemeine Absenkung der im E.ON-Konzern verwendeten Rechnungszinssätze zurückzuführen. Teilweise gegenläufig wirkten die Senkung des für E.ON geltenden Rententrends im Inland, soweit nicht eine vereinbarte Garantieanpassung gilt, sowie die Reduzierung des Gehalts- und des Rententrends, die von den Konzerngesellschaften in Großbritannien bei der Bewertung des Verpflichtungsumfangs zum 31. Dezember 2014 zugrunde gelegt wurden.

Die Veränderung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen in den übrigen Ländern resultiert im Wesentlichen aus der Umgliederung des Anwartschaftsbarwertes leistungsorientierter Versorgungsverpflichtungen spanischer Gesellschaften in die Bilanzposition „Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden“ (siehe Textziffer 4).



Die versicherungsmathematischen Annahmen zur Bewertung der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und zur Berechnung der Netto-Pensionsaufwendungen bei den Konzerngesellschaften in Deutschland und Großbritannien lauten zum Bilanzstichtag wie folgt:

Versicherungsmathematische Annahmen			
in Prozent	31. Dezember		
	2014	2013	2012
<b>Rechnungszinssatz</b>			
Deutschland	2,00	3,90	3,40
Großbritannien	3,70	4,60	4,40
<b>Gehaltstrend</b>			
Deutschland	2,50	2,50	2,50
Großbritannien	3,10	3,40	3,40
<b>Rententrend</b>			
Deutschland <sup>1)</sup>	1,75	2,00	2,00
Großbritannien	2,90	3,10	2,70

1) Der Rententrend für Deutschland gilt für Anspruchsberechtigte, die nicht einer vereinbarten Garantieanpassung unterliegen.

Die im E.ON-Konzern verwendeten Rechnungszinssätze basieren grundsätzlich auf den währungsspezifischen, zum Bilanzstichtag ermittelten Renditen hochwertiger Unternehm-

ensanleihen mit einer der durchschnittlichen Laufzeit der jeweiligen Verpflichtung entsprechenden Duration.

Für die bilanzielle Bewertung der betrieblichen Pensionsverpflichtungen im E.ON-Konzern wurden als biometrische Rechnungsgrundlagen jeweils die länderspezifisch anerkannten und auf einem aktuellen Stand befindlichen Sterbetafeln verwendet:

Versicherungsmathematische Annahmen (Sterbetafeln)	
Deutschland	Richttafeln 2005 G von K. Heubeck aus dem Jahr 2005
Großbritannien	CMI Tables „00“ bzw. „S1“ (Standardsterblichkeitstafeln), Stand 2014, mit Berücksichtigung künftiger Sterblichkeitsveränderungen.

Veränderungen der zuvor beschriebenen versicherungsmathematischen Annahmen würden zu folgenden Veränderungen des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen führen:

Sensitivitäten				
	Veränderung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen			
	31. Dezember 2014		31. Dezember 2013	
Veränderung des Rechnungszinssatzes um (Basispunkte)	+50	- 50	+50	- 50
Veränderung in Prozent	-7,85	8,96	-6,88	7,66
Veränderung des Gehaltstrends um (Basispunkte)	+25	- 25	+25	- 25
Veränderung in Prozent	0,47	-0,46	0,47	-0,46
Veränderung des Rententrends um (Basispunkte)	+25	- 25	+25	- 25
Veränderung in Prozent	1,86	-1,79	1,78	-1,70
Veränderung der Sterbewahrscheinlichkeit um (Prozent)	+10	- 10	+10	- 10
Veränderung in Prozent	-2,96	3,32	-2,44	2,70

Ein Rückgang der Sterbewahrscheinlichkeit um 10 Prozent würde zu einer Erhöhung der Lebenserwartung des jeweiligen Begünstigten in Abhängigkeit von seinem individuellen Alter führen. Zum 31. Dezember 2014 würde sich die Lebenserwartung eines 63-jährigen männlichen E.ON-Rentners bei einer 10-prozentigen Reduzierung der Sterbewahrscheinlichkeit um ungefähr ein Jahr erhöhen.

Die Berechnung der angegebenen Sensitivitäten erfolgt auf Basis derselben Verfahrensweise und derselben Bewertungsprämissen, die auch zur Ermittlung des Barwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen angewendet

werden. Wird zur Berechnung der Sensitivität der Ergebnisse gegenüber Änderungen eines versicherungsmathematischen Bewertungsparameters dieser entsprechend geändert, werden alle übrigen Bewertungsparameter unverändert in die Berechnung einbezogen.

Bei der Berücksichtigung der Sensitivitäten ist zu beachten, dass bei gleichzeitiger Veränderung mehrerer Bewertungsannahmen die Veränderung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen nicht zwingend als kumulierter Effekt gemäß den Einzelsensitivitäten zu ermitteln ist.

## Darstellung des Planvermögens und der Anlagepolitik

Die leistungsorientierten Versorgungszusagen werden durch zweckgebundene Vermögenswerte (Planvermögen) in eigens dafür errichteten und vom Unternehmen rechtlich separierten Pensionsvehikeln ausfinanziert. Der Fair Value dieses Planvermögens entwickelte sich wie folgt:

Entwicklung des Fair Values des Planvermögens								
in Mio €	2014				2013			
	Gesamt	Deutsch-land	Großbri-tannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutsch-land	Großbri-tannien	Übrige Länder
<b>Fair Value des Planvermögens, Stand zum 1. Januar</b>	<b>11.761</b>	<b>6.789</b>	<b>4.596</b>	<b>376</b>	<b>11.881</b>	<b>6.769</b>	<b>4.702</b>	<b>410</b>
Zinsertrag auf das Planvermögen	514	294	217	3	440	230	198	12
Neubewertungen	480	185	282	13	-161	-29	-108	-24
<i>Erfolgsneutrale Erträge (+)/Aufwendungen (-) aus dem Planvermögen ohne Beträge, die im Zinsertrag auf das Planvermögen enthalten sind</i>	480	185	282	13	-161	-29	-108	-24
Mitarbeiterbeiträge	1	-	1	-	1	-	1	-
Arbeitgeberbeiträge	1.296	1.182	108	6	1.083	921	157	5
Leistungszahlungen	-668	-417	-244	-7	-724	-447	-252	-25
Veränderungen Konsolidierungskreis	-	-	-	-	-655	-655	-	-
Währungsunterschiede	334	-	336	-2	-101	-	-99	-2
Sonstige	-343	-	-	-343	-3	-	-3	-
<b>Fair Value des Planvermögens, Stand zum 31. Dezember</b>	<b>13.375</b>	<b>8.033</b>	<b>5.296</b>	<b>46</b>	<b>11.761</b>	<b>6.789</b>	<b>4.596</b>	<b>376</b>

Die Veränderung des Fair Values des Planvermögens in den übrigen Ländern resultiert im Wesentlichen aus der Umgliederung des Fair Values des Planvermögens spanischer Gesellschaften in die Bilanzposition „Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden“ (siehe Textziffer 4).

Die tatsächlichen Vermögenserträge aus dem Planvermögen betragen im Jahr 2014 in Summe 994 Mio € (2013: 279 Mio €).

Das Planvermögen entfällt zu einem geringen Teil auf eigene Finanzinstrumente (2014: 0,4 Mrd €; 2013: 0,4 Mrd €). Diese beinhalten aufgrund der vertraglichen Strukturierung jedoch kein E.ON-spezifisches Risiko für das inländische CTA. Darüber hinaus enthält das Planvermögen nahezu keine selbst genutzten Immobilien sowie Aktien oder Anleihen von E.ON-Konzerngesellschaften. Die einzelnen Planvermögensbestandteile wurden den jeweiligen Vermögenskategorien wirtschaftlich zugeordnet. Das Planvermögen nach Vermögenskategorien stellt sich wie folgt dar:

Vermögenskategorien des Planvermögens								
in Prozent	31. Dezember 2014				31. Dezember 2013			
	Gesamt	Deutsch-land	Großbri-tannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutsch-land	Großbri-tannien	Übrige Länder
<b>Im aktiven Markt gelistetes Planvermögen</b>								
Eigenkapitaltitel (Aktien)	21	25	14	1	16	19	12	2
Fremdkapitaltitel <sup>1)</sup>	55	46	67	48	51	49	58	3
<i>davon Staatsanleihen</i>	37	24	58	2	32	21	50	-
<i>davon Unternehmensanleihen</i>	13	15	9	46	14	18	8	3
Andere Investmentfonds	9	5	16	-	11	5	21	-
<b>Summe</b>	<b>85</b>	<b>76</b>	<b>97</b>	<b>49</b>	<b>78</b>	<b>73</b>	<b>91</b>	<b>5</b>
<b>Nicht im aktiven Markt gelistetes Planvermögen</b>								
Nicht börsengehandelte Eigenkapitaltitel	3	6	-	-	2	4	-	-
Fremdkapitaltitel	2	4	-	-	3	5	-	-
Immobilien	6	9	1	-	8	11	5	-
Qualifizierte Versicherungsverträge	-	-	-	29	3	-	-	92
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	4	5	2	-	5	6	4	-
Sonstige	-	-	-	22	1	1	-	3
<b>Summe</b>	<b>15</b>	<b>24</b>	<b>3</b>	<b>51</b>	<b>22</b>	<b>27</b>	<b>9</b>	<b>95</b>
<b>Gesamt</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

<sup>1)</sup> In Deutschland sind 7 % (2013: 10 %) des Planvermögens in sonstigen Fremdkapitaltiteln, insbesondere Pfandbriefen, zusätzlich zu Staats- und Unternehmensanleihen investiert.

Das grundlegende Anlageziel für das Planvermögen ist die zeitkongruente Abdeckung der aus den jeweiligen Versorgungszusagen resultierenden Zahlungsverpflichtungen. Diese Anlagepolitik ergibt sich aus den entsprechenden Governance-Richtlinien des Konzerns. In diesen Richtlinien wird eine Verschlechterung der Nettoverbindlichkeit beziehungsweise des Finanzierungsstatus infolge einer ungünstigen Entwicklung des Planvermögens beziehungsweise des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen als Risiko identifiziert, das im Rahmen eines Risikobudgetierungs-Konzepts gesteuert wird. E.ON prüft daher regelmäßig die Entwicklung des Finanzierungsstatus, um dieses Risiko zu überwachen.

Zur Umsetzung des Anlageziels verfolgt der E.ON-Konzern im Wesentlichen eine an der Struktur der Versorgungsverpflichtungen ausgerichtete Anlagestrategie. Diese langfristig ausgerichtete Anlagestrategie zielt auf ein Management des Finanzierungsstatus und bewirkt, dass der Fair Value des Planvermögens die insbesondere durch Zins- und Inflations-schwankungen verursachten Wertänderungen des Anwartschaftsbarwertes zu einem gewissen Grad periodengleich kompensiert. Bei der Umsetzung der Anlagestrategie können auch Derivate (zum Beispiel Zins- und Inflationsswaps sowie Instrumente zur Währungssicherung) zum Einsatz kommen,

um spezifische Risikofaktoren von Pensionsverbindlichkeiten steuern zu können. Diese Derivate sind in obiger Tabelle wirtschaftlich den jeweiligen Vermögenskategorien zugeordnet, in denen sie verwendet werden. Um langfristig den Finanzierungsstatus des E.ON-Konzerns positiv zu beeinflussen, wird ein Teil des Planvermögens zudem diversifiziert in Anlageklassen investiert, die langfristig eine über der für festverzinsliche Anleihen liegende Rendite und damit eine Rendite oberhalb des Rechnungszinssatzes erwarten lassen.

Die Ermittlung der Ziel-Portfoliostruktur für die einzelnen Planvermögen erfolgt auf der Basis regelmäßig durchgeführter Asset-Liability-Studien. Im Rahmen dieser Analysen wird die Ziel-Portfoliostruktur in einem ganzheitlichen Ansatz vor dem Hintergrund der bestehenden Anlagegrundsätze, des aktuellen Finanzierungsstatus, des Kapitalmarktumfelds und der Verpflichtungsstruktur überprüft und gegebenenfalls angepasst. Die in den Studien verwendeten Parameter werden zudem regelmäßig, mindestens einmal jährlich, überprüft. Zur Umsetzung der Ziel-Portfoliostruktur werden Vermögens-verwalter mandatiert. Diese werden regelmäßig hinsichtlich ihrer Zielerreichung überwacht.

## Darstellung des Pensionsaufwands

Der Gesamtaufwand für die leistungsorientierten Versorgungszusagen, der in den Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen enthalten ist, setzt sich wie folgt zusammen:

Gesamtaufwand der leistungsorientierten Versorgungszusagen								
in Mio €	2014				2013			
	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
Dienstzeitaufwand für die im Geschäftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche	253	182	59	12	273	204	58	11
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand	30	23	12	-5	80	44	29	7
Gewinne (-)/Verluste (+) aus Planabgeltungen	-1	-	-	-1	-	-	-	-
Nettozinsaufwand (+)/-zinsertrag (-) auf die Nettoverbindlichkeit/den Nettovermögenswert aus leistungsorientierten Versorgungsplänen	93	71	14	8	146	132	6	8
<b>Summe</b>	<b>375</b>	<b>276</b>	<b>85</b>	<b>14</b>	<b>499</b>	<b>380</b>	<b>93</b>	<b>26</b>

Für das Jahr 2013 wurden 6 Mio € Nettopensionsaufwendungen in das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten umgegliedert.

In den nachzuverrechnenden Dienstzeitaufwendungen für die Jahre 2014 und 2013 sind weitestgehend Effekte im Zusammenhang mit Restrukturierungsmaßnahmen enthalten.

Zusätzlich zum Gesamtaufwand für leistungsorientierte Versorgungszusagen wurden im Jahr 2014 für ausschließlich beitragsorientierte Versorgungszusagen fest vereinbarte Beitragszahlungen an externe Versorgungsträger und ähnliche Dienstleister in Höhe von 79 Mio € (2013: 71 Mio €) geleistet.

Die Beiträge zu staatlichen Plänen betragen 0,3 Mrd € (2013: 0,3 Mrd €).

## Darstellung der Beitrags- und Versorgungszahlungen

Im Jahr 2014 wurden zur Finanzierung der bestehenden leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen Arbeitgeberbeiträge in das Planvermögen in Höhe von 1.296 Mio € (2013: 1.083 Mio €) geleistet.

Für das folgende Geschäftsjahr werden insbesondere für die Finanzierung bestehender und neu entstandener Versorgungsanwartschaften konzernweit Arbeitgeberbeitragszahlungen in Höhe von 475 Mio € erwartet, die in Höhe von 180 Mio € auf ausländische Gesellschaften entfallen.

Im Jahr 2014 erfolgten Leistungszahlungen für die Erfüllung von leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen in Höhe von 708 Mio € (2013: 753 Mio €), wovon Auszahlungen in Höhe von 40 Mio € (2013: 29 Mio €) nicht aus dem Planvermögen erfolgten.

Für die zum 31. Dezember 2014 bestehenden leistungsorientierten Versorgungszusagen werden für die nächsten zehn Jahre folgende Leistungszahlungen prognostiziert:

Erwartete Leistungszahlungen				
in Mio €	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
2015	724	456	253	15
2016	742	474	256	12
2017	754	479	262	13
2018	770	488	270	12
2019	788	503	272	13
2020-2024	4.224	2.701	1.456	67
<b>Summe</b>	<b>8.002</b>	<b>5.101</b>	<b>2.769</b>	<b>132</b>

Die gewichtete durchschnittliche Laufzeit (Duration) der im E.ON-Konzern bewerteten leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen beträgt zum 31. Dezember 2014 20,1 Jahre (2013: 19,2 Jahre).

## Darstellung der Nettoverbindlichkeit

Die bilanzierte Nettoverbindlichkeit aus den leistungsorientierten Versorgungsplänen des E.ON-Konzerns resultiert aus einer Gegenüberstellung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und des Fair Values des Planvermögens:

Entwicklung der Nettoverbindlichkeit aus leistungsorientierten Versorgungsplänen								
in Mio €	2014				2013			
	Gesamt	Deutsch-land	Großbri-tannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutsch-land	Großbri-tannien	Übrige Länder
<b>Stand Nettoverbindlichkeit zum 1. Januar</b>	<b>3.418</b>	<b>2.785</b>	<b>330</b>	<b>303</b>	<b>4.943</b>	<b>4.423</b>	<b>201</b>	<b>319</b>
Gesamtaufwand der leistungsorientierten Versorgungszusagen	375	276	85	14	505	380	93	32
Veränderungen aus den Neubewertungen	3.253	2.914	285	54	-504	-673	195	-26
Arbeitgeberbeiträge zum Planvermögen	-1.296	-1.182	-108	-6	-1.083	-921	-157	-5
Netto-Leistungszahlungen	-40	-27	-	-13	-29	-16	-	-13
Veränderungen Konsolidierungskreis	2	2	-	-	-404	-404	-	-
Währungsunterschiede	26	-	32	-6	-6	-	-2	-4
Sonstige	-164	-2	-	-162	-4	-4	-	-
<b>Stand Nettoverbindlichkeit zum 31. Dezember</b>	<b>5.574</b>	<b>4.766</b>	<b>624</b>	<b>184</b>	<b>3.418</b>	<b>2.785</b>	<b>330</b>	<b>303</b>

## (25) Übrige Rückstellungen

Die übrigen Rückstellungen setzen sich wie folgt zusammen:

Übrige Rückstellungen				
in Mio €	31. Dezember 2014		31. Dezember 2013	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	155	10.977	108	10.300
Vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	475	7.162	511	7.218
Verpflichtungen im Personalbereich	305	1.254	296	1.222
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen	41	2.105	155	1.765
Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen	554	208	201	377
Absatzmarktorientierte Verpflichtungen	381	208	334	185
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen	75	796	87	784
Sonstige	2.134	3.092	2.661	2.884
<b>Summe</b>	<b>4.120</b>	<b>25.802</b>	<b>4.353</b>	<b>24.735</b>

Nachfolgend wird die Entwicklung der übrigen Rückstellungen dargestellt:

Entwicklung der übrigen Rückstellungen										
in Mio €	Stand zum 1. Januar 2014	Währungsunterschiede	Veränderungen Konsolidierungskreis	Aufzinsung	Zuführung	Inanspruchnahme	Umbuchung	Auflösung	Schätzungsänderungen	Stand zum 31. Dezember 2014
Nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	10.408	-67	-	477	15	-59	-16	-	374	11.132
Vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	7.729	-64	-	351	59	-480	16	-	26	7.637
Verpflichtungen im Personalbereich	1.518	-	-55	96	396	-334	4	-66	-	1.559
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen	1.920	28	-257	54	170	-42	-6	-1	280	2.146
Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen	578	-1	-	3	499	-253	28	-92	-	762
Absatzmarktorientierte Verpflichtungen	519	1	-8	2	188	-55	-8	-50	-	589
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen	871	-1	-1	18	83	-45	-3	-51	-	871
Sonstige	5.545	33	-268	86	2.021	-1.495	17	-713	-	5.226
<b>Summe</b>	<b>29.088</b>	<b>-71</b>	<b>-589</b>	<b>1.087</b>	<b>3.431</b>	<b>-2.763</b>	<b>32</b>	<b>-973</b>	<b>680</b>	<b>29.922</b>

Die Aufzinsung im Rahmen der Rückstellungsentwicklung ist im Finanzergebnis (vergleiche Textziffer 9) enthalten.

Die verwendeten Zinssätze betragen im Kernenergiebereich nach landesspezifischer Ermittlung zum 31. Dezember 2014 4,7 Prozent (2013: 4,8 Prozent) in Deutschland und 3,0 Prozent (2013: 3,0 Prozent) in Schweden. Die übrigen Rückstellungsbeträge entfallen weit überwiegend auf Sachverhalte in den Ländern des Euroraums sowie in Großbritannien und in Schweden. In Abhängigkeit von der Laufzeit kommen hier Zinssätze zwischen 0 und 2,6 Prozent (2013: 0,4 und 4,0 Prozent) zur Anwendung.

### Rückstellungen für nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich

Die auf deutscher und schwedischer atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen in Höhe von 11,1 Mrd € entfallen mit einem Betrag von 10,0 Mrd € auf die Geschäftstätigkeit in Deutschland und mit 1,1 Mrd € auf die schwedischen Aktivitäten. Die Rückstellungen beinhalten auf der Grundlage von Gutachten und Kostenschätzungen sämtliche nuklearen

Verpflichtungen für die Entsorgung von abgebrannten Brennelementen und schwach radioaktiven Betriebsabfällen sowie die Stilllegung und den Rückbau der nuklearen Kraftwerksanlagenteile.

Die Rückstellungen werden im Wesentlichen als langfristige Rückstellungen mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag bewertet.

Die in den Rückstellungen für nicht vertragliche nukleare Verpflichtungen erfassten Stilllegungsverpflichtungen beinhalten die erwarteten Kosten des Nach- beziehungsweise Restbetriebs der Anlage, der Demontage sowie der Beseitigung und Entsorgung der nuklearen Bestandteile des Kernkraftwerks.

Zusätzlich sind im Rahmen der Entsorgung von Brennelementen Kosten für durchzuführende Transporte zum Endlager sowie Kosten für eine endlagergerechte Konditionierung einschließlich erforderlicher Behälter berücksichtigt.

Die Stilllegungskosten sowie die Kosten der Entsorgung der Brennelemente und der schwach radioaktiven Betriebsabfälle enthalten jeweils auch die eigentlichen Endlagerkosten. Die Endlagerkosten umfassen insbesondere die voraussichtlichen Investitions-, Betriebs- und Stilllegungskosten der Endlagerprojekte Gorleben und Konrad und basieren auf Angaben des Bundesamtes für Strahlenschutz und der Endlagervoraussetzungsverordnung; dazu kommen die Mehrkosten im Rahmen des im dritten Quartal 2013 in Kraft getretenen Standortauswahlgesetzes (StandAG). Von den Rückstellungen wurden 1.125 Mio € (2013: 1.066 Mio €) geleistete Anzahlungen an das Bundesamt für Strahlenschutz beziehungsweise das Bundesamt für Entsorgung abgesetzt. Diese Zahlungen werden jährlich auf Basis der Ausgaben der vorgenannten Bundesämter geleistet.

Sämtliche den Rückstellungen zugrunde liegenden Kostenansätze werden jährlich auf Basis externer Sachverständigen-gutachten aktualisiert. Bei der Bemessung der Rückstellungen in Deutschland wurden die Änderungen des Atomgesetzes vom 6. August 2011 berücksichtigt.

Für die deutschen Aktivitäten ergaben sich 2014 Schätzungsänderungen in Höhe von 374 Mio € (2013: -563 Mio €). Die Inanspruchnahmen beliefen sich auf 59 Mio € (2013: 54 Mio €), von denen sich 24 Mio € (2013: 23 Mio €) auf im Rückbau beziehungsweise Nichtleistungsbetrieb befindliche Kernkraftwerke beziehen, denen Sachverhalte zugrunde lagen, für die Stilllegungs- und Rückbaukosten aktiviert waren. Für die schwedischen Aktivitäten waren 2014 wie im Vorjahr keine Schätzungsänderungen und Inanspruchnahmen zu verzeichnen.

Die Rückstellungen setzen sich in technischer Hinsicht wie folgt zusammen:

Rückstellungen für nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich				
in Mio €	31. Dezember 2014		31. Dezember 2013	
	Deutschland	Schweden	Deutschland	Schweden
Stilllegung	8.393	408	7.806	420
Brennelement- und Betriebsabfallentsorgung	2.721	735	2.492	756
Geleistete Anzahlungen	1.125	-	1.066	-
<b>Summe</b>	<b>9.989</b>	<b>1.143</b>	<b>9.232</b>	<b>1.176</b>

### Rückstellungen für vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich

Die auf deutscher und schwedischer atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen in Höhe von 7,6 Mrd € entfallen mit einem Betrag von 6,6 Mrd € auf die Geschäftstätigkeit in Deutschland und mit 1,0 Mrd € auf die schwedischen Aktivitäten. Die Rückstellungen beinhalten sämtliche vertraglichen nuklearen Verpflichtungen für die Entsorgung von abgebrannten Brennelementen und schwach radioaktiven Betriebsabfällen, die Stilllegung und den Rückbau der nuklearen Kraftwerksanlagenteile, deren Bewertung auf zivilrechtlichen Verträgen beruht.

Die Rückstellungen werden im Wesentlichen als langfristige Rückstellungen mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag bewertet.

Von dem auf Deutschland entfallenden Anteil der Rückstellungen wurden 161 Mio € (2013: 143 Mio €) geleistete Anzahlungen an sonstige Entsorgungsunternehmen abgesetzt. Diese Anzahlungen betreffen Vorauszahlungen für die Lieferung von Zwischenlagerbehältern.

Die in den Rückstellungen erfassten Verpflichtungen beinhalten im Rahmen der Entsorgung von Brennelementen die vertragsgemäßen Kosten zum einen für die Restabwicklung der Wiederaufarbeitung und die damit verbundene Rückführung von Abfällen mit anschließender Zwischenlagerung in Gorleben und Ahaus und zum anderen die im Zusammenhang mit dem Entsorgungspfad „direkte Endlagerung“ anfallenden Kosten für die standortnahe Zwischenlagerung einschließlich der erforderlichen Zwischenlagerbehälter. Des Weiteren sind die vertragsgemäßen Kosten des Stilllegungsbereichs sowie der Konditionierung von schwach radioaktiven Betriebsabfällen in den Rückstellungen berücksichtigt.



Für die deutschen Aktivitäten ergaben sich im Jahr 2014 Schätzungsänderungen in Höhe von 6 Mio € (2013: 780 Mio €). Die Inanspruchnahmen beliefen sich auf 419 Mio € (2013: 331 Mio €), von denen sich 287 Mio € (2013: 137 Mio €) auf im Rückbau beziehungsweise Nichtleistungsbetrieb befindliche Kernkraftwerke beziehen, denen Sachverhalte zugrunde lagen, für die Stilllegungs- und Rückbaukosten aktiviert waren. Für die schwedischen Aktivitäten waren Schätzungsänderungen von 20 Mio € (2013: 195 Mio €) zu verzeichnen.

Die Inanspruchnahmen beliefen sich auf 61 Mio € (2013: 77 Mio €), von denen 39 Mio € (2013: 31 Mio €) auf das im Nachbetrieb befindliche Kernkraftwerk Barsebäck entfallen. Für die zugrunde liegenden Sachverhalte waren bereits Stilllegungs- und Rückbaukosten aktiviert.

Die Rückstellungen setzen sich in technischer Hinsicht wie folgt zusammen:

Rückstellungen für vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich				
in Mio €	31. Dezember 2014		31. Dezember 2013	
	Deutschland	Schweden	Deutschland	Schweden
Stilllegung	3.425	369	3.465	393
Brennelement- und Betriebsabfallentsorgung	3.314	690	3.286	728
Geleistete Anzahlungen	161	-	143	-
<b>Summe</b>	<b>6.578</b>	<b>1.059</b>	<b>6.608</b>	<b>1.121</b>

## Verpflichtungen im Personalbereich

Die Rückstellungen für Personalaufwendungen betreffen vor allem Rückstellungen für Vorruhestandsregelungen, erfolgsabhängige Gehaltsbestandteile, Deputatverpflichtungen, Restrukturierungen sowie andere Personalkosten.

## Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen

Die Rückstellungen für sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen enthalten Stilllegungs- und Rückbauverpflichtungen für konventionelle und regenerative Kraftwerksanlagen inklusive der konventionellen Anlagenteile im Kernenergiebereich auf Basis zivilrechtlicher Vereinbarungen oder öffentlich-rechtlicher Auflagen. Außerdem werden hier Rückstellungen für die Rekultivierung von Gasspeicherstandorten, für den Rückbau von Infrastruktureinrichtungen und Rekultivierungsverpflichtungen aus dem Bereich Exploration & Produktion ausgewiesen.

## Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen

Die Rückstellungen für beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen enthalten unter anderem Rückstellungen für Verlustrisiken aus schwebenden Einkaufskontrakten.

## Absatzmarktorientierte Verpflichtungen

Die Rückstellungen für absatzmarktorientierte Verpflichtungen enthalten im Wesentlichen Verlustrisiken für Preisnachlässe sowie aus schwebenden Verkaufskontrakten.

## Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen

Die Rückstellungen für Umweltschutzmaßnahmen betreffen vor allem Sanierungs- und Gewässerschutzmaßnahmen sowie die Beseitigung von Altlasten. Weiterhin werden in diesem Posten Rückstellungen für übrige Rekultivierungsmaßnahmen sowie Verpflichtungen zur Beseitigung von Bergschäden ausgewiesen.

## Sonstige

Die sonstigen Rückstellungen beinhalten im Wesentlichen Rückstellungen aus dem Strom- und Gasgeschäft. Darüber hinaus sind hier mögliche Verpflichtungen aus steuerlich bedingtem Zinsaufwand und sonstigen Steuern enthalten.

**(26) Verbindlichkeiten**

Die Verbindlichkeiten setzen sich wie folgt zusammen:

Verbindlichkeiten						
in Mio €	31. Dezember 2014			31. Dezember 2013		
	Kurzfristig	Langfristig	Summe	Kurzfristig	Langfristig	Summe
<b>Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>3.883</b>	<b>15.784</b>	<b>19.667</b>	<b>4.673</b>	<b>18.051</b>	<b>22.724</b>
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	2.185	-	2.185	2.485	-	2.485
Investitionszuschüsse	15	366	381	39	412	451
Baukostenzuschüsse von Energieabnehmern	217	1.856	2.073	218	2.116	2.334
Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten	9.908	3.868	13.776	4.337	2.445	6.782
Erhaltene Anzahlungen	245	252	497	296	290	586
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	12.045	1.462	13.507	14.082	1.491	15.573
<b>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</b>	<b>24.615</b>	<b>7.804</b>	<b>32.419</b>	<b>21.457</b>	<b>6.754</b>	<b>28.211</b>
<b>Summe</b>	<b>28.498</b>	<b>23.588</b>	<b>52.086</b>	<b>26.130</b>	<b>24.805</b>	<b>50.935</b>

**Finanzverbindlichkeiten**

Im Folgenden werden die wichtigsten Kreditvereinbarungen und Programme zur Emission von Schuldtiteln des E.ON-Konzerns beschrieben. Unter Anleihen werden die ausstehenden Schuldverschreibungen gezeigt, einschließlich derjenigen unter dem „Debt-Issuance-Programm“.

**Konzernleitung****Covenants**

Im Rahmen der Finanzierungstätigkeit werden von der E.ON SE, der E.ON International Finance B.V. (EIF), Rotterdam, Niederlande, sowie der E.ON Beteiligungen GmbH als Covenants im Wesentlichen Vereinbarungen wie Change-of-Control-Klauseln (Eigentümerwechsel), Negative-Pledge-Klauseln (Negativerklärungen), Pari-passu-Klauseln (Gleichrangerklärungen) sowie

Cross-Default-Klauseln (Kündigungsklauseln mit Querverweis auf andere Verträge), jeweils beschränkt auf wesentliche Tatbestände, eingesetzt. Finanzielle Covenants, die an bilanzielle Kennzahlen gekoppelt sind, werden nicht eingesetzt.

**Debt-Issuance-Programm über 35 Mrd €**

E.ON SE und EIF verfügen über ein Debt-Issuance-Programm, mit dem von Zeit zu Zeit die Emission von Schuldtiteln in Form von öffentlichen und privaten Platzierungen an Investoren ermöglicht wird. Der nutzbare Programmrahmen beträgt insgesamt 35 Mrd €. Das Programm wurde im April 2014 planmäßig um ein weiteres Jahr verlängert.

Zum Jahresende 2014 standen folgende Anleihen der EIF aus:

Wesentliche Anleihen der E.ON International Finance B.V. <sup>1)</sup>				
Volumen in jeweiliger Währung	Anfängliche Laufzeit	Fälligkeit	Kupon	
1.118 Mio EUR <sup>2)</sup>	7 Jahre	Sep 2015	5,250 %	
1.238 Mio EUR <sup>3)</sup>	7 Jahre	Jan 2016	5,500 %	
900 Mio EUR	15 Jahre	Mai 2017	6,375 %	
1.769 Mio EUR <sup>4)</sup>	10 Jahre	Okt 2017	5,500 %	
2.000 Mio USD <sup>5)</sup>	10 Jahre	Apr 2018	5,800 %	
850 Mio GBP <sup>6)</sup>	12 Jahre	Okt 2019	6,000 %	
1.400 Mio EUR <sup>7)</sup>	12 Jahre	Mai 2020	5,750 %	
975 Mio GBP <sup>8)</sup>	30 Jahre	Jun 2032	6,375 %	
900 Mio GBP	30 Jahre	Okt 2037	5,875 %	
1.000 Mio USD <sup>5)</sup>	30 Jahre	Apr 2038	6,650 %	
700 Mio GBP	30 Jahre	Jan 2039	6,750 %	

1) Listing: Alle Anleihen sind in Luxemburg gelistet, mit Ausnahme der beiden USD-Anleihen unter Rule 144A/Regulation S, die ungelistet sind.  
 2) Nach vorzeitigem Rückkauf wurde die Anleihe von ursprünglich 1.250 Mio EUR auf 1.118 Mio EUR zurückgeführt.  
 3) Nach vorzeitigem Rückkauf wurde die Anleihe von ursprünglich 1.500 Mio EUR auf 1.238 Mio EUR zurückgeführt.  
 4) Nach vorzeitigem Rückkauf wurde die Anleihe von ursprünglich 2.375 Mio EUR auf 1.769 Mio EUR zurückgeführt.  
 5) Anleihe unter Rule 144A/Regulation S.  
 6) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 600 Mio GBP auf 850 Mio GBP.  
 7) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 1.000 Mio EUR auf 1.400 Mio EUR.  
 8) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 850 Mio GBP auf 975 Mio GBP.

Zusätzlich ausstehend waren zum 31. Dezember 2014 Privatplatzierungen im Gesamtvolumen von rund 0,9 Mrd € (2013: 1,2 Mrd €) sowie Schuldscheindarlehen im Gesamtvolumen von rund 0,6 Mrd € (2013: 0,7 Mrd €).

#### Commercial-Paper-Programme über 10 Mrd € und 10 Mrd US-\$

Das Euro-Commercial-Paper-Programm über 10 Mrd € ermöglicht es der E.ON SE sowie der EIF (unter unbedingter Garantie der E.ON SE), von Zeit zu Zeit Commercial Paper mit Laufzeiten von bis zu zwei Jahren abzüglich eines Tages an Investoren auszugeben. Das US-Commercial-Paper-Programm über 10 Mrd US-\$ ermöglicht es der E.ON SE, an Investoren von Zeit zu Zeit Commercial Paper mit Laufzeiten von bis zu 366 Tagen und Extendible Notes mit Laufzeiten von ursprünglich bis zu 397 Tagen (und anschließender Verlängerungsoption für den Investor) auszugeben. Zum 31. Dezember 2014 standen unter dem Euro-Commercial-Paper-Programm 401 Mio € (2013: 180 Mio €) aus. Unter dem US-Commercial-Paper-Programm waren wie im Vorjahr keine Commercial Paper ausstehend.

Revolvierende syndizierte Kreditlinie über 5 Mrd €  
 Mit Wirkung zum 6. November 2013 hat E.ON eine syndizierte Kreditlinie mit einem Volumen von 5 Mrd € und einer Laufzeit von ursprünglich fünf Jahren zuzüglich zweier Optionen zur Verlängerung um jeweils ein weiteres Jahr abgeschlossen. Im Jahr 2014 hat E.ON die erste Option in Anspruch genommen und die Kreditlinie um ein Laufzeitjahr bis 2019 verlängert. Diese Kreditlinie ist nicht in Anspruch genommen worden, sondern dient vielmehr als nachhaltige Liquiditätsreserve des Konzerns, unter anderem auch als Backup-Linie für die Commercial-Paper-Programme.

Die Fälligkeiten der Anleiheverbindlichkeiten der E.ON SE sowie der EIF und der E.ON Beteiligungen GmbH (jeweils unter Garantie der E.ON SE) werden in der folgenden Tabelle dargestellt. Bei Verbindlichkeiten in Fremdwährungen wurden ökonomische Sicherungsbeziehungen berücksichtigt, sodass die Angaben von den Bilanzwerten abweichen.

Anleiheverbindlichkeiten der E.ON SE, der E.ON International Finance B.V. und der E.ON Beteiligungen GmbH								
in Mio €	Summe	Fälligkeit in 2014	Fälligkeit in 2015	Fälligkeit in 2016	Fälligkeit in 2017	Fälligkeit in 2018	Fälligkeit in 2019 bis 2025	Fälligkeit nach 2025
31. Dezember 2014	14.704	-	1.118	1.238	2.669	1.796	3.206	4.677
31. Dezember 2013	18.463	3.166	1.250	1.650	3.275	1.486	3.192	4.444

### Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten

Die Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten setzen sich wie folgt zusammen:

Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten zum 31. Dezember							
in Mio €	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Globaler Handel		
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	
Anleihen	-	-	-	-	-	-	
Commercial Paper	-	-	-	-	-	-	
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	73	217	84	80	-	-	
Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing	37	42	-	-	457	584	
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.324	760	411	630	159	41	
<b>Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>1.434</b>	<b>1.019</b>	<b>495</b>	<b>710</b>	<b>616</b>	<b>625</b>	

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten beinhalten unter anderem erhaltene Sicherheiten mit einem Fair Value von 142 Mio € (2013: 196 Mio €). Hierbei handelt es sich um von Banken hinterlegte Sicherheitsleistungen zur Begrenzung der Auslastung von Kreditlimiten im Zusammenhang mit der Marktbewertung von Derivategeschäften. In den sonstigen Finanzverbindlichkeiten sind Schuldscheindarlehen in Höhe von 638 Mio € (2013: 691 Mio €) sowie Finanzgarantien in Höhe von 11 Mio € (2013: 30 Mio €) enthalten. Darüber hinaus beinhaltet der Posten erhaltene Margin-Zahlungen im Zusammenhang mit Börsentermingeschäften in Höhe von 153 Mio € (2013: 7 Mio €). Ebenfalls enthalten sind erhaltene Sicherheitsleistungen im Zusammenhang mit Lieferungen und Leistungen in Höhe von 22 Mio € (2013: 22 Mio €). E.ON kann diese erhaltenen Sicherheiten uneingeschränkt nutzen.

### Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen beliefen sich zum 31. Dezember 2014 auf 2.185 Mio € (2013: 2.485 Mio €).

Die noch nicht ertragswirksam gewordenen Investitionszuschüsse von 381 Mio € (2013: 451 Mio €) wurden überwiegend für Investitionen gewährt, wobei die bezuschussten Vermögenswerte im Eigentum des E.ON-Konzerns verbleiben und diese Zuschüsse nicht rückzahlbar sind. Analog zum Abschreibungsverlauf wird ihre Auflösung in den sonstigen betrieblichen Erträgen erfasst.

Exploration & Produktion		Deutschland		Weitere EU-Länder		Konzernleitung/ Konsolidierung		E.ON-Konzern	
2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
-	-	-	-	-	56	14.280	17.993	14.280	18.049
-	-	-	-	-	-	401	180	401	180
4	-	28	90	137	194	937	206	1.263	787
-	-	220	188	1	1	98	98	813	913
-	-	58	65	53	79	905	1.220	2.910	2.795
<b>4</b>	<b>-</b>	<b>306</b>	<b>343</b>	<b>191</b>	<b>330</b>	<b>16.621</b>	<b>19.697</b>	<b>19.667</b>	<b>22.724</b>

Die Baukostenzuschüsse in Höhe von 2.073 Mio € (2013: 2.334 Mio €) wurden von Kunden gemäß den allgemein verbindlichen Bedingungen für die Errichtung neuer Strom- und Gasanschlüsse gezahlt. Diese Zuschüsse sind branchenüblich, in der Regel nicht rückzahlbar und werden grundsätzlich entsprechend der Nutzungsdauer ergebniserhöhend aufgelöst und den Umsatzerlösen zugerechnet.

Die übrigen betrieblichen Verbindlichkeiten umfassen im Wesentlichen abgegrenzte Schulden in Höhe von 9.661 Mio € (2013: 11.637 Mio €) und Zinsverpflichtungen in Höhe von 594 Mio € (2013: 782 Mio €). Darüber hinaus sind in den übrigen betrieblichen Verbindlichkeiten die fortgeführten Stillhalterverpflichtungen für den Erwerb zusätzlicher Anteile an bereits

konsolidierten Tochterunternehmen in Höhe von 311 Mio € (2013: 343 Mio €) sowie Anteile ohne beherrschenden Einfluss an vollkonsolidierten Personengesellschaften, deren Gesellschaftern aufgrund der gesellschaftsrechtlichen Struktur ein gesetzliches Kündigungsrecht verbunden mit einem Kompensationsanspruch zusteht, in Höhe von 452 Mio € (2013: 442 Mio €) enthalten.

Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und die sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten enthalten keine Verbindlichkeiten, die auf das Explorationsgeschäft entfallen (2013: 8 Mio €).

## (27) Haftungsverhältnisse und sonstige finanzielle Verpflichtungen

E.ON ist im Rahmen der Geschäftstätigkeit Haftungsverhältnisse und sonstige finanzielle Verpflichtungen eingegangen, die eine Vielzahl zugrunde liegender Sachverhalte betreffen. Hierzu zählen insbesondere Garantien und Bürgschaften, Verpflichtungen aus Rechtsstreitigkeiten und Schadensersatzansprüchen (für weitere Informationen wird auf Textziffer 28 verwiesen), kurz- und langfristige vertragliche und gesetzliche sowie sonstige Verpflichtungen.

### Haftungsverhältnisse

Die Eventualverbindlichkeiten des E.ON-Konzerns aus den bestehenden Haftungsverhältnissen belaufen sich zum 31. Dezember 2014 auf einen beizulegenden Zeitwert von 48 Mio € (2013: 52 Mio €). Hinsichtlich dieser Eventualverbindlichkeiten besteht derzeit kein Anspruch auf Erstattung.

E.ON hat direkte und indirekte Garantien, bei denen es sich um bedingte Zahlungsverpflichtungen von E.ON in Abhängigkeit vom Eintritt eines bestimmten Ereignisses handelt, gegenüber Dritten und Konzernfremden gewährt. Diese beinhalten vor allem Finanz- und Gewährleistungsgarantien.

Darüber hinaus hat E.ON auch Freistellungsvereinbarungen abgeschlossen. Diese sind neben anderen Garantien Bestandteil von Vereinbarungen über den Verkauf von Beteiligungen, die von Konzerngesellschaften abgeschlossen wurden, und beinhalten vor allem die im Rahmen solcher Transaktionen üblichen Zusagen und Gewährleistungen, Haftungsrisiken für Umweltschäden sowie mögliche steuerliche Gewährleistungen. In manchen Fällen werden Verpflichtungen zuerst von Rückstellungen der verkauften Gesellschaften abgedeckt, bevor E.ON selbst verpflichtet ist, Zahlungen zu leisten. Garantien, die von Gesellschaften gegeben wurden, die nach der Garantievergabe von der E.ON SE (beziehungsweise VEBA AG oder VIAG AG vor deren Fusion) verkauft wurden, sind in Form von Freistellungs-erklärungen in den meisten Fällen Bestandteil der jeweiligen Verkaufsverträge.

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

Die Garantien von E.ON beinhalten auch die Deckungsvorsorge aus dem Betrieb von Kernkraftwerken. Für die Risiken aus nuklearen Schäden haben die deutschen Kernkraftwerksbetreiber nach Inkrafttreten des entsprechend novellierten Atomgesetzes (AtG) und der entsprechend novellierten Atomrechtlichen Deckungsvorsorge-Verordnung (AtDeckV) vom 27. April 2002 bis zu einem Maximalbetrag von 2,5 Mrd € je Schadensfall Deckungsvorsorge nachzuweisen.

Von dieser Vorsorge sind 255,6 Mio € über eine einheitliche Haftpflichtversicherung abgedeckt. Die Nuklear Haftpflicht GbR erfasst nur noch die solidarische Absicherung in Bezug auf Ansprüche im Zusammenhang mit behördlich angeordneten Evakuierungsmaßnahmen im Bereich zwischen 0,5 Mio € und 15 Mio €. Konzernunternehmen haben sich entsprechend ihren Anteilen an Kernkraftwerken verpflichtet, deren Betriebsgesellschaften liquiditätsmäßig so zu stellen, dass sie ihren Verpflichtungen aus ihrer Zugehörigkeit zur Nuklear Haftpflicht GbR jederzeit nachkommen können.

Zur Erfüllung der anschließenden Deckungsvorsorge in Höhe von 2.244,4 Mio € je Schadensfall haben die E.ON Energie AG (E.ON Energie) und die übrigen Obergesellschaften der deutschen Kernkraftwerksbetreiber mit Vertrag vom 11. Juli/27. Juli/21. August/28. August 2001, verlängert mit Vereinbarung vom 25. März/18. April/28. April/1. Juni 2011, vereinbart, den haftenden Kernkraftwerksbetreiber im Schadensfall – nach Ausschöpfung seiner eigenen Möglichkeiten und der seiner Muttergesellschaft – finanziell so auszustatten, dass dieser seinen Zahlungsverpflichtungen nachkommen kann (Solidarvereinbarung). Vertragsgemäß beträgt der auf die E.ON Energie entfallende Anteil bezüglich der Haftung, zuzüglich 5,0 Prozent für Schadensabwicklungskosten, am 31. Dezember 2014 unverändert zum Vorjahr 42,0 Prozent. Ausreichende Liquiditätsvorsorge besteht und ist im Liquiditätsplan berücksichtigt.

Die Gesellschaften der schwedischen Erzeugungseinheit sowie ihre Muttergesellschaft haben entsprechend schwedischem Recht gegenüber staatlichen Einrichtungen Garantien abgegeben. Diese Garantien beziehen sich auf die Deckung möglicher Mehrkosten für die Entsorgung hoch radioaktiven Abfalls sowie die Stilllegung und den Rückbau der Kernkraftwerksanlagen, die über die in der Vergangenheit bereits finanzierten

Abgaben hinausgehen. Darüber hinaus sind die Gesellschaften der schwedischen Erzeugungseinheit sowie ihre Muttergesellschaft für alle Kosten der Entsorgung schwach radioaktiven Abfalls verantwortlich.

In Schweden haftet der Eigentümer von Kernkraftwerken für Schäden, die durch Unfälle in den entsprechenden Kernkraftwerken und durch Unfälle mit radioaktiven Substanzen, die im Zusammenhang mit dem Betrieb dieser Kernkraftwerke stehen, verursacht werden. Zum 31. Dezember 2014 war die Haftung begrenzt auf einen Betrag in Höhe von 3.394 Mio SEK beziehungsweise 361 Mio € (2013: 3.007 Mio SEK beziehungsweise 339 Mio €) pro Schadensfall. Dieser Betrag muss gemäß dem „Law Concerning Nuclear Liability“ versichert werden. Die entsprechenden Versicherungen für die betroffenen Kernkraftwerke sind abgeschlossen worden. Am 1. Juli 2010 hat das schwedische Parlament ein Gesetz erlassen, das den Betreiber eines in Betrieb befindlichen Kernkraftwerks verpflichtet, eine Haftpflichtversicherung oder Deckungsvorsorge in Höhe von 1,2 Mrd € je Kraftwerk bereitzustellen. Zum 31. Dezember 2014 waren die Bedingungen für das Inkrafttreten des Gesetzes noch nicht gegeben.

Die globale Einheit Erzeugung betreibt ausschließlich in Deutschland und Schweden Kernkraftwerke. Daher bestehen über die zuvor genannten hinaus keine weiteren vergleichbaren Haftungsverhältnisse.

### Sonstige finanzielle Verpflichtungen

Neben bilanzierten Rückstellungen und Verbindlichkeiten sowie ausgewiesenen Eventualverbindlichkeiten bestehen sonstige größtenteils langfristige finanzielle Verpflichtungen, die sich weitestgehend aus mit Dritten geschlossenen Verträgen oder aufgrund gesetzlicher Bestimmungen ergeben.

Zum 31. Dezember 2014 besteht ein Bestellobligo für Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen in Höhe von 1,7 Mrd € (2013: 2,5 Mrd €). Von diesen Verpflichtungen sind 1,3 Mrd € innerhalb eines Jahres fällig. Hier sind vor allem finanzielle Verpflichtungen für noch nicht vollzogene Investitionen, insbesondere in den Einheiten Erzeugung, Erneuerbare Energien, Globaler Handel, Deutschland, Russland und Schweden, im Zusammenhang mit Kraftwerksneubauprojekten, Ausbau und Modernisierung von bestehenden Kraftwerksanlagen sowie Gasinfrastrukturprojekten enthalten. Die

im Bestellobligo enthaltenen Verpflichtungen für Kraftwerksneubauten belaufen sich am 31. Dezember 2014 auf 0,9 Mrd €. Diese beinhalten auch die Verpflichtungen für den Bau von Windkraftanlagen.

Darüber hinaus resultieren finanzielle Verpflichtungen aus Miet-, Pacht- und Operating-Lease-Verträgen. Die entsprechenden Mindestleasingzahlungen werden folgendermaßen fällig:

E.ON als Leasingnehmer – Operating Lease		
in Mio €	Mindestleasingzahlungen	
	2014	2013
Fälligkeit bis 1 Jahr	221	209
Fälligkeit 1-5 Jahre	539	481
Fälligkeit über 5 Jahre	795	579
<b>Summe</b>	<b>1.555</b>	<b>1.269</b>

Die in der Gewinn- und Verlustrechnung erfassten Aufwendungen aus solchen Verträgen betragen 210 Mio € (2013: 254 Mio €). Hierin sind im Geschäftsjahr 2014 entstandene und daher aufwandswirksam erfasste bedingte Mietzahlungen enthalten.

Weitere langfristige vertragliche Verpflichtungen bestehen im E.ON-Konzern zum 31. Dezember 2014 im Wesentlichen zur Abnahme fossiler Brennstoffe wie Erdgas, Braun- und Steinkohle. Die finanziellen Verpflichtungen aus diesen Abnahmeverträgen belaufen sich am 31. Dezember 2014 auf rund 235,8 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 10,8 Mrd €).

Der Gasbezug erfolgt in der Regel über langfristige Abnahmeverträge mit großen internationalen Erdgasproduzenten. Im Allgemeinen handelt es sich hierbei um Take-or-pay-Verträge. Die Preise für das Erdgas werden an Preise von Wettbewerbsenergien beziehungsweise an Marktreferenzpreise angelehnt, die die Wettbewerbssituation im Markt widerspiegeln. Die Regelungen der langfristigen Verträge werden in gewissen Abständen (in der Regel sind dies drei Jahre) im Rahmen von



Verhandlungen der Vertragspartner überprüft und können sich insofern ändern. Bei Nichteinigung über Preisüberprüfungen entscheidet abschließend ein neutrales Schiedsgericht. Für die Berechnung der finanziellen Verpflichtungen, die aus diesen Verträgen resultieren, werden die gleichen Prämissen wie zu internen Planungszwecken angewendet. Weiterhin werden für die Berechnungen die individuellen Take-or-pay-Bestimmungen der jeweiligen Verträge herangezogen. Wesentlicher Grund für den Rückgang der vertraglichen Verpflichtungen zur Abnahme von fossilen Brennstoffen, insbesondere beim Gasbezug, gegenüber dem 31. Dezember 2013 ist ein Rückgang der Mindestabnahmeverpflichtung sowie ein Anstieg der zum Fair Value bewerteten Verträge. Letztere sind mit ihrem Marktwert bereits bilanziell berücksichtigt.

Vertragliche Verpflichtungen zur Stromabnahme bestehen zum 31. Dezember 2014 in Höhe von 4,0 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 1,7 Mrd €), unter anderem gegenüber Gemeinschaftskraftwerken in den Einheiten Erzeugung und Erneuerbare

Energien. Der Abnahmepreis für Strom aus Gemeinschaftskraftwerken basiert in der Regel auf den Produktionskosten des Stromerzeugers zuzüglich einer Gewinnmarge, welche generell auf Basis einer vereinbarten Kapitalrendite berechnet wird.

Weitere Abnahmeverpflichtungen bestehen zum 31. Dezember 2014 in Höhe von rund 4,0 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 0,5 Mrd €). Neben Abnahmeverpflichtungen im Wesentlichen für Wärme und Ersatzbrennstoffe bestehen in der Einheit Erzeugung langfristige vertragliche Verpflichtungen zur Abnahme von Kernbrennelementen sowie von Leistungen im Zusammenhang mit der Zwischen- und Endlagerung von Brennelementen.

Darüber hinaus bestehen zum 31. Dezember 2014 weitere finanzielle Verpflichtungen in Höhe von rund 3,3 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 1,1 Mrd €). Sie enthalten unter anderem finanzielle Verpflichtungen aus zu beziehenden Dienstleistungen, Verpflichtungen zum Erwerb von als Finanzanlagen gehaltenen Immobilienfonds sowie Kapitalmaßnahmen.

## **(28) Schwebende Rechtsstreitigkeiten und Schadensersatzansprüche**

Gegen Konzernunternehmen sind verschiedene gerichtliche Prozesse (einschließlich Klagen wegen Produkthaftungsansprüchen, Preisanpassungen und angeblicher Preisabsprachen), behördliche Untersuchungen und Verfahren sowie andere Ansprüche anhängig oder könnten in der Zukunft eingeleitet oder geltend gemacht werden. Dazu zählen insbesondere Klagen und Verfahren auf Vertrags- und Preisanpassungen zur Abbildung von Marktumbrüchen oder (auch als Folge der Energiewende) geänderten wirtschaftlichen Verhältnissen im Gas- und Strombereich, wegen Preiserhöhungen, angeblicher Preisabsprachen und marktmissbräuchlichen Verhaltens. Daneben sind im Kernenergiebereich weitere Klagen, insbesondere im Zusammenhang mit dem neuen Standortauswahlgesetz und dem Kernenergiemoratorium, anhängig.

Deutschlandweit sind in der gesamten Branche eine Vielzahl von Gerichtsverfahren im Zusammenhang mit Preisanpassungsklauseln im vertrieblichen Endkundengeschäft mit Sonderkunden Strom und Gas anhängig. Die genannten Verfahren schließen Klagen auf Rückforderung von vereinnahmten Erhöhungsbeträgen im Zusammenhang mit der Feststellung der Unwirksamkeit von Preisanpassungsklauseln mit ein. Zu den Grundversorgungsverordnungen im Strom- und Gasbereich hat der Europäische Gerichtshof durch Urteil vom Oktober 2014 entschieden, dass diese gegen Europäische Richtlinien verstoßen. Es obliegt nun dem Bundesgerichtshof, über die Rechtsfolgen dieses Verstoßes im deutschen Recht zu urteilen. Dieses Urteil wird für 2015 erwartet. Obwohl keine Konzernunternehmen an diesen Vorlageverfahren unmittelbar beteiligt

sind, könnte ein Verstoß gegen europäisches Recht Ansprüche auf Rückforderung vereinnahmter Erhöhungsbeträge auch gegen Konzernunternehmen eröffnen. Zusätzlich bestehen einige Gerichtsverfahren mit Großkunden zur Vertrags- und Preisanpassung langfristiger Lieferverträge im Strom- und Gasbereich infolge der durch Marktumbrüche geänderten Verhältnisse. In einigen dieser Verfahren ziehen Kunden die Wirksamkeit der verwendeten Preisklauseln und die Wirksamkeit der Verträge insgesamt in Zweifel.

Aus dem Wettbewerb auf dem Gasmarkt und steigenden Handelsvolumina an virtuellen Handelspunkten und der Gasbörse könnten erhebliche Risiken für Mengen aus Langfristverträgen mit Take-or-pay-Verpflichtungen resultieren. Aufgrund der weitreichenden Umbrüche auf den deutschen Großhandelsmärkten für Erdgas der vergangenen Jahre haben sich darüber hinaus erhebliche Preisrisiken zwischen Einkaufs- und Verkaufsmengen ergeben. Die langfristigen Gasbezugsverträge beinhalten für Produzenten und Importeure generell die Möglichkeit, die Konditionen an die sich ständig ändernden Marktgegebenheiten anzupassen. Auf dieser Grundlage führt E.ON Global Commodities kontinuierlich intensive Verhandlungen mit Produzenten. Weiter gehende rechtliche Auseinandersetzungen sind nicht auszuschließen.

Der Reaktorunfall in Fukushima hat bei den deutschen Regierungsparteien zu einer Kehrtwende in der Bewertung der Kernenergie geführt. Nachdem im Herbst 2010 die im damaligen Koalitionsvertrag festgeschriebene Laufzeitverlängerung umgesetzt wurde, hat die Bundesregierung mit der 13. Novelle des Atomgesetzes (AtG) die Laufzeitverlängerung wieder zurückgenommen und weitere verschärfte Regelungen getroffen. E.ON hält den Atomausstieg in der gesetzlich geregelten Form jedoch für unvereinbar mit unserem grundrechtlich geschützten Eigentumsrecht und dem Recht auf Berufs- und Gewerbefreiheit. Ein solcher Eingriff ist ohne Gewährung einer Entschädigung für die entzogenen Rechte und entsprechender Vermögenswerte nach unserer

Auffassung verfassungswidrig. E.ON hat entsprechend Mitte November 2011 eine Verfassungsbeschwerde bei dem zuständigen Bundesverfassungsgericht in Karlsruhe gegen die 13. AtG-Novelle eingereicht. Die Kernbrennstoffsteuer bleibt nach der Rücknahme der Laufzeitverlängerung in ihrer spezifischen Höhe erhalten – diese ist nach unserer Auffassung aus verfassungs- und europarechtlichen Gründen rechtswidrig, sodass E.ON auch gegen die Steuer außergerichtlich und gerichtlich vorgeht. Diese Rechtsauffassung ist sowohl durch das Finanzgericht Hamburg als auch durch das Finanzgericht München bestätigt worden. Die damit verbundenen Rechtsfragen sind dazu sowohl dem Bundesverfassungsgericht (BVerfG) als auch dem Europäischen Gerichtshof (EuGH) vorgelegt.

Rechtsstreitigkeiten sind vielen Unsicherheiten unterworfen; auch wenn der Ausgang einzelner Verfahren nicht mit Sicherheit vorausgesagt werden kann, werden sich daraus ergebende mögliche Verpflichtungen nach Einschätzungen des Vorstands weder einzeln noch zusammen einen wesentlichen Einfluss auf Finanzlage, Betriebsergebnis oder Liquidität des Konzerns haben.

**(29) Ergänzende Angaben zur Kapitalflussrechnung**

Ergänzende Angaben zur Kapitalflussrechnung		
in Mio €	2014	2013
<b>Nicht zahlungswirksame Investitionen und Finanzierungstätigkeiten</b>		
Dotierung von externem Fondsvermögen für Pensionsverpflichtungen durch Übertragung von Termingeldern und Wertpapieren	623	975

Aus der Abgabe konsolidierter Beteiligungen und Aktivitäten sind E.ON als Gegenleistung im Berichtsjahr insgesamt 939 Mio € in bar zugeflossen (2013: 3.599 Mio €). Die mitveräußerten Zahlungsmittel betrugen 27 Mio € (2013: 612 Mio €). Der Verkauf dieser Aktivitäten führte zu Minderungen bei den Vermögenswerten von 1.625 Mio € (2013: 7.165 Mio €) sowie bei den Rückstellungen und Verbindlichkeiten von 572 Mio € (2013: 3.112 Mio €).

Die Kaufpreise für Tochterunternehmen betrugen im Berichtsjahr 22 Mio € (2013: 50 Mio €). Hierbei wurden Zahlungsmittel in Höhe von 1 Mio € (2013: 6 Mio €) miterworben.

Der operative Cashflow lag mit 6,3 Mrd € auf Vorjahresniveau. Dies gilt auch für den zahlungswirksamen Ergebnisbeitrag sowie die Entwicklung des Working Capitals, die durch die erfolgreiche Umsetzung der Maßnahmen aus dem Projekt „Working Capital Excellence“ positiv beeinflusst wurde.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten beträgt rund -3,3 Mrd € (2013: -0,6 Mrd €). Die im Vorjahr erzielten hohen Mittelzuflüsse aus der Veräußerung von Beteiligungen infolge des Desinvestitionsprogramms in Höhe von 6,5 Mrd € wurden im Berichtszeitraum nicht mehr erreicht. Sie lagen um 4,3 Mrd € (rund 66 Prozent) unter dem Vorjahreswert und resultieren mit 2,2 Mrd € im Wesentlichen aus den Segmenten Erneuerbare Energien, Global Commodities, Deutschland und Tschechien. Auch die Einzahlungen aus dem Abgang immaterieller Vermögenswerte und Sachanlagen sanken um 0,3 Mrd €. Diesem deutlichen Rückgang der Mittelzuflüsse bei den Desinvestitionen standen um 3,4 Mrd € niedrigere Investitionen gegenüber, die im Vorjahr im Wesentlichen durch den Erwerb beziehungsweise den Ausbau neuer Aktivitäten in der Türkei und in Brasilien geprägt waren. Die Auszahlungen für immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Beteiligungen waren damit rund 42 Prozent geringer als im Vorjahr. Aus der Veränderung von Wertpapieren, Festgeldanlagen und verfügbaren Zahlungsmitteln ergab sich ein um 1,5 Mrd € höherer Mittelabfluss.

Im Jahr 2014 betrug der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten -4,6 Mrd € (2013: -4,0 Mrd €). Die um 1,9 Mrd € höhere Nettorückführung von Finanzverbindlichkeiten wurde durch die gegenüber dem Vorjahr um rund 1,3 Mrd € zurückgegangene Dividendenzahlung kompensiert.

Aus der Explorationstätigkeit ergab sich ein operativer Cashflow in Höhe von -49 Mio € (2013: -71 Mio €) sowie ein Cashflow aus Investitionstätigkeit in Höhe von -13 Mio € (2013: -95 Mio €).

**(30) Derivative Finanzinstrumente und Sicherungsgeschäfte****Strategie und Ziele**

Der Einsatz von Derivaten ist gemäß E.ON-Richtlinien erlaubt, wenn ihnen bilanzierte Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten, vertragliche Ansprüche oder Verpflichtungen beziehungsweise geplante Transaktionen zugrunde liegen.

Hedge Accounting gemäß IAS 39 wird insbesondere angewendet bei Zinsderivaten hinsichtlich der Sicherung langfristiger Verbindlichkeiten, von zukünftig zu begebenden Anleihen sowie bei Währungsderivaten zur Sicherung von Auslandsbeteiligungen (Hedge of a Net Investment in a Foreign Operation) und langfristigen Fremdwährungsforderungen und -verbindlichkeiten sowie Investitionsvorhaben.

Im Commodity-Bereich werden Schwankungen zukünftiger Zahlungsströme gesichert, die insbesondere aus dem geplanten konzernexternen und -internen Stromein- und -verkauf sowie dem erwarteten Brennstoffeinkauf und Gasein- und -verkauf resultieren.

## Fair Value Hedges

Fair Value Hedges dienen der Absicherung gegen das Risiko von Marktwertschwankungen. Die Ergebnisse aus den Sicherungsinstrumenten sind in der Regel in dem Posten der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen, in dem auch das gesicherte Grundgeschäft abgebildet wird.

## Cashflow Hedges

Cashflow Hedges dienen der Absicherung gegen Risiken aus variablen Zahlungsströmen. Zur Begrenzung des Zinsänderungs- und Währungsrisikos werden insbesondere Zins-, Zins-/Währungsswaps, Swaptions und Zinsoptionen eingesetzt. Diese Instrumente sichern Zahlungsströme aus verzinslichen langfristigen Finanzforderungen und -verbindlichkeiten sowie Investitionsvorhaben in Fremdwährungen und in Euro durch Cashflow Hedge Accounting in der funktionalen Währung der jeweiligen E.ON-Gesellschaft.

Zur Begrenzung der Schwankungen zukünftiger Zahlungsströme aus dem Stromgeschäft aufgrund variabler Marktpreise werden Futures eingesetzt, für die ebenfalls Cashflow Hedge Accounting angewendet wird.

Zum 31. Dezember 2014 sind bestehende Grundgeschäfte in Cashflow Hedges mit Laufzeiten bis zu 23 Jahren (2013: bis zu 25 Jahren) im Fremdwährungsbereich und mit Laufzeiten bis zu zwölf Jahren (2013: bis zu einem Jahr) im Bereich der Zinssicherungen einbezogen. Im Commodity-Bereich sind die geplanten Grundgeschäfte regulär ausgelaufen und hatten im Jahr 2013 noch eine Laufzeit bis zu einem Jahr.

Zum 31. Dezember 2014 ergab sich aus dem ineffektiven Teil von Cashflow Hedges ein Aufwand in Höhe von 25 Mio € (2013: Ertrag von 20 Mio €).

Nach den am Bilanzstichtag vorliegenden Informationen ergeben sich in den Folgeperioden die nachstehenden Effekte aus der Umgliederung des OCI in die Gewinn- und Verlustrechnung:

Zeitpunkt der Umgliederung aus dem OCI <sup>1)</sup> in die Gewinn- und Verlustrechnung – 2014					
in Mio €	Buchwerte	Erwartete Gewinne/Verluste			
		2015	2016	2017-2019	>2019
OCI – Fremdwährungs-Cashflow-Hedges	1.031	-	24	17	-1.072
OCI – Zins-Cashflow-Hedges	70	-8	-9	-22	-31
OCI – Commodity-Cashflow-Hedges	-1	1	-	-	-

1) OCI Other Comprehensive Income, Angaben vor Steuern

Zeitpunkt der Umgliederung aus dem OCI <sup>1)</sup> in die Gewinn- und Verlustrechnung – 2013					
in Mio €	Buchwerte	Erwartete Gewinne/Verluste			
		2014	2015	2016-2018	>2018
OCI – Fremdwährungs-Cashflow-Hedges	328	-	20	31	-379
OCI – Zins-Cashflow-Hedges	61	-6	-7	-15	-33
OCI – Commodity-Cashflow-Hedges	-12	12	-	-	-

1) OCI Other Comprehensive Income, Angaben vor Steuern

Die Ergebnisse aus der Umgliederung werden in der Regel in dem Posten der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen, in dem auch das gesicherte Grundgeschäft abgebildet wird. Die Ergebnisse aus ineffektiven Teilen von Cashflow Hedges werden unter den sonstigen betrieblichen Erträgen beziehungsweise Aufwendungen erfasst. Bei Zinssicherungen erfolgt der Ausweis im sonstigen Zinsergebnis. Die Fair Values der innerhalb von Cashflow Hedges designierten Derivate betragen -974 Mio € (2013: -546 Mio €).

Im Jahr 2014 wurde ein Aufwand von 55 Mio € (2013: Ertrag von 124 Mio €) dem Other Comprehensive Income zugeführt. Im gleichen Zeitraum wurde ein Aufwand von 663 Mio € (2013: Aufwand von 12 Mio €) in die Gewinn- und Verlustrechnung umgeliert.

## Net Investment Hedges

Zur Sicherung der Netto-Aktiva ausländischer Beteiligungen werden Devisentermingeschäfte, Devisenswaps, Währungsswaps und originäre Fremdwährungsdarlehen eingesetzt. Zum 31. Dezember 2014 wurden 269 Mio € (2013: -23 Mio €) aus Fair-Value-Veränderungen von Derivaten und der Stichtagskursumrechnung von originären Verbindlichkeiten im Zusammenhang mit Net Investment Hedges im Other Comprehensive Income in dem Posten Währungsumrechnung ausgewiesen. Im Jahr 2014 ergab sich, wie im Vorjahr, keine Ineffektivität aus den Net Investment Hedges.

## Bewertung derivativer Finanzinstrumente

Der Fair Value derivativer Finanzinstrumente ist abhängig von der Entwicklung der zugrunde liegenden Marktfaktoren. Die jeweiligen Fair Values werden in regelmäßigen Abständen ermittelt und überwacht. Der für alle derivativen Finanzinstrumente ermittelte Fair Value ist der Preis, der beim Verkauf eines Vermögenswertes oder der Übertragung einer Schuld im Rahmen einer gewöhnlichen Transaktion am Bewertungsstichtag zwischen unabhängigen Marktteilnehmern gezahlt würde (exit price). E.ON berücksichtigt hierbei ebenfalls das Kontrahentenausfallrisiko (Credit Value Adjustment). Die Fair Values der derivativen Finanzinstrumente werden mit marktüblichen Bewertungsmethoden unter Berücksichtigung der am Bewertungsstichtag vorliegenden Marktdaten ermittelt.

Die der Bewertung der eingesetzten derivativen Finanzinstrumente zugrunde liegenden Bewertungsmethoden und Annahmen stellen sich wie folgt dar:

- Devisen-, Strom-, Gas-, Kohle- und Öltermingeschäfte und -swaps sowie emissionsrechtbezogene Derivate werden einzeln mit ihrem Terminkurs beziehungsweise -preis am Bilanzstichtag bewertet. Die Terminkurse beziehungsweise -preise basieren, soweit möglich, auf Marktnotierungen, gegebenenfalls unter Berücksichtigung von Terminauf- und -abschlägen.
- Die Marktpreise von Zins-, Strom- und Gasoptionen werden nach marktüblichen Bewertungsmethoden ermittelt. Caps, Floors und Collars werden anhand von Marktnotierungen oder auf der Grundlage von Optionspreismodellen bewertet.

- Die Fair Values von Instrumenten zur Sicherung von Zinsrisiken werden durch Diskontierung der zukünftigen Cashflows ermittelt. Die Diskontierung erfolgt anhand der marktüblichen Zinsen über die Restlaufzeit der Instrumente. Für Zins-, Währungs- und Zins-/Währungsswaps werden zum Bilanzstichtag für jede einzelne Transaktion die Barwerte ermittelt. Die Zinserträge werden zum Zahlungszeitpunkt beziehungsweise bei der Abgrenzung zum Stichtag erfolgswirksam erfasst.
- Termingeschäfte auf Aktien werden auf Basis des Börsenkurses der zugrunde liegenden Aktien unter Berücksichtigung von Zeitkomponenten bewertet.
- Börsennotierte Termingeschäfte und -optionen werden zum Bilanzstichtag einzeln mit den börsentäglich festgestellten Abrechnungspreisen bewertet, die von der jeweiligen Clearingstelle veröffentlicht werden. Gezahlte Initial Margins sind unter den sonstigen Vermögenswerten ausgewiesen. Während der Laufzeit erhaltene beziehungsweise gezahlte Variation Margins werden unter den sonstigen Verbindlichkeiten beziehungsweise sonstigen Vermögenswerten ausgewiesen.
- Bestimmte langfristige Energiekontrakte werden, sofern Marktpreise fehlen, anhand von auf internen Fundamentaldaten beruhenden Bewertungsmodellen bewertet. Eine hypothetische Änderung der internen Bewertungsparameter zum Bilanzstichtag um  $\pm 10$  Prozent würde zu einer theoretischen Minderung der Marktwerte um 60 Mio € beziehungsweise zu einem Anstieg um 63 Mio € führen.

Zu Jahresbeginn war ein Aufwand von 42 Mio € aus der Zugangsbewertung von Derivaten abgegrenzt. Nach Realisierungen von Erträgen in Höhe von 6 Mio € ergab sich zum Jahresende ein abgegrenzter Aufwand von 48 Mio €, welcher gemäß der Vertragserfüllung in den Folgeperioden wirksam wird.

Die beiden folgenden Tabellen enthalten sowohl Derivate, die im Hedge Accounting nach IAS 39 stehen, als auch Derivate, bei denen auf die Anwendung von Hedge Accounting verzichtet wird:

### Gesamtvolumen der währungs-, zins- und aktienbezogenen Derivate

in Mio €	31. Dezember 2014		31. Dezember 2013	
	Nominalwert	Fair Value	Nominalwert	Fair Value
Devisentermingeschäfte	17.113,9	42,9	21.548,5	-67,4
<b>Zwischensumme</b>	<b>17.113,9</b>	<b>42,9</b>	<b>21.548,5</b>	<b>-67,4</b>
Währungsswaps	8.175,7	-134,6	9.854,2	-211,4
Zins-/Währungsswaps	35,5	32,1	35,5	32,6
<b>Zwischensumme</b>	<b>8.211,2</b>	<b>-102,5</b>	<b>9.889,7</b>	<b>-178,8</b>
Zinsswaps	2.893,0	-558,2	2.776,3	-195,2
<i>Festzinsezahler</i>	2.393,0	-607,5	2.276,3	-235,8
<i>Festzinsempfänger</i>	500,0	49,3	500,0	40,6
Zinsoptionen	2.000,0	-322,5	2.000,0	-29,8
<b>Zwischensumme</b>	<b>4.893,0</b>	<b>-880,7</b>	<b>4.776,3</b>	<b>-225,0</b>
Sonstige Derivate	208,0	9,8	9,1	-
<b>Zwischensumme</b>	<b>208,0</b>	<b>9,8</b>	<b>9,1</b>	<b>0,0</b>
<b>Summe</b>	<b>30.426,1</b>	<b>-930,5</b>	<b>36.223,6</b>	<b>-471,2</b>

### Gesamtvolumen der strom-, gas-, kohle-, öl- und emissionsrechtbezogenen Derivate

in Mio €	31. Dezember 2014		31. Dezember 2013	
	Nominalwert	Fair Value	Nominalwert	Fair Value
Stromtermingeschäfte	50.440,2	519,1	45.407,3	172,9
Börsengehandelte Stromtermingeschäfte	15.408,3	175,9	9.671,0	260,5
Stromswaps	2.462,8	49,1	3.179,1	12,5
Stromoptionen	256,1	-27,8	55,7	2,7
Gastermingeschäfte	37.619,7	282,4	22.879,6	328,3
Börsengehandelte Gastermingeschäfte	9.723,6	72,2	3.213,1	-5,0
Gasswaps	5.888,7	15,0	1.077,3	0,9
Gasoptionen	68,3	19,0	15,9	-1,4
Kohletermin- und -swapgeschäfte	1.807,0	1,8	2.646,6	-78,2
Börsengehandelte Kohletermingeschäfte	12.004,3	-296,4	10.849,0	-172,5
Ölbezogene Derivate	9.431,7	-72,1	8.571,0	53,4
Börsengehandelte ölbezogene Derivate	4.711,2	31,4	15.969,2	-13,7
Emissionsrechtbezogene Derivate	-	-	4,5	-5,5
Börsengehandelte emissionsrechtbezogene Derivate	808,0	84,7	1.128,5	-157,5
Sonstige Derivate	38,8	-2,8	42,5	2,4
Börsengehandelte sonstige Derivate	103,9	18,2	58,3	-6,2
<b>Summe</b>	<b>150.772,6</b>	<b>869,7</b>	<b>124.768,6</b>	<b>393,6</b>

**(31) Zusätzliche Angaben zu Finanzinstrumenten**

Die Buchwerte der Finanzinstrumente, die Aufteilung nach Bewertungskategorien gemäß IAS 39, die Fair Values und deren Bewertungsquellen nach Klassen sind in folgender Tabelle dargestellt:

Buchwerte, Fair Values und Bewertungskategorien nach Klassen im Anwendungsbereich des IFRS 7 zum 31. Dezember 2014						
in Mio €	Buchwerte	Summe Buchwerte im Anwen- dungsbe- reich des IFRS 7	Bewer- tungs- kategorien gemäß IAS 39 <sup>1)</sup>	Fair Value	Anhand von Börsen- kursen ermittelt	Von Markt- werten abgeleitet
Beteiligungen	1.573	1.573	AfS	1.573	120	320
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	4.909	3.739		4.032	99	546
<i>Forderungen aus Finanzierungsleasing</i>	645	645	n/a	645	99	546
<i>Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte</i>	4.264	3.094	LaR	3.387	-	-
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	28.258	26.984		26.984	6.157	7.115
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	11.800	11.800	LaR	11.800	-	-
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	13.346	13.346	HfT	13.346	6.157	6.745
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	370	370	n/a	370	-	370
<i>Sonstige betriebliche Vermögenswerte</i>	2.742	1.468	LaR	1.468	-	-
Wertpapiere und Festgeldanlagen	6.593	6.593	AfS	6.593	5.761	832
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	3.191	3.191	AfS	3.191	3.143	48
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	1.064	1.064	AfS	1.064	1.064	-
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	5.770	125	AfS	125	21	104
<b>Summe Vermögenswerte</b>	<b>51.358</b>	<b>43.269</b>		<b>43.562</b>	<b>16.365</b>	<b>8.965</b>
Finanzverbindlichkeiten	19.667	19.222		23.213	18.824	1.664
<i>Anleihen</i>	14.280	14.280	AmC	17.997	17.997	-
<i>Commercial Paper</i>	401	401	AmC	401	-	401
<i>Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten</i>	1.263	1.263	AmC	1.263	-	1.263
<i>Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing</i>	813	813	n/a	1.296	-	-
<i>Sonstige Finanzverbindlichkeiten</i>	2.910	2.465	AmC	2.256	827	-
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	32.419	27.151		27.151	6.187	7.541
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</i>	2.185	2.185	AmC	2.185	-	-
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	12.332	12.332	HfT	12.332	6.187	6.097
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	1.444	1.444	n/a	1.444	-	1.444
<i>Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32<sup>2)</sup></i>	764	764	AmC	764	-	-
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</i>	15.694	10.426	AmC	10.426	-	-
<b>Summe Verbindlichkeiten</b>	<b>52.086</b>	<b>46.373</b>		<b>50.364</b>	<b>25.011</b>	<b>9.205</b>

1) AfS: Available-for-Sale; LaR: Loans and Receivables; HfT: Held-for-Trading; AmC: Amortized Cost. Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf Textziffer 1 verwiesen, wobei sich die Beträge aus den eigenen Bewertungsmethoden (Fair-Value-Stufe 3), aus der Differenz zwischen Fair Value und den aufgeführten Bewertungskategorien, ergeben.

2) Die Verbindlichkeiten aus Put-Optionen beinhalten Stillhalterverpflichtungen und Anteile ohne beherrschenden Einfluss an vollkonsolidierten Personengesellschaften (siehe Textziffer 26).

Für die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente sowie für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen gelten aufgrund der kurzen Restlaufzeit die Buchwerte als realistische Schätzung ihrer Fair Values.

Soweit sich der Wert für ein Finanzinstrument ohne erforderliche Anpassung aus einem aktiven Markt herleiten lässt, wird dieser Wert verwendet. Dies betrifft insbesondere gehaltene Aktien sowie gehaltene und begebene Anleihen.



**Buchwerte, Fair Values und Bewertungskategorien nach Klassen  
 im Anwendungsbereich des IFRS 7 zum 31. Dezember 2013**

in Mio €	Buchwerte	Summe Buchwerte im Anwen- dungsbe- reich des IFRS 7	Bewer- tungs- kategorien gemäß IAS 39 <sup>1)</sup>	Fair Value	Anhand von Börsen- kursen ermittelt	Von Markt- werten abgeleitet
Beteiligungen	1.966	1.966	AfS	1.966	120	422
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	5.204	5.066		5.308	106	204
<i>Forderungen aus Finanzierungsleasing</i>	725	725	n/a	725	106	204
<i>Sonstige Finanzforderungen und finanzielle     Vermögenswerte</i>	4.479	4.341	LaR	4.583	-	-
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	24.148	22.545		22.545	1.878	4.536
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	14.257	14.257	LaR	14.257	-	-
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	6.241	6.241	HfT	6.241	1.878	4.078
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	458	458	n/a	458	-	458
<i>Sonstige betriebliche Vermögenswerte</i>	3.192	1.589	LaR	1.589	-	-
Wertpapiere und Festgeldanlagen	7.092	7.092	AfS	7.092	6.468	624
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	4.527	4.527	AfS	4.527	4.493	34
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	639	639	AfS	639	639	-
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	1.031	204	AfS	204	73	131
<b>Summe Vermögenswerte</b>	<b>44.607</b>	<b>42.039</b>		<b>42.281</b>	<b>13.777</b>	<b>5.951</b>
Finanzverbindlichkeiten	22.724	22.674		25.837	21.102	967
<i>Anleihen</i>	18.049	18.049	AmC	20.761	20.761	-
<i>Commercial Paper</i>	180	180	AmC	180	-	180
<i>Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten</i>	787	787	AmC	787	-	787
<i>Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing</i>	913	913	n/a	1.429	-	-
<i>Sonstige Finanzverbindlichkeiten</i>	2.795	2.745	AmC	2.680	341	-
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	28.211	21.497		21.497	2.001	4.626
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und     Leistungen</i>	2.485	2.485	AmC	2.485	-	-
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	5.953	5.953	HfT	5.953	2.001	3.797
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	829	829	n/a	829	-	829
<i>Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32<sup>2)</sup></i>	785	785	AmC	785	-	-
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</i>	18.159	11.445	AmC	11.445	-	-
<b>Summe Verbindlichkeiten</b>	<b>50.935</b>	<b>44.171</b>		<b>47.334</b>	<b>23.103</b>	<b>5.593</b>

1) AfS: Available-for-Sale; LaR: Loans and Receivables; HfT: Held-for-Trading; AmC: Amortized Cost. Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf Textziffer 1 verwiesen, wobei sich die Beträge aus den eigenen Bewertungsmethoden (Fair-Value-Stufe 3), aus der Differenz zwischen Fair Value und den aufgeführten Bewertungskategorien, ergeben.  
 2) Die Verbindlichkeiten aus Put-Optionen beinhalten Stillhalterverpflichtungen und Anteile ohne beherrschenden Einfluss an vollkonsolidierten Personengesellschaften (siehe Textziffer 26).

Der Fair Value von Anteilen an nicht börsennotierten Gesellschaften sowie nicht aktiv gehandelten Schuldtiteln wie Darlehen, Ausleihungen und Finanzverbindlichkeiten wird durch Diskontierung der zukünftigen Cashflows ermittelt. Die gegebenenfalls notwendige Diskontierung erfolgt anhand der aktuellen marktüblichen Zinsen über die Restlaufzeit der

Finanzinstrumente. Für Beteiligungen mit einem Buchwert in Höhe von 49 Mio € (2013: 19 Mio €) wurde auf eine Bewertung zum Fair Value aufgrund nicht verlässlich ermittelbarer Cashflows verzichtet. Es konnten keine Fair Values auf Basis vergleichbarer Transaktionen abgeleitet werden. Die Beteiligungen sind im Vergleich zur Gesamtposition des Konzerns unwesentlich.

Der Fair Value von Commercial Paper und Geldaufnahmen im Rahmen kurzfristiger Kreditfazilitäten sowie der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen wird wegen der kurzen Laufzeiten in Höhe des Buchwertes angesetzt. Zur Fair-Value-Ermittlung von derivativen Finanzinstrumenten wird auf Textziffer 30 verwiesen.

Im vierten Quartal 2014 gab es keine wesentlichen Umgliederungen zwischen den Bewertungsleveln der Stufe 1 und der Stufe 2. E.ON prüft zum Ende jeder Berichtsperiode, ob es einen Anlass zu einer Umgruppierung in oder aus einem Bewertungslevel gibt.

Die Eingangsparameter der Fair-Value-Stufe 3 bei Unternehmensbeteiligungen werden unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen Entwicklungen und verfügbaren Branchen- und Unternehmensdaten festgelegt (siehe auch Textziffer 1). In diesem Geschäftsjahr wurden Beteiligungen in Höhe von 67 Mio € in die Fair-Value-Stufe 3 umgegliedert und in Höhe von 30 Mio € aus der Stufe 3 in die Stufe 2 umgegliedert. Die Überleitung der durch Bewertungsmethoden ermittelten Fair Values für Finanzinstrumente, die zum beizulegenden Zeitwert bilanziert werden, wird in der folgenden Tabelle dargestellt:

Herleitung Fair-Value-Stufe 3 (durch Bewertungsmethoden ermittelt)									
in Mio €	Stand zum 1. Januar 2014	Käufe (inklusive Zugängen)	Verkäufe (inklusive Abgängen)	Abwicklung	Gewinne/ Verluste in der GuV	Umgliederungen		Gewinne/ Verluste im OCI	Stand zum 31. Dezember 2014
						in Stufe 3	aus Stufe 3		
Beteiligungen	1.424	35	-39	-	-	67	-30	-324	1.133
Derivative Finanzinstrumente	130	-5	-15	-	287	-1	-	-	396
<b>Summe</b>	<b>1.554</b>	<b>30</b>	<b>-54</b>	<b>0</b>	<b>287</b>	<b>66</b>	<b>-30</b>	<b>-324</b>	<b>1.529</b>

Der Umfang der bilanziellen Aufrechnung von finanziellen Vermögenswerten, die Gegenstand von Aufrechnungsvereinbarungen sind, wird in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Aufrechnungsvereinbarung finanzieller Vermögenswerte und Verbindlichkeiten zum 31. Dezember 2014						
in Mio €	Bruttobetrag	Verrechneter Betrag	Bilanzwert	Bedingter Saldierungsbetrag (Netting Agreements)	Erhaltene/ Gegebene finanzielle Sicherheit	Nettowert
<b>Finanzielle Vermögenswerte</b>						
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	11.800	-	11.800	4.300	-	7.500
Zins- und Währungsderivate	1.447	-	1.447	-	143	1.304
Commodity-Derivate	12.269	-	12.269	4.205	121	7.943
<b>Summe</b>	<b>25.516</b>	<b>0</b>	<b>25.516</b>	<b>8.505</b>	<b>264</b>	<b>16.747</b>
<b>Finanzielle Verbindlichkeiten</b>						
Zins- und Währungsderivate	2.375	-	2.375	-	981	1.394
Commodity-Derivate	11.401	-	11.401	4.195	328	6.878
Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	15.694	-	15.694	-	-	15.694
<b>Summe</b>	<b>29.470</b>	<b>0</b>	<b>29.470</b>	<b>4.195</b>	<b>1.309</b>	<b>23.966</b>

**Aufrechnungsvereinbarung finanzieller Vermögenswerte  
 und Verbindlichkeiten zum 31. Dezember 2013**

in Mio €	Bruttobetrag	Verrechneter Betrag	Bilanzwert	Bedingter Saldierungs- betrag (Netting Agreements)	Erhaltene/ Gegebene finanzielle Sicherheit	Nettowert
<b>Finanzielle Vermögenswerte</b>						
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	14.257	-	14.257	3.664	-	10.593
Zins- und Währungsderivate	1.859	1.218	641	-	196	445
Commodity-Derivate	6.058	-	6.058	1.920	7	4.131
<b>Summe</b>	<b>22.174</b>	<b>1.218</b>	<b>20.956</b>	<b>5.584</b>	<b>203</b>	<b>15.169</b>
<b>Finanzielle Verbindlichkeiten</b>						
Zins- und Währungsderivate	1.343	1.218	125	-	103	22
Commodity-Derivate	6.657	-	6.657	1.920	468	4.269
Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	18.159	-	18.159	3.664	-	14.495
<b>Summe</b>	<b>26.159</b>	<b>1.218</b>	<b>24.941</b>	<b>5.584</b>	<b>571</b>	<b>18.786</b>

In den Aufrechnungsvereinbarungen zum 31. Dezember 2013 ist ein verrechneter Betrag in Höhe von 1.218 Mio € enthalten, der durch die Neuanwendung von IAS 32 nicht mehr zu verrechnen ist (siehe Textziffer 2).

Transaktionen und Geschäftsbeziehungen, aus denen die dargestellten derivativen finanziellen Forderungen und finanziellen Verbindlichkeiten resultieren, werden im Allgemeinen auf der Grundlage von Standardverträgen abgeschlossen, die im Falle einer Insolvenz eines Geschäftspartners eine Aufrechnung der offenen Transaktionen (Netting) ermöglichen.

Die Aufrechnungsvereinbarungen beruhen beispielsweise auf Nettingvereinbarungen in Rahmenverträgen wie ISDA („International Swaps and Derivatives Association“), DRV (Deutscher Rahmenvertrag für Finanztermingeschäfte), EFET (European Federation of Energy Traders) und FEMA (Financial Energy Master Agreement). Die Aufrechnungsmöglichkeit der Zins- und Währungsderivate im Finanzbereich wird, soweit zulässig, bilanziell nachvollzogen und ist in der obigen Tabelle ersichtlich. Die in den Verbindlichkeiten und Vermögenswerten gegenüber Kreditinstituten hinterlegten Sicherheitsleistungen begrenzen die Auslastung von Kreditlimiten bei der Marktbewertung von Zins- und Währungsderivaten und sind ebenfalls in der Tabelle ausgewiesen. Bei Commodity-Derivaten wird die Aufrechnungsmöglichkeit nicht bilanziell abgebildet, da die rechtliche Durchsetzbarkeit der Aufrechnungsvereinbarungen länderspezifisch bedingt ist.

In den beiden nachfolgenden Tabellen sind die vertraglich vereinbarten (undiskontierten) Mittelabflüsse der Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7 dargestellt:

Cashflow-Analyse zum 31. Dezember 2014				
in Mio €	Mittel- abflüsse 2015	Mittel- abflüsse 2016	Mittel- abflüsse 2017-2019	Mittel- abflüsse ab 2020
Anleihen	2.035	1.943	7.092	10.926
Commercial Paper	401	-	-	-
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.120	33	79	52
Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing	100	162	228	1.341
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.001	42	473	1.112
Finanzgarantien	87	-	-	-
<b>Mittelabflüsse Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>4.744</b>	<b>2.180</b>	<b>7.872</b>	<b>13.431</b>
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	2.241	-	-	-
Derivate (mit/ohne Hedging-Beziehungen)	34.774	14.428	2.361	6
Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32	17	108	108	531
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	10.516	2	14	6
<b>Mittelabflüsse Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</b>	<b>47.548</b>	<b>14.538</b>	<b>2.483</b>	<b>543</b>
<b>Mittelabflüsse Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7</b>	<b>52.292</b>	<b>16.718</b>	<b>10.355</b>	<b>13.974</b>

Cashflow-Analyse zum 31. Dezember 2013				
in Mio €	Mittel- abflüsse 2014	Mittel- abflüsse 2015	Mittel- abflüsse 2016-2018	Mittel- abflüsse ab 2019
Anleihen	4.217	2.079	8.455	11.719
Commercial Paper	180	-	-	-
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	654	41	52	64
Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing	108	160	262	1.720
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	552	326	642	1.213
Finanzgarantien	457	-	-	-
<b>Mittelabflüsse Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>6.168</b>	<b>2.606</b>	<b>9.411</b>	<b>14.716</b>
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	3.810	-	-	-
Derivate (mit/ohne Hedging-Beziehungen)	22.177	4.919	1.424	-
Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32	72	16	135	562
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	11.445	15	5	153
<b>Mittelabflüsse Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</b>	<b>37.504</b>	<b>4.950</b>	<b>1.564</b>	<b>715</b>
<b>Mittelabflüsse Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7</b>	<b>43.672</b>	<b>7.556</b>	<b>10.975</b>	<b>15.431</b>

Finanzgarantien wurden in einem Nominalvolumen von 87 Mio € (2013: 457 Mio €) an konzernexterne Gesellschaften vergeben. Dies stellt den Maximalbetrag dar, den E.ON begleichen müsste, wenn die Garantien in Anspruch genommen würden, wobei als Buchwert 11 Mio € (2013: 30 Mio €) angesetzt wurden.

Sofern finanzielle Verbindlichkeiten mit einem variablen Zinssatz ausgestattet sind, wurden zur Ermittlung der zukünftigen Zinszahlungen die am Bilanzstichtag fixierten Zinssätze auch für die folgenden Perioden verwendet. Sofern finanzielle Verbindlichkeiten jederzeit gekündigt werden können, werden diese, wie Verbindlichkeiten aus jederzeit ausübbarer Put-Optionen, dem frühesten Laufzeitband zugeordnet. Im Jahr 2014 wurden alle Covenants eingehalten.

Bei brutto erfüllten Derivaten (in der Regel Währungsderivate und Commodity-Derivate) stehen den Auszahlungen korrespondierende Mittel- beziehungsweise Wareneinfüsse gegenüber.

Das Nettoergebnis der Finanzinstrumente nach Bewertungskategorien gemäß IAS 39 stellt sich wie folgt dar:

Nettoergebnis nach Bewertungskategorien <sup>1)</sup>		
in Mio €	2014	2013
Loans and Receivables	-96	-206
Available-for-Sale	722	1.430
Held-for-Trading	1.166	841
Amortized Cost	-1.070	-1.188
<b>Summe</b>	<b>722</b>	<b>877</b>

1) Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf die Textziffer 1 verwiesen.

Das Nettoergebnis der Bewertungskategorie Loans and Receivables umfasst neben Zinserträgen und -aufwendungen aus Finanzforderungen im Wesentlichen Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen. Die Gewinne und Verluste aus der Veräußerung von Available-for-Sale-Wertpapieren und -Beteiligungen werden in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen ausgewiesen.

Das Nettoergebnis der Kategorie Amortized Cost ergibt sich im Wesentlichen aus den Zinsen der Finanzverbindlichkeiten, reduziert um die aktivierten Bauzeitinsen.

Sowohl Marktwertänderungen aus den derivativen Finanzinstrumenten als auch die Erträge und Aufwendungen aus der Realisierung sind im Nettoergebnis der Bewertungskategorie Held-for-Trading enthalten. Die Veränderung wird vor allem durch die Marktbewertung von Commodity-Derivaten und realisierten Ergebnissen aus Währungsderivaten beeinflusst.

## Risikomanagement

### Grundsätze

Die vorgeschriebenen Abläufe, Verantwortlichkeiten und Maßnahmen im Rahmen des Finanz- und Risikomanagements sind in internen Konzernrichtlinien detailliert dargestellt. Die Einheiten haben darüber hinaus eigene Richtlinien entwickelt, die sich im Rahmen der Konzernrichtlinien bewegen. Um ein effizientes Risikomanagement im E.ON-Konzern zu gewährleisten, sind die Abteilungen Handel (Front Office), Finanzcontrolling (Middle Office) und Finanzabwicklung (Back Office) als voneinander unabhängige Einheiten aufgebaut. Die Risiko- steuerung und -berichterstattung im Zins-, Währungs-, Kredit- und Liquiditätsbereich wird vom Finanzcontrolling durchgeführt, während die Risikosteuerung und -berichterstattung im Commodity-Bereich auf Konzernebene in einer gesonderten Abteilung durchgeführt wird.

E.ON setzt im Finanzbereich ein konzernweites System für Treasury, Risikomanagement und Berichterstattung ein. Bei diesem System handelt es sich um eine vollständig integrierte Standard-IT-Lösung, die fortlaufend aktualisiert wird. Das System dient zur Analyse und Überwachung von Risiken des E.ON-Konzerns in den Bereichen Liquidität, Fremdwährungen und Zinsen. Im Commodity-Bereich werden in den Einheiten etablierte Systeme eingesetzt. Die konzernweite Überwachung und Steuerung von Kreditrisiken erfolgt im Finanzcontrolling mit Unterstützung einer Standardsoftware. Basierend auf einem Transferpreis-Mechanismus werden die Commodity-Positionen der meisten globalen und regionalen Einheiten auf die Einheit Globaler Handel zum Risikomanagement und zu Optimierungszwecken transferiert. In wenigen Ausnahmefällen gilt ein spezielles Risikomanagement, welches mit der Konzernleitung abgestimmt ist.

Gesonderte Risikogremien sind für die Sicherstellung und Weiterentwicklung der durch den Vorstand der E.ON SE beschlossenen Strategie zur Risikopolitik im Commodity-, Treasury- und Kreditrisikobereich verantwortlich.

### 1. Liquiditätsmanagement

Wesentliche Ziele des Liquiditätsmanagements von E.ON sind die jederzeitige Sicherstellung der Zahlungsfähigkeit, die rechtzeitige Erfüllung vertraglicher Zahlungsverpflichtungen sowie die Kostenoptimierung im E.ON-Konzern.

Das Cashpooling und die externen Finanzierungen sind weitgehend auf die E.ON SE und bestimmte Finanzierungsgesellschaften zentralisiert. Die Mittel werden basierend auf einer Inhousebanking-Lösung bedarfsgerecht den Konzernunternehmen zur Verfügung gestellt.

Die E.ON SE ermittelt auf Basis von kurz- und mittelfristigen Liquiditätsplanungen den Finanzbedarf des Konzerns. Die Finanzierung des Konzerns wird entsprechend dem geplanten Finanzbedarf/-überschuss vorausschauend gesteuert und umgesetzt. In die Betrachtung einbezogen werden unter anderem der operative Cashflow, Investitionen, Desinvestitionen, Marginzahlungen und die Fälligkeit von Anleihen und Commercial Paper.

### 2. Preisrisiken

Im Rahmen der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit ist der E.ON-Konzern Preisänderungsrisiken im Fremdwährungs-, Zins- und Commodity-Bereich sowie im Assetmanagement ausgesetzt. Aus diesen Risiken resultieren Ergebnis-, Eigenkapital-, Verschuldungs- und Cashflow-Schwankungen. Zur Begrenzung beziehungsweise Ausschaltung dieser Risiken hat E.ON verschiedene Strategien entwickelt, die unter anderem den Einsatz derivativer Finanzinstrumente beinhalten.

### 3. Kreditrisiken

E.ON ist aufgrund ihrer operativen Geschäftstätigkeit sowie durch den Einsatz von Finanzinstrumenten Kreditrisiken ausgesetzt. Die Überwachung und Steuerung der Kreditrisiken erfolgt durch konzernweit einheitliche Vorgaben zum Kreditrisikomanagement, welche die Identifikation, Bewertung und Steuerung umfassen.

Die nachstehend beschriebene Analyse der risikoreduzierenden Tätigkeiten von E.ON sowie die mittels der Profit-at-Risk(PaR)-, Value-at-Risk(VaR)- und Sensitivitätsanalysen generierten Beträge stellen zukunftsorientierte und somit risikobehaftete und ungewisse Angaben dar. Aufgrund unvorhersehbarer Entwicklungen an den weltweiten Finanzmärkten können sich die tatsächlichen Ergebnisse wesentlich von den angeführten Hochrechnungen unterscheiden. Die in den Risikoanalysen verwendeten Methoden sind nicht als Prognosen zukünftiger Ereignisse oder Verluste anzusehen. So sieht sich E.ON beispielsweise Risiken ausgesetzt, die entweder nicht finanziell oder nicht quantifizierbar sind. Diese Risiken beinhalten hauptsächlich Länder-, Geschäfts-, regulatorische und Rechtsrisiken, welche nicht in den folgenden Analysen berücksichtigt wurden.

### Risikomanagement im Fremdwährungsbereich

Die E.ON SE übernimmt die Steuerung der Währungsrisiken des Konzerns.

Aufgrund der Beteiligung an geschäftlichen Aktivitäten außerhalb des Euro-Währungsraumes entstehen im E.ON-Konzern Translationsrisiken. Durch Wechselkursschwankungen ergeben sich bilanzielle Effekte aus der Umrechnung der Bilanz- und GuV-Positionen der ausländischen Konzerngesellschaften im Konzernabschluss. Die Absicherung von Translationsrisiken erfolgt durch Verschuldung in der entsprechenden lokalen Währung, die gegebenenfalls auch Gesellschafterdarlehen in Fremdwährung beinhaltet. Darüber hinaus werden bei Bedarf derivative und originäre Finanzinstrumente eingesetzt. Die Sicherungsmaßnahmen werden als Absicherung einer Nettoinvestition in einen ausländischen Geschäftsbetrieb qualifiziert und im Rahmen des Hedge Accountings gemäß IFRS bilanziell abgebildet. Die Translationsrisiken des Konzerns werden regelmäßig überprüft und der Sicherungsgrad gegebenenfalls angepasst. Maßgrößen sind hierbei der jeweilige Debt Factor sowie der Unternehmenswert in der Fremdwährung.

Für den E.ON-Konzern bestehen zusätzlich operative und finanzielle Transaktionsrisiken aus Fremdwährungstransaktionen. Diese Risiken ergeben sich für die Konzerngesellschaften insbesondere durch den physischen und finanziellen Handel von Commodities, konzerninterne Beziehungen sowie Investitionsvorhaben in Fremdwährung. Die Tochtergesellschaften sind für die Steuerung der operativen Währungsrisiken verantwortlich. Die E.ON SE übernimmt die konzernweite Koordination der Absicherungsmaßnahmen der Konzerngesellschaften und setzt bei Bedarf externe derivative Finanzinstrumente ein.

Finanzielle Transaktionsrisiken ergeben sich aus Zahlungen, die aus finanziellen Forderungen und Verbindlichkeiten entstehen. Sie resultieren sowohl aus externen Finanzierungen in verschiedenen Fremdwährungen als auch aus konzerninternen Gesellschafterdarlehen in Fremdwährung. Die finanziellen Transaktionsrisiken werden grundsätzlich vollständig gesichert.

Der Ein-Tages-Value-at-Risk (99 Prozent Konfidenz) aus der Währungsumrechnung von Geldanlagen und -aufnahmen in Fremdwährung zuzüglich der Fremdwährungsderivate betrug zum 31. Dezember 2014 143 Mio € (2013: 122 Mio €) und resultiert im Wesentlichen aus den Positionen in Britischen Pfund und Schwedischen Kronen.

### Risikomanagement im Zinsbereich

Aus variabel verzinslichen Finanzverbindlichkeiten und Zinsderivaten ist E.ON Ergebnisrisiken ausgesetzt. Positionen, die auf Festzinsen basieren, führen hingegen zu Änderungen des Zeitwertes bei Schwankungen des Marktzinsniveaus. E.ON strebt einen bestimmten Mix von festverzinslichem und variablem Fremdkapital im Zeitablauf an. Aufgrund der langfristigen Ausrichtung des Geschäftsmodells wird grundsätzlich ein hoher Anteil an Zinsfestschreibungen, vor allem im mittelfristigen Planungszeitraum, angestrebt. Hierbei werden auch Zinsderivate eingesetzt. Nach Berücksichtigung von Zinsderivaten betrug zum 31. Dezember 2014 der Anteil der Finanzverbindlichkeiten mit Zinsfestschreibung 93 Prozent (2013: 93 Prozent). Das Volumen der Finanzverbindlichkeiten mit Zinsfestschreibung würde unter sonst gleichen Umständen von 14,3 Mrd € zum Jahresende 2014 über 13,1 Mrd € im Jahr 2015 auf 10,4 Mrd € im Jahr 2016 abnehmen. Die effektive Zinsduration der Finanzverbindlichkeiten nach Berücksichtigung

von Zinsderivaten betrug 7,4 Jahre zum 31. Dezember 2014 (2013: 7,1 Jahre). Die volumengewichtete Durchschnittsverzinsung der Finanzverbindlichkeiten nach Berücksichtigung von Zinsderivaten betrug 5,6 Prozent zum 31. Dezember 2014 (2013: 5,5 Prozent).

Der E.ON-Konzern hielt zum 31. Dezember 2014 Zinsderivate mit einem Nennwert von 4.893 Mio € (2013: 4.776 Mio €).

Eine Sensitivitätsanalyse wurde für das kurzfristige und variabel verzinsliche Fremdkapital unter Einbeziehung entsprechender Sicherungen sowohl des Zins- als auch des Währungsrisikos durchgeführt. Diese Kennzahl wird für das interne Risikocontrolling verwendet und spiegelt die ökonomische Position des E.ON-Konzerns wider. Eine Veränderung des Zinsniveaus um  $\pm 1$  Prozentpunkt (über alle Währungen) würde die Zinsbelastung im Folgejahr nicht erhöhen beziehungsweise verringern (2013: 31 Mio €).

### Risikomanagement im Commodity-Bereich

Die physischen Anlagen, die Langfristverträge und der Endkundenvertrieb des E.ON-Portfolios sind aufgrund schwankender Preise von Commodities erheblichen Risiken ausgesetzt. Die Marktpreisrisiken treten für E.ON in den folgenden Commodity-Bereichen auf: Strom, Gas, Kohle, Eisenerz, Fracht, Erdölprodukte, flüssiges Erdgas und Emissionszertifikate.

Ziel des Risikomanagements für den Commodity-Bereich ist es, durch physische und finanzielle Transaktionen den Wert des Portfolios zu optimieren und gleichzeitig die potenziellen negativen Abweichungen vom angestrebten EBITDA zu reduzieren.

Das maximal zulässige Risiko aus Commodities wird vom Konzernvorstand zentral festgelegt und in Abstimmung mit den Einheiten in eine dezentrale Limitstruktur über einen Planungshorizont von drei Jahren überführt. Vor der Festlegung der Limite werden die geplanten Investitionsvorhaben und alle sonstigen bekannten Verpflichtungen und quantifizierbaren Risiken berücksichtigt. Das fortlaufende Risikocontrolling



und -reporting wird zentral durch das Group Management gesteuert und operativ innerhalb der Einheiten, unabhängig vom Handelsgeschäft, durchgeführt. Der Berichtsprozess unterliegt einem System interner Kontrollen, das den geltenden Industrienormen des Risikomanagements folgt.

In einer zukunftsgerichteten Perspektive werden Risiken für offene Positionen über den Profit-at-Risk gemessen, welcher das Risiko unter Berücksichtigung der Höhe der offenen Position, der Preise, der Volatilität und der zugrunde liegenden Liquidität auf den jeweiligen Märkten angibt. Der Profit-at-Risk spiegelt die potenzielle negative Wertänderung der offenen Position wider, die mit einer 5-prozentigen Wahrscheinlichkeit überschritten wird, unter der Annahme, dass die Position im Rahmen der Marktliquidität schnellstmöglich geschlossen wird.

Der Profit-at-Risk für die im Systemportfolio gehaltenen finanziellen und physischen Commodity-Positionen über einen Planungshorizont von drei Jahren betrug zum 31. Dezember 2014 1.412 Mio € (2013: 1.616 Mio €).

Der E.ON-Konzern hielt zum 31. Dezember 2014 strom-, gas-, kohle-, öl- und emissionsrechtbezogene Derivate mit einem Nennwert von 150.773 Mio € (2013: 124.769 Mio €).

Wesentliche Grundlage des Risikomanagementsystems ist die konzernweit gültige Richtlinie für den Umgang mit Commodity-Risiken und entsprechende interne Richtlinien der Einheiten. Dort sind die Risikokontrollgrundsätze für das Risikomanagement im Commodity-Bereich, Mindestanforderungen, klare Führungsstrukturen und operative Verantwortlichkeiten festgelegt.

Monatlich findet eine aggregierte Berichterstattung über die konzernweite Entwicklung der Risiken und offenen Positionen aus dem Commodity-Bereich an die Mitglieder des Risikokomitees und Marktkomitees statt.

Das dargestellte Commodity-Risikomanagement entspricht der internen Berichterstattung an das Management und umfasst ebenfalls die Finanzinstrumente im Anwendungsbereich des IFRS 7.

### Kreditrisikomanagement

Um Kreditrisiken aus der operativen Geschäftstätigkeit sowie dem Einsatz von Finanzinstrumenten zu minimieren, werden Transaktionen nur mit Geschäftspartnern geschlossen, welche die internen Mindestanforderungen erfüllen. Auf Basis von internen und externen (sofern verfügbar) Bonitätseinstufungen werden Limite für das maximale Kreditrisiko vergeben. Der Prozess der Limitvergabe und -überwachung erfolgt dabei im Rahmen von Mindestvorgaben, basierend auf einer konzernweiten Kreditrisikomanagement-Richtlinie. Nicht vollumfassend in diesem Prozess enthalten sind Langfristverträge des operativen Geschäfts und Transaktionen des Assetmanagements. Diese werden auf Ebene der zuständigen Einheiten gesondert überwacht.

Grundsätzlich sind die jeweiligen Konzerngesellschaften für das Kreditrisikomanagement des operativen Geschäfts verantwortlich. In Abhängigkeit von der Art der Geschäftstätigkeit und der Höhe des Kreditrisikos findet eine ergänzende Überwachung und Steuerung des Kreditrisikos sowohl durch die Einheiten als auch durch die Konzernleitung statt. Das Risikokomitee wird monatlich über die Höhe der Kreditlimite sowie deren Auslastung informiert. Eine intensive, standardisierte Überwachung von quantitativen und qualitativen Frühwarnindikatoren sowie ein enges Monitoring der Bonität von Geschäftspartnern versetzen das Kreditrisikomanagement von E.ON in die Lage, frühzeitig risikominimierend zu agieren.

Soweit möglich, werden im Rahmen des Kreditrisikomanagements mit Geschäftspartnern Sicherheiten zur Minderung des Kreditrisikos verhandelt. Als Sicherheiten werden Garantien der jeweiligen Mutterunternehmen oder der Nachweis von Gewinnabführungsverträgen in Verbindung mit Patronats-erklärungen (Letter of Awareness) akzeptiert. Darüber hinaus werden in geringerem Umfang Bankgarantien beziehungsweise -bürgschaften und die Hinterlegung von Barmitteln und Wertpapieren als Sicherheiten zur Reduzierung des Kreditrisikos eingefordert. Im Rahmen der Risikosteuerung wurden Sicherheiten in Höhe von 7.157 Mio € akzeptiert.

Zur Höhe und den Hintergründen der als Sicherheiten erhaltenen finanziellen Vermögenswerte wird auf die Textziffern 18 und 26 verwiesen.

Derivative Finanzinstrumente werden im Allgemeinen auf der Grundlage von Standardverträgen abgeschlossen, bei denen eine Aufrechnung (Netting) aller offenen Transaktionen mit den Geschäftspartnern möglich ist. Zur weiteren Reduzierung des Kreditrisikos werden mit ausgewählten Geschäftspartnern bilaterale Margining-Vereinbarungen getroffen. Das aus bilateralen Margining-Vereinbarungen und Börsenclearing resultierende Verschuldungs- und Liquiditätsrisiko wird limitiert.

Bei mit Börsen abgeschlossenen Termin- und Optionskontrakten sowie bei börsengehandelten emissionsrechtbezogenen Derivaten mit einem Nominalwert von insgesamt 42.759 Mio € (2013: 40.889 Mio €) bestehen zum Bilanzstichtag keine Kreditrisiken. Für die übrigen Finanzinstrumente entspricht das maximale Ausfallrisiko ihren Buchwerten.

Bei E.ON erfolgt die Anlage liquider Mittel grundsätzlich bei Banken mit guter Bonität, in Geldmarktfonds mit erstklassigem Rating oder in kurzfristigen Wertpapieren (zum Beispiel Commercial Paper) von Emittenten mit hoher Kreditwürdigkeit. Darüber hinaus wird in Anleihen von öffentlichen und privaten Emittenten investiert. Konzernunternehmen, die aufgrund rechtlicher Beschränkungen nicht in das Cashpooling einbezogen sind, legen Gelder bei führenden lokalen Banken an. Neben der standardisierten Bonitätsprüfung und Limiterleitung werden die CDS- (Credit-Default-Swaps-) Level der Banken sowie anderer wesentlicher Geschäftspartner täglich überwacht.

## Assetmanagement

Zum Zweck der Finanzierung langfristiger Zahlungsverpflichtungen, unter anderem auch Entsorgungsverpflichtungen (siehe Textziffer 25), wurden per 31. Dezember 2014 vorwiegend von inländischen Konzerngesellschaften Kapitalanlagen in Höhe von insgesamt 5,4 Mrd € (2013: 5,9 Mrd €) gehalten.

Für dieses Finanzvermögen wird eine „Akkumulationsstrategie“ (Total-Return-Ansatz) verfolgt, mit einer breiten Diversifikation über die Assetklassen Geldmarkt, Renten, Immobilien und Aktien. Für die Ermittlung der Ziel-Portfoliostruktur werden in regelmäßigen Abständen Asset-Allocation-Studien durchgeführt. Der Großteil des Vermögens wird in Investmentfonds

angelegt, die von externen Fondsmanagern verwaltet werden. Die fortlaufende Überwachung des Gesamtrisikos und der einzelnen Fondsmanager erfolgt durch das Konzern-Assetmanagement der E.ON SE, das Teil des Finanzbereichs der E.ON SE ist. Das Risikomanagement erfolgt auf Basis eines Risikobudgets, dessen Auslastung regelmäßig überwacht wird. Der Drei-Monats-VaR mit einem Konfidenzintervall von 98 Prozent beträgt für dieses Finanzvermögen insgesamt 240 Mio € (2013: 88 Mio €). Die Steigerung gegenüber dem Vorjahr ist im Wesentlichen auf eine erhöhte Marktvolatilität zurückzuführen.

Zusätzlich verwaltet die Versorgungskasse Energie VVaG (VKE) zum Jahresende Finanzanlagen in Höhe von 1,0 Mrd € (2013: 0,8 Mrd €), die zum überwiegenden Großteil der Rückdeckung von Versorgungsverpflichtungen inländischer Konzerngesellschaften dienen. Das Vermögen der VKE stellt kein Planvermögen gemäß IAS 19 dar (siehe Textziffer 24) und wird unter den langfristigen und kurzfristigen Vermögenswerten in der Bilanz gezeigt. Der Großteil des über Geldmarkt-, Renten-, Immobilien- und Aktienanlagen diversifizierten Portfolios wird in Investmentfonds angelegt, die von externen Fondsmanagern verwaltet werden. Die VKE unterliegt den Regelungen des Versicherungsaufsichtsgesetzes (VAG) und der Geschäftsbetrieb untersteht der Aufsicht der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin). Die Kapitalanlage und das fortlaufende Risikomanagement erfolgen in dem von der BaFin vorgegebenen Regulierungsrahmen. Der Drei-Monats-VaR mit einem Konfidenzintervall von 98 Prozent beträgt für dieses Finanzvermögen 35,3 Mio € (2013: 35,8 Mio €).

### (32) Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen und Personen

Im Rahmen der normalen Geschäftstätigkeit steht E.ON mit zahlreichen Unternehmen im Lieferungs- und Leistungsaustausch. Darunter befinden sich als nahestehende Unternehmen insbesondere at equity bewertete assoziierte Unternehmen und deren Tochterunternehmen. Weiterhin sind als nahestehende Unternehmen auch Gemeinschaftsunternehmen sowie zum Fair Value bilanzierte Beteiligungen und nicht vollkonsolidierte Tochterunternehmen, deren Anteil am Umfang der nachfolgend genannten Transaktionen insgesamt von untergeordneter Bedeutung ist, berücksichtigt. Mit diesen Unternehmen wurden Transaktionen getätigt, die sich im Berichts- und Vorjahr wie folgt ausgewirkt haben:

Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen		
in Mio €	2014	2013
<b>Erträge</b>	<b>1.753</b>	<b>2.082</b>
Assoziierte Unternehmen	1.480	1.825
Gemeinschaftsunternehmen	95	124
Sonstige nahestehende Unternehmen	178	133
<b>Aufwendungen</b>	<b>1.697</b>	<b>1.603</b>
Assoziierte Unternehmen	1.395	1.184
Gemeinschaftsunternehmen	102	57
Sonstige nahestehende Unternehmen	200	362
<b>Forderungen</b>	<b>1.740</b>	<b>1.624</b>
Assoziierte Unternehmen	1.057	1.074
Gemeinschaftsunternehmen	448	395
Sonstige nahestehende Unternehmen	235	155
<b>Verbindlichkeiten</b>	<b>1.180</b>	<b>994</b>
Assoziierte Unternehmen	737	697
Gemeinschaftsunternehmen	63	34
Sonstige nahestehende Unternehmen	380	263

Erträge aus Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen beruhen hauptsächlich auf Lieferungen von Gas und Strom an Weiterverteiler und kommunale Unternehmen, insbesondere an Stadtwerke. Die Geschäftsbeziehungen zu diesen Unternehmen unterscheiden sich grundsätzlich nicht von jenen Beziehungen, die mit kommunalen Unternehmen ohne Beteiligung von E.ON bestehen.

Aufwendungen mit nahestehenden Unternehmen entstehen vor allem durch Gas-, Kohle- und Strombezüge.

Die Forderungen gegen nahestehende Unternehmen beinhalten im Wesentlichen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen.

E.ON weist zum 31. Dezember 2014 gegenüber nahestehenden Unternehmen Verbindlichkeiten aus, von denen 368 Mio € (2013: 828 Mio €) aus Lieferungs- und Leistungsbeziehungen mit Gemeinschafts-Kernkraftwerken resultieren. Diese Verbindlichkeiten haben keine feste Laufzeit und werden mit 1,0 Prozent beziehungsweise 1-Monats-EURIBOR abzüglich 0,05 Prozent p.a. (2013: 1,0 Prozent beziehungsweise 1-Monats-EURIBOR abzüglich 0,05 Prozent) verzinst. E.ON hat mit diesen Kraftwerken unverändert einen Kostenübernahmevertrag sowie einen Vertrag über Strombezug zu einem Tarif auf Basis der Kosten zuzüglich einer Marge (cost plus fee) abgeschlossen. Die Abrechnung dieser Transaktionen erfolgt hauptsächlich über Verrechnungskonten.

Entsprechend IAS 24 sind die Leistungen anzugeben, die dem Management in Schlüsselpositionen (Vorstandsmitglieder und Mitglieder des Aufsichtsrats der E.ON SE) gewährt wurden.

Der Aufwand für das Geschäftsjahr für Mitglieder des Vorstands beträgt für kurzfristig fällige Leistungen 9,9 Mio € (2013: 11,7 Mio €), für Leistungen aus Anlass der Beendigung des Dienstverhältnisses 0 Mio € (2013: 3,3 Mio €) sowie für Leistungen nach Beendigung des Dienstverhältnisses 2,8 Mio € (2013: 4,3 Mio €). Darüber hinaus sind im Berichtsjahr versicherungsmathematische Verluste in Höhe von 11,7 Mio € (2013: versicherungsmathematische Gewinne von 4,9 Mio €) zu berücksichtigen. Als Leistung nach Beendigung des Dienstverhältnisses wird der aus den Pensionsrückstellungen resultierende Versorgungsaufwand (service and interest cost) ausgewiesen.

Der nach den Maßgaben von IFRS 2 ermittelte Aufwand für die im Geschäftsjahr bestehenden Tranchen des E.ON Share Performance Plans und des E.ON Share Matching Plans beträgt 6,0 Mio € (2013: 3,3 Mio €).

Zum Bilanzstichtag beliefen sich die Rückstellungen für den E.ON Share Performance Plan und den E.ON Share Matching Plan auf 10,4 Mio € (2013: 5,9 Mio €).

Die Mitglieder des Aufsichtsrats erhielten im Berichtsjahr für ihre Tätigkeit eine Vergütung von 3,1 Mio € (2013: 3,2 Mio €). Den Arbeitnehmervertretern des Aufsichtsrats wurde im Rahmen der bestehenden Arbeitsverträge mit Tochtergesellschaften eine Vergütung in Höhe von insgesamt 0,5 Mio € (2013: 0,5 Mio €) gezahlt.

Detaillierte und individualisierte Angaben hinsichtlich der Vergütung finden sich im Vergütungsbericht auf den Seiten 81 bis 95.

### (33) Segmentberichterstattung

Der von der Konzernleitung in Düsseldorf geführte E.ON-Konzern (E.ON oder Konzern) ist in globale und regionale Einheiten gegliedert, die entsprechend dem IFRS 8 „Geschäftssegmente“ berichtet werden.

#### Die globalen Einheiten

Die globalen Einheiten werden nach IFRS 8 einzeln berichtet.

##### Erzeugung

In der globalen Einheit Erzeugung sind alle konventionellen, das heißt alle fossilen und nuklearen Erzeugungskapazitäten innerhalb Europas gebündelt. Sie werden länderübergreifend gesteuert und optimiert. Seit Anfang des Jahres 2014 werden hier auch die Erzeugungsaktivitäten im Bereich Biomasse ausgewiesen. Die Vorjahreszahlen wurden entsprechend angepasst.

##### Erneuerbare Energien

Die weltweiten Aktivitäten in den Bereichen Klimaschutz und Erneuerbare Energien werden auch global gesteuert. Der Fokus dieser Einheit liegt auf dem weiteren Ausbau der führenden Position von E.ON in diesem Wachstumsmarkt.

##### Globaler Handel

Die globale Einheit Globaler Handel ist das Bindeglied zwischen E.ON und den weltweiten Energiehandelsmärkten und kauft beziehungsweise verkauft Strom, Gas, Flüssiggas (LNG), Öl, Kohle, Frachtkontingente, Biomasse und Emissionszertifikate. Sie steuert und entwickelt zudem Anlagen und Verträge auf verschiedenen Ebenen der Wertschöpfungskette des Gasmarktes.

#### Exploration & Produktion

Das Explorations- und Produktionsgeschäft von E.ON ist ein Segment, das in den Fokusregionen britische und norwegische Nordsee und Russland aktiv ist.

#### Die regionalen Einheiten

Das Verteilungs- und Vertriebsgeschäft von E.ON in Europa wird von insgesamt neun regionalen Einheiten operativ gesteuert.

Im Rahmen der Segmentberichterstattung werden die regionalen Einheiten Deutschland, Großbritannien, Schweden, Tschechien und Ungarn separat ausgewiesen.

Sofern Einheiten nicht separat ausgewiesen werden, sind sie als übrige regionale Einheiten zusammengefasst. Dazu zählen Frankreich, Benelux, die Slowakei, Rumänien und bis Dezember 2014 Italien und Spanien (zu den Einheiten Italien und Spanien siehe auch Textziffer 4). Zusätzlich dazu werden hier seit dem vierten Quartal 2013 auch die Aktivitäten von E.ON Connecting Energies, die sich auf die Bereitstellung dezentraler Komplettlösungen konzentriert, ausgewiesen.

Außerhalb Europas wird unser Stromerzeugungsgeschäft in Russland als Fokusregion dargestellt.

Seit Anfang des Jahres 2013 werden die Aktivitäten in Brasilien sowie die im zweiten Quartal 2013 erworbenen Aktivitäten in der Türkei im operativen Segment „Weitere Nicht-EU-Länder“ ausgewiesen.

#### Konzernleitung/Konsolidierung

Konzernleitung/Konsolidierung beinhaltet die E.ON SE selbst, die direkt von der E.ON SE geführten Beteiligungen sowie die auf Konzernebene durchzuführenden Konsolidierungen.

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts dient bei E.ON das EBITDA, ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor planmäßigen Abschreibungen, Wertaufholungen und Impairments sowie Zinsen und Steuern. Zu den Bereinigungen zählen Netto-Buchgewinne, Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement, Wertberichtigungen sowie das sonstige nicht operative Ergebnis. Erträge aus der Vereinnahmung von passivierten Investitionszuschüssen werden innerhalb des EBITDA ausgewiesen.

Zur Ermittlung des wirtschaftlichen Zinsergebnisses wird das Zinsergebnis gemäß Gewinn- und Verlustrechnung nach wirtschaftlichen Kriterien abgegrenzt und um außergewöhnliche Effekte, das heißt um neutrale Zinsanteile, bereinigt. Bei den Netto-Buchgewinnen handelt es sich um einen Saldo aus Buchgewinnen und -verlusten aus Desinvestitionen, die in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen enthalten sind. Bei den Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement handelt es sich um außergewöhnliche Aufwendungen mit einmaligem Charakter. Im sonstigen nicht operativen Ergebnis werden sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge mit einmaligem beziehungsweise seltenem Charakter zusammengefasst. Je nach Einzelfall können hier unterschiedliche Posten der Gewinn- und Verlustrechnung betroffen sein. So sind zum Beispiel Effekte aus der Marktbewertung von Derivaten in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen und Erträgen sowie Wertminderungen auf Sachanlagen in den Abschreibungen enthalten.

Durch die vorgenommenen Anpassungen können die in der Segmentberichterstattung ausgewiesenen Erfolgspositionen von den gemäß IFRS ermittelten Kennzahlen abweichen.

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung unseres EBITDA auf das Konzernergebnis nach IFRS:

Konzernüberschuss		
in Mio €	2014	2013
<b>EBITDA<sup>1)</sup></b>	<b>8.337</b>	<b>9.191</b>
Planmäßige Abschreibung	-3.553	-3.467
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) <sup>2)</sup>	-120	-100
<b>EBIT<sup>3)</sup></b>	<b>4.664</b>	<b>5.624</b>
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-1.612	-1.874
Netto-Buchgewinne/-verluste	589	2.004
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-133	-182
Aufwendungen für Restrukturierung E.ON 2.0	-363	-368
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) <sup>2), 3)</sup>	-5.409	-1.643
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-115	-482
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern</b>	<b>-2.379</b>	<b>3.079</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-576	-718
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>-2.955</b>	<b>2.361</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-175	98
<b>Konzernfehlbetrag/-überschuss</b>	<b>-3.130</b>	<b>2.459</b>
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE	-3.160	2.091
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	30	368

1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte  
2) Impairments weichen aufgrund von Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen von den nach IFRS ausgewiesenen Beträgen ab.  
3) im neutralen Ergebnis erfasst

Im Geschäftsjahr 2014 lagen die Netto-Buchgewinne rund 1,4 Mrd € unter dem Vorjahresniveau. Sie resultierten 2014 vor allem aus der Veräußerung von Wertpapieren und aus dem Verkauf einer Beteiligung an einer Erdgasversorgungsgesellschaft in Deutschland, einer Mehrheitsbeteiligung an einer Gasgesellschaft in Tschechien, einer Beteiligung an einer finnischen Gasgesellschaft, diverser Kleinstwärmekraftwerke

in Schweden sowie von Netzteilen in Deutschland. Der Vorjahreswert enthielt insbesondere Buchgewinne aus der Abgabe der bayerischen Wasserkraftwerke an die österreichische Verbund AG im Zusammenhang mit dem Markteintritt in die Türkei. Darüber hinaus trugen der Verkauf der E.ON Thüringer Energie, die Abgabe der Beteiligung am slowakischen Energieunternehmen SPP, die Veräußerung einer Minderheitsbeteiligung an der Gesellschaft JMP in Tschechien, die Abgabe der Aktivitäten in Finnland sowie der Verkauf von Wertpapieren und Netzteilen und einer Beteiligung im Gasbereich in Deutschland zu den Buchgewinnen bei.

Die Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement sind im Vergleich zum Vorjahr um 54 Mio € gesunken. Die Aufwendungen fielen hierbei wie im Vorjahr im Wesentlichen im Rahmen der eingeleiteten internen Kostensenkungsprogramme an.

In den Jahren 2014 und 2013 belasteten ein insgesamt verschlechtertes Marktumfeld, veränderte Markteinschätzungen und regulatorische Eingriffe die globalen und regionalen Einheiten. Deshalb wurden Wertberichtigungen in Höhe von 5,5 Mrd € auf die Aktivitäten der globalen Einheit Erzeugung (4,3 Mrd € im Wesentlichen in Großbritannien, Schweden und Italien), in den Nicht-EU-Ländern (0,5 Mrd €), in der Exploration & Produktion (0,4 Mrd €) im Bereich der Erneuerbaren Energien (0,2 Mrd €) und beim Globalen Handel (0,1 Mrd €) vorgenommen. Dem standen Wertaufholungen von 0,1 Mrd € bei den Einheiten Erzeugung, Erneuerbare Energien und Globaler Handel gegenüber. Im Jahr 2013 fielen Wertberichtigungen insbesondere bei den Einheiten Erzeugung, Erneuerbare Energien, Globaler Handel, Exploration & Produktion und den Aktivitäten in den Nicht-EU-Ländern an.

Im sonstigen nicht operativen Ergebnis wird unter anderem die stichtagsbezogene Marktbewertung von Derivaten ausgewiesen, mit denen das operative Geschäft gegen Preisschwankungen abgesichert wird. Zum 31. Dezember 2014 resultierte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten ein positiver Effekt von 540 Mio € gegenüber 777 Mio € im Vorjahr. 2014 wirkten sich dagegen Wertberichtigungen auf Gasvorräte, Wertpapiere und bei den Aktivitäten in den Nicht-EU-Ländern sowie Aufwendungen im Zusammenhang mit den Anleiherückkäufen negativ aus. Im Jahr 2013 belasteten Rückstellungen im Gasbereich im Zusammenhang mit Unternehmensveräußerungen und langfristigen Verträgen sowie Wertberichtigungen auf Wertpapiere das Ergebnis.

Eine weitere Anpassung im Rahmen der internen Erfolgsanalyse betrifft das Zinsergebnis, das nach wirtschaftlichen Kriterien dargestellt wird. Zur Ermittlung des wirtschaftlichen Zinsergebnisses wird das Zinsergebnis gemäß Gewinn- und Verlustrechnung nach wirtschaftlichen Kriterien abgegrenzt und um außergewöhnliche Effekte, das heißt um neutrale Zinsanteile, bereinigt.

Wirtschaftliches Zinsergebnis		
in Mio €	2014	2013
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung	-1.810	-1.992
Neutraler Zinsaufwand (+)/-ertrag (-)	198	118
<b>Wirtschaftliches Zinsergebnis</b>	<b>-1.612</b>	<b>-1.874</b>

Das wirtschaftliche Zinsergebnis lag im Wesentlichen aufgrund der Verbesserung der Netto-Finanzposition und der Auflösung von Rückstellungen aus Vorjahren mit -1.612 Mio € über dem Vorjahresniveau (2013: -1.874 Mio €).

Konzerninterne Transaktionen werden grundsätzlich zu Marktpreisen getätigt.

## Segmentinformationen nach Bereichen

in Mio €	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Globaler Handel	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Außenumsatz	2.561	2.721	682	675	58.716	57.211
Innenumsatz	7.724	8.347	1.715	1.748	24.390	32.823
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>10.285</b>	<b>11.068</b>	<b>2.397</b>	<b>2.423</b>	<b>83.106</b>	<b>90.034</b>
<b>EBITDA<sup>1)</sup></b>	<b>2.215</b>	<b>1.936</b>	<b>1.500</b>	<b>1.464</b>	<b>21</b>	<b>311</b>
<i>darin Equity-Ergebnis<sup>2)</sup></i>	<i>53</i>	<i>39</i>	<i>-3</i>	<i>12</i>	<i>128</i>	<i>157</i>
<b>Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern<sup>3)</sup></b>	<b>1.769</b>	<b>1.458</b>	<b>1.161</b>	<b>1.582</b>	<b>-113</b>	<b>-1.809</b>
<b>Investitionen</b>	<b>862</b>	<b>1.067</b>	<b>1.222</b>	<b>861</b>	<b>115</b>	<b>151</b>

1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte

2) Wertminderungen und Wertaufholungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen werden nach IFRS im Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen beziehungsweise im Finanzergebnis erfasst, diese Effekte sind nicht Bestandteil des EBITDA.

3) Der operative Cashflow der Einheit Globaler Handel ist im Jahre 2013 durch die damalige rechtliche Ausgliederung des Gasvertriebs auf die in der regionalen Einheit Deutschland geführten Vertriebsgesellschaften belastet. Korrespondierend hat sich der operative Cashflow der regionalen Einheit Deutschland erhöht.

## Segmentinformationen nach Bereichen – Darstellung Weitere EU-Länder

in Mio €	Großbritannien		Schweden		Tschechien	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Außenumsatz	9.303	9.649	2.136	2.569	2.093	2.772
Innenumsatz	43	65	87	126	128	136
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>9.346</b>	<b>9.714</b>	<b>2.223</b>	<b>2.695</b>	<b>2.221</b>	<b>2.908</b>
<b>EBITDA<sup>1)</sup></b>	<b>384</b>	<b>378</b>	<b>622</b>	<b>733</b>	<b>290</b>	<b>494</b>
<i>darin Equity-Ergebnis<sup>2)</sup></i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>7</i>	<i>11</i>	<i>5</i>	<i>5</i>
<b>Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern</b>	<b>546</b>	<b>492</b>	<b>601</b>	<b>691</b>	<b>322</b>	<b>533</b>
<b>Investitionen</b>	<b>121</b>	<b>106</b>	<b>331</b>	<b>404</b>	<b>141</b>	<b>163</b>

1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte

2) Wertminderungen und Wertaufholungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen werden nach IFRS im Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen beziehungsweise im Finanzergebnis erfasst, diese Effekte sind nicht Bestandteil des EBITDA.

## Segmentinformationen nach Bereichen – Darstellung Nicht-EU-Länder

in Mio €	Russland		Weitere Nicht-EU-Länder		Nicht-EU-Länder	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Außenumsatz	1.518	1.865	-	-	1.518	1.865
Innenumsatz	-	-	-	-	0	0
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>1.518</b>	<b>1.865</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.518</b>	<b>1.865</b>
<b>EBITDA<sup>1)</sup></b>	<b>517</b>	<b>687</b>	<b>-78</b>	<b>-154</b>	<b>439</b>	<b>533</b>
<i>darin Equity-Ergebnis<sup>2)</sup></i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-77</i>	<i>-139</i>	<i>-77</i>	<i>-139</i>
<b>Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern</b>	<b>502</b>	<b>670</b>	<b>-11</b>	<b>-27</b>	<b>491</b>	<b>643</b>
<b>Investitionen</b>	<b>347</b>	<b>360</b>	<b>356</b>	<b>3.170</b>	<b>703</b>	<b>3.530</b>

1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte

2) Wertminderungen und Wertaufholungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen werden nach IFRS im Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen beziehungsweise im Finanzergebnis erfasst, diese Effekte sind nicht Bestandteil des EBITDA.



Exploration & Produktion		Deutschland		Weitere EU-Länder		Nicht-EU-Länder		Konzernleitung/ Konsolidierung		E.ON-Konzern	
2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
1.639	1.630	27.955	35.535	18.249	19.832	1.518	1.865	236	219	111.556	119.688
479	421	629	986	746	783	-	-	-35.683	-45.108	0	0
<b>2.118</b>	<b>2.051</b>	<b>28.584</b>	<b>36.521</b>	<b>18.995</b>	<b>20.615</b>	<b>1.518</b>	<b>1.865</b>	<b>-35.447</b>	<b>-44.889</b>	<b>111.556</b>	<b>119.688</b>
<b>1.136</b>	<b>1.070</b>	<b>1.846</b>	<b>2.387</b>	<b>1.732</b>	<b>2.012</b>	<b>439</b>	<b>533</b>	<b>-552</b>	<b>-522</b>	<b>8.337</b>	<b>9.191</b>
9	39	82	87	54	58	-77	-139	1	1	247	254
<b>1.081</b>	<b>971</b>	<b>1.851</b>	<b>3.286</b>	<b>2.023</b>	<b>2.480</b>	<b>491</b>	<b>643</b>	<b>-43</b>	<b>-634</b>	<b>8.220</b>	<b>7.977</b>
<b>64</b>	<b>404</b>	<b>745</b>	<b>1.013</b>	<b>879</b>	<b>969</b>	<b>703</b>	<b>3.530</b>	<b>43</b>	<b>-3</b>	<b>4.633</b>	<b>7.992</b>

Ungarn		Übrige regionale Einheiten		Weitere EU-Länder	
2014	2013	2014	2013	2014	2013
1.637	1.800	3.080	3.042	18.249	19.832
1	7	487	449	746	783
<b>1.638</b>	<b>1.807</b>	<b>3.567</b>	<b>3.491</b>	<b>18.995</b>	<b>20.615</b>
<b>200</b>	<b>195</b>	<b>236</b>	<b>212</b>	<b>1.732</b>	<b>2.012</b>
-	-	42	42	54	58
<b>208</b>	<b>225</b>	<b>346</b>	<b>539</b>	<b>2.023</b>	<b>2.480</b>
<b>102</b>	<b>117</b>	<b>184</b>	<b>179</b>	<b>879</b>	<b>969</b>

Segmentinformationen nach Bereichen – Darstellung nicht fortgeführte Aktivitäten				
in Mio €	Italien		Spanien	
	2014	2013	2014	2013
Außenumsatz	1.537	1.745	1.085	1.078
Innenumsatz	55	63	81	92
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>1.592</b>	<b>1.808</b>	<b>1.166</b>	<b>1.170</b>
<b>EBITDA<sup>1)</sup></b>	<b>43</b>	<b>43</b>	<b>146</b>	<b>132</b>
<i>darin Equity-Ergebnis<sup>2)</sup></i>	9	6	-	-
<b>Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern</b>	<b>70</b>	<b>58</b>	<b>190</b>	<b>156</b>
<b>Investitionen</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>63</b>	<b>81</b>

1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte  
 2) Wertminderungen und Wertaufholungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen werden nach IFRS im Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen beziehungsweise im Finanzergebnis erfasst, diese Effekte sind nicht Bestandteil des EBITDA.

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung vom operativen Cashflow vor Zinsen und Steuern zum operativen Cashflow:

Operativer Cashflow			
in Mio €	2014 <sup>1)</sup>	2013 <sup>1)</sup>	Differenz
<b>Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern</b>	<b>8.220</b>	<b>7.977</b>	<b>243</b>
Zinszahlungen	-1.049	-756	-293
Ertragsteuerzahlungen	-918	-961	43
<b>Operativer Cashflow</b>	<b>6.253</b>	<b>6.260</b>	<b>-7</b>

1) operativer Cashflow aus fortgeführten Aktivitäten

Bei den in den Segmentinformationen nach Bereichen ausgewiesenen Investitionen handelt es sich um die in der Kapitalflussrechnung enthaltenen Auszahlungen für Investitionen.

## Zusätzliche Angaben auf Unternehmensebene

Der Außenumsatz nach Produkten teilt sich wie folgt auf:

Segmentinformationen nach Produkten		
in Mio €	2014	2013
Strom	55.033	56.918
Gas	50.726	57.216
Sonstige	5.797	5.554
<b>Summe</b>	<b>111.556</b>	<b>119.688</b>

Unter dem Posten Sonstige sind insbesondere Umsätze aus Dienstleistungen und sonstigen Handelsaktivitäten enthalten.

Der Außenumsatz (nach Sitz der Kunden und Gesellschaften), die immateriellen Vermögenswerte, die Sachanlagen und die at equity bewerteten Unternehmen stellen sich nach Regionen wie folgt dar:

Segmentinformationen nach Regionen												
	Deutschland		Großbritannien		Schweden		Übriges Europa		Sonstige		Summe	
in Mio €	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Außenumsatz nach Sitz des Kunden	41.605	47.624	32.854	37.896	3.279	3.813	31.012	29.444	2.806	911	111.556	119.688
Außenumsatz nach Sitz der Gesellschaften	86.867	93.626	9.700	10.006	2.357	2.748	10.780	13.091	1.852	217	111.556	119.688
Immaterielle Vermögenswerte	1.556	1.606	426	362	184	182	2.499	4.201	217	297	4.882	6.648
Sachanlagen	15.319	15.145	5.650	6.314	7.681	9.391	10.423	16.734	2.200	2.499	41.273	50.083
At equity bewertete Unternehmen	1.615	2.092	-	-	259	245	2.865	3.205	270	110	5.009	5.652

Aus der Kundenstruktur des Konzerns ergeben sich keine wesentlichen Konzentrationen auf bestimmte geografische Regionen oder Geschäftsbereiche. Aufgrund der großen Anzahl von Kunden und der Vielzahl der Geschäftsaktivitäten gibt es keine Kunden, deren Geschäftsvolumen im Vergleich zum Gesamtgeschäftsvolumen des Konzerns wesentlich ist.

### (34) Organbezüge

#### Aufsichtsrat

Die Gesamtbezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats betrugen 3,1 Mio € (2013: 3,2 Mio €).

Im Geschäftsjahr 2014 bestanden wie im Vorjahr keine Kredite gegenüber Mitgliedern des Aufsichtsrats.

Das System der Vergütung des Aufsichtsrats sowie die Bezüge jedes einzelnen Aufsichtsratsmitglieds sind im Vergütungsbericht auf der Seite 95 dargestellt.

Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Aufsichtsrats finden sich auf den Seiten 216 und 217.

#### Vorstand

Die Gesamtbezüge des Vorstands betrugen 16,2 Mio € (2013: 18,1 Mio €) und enthalten die Grundvergütung, die Tantieme, die sonstigen Bezüge sowie die aktienbasierte Vergütung.

Die Gesamtbezüge der früheren Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen betrugen 10,2 Mio € (2013: 14,5 Mio €). Für die Pensionsverpflichtungen gegenüber früheren Vorstandsmitgliedern und ihren Hinterbliebenen sind 175,0 Mio € (2013: 158,0 Mio €) zurückgestellt.

Im Geschäftsjahr 2014 bestanden wie im Vorjahr keine Kredite gegenüber Vorstandsmitgliedern.

Das System der Vergütung des Vorstands sowie die Bezüge jedes einzelnen Vorstandsmitglieds sind im Vergütungsbericht auf den Seiten 81 bis 95 dargestellt.

Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands finden sich auf der Seite 218.

### (35) Sonstige wesentliche Sachverhalte

Das Verfassungsgericht in Italien hat im Februar 2015 die sogenannte Robin-Hood-Tax für verfassungswidrig erklärt. Diese Steuer wurde im Jahr 2008 eingeführt, um Unternehmensgewinne der Energieversorgungsunternehmen zu begrenzen. In seiner Entscheidung hat das Gericht ausdrücklich klargestellt, dass die Entscheidung nur für zukünftige Sachverhalte gilt.

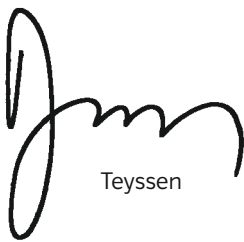
E.ON hat am 19. Februar 2015 seine Solar-Aktivitäten in Italien an den privaten Finanzinvestor F2i SGR veräußert. Die verkauften Anlagen haben eine Erzeugungskapazität von insgesamt 49 MW und umfassen sieben zwischen 2010 und 2013 gebaute Solarkraftwerke. Rund 70 Prozent der installierten Gesamtkapazität befinden sich auf Sardinien. E.ON und F2i SGR haben sich darauf verständigt, den vereinbarten Kaufpreis nicht zu veröffentlichen.

**Versicherung der gesetzlichen Vertreter**

Wir versichern nach bestem Wissen, dass gemäß den anzuwendenden Rechnungslegungsgrundsätzen der Konzernabschluss ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt und im Konzernlagebericht, der mit dem Lagebericht der Gesellschaft zusammengefasst ist, der Geschäftsverlauf einschließlich des Geschäftsergebnisses und die Lage des Konzerns so dargestellt sind, dass ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt wird, sowie die wesentlichen Chancen und Risiken der voraussichtlichen Entwicklung des Konzerns beschrieben sind.

Düsseldorf, den 27. Februar 2015

Der Vorstand



Teyssen



Birnbaum




Kildahl



Reutersberg



Schäfer



Winkel

### (36) Anteilsbesitzliste gemäß § 313 Abs. 2 HGB

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2014)			
Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
:agile accelerator GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0	Aerodis, S.A., FR, Paris <sup>1)</sup>	100,0
AB Svafo, SE, Stockholm <sup>6)</sup>	22,0	Alamo Solar, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
Abfallwirtschaft Schleswig-Flensburg GmbH, DE, Schleswig <sup>6)</sup>	49,0	Äliden Vind AB, SE, Malmö <sup>2)</sup>	100,0
Abfallwirtschaft Südholstein GmbH (AWSH), DE, Elmenhorst <sup>6)</sup>	49,0	Anacacho Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
Abfallwirtschaftsgesellschaft Dithmarschen mbH, DE, Heide <sup>6)</sup>	49,0	ANCO Sp. z o.o., PL, Jarocin <sup>2)</sup>	100,0
Abfallwirtschaftsgesellschaft Rendsburg-Eckernförde mbH, DE, Borgstedt <sup>6)</sup>	49,0	Aquila Power Investments Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
Abwasser und Service Burg, Hochdonn GmbH, DE, Burg <sup>6)</sup>	44,0	Aquila Sterling Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
Abwasser und Service Mittelangeln GmbH, DE, Satrup <sup>6)</sup>	33,3	AS Latvijas Gāze, LV, Riga <sup>5)</sup>	47,2
Abwasserbeseitigung Nortorf-Land GmbH, DE, Nortorf <sup>6)</sup>	49,0	Atrium 72. Europäische VV SE, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Albersdorf GmbH, DE, Albersdorf <sup>6)</sup>	49,0	AV Packaging GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	0,0
Abwasserentsorgung Amt Achterwehr GmbH, DE, Achterwehr <sup>6)</sup>	49,0	Avacon AG, DE, Helmstedt <sup>1)</sup>	63,1
Abwasserentsorgung Bargteheide GmbH, DE, Bargteheide <sup>6)</sup>	27,0	Avacon Hochdrucknetz GmbH, DE, Helmstedt <sup>1)</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Berkenthin GmbH, DE, Berkenthin <sup>6)</sup>	44,0	Avacon Natur GmbH, DE, Sarstedt <sup>1)</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Bleckede GmbH, DE, Bleckede <sup>6)</sup>	49,0	Avon Energy Partners Holdings, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Brunsbüttel GmbH (ABG), DE, Brunsbüttel <sup>6)</sup>	49,0	AWE-Arkona-Windpark Entwicklungs-GmbH, DE, Hamburg <sup>2)</sup>	98,0
Abwasserentsorgung Friedrichskoog GmbH, DE, Friedrichskoog <sup>6)</sup>	49,0	B.V. NEA, NL, Dodewaard <sup>6)</sup>	25,0
Abwasserentsorgung Kappeln GmbH, DE, Kappeln <sup>6)</sup>	49,0	Badlantic Betriebsgesellschaft mbH, DE, Ahrensburg <sup>6)</sup>	49,0
Abwasserentsorgung Kropp GmbH, DE, Kropp <sup>6)</sup>	49,0	Barras Eléctricas Galaico-Asturias, S.A., ES, Lugo <sup>1)</sup>	54,9
Abwasserentsorgung Marne-Land GmbH, DE, Diekhusen-Fahrstedt <sup>6)</sup>	49,0	BauMineral GmbH, DE, Herten <sup>1), 8)</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Schladen GmbH, DE, Schladen <sup>6)</sup>	49,0	Bayernwerk AG, DE, Regensburg <sup>1)</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Schöppenstedt GmbH, DE, Schöppenstedt <sup>6)</sup>	49,0	Bayernwerk Energiedienstleistungen Licht GmbH, DE, Regensburg <sup>2)</sup>	100,0
Abwasserentsorgung St. Michaelisdonn, Averlak, Dingen, Eddelak GmbH, DE, St. Michaelisdonn <sup>6)</sup>	25,1	Bayernwerk Natur 1. Beteiligungs-GmbH, DE, Regensburg <sup>2)</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Tellingstedt GmbH, DE, Tellingstedt <sup>6)</sup>	25,0	Bayernwerk Natur GmbH, DE, Unterschleißheim <sup>1)</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Uetersen GmbH, DE, Uetersen <sup>6)</sup>	49,0	BBL Company V.O.F., NL, Groningen <sup>5)</sup>	20,0
Abwassergesellschaft Bardowick mbH & Co. KG, DE, Bardowick <sup>6)</sup>	49,0	Beacon Solar PV, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
Abwassergesellschaft Bardowick Verwaltungs-GmbH, DE, Bardowick <sup>6)</sup>	49,0	Bergeforsens Kraftaktiebolag, SE, Bispgården <sup>5)</sup>	40,0
Abwassergesellschaft Gehrden mbH, DE, Gehrden <sup>6)</sup>	49,0	Beteiligungsgesellschaft der Energieversorgungsunternehmen an der Kerntechnische Hilfsdienst GmbH GbR, DE, Karlsruhe <sup>6)</sup>	47,4
Abwassergesellschaft Ilmenau mbH, DE, Melbeck <sup>6)</sup>	49,0	Beteiligungsgesellschaft e.disnatur mbH, DE, Potsdam <sup>2)</sup>	100,0
Abwasserwirtschaft Fichtelberg GmbH, DE, Fichtelberg <sup>6)</sup>	25,0	BEW Bayreuther Energie- und Wasserversorgungs-GmbH, DE, Bayreuth <sup>5)</sup>	24,9
Abwasserwirtschaft Kunststadt GmbH, DE, Burgkunstadt <sup>6)</sup>	30,0	BHL Biomasse Heizanlage Lichtenfels GmbH, DE, Lichtenfels <sup>6)</sup>	25,1
Acme Group Limited, GB, Bury <sup>1)</sup>	100,0	BHO Biomasse Heizanlage Obernsees GmbH, DE, Hollfeld <sup>6)</sup>	40,7
Acme Technical Services Limited, GB, Bury <sup>1)</sup>	100,0	BHP Biomasse Heizwerk Pegnitz GmbH, DE, Pegnitz <sup>6)</sup>	46,5
Adria LNG d.o.o. za izradu studija, HR, Zagreb <sup>6)</sup>	39,2	Bio-Wärme Gräfelfing GmbH, DE, Gräfelfing <sup>6)</sup>	40,0
		Bioenergie Bad Füssing GmbH & Co. KG, DE, Bad Füssing <sup>6)</sup>	25,0
		Bioenergie Bad Füssing Verwaltungs-GmbH, DE, Bad Füssing <sup>6)</sup>	25,0
		Bioenergie Merzig GmbH, DE, Merzig <sup>2)</sup>	51,0
		Bioerdgas Hallertau GmbH, DE, Wolnzach <sup>2)</sup>	64,9

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)  
3) gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4) Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7) übrige Beteiligungen · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2014)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Bioerdgas Schwandorf GmbH, DE, Schwandorf <sup>2)</sup>	100,0	Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen AG & Co. oHG, DE, Gorleben <sup>6)</sup>	42,5
Biogas Ducherow GmbH, DE, Ducherow <sup>2)</sup>	80,0	DFTG - Deutsche Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Wilhelmshaven <sup>2)</sup>	90,0
Biogas Steyerberg GmbH, DE, Sarstedt <sup>2)</sup>	100,0	Distribuidora de Gas Cuyana S.A., AR, Mendoza <sup>6)</sup>	53,2
Bioheizwerk Rötze GmbH, DE, Rötze <sup>6)</sup>	25,0	Distribuidora de Gas del Centro S.A., AR, Córdoba <sup>6)</sup>	58,7
BIOPLYN Třeboň spol. s r.o., CZ, Třeboň <sup>6)</sup>	24,7	DKCE Debreceni Kombinált Ciklusú Erőmű Kft., HU, Debrecen <sup>2)</sup>	100,0
Biunisi Solar S.r.l., IT, Sassari <sup>2)</sup>	100,0	Donau-Wasserkraft Aktiengesellschaft, DE, München <sup>1)</sup>	100,0
BKW Biokraftwerke Fürstenwalde GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree <sup>6)</sup>	48,8	DOTI Deutsche-Offshore-Testfeld- und Infrastruktur-GmbH & Co. KG, DE, Oldenburg <sup>5)</sup>	26,3
Blåsjön Kraft AB, SE, Arbrå <sup>5)</sup>	50,0	DOTI Management GmbH, DE, Oldenburg <sup>6)</sup>	26,3
BMV Energie Beteiligungs GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree <sup>2)</sup>	100,0	DOTTO MORCONE S.r.l., IT, Mailand <sup>2)</sup>	100,0
BMV Energie GmbH & Co. KG, DE, Fürstenwalde/Spree <sup>6)</sup>	41,8	Dutchdelta Finance S.à r.l., LU, Luxemburg <sup>1)</sup>	100,0
Boiling Springs Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	E WIE EINFACH GmbH, DE, Köln <sup>1)</sup>	100,0
Braila Power S.A., RO, Chiscani village <sup>2)</sup>	69,8	E-Bio Kyjov s.r.o., CZ, Otrokovice <sup>2)</sup>	100,0
Brattmyrliiden Vind AB, SE, Malmö <sup>2)</sup>	100,0	e.dialog GmbH, DE, Potsdam <sup>2)</sup>	100,0
Breitbandnetz GmbH & Co. KG, DE, Breklum <sup>6)</sup>	20,0	E.DIS AG, DE, Fürstenwalde/Spree <sup>1)</sup>	67,0
Brunnshög Energi AB, SE, Malmö <sup>2)</sup>	100,0	e.discom Telekommunikation GmbH, DE, Rostock <sup>2)</sup>	100,0
BTB Bayreuther Thermalbad GmbH, DE, Bayreuth <sup>6)</sup>	33,3	e.disnatur Erneuerbare Energien GmbH, DE, Potsdam <sup>1)</sup>	100,0
Bursjöliden Vind AB, SE, Malmö <sup>2)</sup>	100,0	e.distherm Wärmedienstleistungen GmbH, DE, Schönefeld <sup>1)</sup>	100,0
Bützower Wärme GmbH, DE, Bützow <sup>6)</sup>	20,0	E.ON 10. Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
Carbiogas b.v., NL, Nuenen <sup>6)</sup>	33,3	E.ON Achtzehnte Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
Cardinal Wind Farm LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Anlagenservice GmbH, DE, Gelsenkirchen <sup>1)</sup>	100,0
Cattleman Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Argentina S.A., AR, Buenos Aires <sup>2)</sup>	100,0
Celle-Uelzen Netz GmbH, DE, Celle <sup>1)</sup>	97,5	E.ON Asset Management GmbH & Co. EEA KG, DE, Grünwald <sup>1), 8)</sup>	100,0
Celsius Sp. z o.o., PL, Skarżysko-Kamienna <sup>2)</sup>	87,8	E.ON Austria GmbH, AT, Wien <sup>1)</sup>	75,1
Centrale Solare di Fiumesanto S.r.l., IT, Sassari <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Bayern Verwaltungs AG, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
Centro Energia Ferrara S.p.A, IT, Rom <sup>5)</sup>	58,4	E.ON Belgium N.V., BE, Brüssel <sup>1)</sup>	100,0
Centro Energia Teverola S.p.A, IT, Rom <sup>5)</sup>	58,4	E.ON Benelux CCS Project B.V., NL, Rotterdam <sup>2)</sup>	100,0
Českomoravská distribuce s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>6)</sup>	50,0	E.ON Benelux Geothermie B.V., NL, Rotterdam <sup>2)</sup>	100,0
Champion WF Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Benelux Holding b.v., NL, Rotterdam <sup>1)</sup>	100,0
Champion Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Benelux Levering b.v., NL, Eindhoven <sup>1)</sup>	100,0
CHN Contractors Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Benelux N.V., NL, Rotterdam <sup>1)</sup>	100,0
CHN Electrical Services Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Beteiligungen GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0
CHN Group Ltd, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Bioerdgas GmbH, DE, Essen <sup>1)</sup>	100,0
CHN Special Projects Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Biofor Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
Citigen (London) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Brasil Energia LTDA., BR, City of São Paulo <sup>2)</sup>	100,0
Colonia-Cluj-Napoca-Energie S.R.L., RO, Cluj <sup>6)</sup>	33,3	E.ON Business Services Benelux B.V., NL, Rotterdam <sup>2)</sup>	100,0
COMPANÍA EÓLICA ARAGONESA, S.A., ES, Zaragoza <sup>4)</sup>	50,0	E.ON Business Services Berlin GmbH, DE, Berlin <sup>2)</sup>	100,0
Cordova Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Business Services Cluj S.R.L., RO, Cluj <sup>2)</sup>	100,0
Cottam Development Centre Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Business Services Czech Republic s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>2)</sup>	100,0
CT Services Holdings Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Business Services GmbH, DE, Hannover <sup>1)</sup>	100,0
Dampfversorgung Ostsee-Molkerei GmbH, DE, Wismar <sup>6)</sup>	50,0		
DD Brazil Holdings S.à r.l., LU, Luxemburg <sup>1)</sup>	100,0		
DD Turkey Holdings S.à r.l., LU, Luxemburg <sup>1)</sup>	100,0		
Deutsche Flüssigerdgas Terminal oHG, DE, Essen <sup>2)</sup>	90,0		

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)  
3) gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4) Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7) übrige Beteiligungen · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2014)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
E.ON Business Services Hannover GmbH, DE, Hannover <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Connecting Energies GmbH, DE, Essen <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Business Services Hungary Kft., HU, Budapest <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Connecting Energies Italia S.r.l., IT, Mailand <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Business Services Iași S.R.L., RO, Iași <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Connecting Energies Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Business Services Italia S.r.l., IT, Mailand <sup>2)</sup>	100,0	E.ON (Cross-Border) Pension Trustees Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Business Services Regensburg GmbH, DE, Regensburg <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Czech Holding AG, DE, München <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Business Services Slovakia spol. s.r.o., SK, Bratislava <sup>2)</sup>	51,0	E.ON Danmark A/S, DK, Frederiksberg <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Business Services Sverige AB, SE, Malmö <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Dél-dunántúli Áramhálózati Zrt., HU, Pécs <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Carbon Sourcing North America LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Dél-dunántúli Gázhálózati Zrt., HU, Pécs <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Česká republika, s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Distribuce, a.s., CZ, České Budějovice <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Citiri Contoare S.A., RO, Târgu Mureș <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Distribución, S.L., ES, Santander <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables Canada Ltd., CA, Saint John <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Distribuție România S.A., RO, Târgu Mureș <sup>1)</sup>	61,8
E.ON Climate & Renewables Carbon Sourcing Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	E.ON E&P Algeria GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables Carbon Sourcing Pte Ltd, SG, Singapur <sup>2)</sup>	100,0	E.ON E&P Norge AS, NO, Stavanger <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables France Solar S.A.S., FR, Paris <sup>1)</sup>	100,0	E.ON E&P UK Energy Trading Limited, GB, London <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables GmbH, DE, Essen <sup>1)</sup>	100,0	E.ON E&P UK EU Limited, GB, London <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables Italia S.r.l., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0	E.ON E&P UK Limited, GB, London <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables Italia Solar S.r.l., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0	E.ON edis Contracting GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables North America LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	E.ON edis energia Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Biomass Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Elektrárne s.r.o., SK, Trakovice <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Blyth Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Elnät Kramfors AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Developments Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Elnät Stockholm AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Humber Wind Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Elnät Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energia S.p.A., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK London Array Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energía, S.L., ES, Santander <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Offshore Wind Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energiakereskedelmi Kft, HU, Budapest <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Operations Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energiaszolgáltató Kft., HU, Budapest <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Rampion Offshore Wind Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energiatermelő Kft., HU, Debrecen <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Robin Rigg East Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energie 25. Beteiligungs-GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Robin Rigg West Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energie 38. Beteiligungs-GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Wind Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energie 39. Beteiligungs-GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Zone Six Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energie AG, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Comercializadora de Último Recurso S.L., ES, Santander <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Energie Deutschland GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	100,0
		E.ON Energie Deutschland Holding GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	99,8
		E.ON Energie Dialog GmbH, DE, Potsdam <sup>2)</sup>	100,0
		E.ON Energie Kundenservice GmbH, DE, Landshut <sup>1)</sup>	100,0
		E.ON Energie Odnawialne Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>1)</sup>	100,0
		E.ON Energie Real Estate Investment GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
		E.ON Energie România S.A., RO, Târgu Mureș <sup>1)</sup>	53,4
		E.ON Energie, a.s., CZ, České Budějovice <sup>1)</sup>	100,0
		E.ON Energies Renouvelables S.A.S., FR, Paris <sup>1)</sup>	100,0
		E.ON Energihandel Nordic AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
		E.ON Energy Gas (Eastern) Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
		E.ON Energy Gas (Northwest) Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
		E.ON Energy Projects GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	100,0

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)  
3) gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4) Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7) übrige Beteiligungen · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS



## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2014)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
E.ON Energy Sales GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Gruga Objektgesellschaft mbH & Co. KG, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Energy Sales Polska Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Hálózati Szolgáltató Kft. „v.a.”, HU, Pécs <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Energy Services, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Human Resources International GmbH, DE, Hannover <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Energy Solutions GmbH, DE, Unterschleißheim <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Hungária Energetikai Zártkörűen Működő Részvénytársaság, HU, Budapest <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy Solutions Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Iberia Holding GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON Energy Southern Africa (Pty) Ltd., ZA, Sandton <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Iberia Services, S.L., ES, Málaga <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy Storage GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Inhouse Consulting GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Energy Trading NL Staff Company 2 B.V., NL, Rotterdam <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Innovation Co-Investments Inc., US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Energy Trading NL Staff Company B.V., NL, Rotterdam <sup>2)</sup>	100,0	E.ON INTERNATIONAL FINANCE B.V., NL, Rotterdam <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy Trading S.p.A., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Invest GmbH, DE, Grünwald <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Energy Trading Srbija d.o.o., RS, Belgrad <sup>2)</sup>	100,0	E.ON IT UK Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Energy Trading UK Staff Company Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Italia S.p.A., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Energy UK Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Kärnkraft Finland AB, FI, Kajaani <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Erőművek Termelő és Üzemeltető Kft., HU, Budapest <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Kärnkraft Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON España, S.L., ES, Santander <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Kernkraft GmbH, DE, Hannover <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Észak-dunántúli Áramhálózati Zrt., HU, Győr <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Közép-dunántúli Gázhálózati Zrt., HU, Nagykanizsa <sup>1)</sup>	99,8
E.ON Europa, S.L., ES, Santander <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Kraftwerke 6. Beteiligungs-GmbH, DE, Hannover <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Exploration & Production GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Kraftwerke GmbH, DE, Hannover <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Facility Management GmbH, DE, München <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Kundenservice GmbH, DE, Landshut <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Fastigheter Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Kundsupport Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Fernwärme GmbH, DE, Gelsenkirchen <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Finanzanlagen GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Mälarkraft Värme AB, SE, Örebro <sup>1)</sup>	99,8
E.ON First Future Energy Holding B.V., NL, Rotterdam <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Metering GmbH, DE, Unterschleißheim <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Försäkring Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON NA Capital LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Försäljning Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON NA Investments LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
E.ON France Energy Solutions S.A.S, FR, Paris <sup>1)</sup>	100,0	E.ON New Build & Technology B.V., NL, Rotterdam <sup>2)</sup>	100,0
E.ON France Power S.A.S, FR, Paris <sup>1)</sup>	100,0	E.ON New Build & Technology BVBA, BE, Vilvoorde <sup>2)</sup>	100,0
E.ON France S.A.S, FR, Paris <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Nord Sverige AB, SE, Stockholm <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Gas Mobil GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Nordic AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Gas Storage GmbH, DE, Essen <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Off Grid Solution GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Gas Storage UK Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Perspekt GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Gas Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Portfolio Solution GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Gashandel Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Power Innovation Pty Ltd, AU, Brisbane <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Gasification Development AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Power Plants Belgium BVBA, BE, Brüssel <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Gazdasági Szolgáltató Kft., HU, Győr <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Produktion Danmark A/S, DK, Frederiksberg <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Generación, S.L., ES, Santander <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Produzione Centrale Livorno Ferraris S.p.A., IT, Mailand <sup>1)</sup>	75,0
E.ON Generation Belgium N.V., BE, Vilvoorde <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Produzione S.p.A., IT, Sassari <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Generation GmbH, DE, Hannover <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Project Earth Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Global Commodities North America LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Provence Biomasse S.A.R.L, FR, Paris <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Global Commodities SE, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0	E.ON RAG Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Gruga Geschäftsführungsgesellschaft mbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0	E.ON RE Investments LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)

3) gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4) Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7) übrige Beteiligungen · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2014)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
E.ON Real Estate GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0	E.ON UK PS Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Regenerabile România S.R.L., RO, Iași <sup>2)</sup>	100,0	E.ON UK Retail Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Renovables Financiera, S.L., ES, Madrid <sup>2)</sup>	100,0	E.ON UK Secretaries Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Renovables, S.L., ES, Madrid <sup>1)</sup>	100,0	E.ON UK Technical Services Limited, GB, Edinburgh <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Renovaveis Portugal, SGPS S.A., PT, Lissabon <sup>1)</sup>	100,0	E.ON UK Trustees Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Retail Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	E.ON US Corporation, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Rhein-Ruhr Ausbildungs-GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0	E.ON US Energy LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Risk Consulting GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0	E.ON US Holding GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0
E.ON România S.R.L., RO, Târgu Mureș <sup>1)</sup>	90,2	E.ON Varme Danmark ApS, DK, Frederiksberg <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas Austria GmbH, AT, Wien <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Värme Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas BBL B.V., NL, Rotterdam <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Värme Timrå AB, SE, Sundsvall <sup>1)</sup>	90,9
E.ON Ruhrgas GPA GmbH, DE, Essen <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Värmekraft Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas International GmbH, DE, Essen <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Vattenkraft Sverige AB, SE, Sundsvall <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas Nigeria Limited, NG, Abuja <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Verwaltungs AG Nr. 1, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Ruhrgas Portfolio GmbH, DE, Essen <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Vierundzwanzigste Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Russia Beteiligungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Wind Denmark AB, SE, Malmö <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Russia Holding GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Wind Kårehamn AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Sechzehnte Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0	E.ON Wind Norway AB, SE, Malmö <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Service GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0	E.ON Wind Resources AB, SE, Malmö <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Servicii Clienti S.R.L., RO, Târgu Mureș <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Wind Services A/S, DK, Rødby <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Servicii S.R.L., RO, Târgu Mureș <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Wind Sweden AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Servicii Tehnice S.R.L., RO, Târgu Mureș <sup>1)</sup>	100,0	E.ON Zweiundzwanzigste Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Servisní, s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>1)</sup>	100,0	East Midlands Electricity Distribution Holdings, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Slovensko, a.s., SK, Bratislava <sup>1)</sup>	100,0	East Midlands Electricity Distribution Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Smart Living AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	East Midlands Electricity Generation (Corby) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Sverige AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0	East Midlands Electricity Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Technologies (Ratcliffe) Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	East Midlands Electricity Share Scheme Trustees Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Technologies GmbH, DE, Gelsenkirchen <sup>1)</sup>	100,0	EASYPCHARGE.me GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Tiszántúli Áramhálózati Zrt., HU, Debrecen <sup>1)</sup>	100,0	EAV Beteiligungs-GmbH, DE, Helmstedt <sup>1)</sup>	100,0
E.ON Trend s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>1)</sup>	100,0	EBY Immobilien GmbH & Co. KG, DE, Regensburg <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Turkey Enerji Anonim Şirketi, TR, Istanbul <sup>2)</sup>	100,0	EBY kaufmännische Energiedienstleistungen GmbH, DE, Regensburg <sup>2)</sup>	100,0
E.ON Ügyfélszolgálati Kft., HU, Budapest <sup>1)</sup>	100,0	EBY Port 1 GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	100,0
E.ON UK CHP Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	EBY Port 3 GmbH, DE, Regensburg <sup>1)</sup>	100,0
E.ON UK CoGeneration Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	EBY Port 5 GmbH, DE, Regensburg <sup>2)</sup>	100,0
E.ON UK Directors Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	EBY technische Energiedienstleistungen GmbH, DE, Regensburg <sup>2)</sup>	100,0
E.ON UK Energy Lincoln Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	EC&R Asset Management, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
E.ON UK Energy Services Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	EC&R Canada Ltd., CA, Saint John <sup>1)</sup>	100,0
E.ON UK Gas Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	EC&R Development, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
E.ON UK Holding Company Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0		
E.ON UK Industrial Shipping Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0		
E.ON UK Ironbridge Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0		
E.ON UK Pension Trustees Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0		
E.ON UK plc, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0		
E.ON UK Property Services Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0		

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)  
 3) gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4) Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7) übrige Beteiligungen · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2014)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
EC&R Energy Marketing, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Energie-Wende-Garching Verwaltungs-GmbH, DE, Garching <sup>6)</sup>	50,0
EC&R Ft. Huachuca Solar, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	Energieerzeugungswerke Geesthacht GmbH, DE, Geesthacht <sup>6)</sup>	33,4
EC&R Grandview Holdco LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	Energienetze Bayern GmbH, DE, Regensburg <sup>1)</sup>	100,0
EC&R Investco EPC Mgmt, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	Energienetze Schaaflheim GmbH, DE, Regensburg <sup>2)</sup>	100,0
EC&R Investco Mgmt II, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Energieversorgung Alzenau GmbH (EVA), DE, Alzenau <sup>6)</sup>	69,5
EC&R Investco Mgmt, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Energieversorgung Buching-Trauchgau (EBT) Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Halblech <sup>6)</sup>	50,0
EC&R Magicat Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Energieversorgung Putzbrunn GmbH & Co. KG, DE, Putzbrunn <sup>6)</sup>	50,0
EC&R NA Solar PV, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	Energieversorgung Putzbrunn Verwaltungs GmbH, DE, Putzbrunn <sup>6)</sup>	50,0
EC&R O&M, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Energieversorgung Sehnde GmbH, DE, Sehnde <sup>6)</sup>	30,0
EC&R Panther Creek Wind Farm III, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Energieversorgung Vechelde GmbH & Co KG, DE, Vechelde <sup>6)</sup>	49,0
EC&R QSE, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Energiewerke Isernhagen GmbH, DE, Isernhagen <sup>6)</sup>	49,0
EC&R Services, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Energiewerke Osterburg GmbH, DE, Osterburg (Altmark) <sup>6)</sup>	49,0
EC&R Sherman, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	Energy Collection Services Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
EC&R Solar Development, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	Enerji Almanyia GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
Economy Power Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Enerjisa Enerji A.Ş., TR, Istanbul <sup>4)</sup>	50,0
EEP 2. Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	ENEVA Participações S.A., BR, Rio de Janeiro <sup>4)</sup>	50,0
EEP Kraftwerksgesellschaft Obernburg mbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	ENEVA S.A., BR, Rio de Janeiro <sup>4)</sup>	42,9
EFG Erdgas Forchheim GmbH, DE, Forchheim <sup>6)</sup>	24,9	Enfield Energy Centre Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
EFR CEE Szolgáltató Kft., HU, Budapest <sup>6)</sup>	25,0	Eólica de Levante, S.L., ES, Alicante <sup>6)</sup>	25,0
EFR Europäische Funk-Rundsteuerung GmbH, DE, München <sup>6)</sup>	39,9	Eólica de São Julião, Lda, PT, Lissabon <sup>5)</sup>	45,0
EGC UAE SUPPLY & PROCESSING LTD FZE, AE, Fujairah free zone <sup>2)</sup>	100,0	Eoliser Serviços de Gestão para parques eólicos, Lda, PT, Lissabon <sup>1)</sup>	100,0
EH-SZER Energetikai és Távközlési Hálózatépítő és Szerelő Kft., HU, Győr <sup>1)</sup>	100,0	EOS PAX IIA, S.L., ES, Santiago de Compostela <sup>5)</sup>	48,5
Ekopur d.o.o., SI, Ljubljana <sup>2)</sup>	100,0	EPS Polska Holding Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>1)</sup>	100,0
Elecdey CARCELÉN, S.A., ES, Albacete <sup>5)</sup>	23,0	Ergon Energia S.r.l. in liquidazione, IT, Brescia <sup>6)</sup>	50,0
Electricity ON XXI, S.L., ES, Albacete <sup>2)</sup>	100,0	Ergon Holding Company Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
Elektrizitätswerk Schwandorf GmbH, DE, Schwandorf <sup>2)</sup>	100,0	Ergon Holdings Ltd, MT, St. Julians <sup>1)</sup>	100,0
Elevate Wind Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>4)</sup>	50,0	Ergon Insurance Ltd, MT, St. Julians <sup>1)</sup>	100,0
ELICA S.r.l., IT, Mailand <sup>2)</sup>	100,0	Ergon Nominees Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
Elmregia GmbH, DE, Schöningen <sup>6)</sup>	49,0	Ergon Overseas Holdings Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Első Magyar Szélerőmű Kft., HU, Kulcs <sup>2)</sup>	74,7	Ergosud S.p.A., IT, Rom <sup>3)</sup>	50,0
Elverket Vallentuna AB, SE, Vallentuna <sup>5)</sup>	43,4	ESN EnergieSystemeNord GmbH, DE, Schwentinental <sup>6)</sup>	47,5
EME Distribution No. 2 Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Esperanto Infrastructure II S.à r.l., LU, Luxemburg <sup>5)</sup>	49,0
ENACO Energieanlagen- und Kommunikationstechnik GmbH, DE, Maisach <sup>6)</sup>	26,0	etatherm GmbH, DE, Potsdam <sup>6)</sup>	25,5
Energest S.r.l., IT, Mira (VE) <sup>2)</sup>	100,0	Etzel Gas-Lager GmbH & Co. KG, DE, Friedeburg-Etzel <sup>5)</sup>	75,2
Energetika Malenovice, a.s., CZ, Zlín-Malenovice <sup>2)</sup>	100,0	Etzel Gas-Lager Management GmbH, DE, Friedeburg-Etzel <sup>6)</sup>	75,2
Energetyka Cieplna Opolszczyzny S.A., PL, Opole <sup>6)</sup>	45,7	Evantec GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
Energia Eolica Sud S.r.l., IT, Mailand <sup>2)</sup>	100,0	EVG Energieversorgung Gemünden GmbH, DE, Gemünden am Main <sup>6)</sup>	49,0
Energie und Wasser Potsdam GmbH, DE, Potsdam <sup>5)</sup>	35,0	EVU Services GmbH, DE, Neumünster <sup>2)</sup>	100,0
Energie und Wasser Wahlstedt/Bad Segeberg GmbH & Co. KG (ews), DE, Bad Segeberg <sup>6)</sup>	50,1	EWC Windpark Cuxhaven GmbH, DE, München <sup>6)</sup>	50,0
Energie-Agentur Weyhe GmbH, DE, Weyhe <sup>6)</sup>	50,0		
Energie-Wende-Garching GmbH & Co. KG, DE, Garching <sup>6)</sup>	50,0		

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)  
3) gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4) Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7) übrige Beteiligungen · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2014)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
ews Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Bad Segeberg <sup>6)</sup>	50,2	Gemeindewerke Wietze GmbH, DE, Wietze <sup>6)</sup>	49,0
Exporting Commodities International LLC, US, Marlton <sup>5)</sup>	49,0	Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde GmbH & Co. oHG, DE, Emmerthal <sup>1)</sup>	100,0
EZV Energie- und Service GmbH & Co. KG Unterrhein, DE, Wörth am Main <sup>6)</sup>	28,9	Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde Management GmbH, DE, Emmerthal <sup>2)</sup>	83,2
EZV Energie- und Service Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Wörth am Main <sup>6)</sup>	28,8	Gemeinschaftskernkraftwerk Isar 2 GmbH, DE, Essenbach <sup>2)</sup>	75,0
Falkenbergs Biogas AB, SE, Malmö <sup>2)</sup>	65,0	Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH, DE, Vohburg <sup>1)</sup>	50,2
Farma Wiatrowa Barzowice Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>1)</sup>	100,0	Gemeinschaftskraftwerk Kiel Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Kiel <sup>6)</sup>	50,0
Fernwärmeversorgung Freising Gesellschaft mit beschränkter Haftung (FFG), DE, Freising <sup>6)</sup>	50,0	Gemeinschaftskraftwerk Veltheim Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Porta Westfalica <sup>1)</sup>	66,7
Fernwärmeversorgung Herne GmbH, DE, Herne <sup>6)</sup>	50,0	Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH & Co. oHG, DE, Emmerthal <sup>1)</sup>	66,7
FIDELIA Holding LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Geólica Magallón, S.L, ES, Zaragoza <sup>5)</sup>	36,2
Fitas Verwaltung GmbH & Co. Dritte Vermietungs-KG, DE, Pullach i. Isartal <sup>2)</sup>	90,0	Geothermie-Wärmegesellschaft Braunau-Simbach mbH, AT, Braunau am Inn <sup>6)</sup>	20,0
FITAS Verwaltung GmbH & Co. REGIUM-Objekte KG, DE, Pullach i. Isartal <sup>2)</sup>	90,0	Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH, DE, Kiel <sup>6)</sup>	33,3
Flatlands Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	GfS Gesellschaft für Simulatorschulung mbH, DE, Essen <sup>6)</sup>	41,7
Forest Creek Investco, Inc., US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	GHD Bayernwerk Natur GmbH & Co. KG, DE, Dingolfing <sup>2)</sup>	75,0
Forest Creek WF Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	GLG Netz GmbH, DE, Gifhorn <sup>1)</sup>	100,0
Forest Creek Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH, DE, Essen <sup>6)</sup>	48,0
Fortuna Solar, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	GOLLIPP Bioerdgas GmbH & Co KG, DE, Gollhofen <sup>6)</sup>	50,0
Freya Bunde-Etzel GmbH & Co. KG, DE, Essen <sup>4)</sup>	60,0	GOLLIPP Bioerdgas Verwaltungs GmbH, DE, Nürnberg <sup>6)</sup>	50,0
Gas-Union GmbH, DE, Frankfurt/Main <sup>5)</sup>	23,6	Gondoskodás-Egymásért Alapítvány, HU, Debrecen <sup>2)</sup>	100,0
Gasag Berliner Gaswerke Aktiengesellschaft, DE, Berlin <sup>5)</sup>	36,9	Grandview Wind Farm II, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
Gasnetzgesellschaft Laatzen-Süd mbH, DE, Laatzen <sup>6)</sup>	49,0	Grandview Wind Farm III, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
Gasspeicher Lehrte GmbH, DE, Helmstedt <sup>2)</sup>	100,0	Grandview Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>4)</sup>	50,0
Gasversorgung Bad Rodach GmbH, DE, Bad Rodach <sup>6)</sup>	50,0	Green Sky Energy Limited, GB, Bury <sup>1)</sup>	100,0
Gasversorgung Ebermannstadt GmbH, DE, Ebermannstadt <sup>6)</sup>	50,0	GrönGas Partner A/S, DK, Hirtshals <sup>6)</sup>	50,0
Gasversorgung im Landkreis Gifhorn GmbH (GLG), DE, Wolfsburg <sup>1)</sup>	95,0	Guyane Conhilac Energies sarl, FR, La Ciotat <sup>2)</sup>	100,0
Gasversorgung Unterfranken Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Würzburg <sup>5)</sup>	49,0	Hamburg Netz GmbH, DE, Hamburg <sup>1)</sup>	74,9
Gasversorgung Vorpommern GmbH, DE, Trassenheide <sup>6)</sup>	49,0	Hamburger Hof Versicherungs-Aktiengesellschaft, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0
Gasversorgung Wismar Land GmbH, DE, Lübow <sup>6)</sup>	49,0	Hams Hall Management Company Limited, GB, Coventry <sup>6)</sup>	46,6
Gasversorgung Wunsiedel GmbH, DE, Wunsiedel <sup>6)</sup>	50,0	HanseWerk AG, DE, Quickborn <sup>1)</sup>	69,0
Gelsenberg GmbH & Co. KG, DE, Düsseldorf <sup>1), 8)</sup>	100,0	HanseWerk Natur GmbH, DE, Hamburg <sup>1)</sup>	100,0
Gelsenberg Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0	Harzwasserwerke GmbH, DE, Hildesheim <sup>5)</sup>	20,8
Gelsenwasser Beteiligungs-GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	Havelstrom Zehdenick GmbH, DE, Zehdenick <sup>6)</sup>	49,0
Gem. Ges. zur Förderung des E.ON Energy Research Center mbH, DE, Aachen <sup>6)</sup>	50,0	Heizwerk Holzverwertungsgenossenschaft Stiftland eG & Co. oHG, DE, Neualbenreuth <sup>6)</sup>	50,0
Gemeindewerke Gräfelfing GmbH & Co. KG, DE, Gräfelfing <sup>6)</sup>	49,0	Helioenergy Electricidad Dos, S.A., ES, Sevilla <sup>4)</sup>	50,0
Gemeindewerke Gräfelfing Verwaltungs GmbH, DE, Gräfelfing <sup>6)</sup>	49,0	Helioenergy Electricidad Uno, S.A., ES, Sevilla <sup>4)</sup>	50,0
Gemeindewerke Leck GmbH, DE, Leck <sup>6)</sup>	49,9	HEMAB Elförsäljning AB, SE, Malmö <sup>1)</sup>	100,0
Gemeindewerke Uetze GmbH, DE, Uetze <sup>6)</sup>	49,0	Hermann Seippel-Unterstützungseinrichtung GmbH i. L., DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0
Gemeindewerke Wedemark GmbH, DE, Wedemark <sup>6)</sup>	49,0		

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)  
3) gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4) Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7) übrige Beteiligungen · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2014)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
HEUREKA-Gamma AG, CH, Baden-Dättwil <sup>2)</sup>	100,0	KommEnergie Erzeugungs GmbH, DE, Eichenau <sup>6)</sup>	100,0
HGC Hamburg Gas Consult GmbH, DE, Hamburg <sup>2)</sup>	100,0	KommEnergie GmbH, DE, Eichenau <sup>6)</sup>	67,0
Hochtemperatur-Kernkraftwerk GmbH (HKG), Gemeinsames europäisches Unternehmen, DE, Hamm <sup>6)</sup>	26,0	Kommunale Energieversorgung GmbH Eisenhüttenstadt, DE, Eisenhüttenstadt <sup>6)</sup>	49,0
Högbypörp Kraftvärme AB, SE, Malmö <sup>2)</sup>	100,0	Kommunale Klimaschutzgesellschaft Landkreis Celle gemeinnützige GmbH, DE, Celle <sup>6)</sup>	25,0
Holford Gas Storage Limited, GB, Edinburgh <sup>1)</sup>	100,0	Kommunale Klimaschutzgesellschaft Landkreis Uelzen gemeinnützige GmbH, DE, Celle <sup>6)</sup>	25,0
Holsteiner Wasser GmbH, DE, Neumünster <sup>6)</sup>	50,0	Kraftwerk Buer GbR, DE, Gelsenkirchen <sup>6)</sup>	50,0
HSN Magdeburg GmbH, DE, Magdeburg <sup>1)</sup>	74,9	Kraftwerk Burghausen GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	100,0
HUGE Kft., HU, Budapest <sup>2)</sup>	100,0	Kraftwerk Hattorf GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	100,0
Hydropower Evolutions GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0	Kraftwerk Plattling GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	100,0
Inadale Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Kraftwerk Schkopau Betriebsgesellschaft mbH, DE, Schkopau <sup>1)</sup>	55,6
Induboden GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2)</sup>	100,0	Kraftwerk Schkopau GbR, DE, Schkopau <sup>1)</sup>	58,1
Induboden GmbH & Co. Grundstücksgesellschaft OHG, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0	Kraftwerks-Simulator-Gesellschaft mbH, DE, Essen <sup>6)</sup>	41,7
Induboden GmbH & Co. Industrierwerte OHG, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0	Kurgan Grundstücks-Verwaltungsgesellschaft mbH & Co. oHG, DE, Grünwald <sup>1)</sup>	90,0
Industriekraftwerk Greifswald GmbH, DE, Kassel <sup>6)</sup>	49,0	LandE GmbH, DE, Wolfsburg <sup>1)</sup>	69,6
Industry Development Services Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Landwehr Wassertechnik GmbH, DE, Schöppenstedt <sup>2)</sup>	100,0
InfraServ-Bayernwerk Gendorf GmbH, DE, Burgkirchen/Alz <sup>6)</sup>	50,0	Langerlo N.V., BE, Genk <sup>2)</sup>	100,0
Infrastrukturgesellschaft Stadt Nienburg/Weser mbH, DE, Nienburg/Weser <sup>6)</sup>	49,9	Lighting for Staffordshire Holdings Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	60,0
Intelligent Maintenance Systems Limited, GB, Milton Keynes <sup>6)</sup>	25,0	Lighting for Staffordshire Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0
Inversora de Gas Cuyana S.A., AR, Mendoza <sup>6)</sup>	24,0	Lillo Energy NV, BE, Beveren/Antwerpen <sup>6)</sup>	50,0
Inversora de Gas del Centro S.A., AR, Buenos Aires <sup>6)</sup>	75,0	Limfjords Bioenergi ApS, DK, Frederiksberg <sup>2)</sup>	78,0
Inwestycyjna Spółka Energetyczna-IRB Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>6)</sup>	50,0	Limited Liability Company E.ON IT, RU, Moskau <sup>2)</sup>	100,0
Isam-Immobilien-GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	London Array Limited, GB, Coventry <sup>6)</sup>	30,0
Jihočeská plynárenská, a.s., CZ, České Budějovice <sup>2)</sup>	100,0	LSW Energie Verwaltungs-GmbH, DE, Wolfsburg <sup>6)</sup>	57,0
Kalmar Energi Försäljning AB, SE, Kalmar <sup>6)</sup>	40,0	LSW Holding GmbH & Co. KG, DE, Wolfsburg <sup>5)</sup>	57,0
Kalmar Energi Holding AB, SE, Kalmar <sup>5)</sup>	50,0	LSW Holding Verwaltungs-GmbH, DE, Wolfsburg <sup>6)</sup>	57,0
Kärnkraftsäkerhet & Utbildning AB, SE, Nyköping <sup>6)</sup>	25,0	LSW Netz Verwaltungs-GmbH, DE, Wolfsburg <sup>6)</sup>	57,0
Kasson Manteca Solar LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH, DE, Essen <sup>1)</sup>	100,0
Kernkraftwerk Brokdorf GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg <sup>1)</sup>	80,0	LUMEN DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY, s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>6)</sup>	34,0
Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg <sup>5)</sup>	33,3	LUMEN SYNERGY s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>6)</sup>	34,0
Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH, DE, Gundremmingen <sup>5)</sup>	25,0	Luminar S.r.l., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0
Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg <sup>3)</sup>	50,0	Luna Lüneburg GmbH, DE, Lüneburg <sup>6)</sup>	49,0
Kernkraftwerk Stade GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg <sup>1)</sup>	66,7	Maasvlakte CCS Project B.V., NL, Rotterdam <sup>6)</sup>	50,0
Kernkraftwerke Isar Verwaltungs GmbH, DE, Essenbach <sup>1)</sup>	100,0	Magic Valley Wind Farm II, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
KGW - Kraftwerk Grenzach-Wyhlen GmbH, DE, München <sup>1)</sup>	69,8	Magicat Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>5)</sup>	20,0
Klåvbens AB, SE, Olofström <sup>6)</sup>	50,0	Mainkraftwerk Schweinfurt Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, München <sup>2)</sup>	75,0
Kokereigasnetz Ruhr GmbH, DE, Essen <sup>2)</sup>	100,0	Maricopa East Solar PV, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
Kolbäckens Kraft KB, SE, Sundsvall <sup>1)</sup>	100,0	Maricopa East Solar PV 2, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
Komáromi Kogenerációs Erőmű Kft., HU, Győr <sup>2)</sup>	100,0	Maricopa West Solar PV 2, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
		Maricopa West Solar PV, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)

3) gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4) Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7) übrige Beteiligungen · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS



Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2014)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Matrix Control Solutions Limited, GB, Bury <sup>1)</sup>	100,0	Nord Stream AG, CH, Zug <sup>5)</sup>	15,5
MEON Pensions GmbH & Co. KG, DE, Grünwald <sup>1), 8)</sup>	100,0	NORD-direkt GmbH, DE, Neumünster <sup>2)</sup>	100,0
MEON Verwaltungs GmbH, DE, Grünwald <sup>2)</sup>	100,0	Nordzucker Bioerdgas GmbH & Co. KG, DE, Braunschweig <sup>2)</sup>	50,0
Metegra GmbH, DE, Laatzen <sup>6)</sup>	25,0	Nordzucker Bioerdgas Verwaltung-GmbH, DE, Braunschweig <sup>2)</sup>	50,0
Meter Services Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Northeolic Montebuño, S.L., ES, Madrid <sup>2)</sup>	75,0
Metering Services Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	NYKCE Nyiregyházi Kombinált Ciklusú Erőmű Kft., HU, Nyiregyháza <sup>2)</sup>	100,0
METHA-Methanhandel GmbH, DE, Essen <sup>1)</sup>	100,0	OAo E.ON Russia, RU, Surgut <sup>1)</sup>	83,7
MFG Flughafen-Grundstücksverwaltungsgesellschaft mbH & Co. Gamma oHG i.L., DE, Grünwald <sup>2)</sup>	90,0	OAo Severneftegazprom, RU, Krasnoselkup <sup>5)</sup>	25,0
Midlands Electricity Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	OAo Shaturskaya Upravlyayushchaya Kompaniya, RU, Shatura <sup>1)</sup>	51,0
Midlands Gas Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Obere Donau Kraftwerke Aktiengesellschaft, DE, München <sup>2)</sup>	60,0
Midlands Generation (Overseas) Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Oebisfelder Wasser und Abwasser GmbH, DE, Oebisfelde <sup>6)</sup>	49,0
Midlands Power (UK) Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Offshore Trassenplanungs GmbH i. L., DE, Hannover <sup>2)</sup>	50,0
Midlands Power International Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Offshore-Windpark Beta Baltic GmbH, DE, Hamburg <sup>2)</sup>	100,0
Midlands Sales Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Offshore-Windpark Delta Nordsee GmbH, DE, Hamburg <sup>2)</sup>	100,0
Mittlere Donau Kraftwerke Aktiengesellschaft, DE, München <sup>2)</sup>	60,0	OHA B.V., NL, Eindhoven <sup>2)</sup>	53,3
Montan GmbH Assekuranz-Makler, DE, Düsseldorf <sup>6)</sup>	44,3	OKG AB, SE, Oskarshamn <sup>1)</sup>	54,5
Monte Elva Solar S.r.l., IT, Sassari <sup>1)</sup>	100,0	OLT Offshore LNG Toscana S.p.A., IT, Mailand <sup>4)</sup>	48,2
Mosoni-Duna Menti Szélerőmű Kft., HU, Győr <sup>2)</sup>	100,0	OOO E.ON Connecting Energies, RU, Moskau <sup>1)</sup>	100,0
Munnsville Investco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	OOO E.ON E&P Russia, RU, Moskau <sup>2)</sup>	100,0
Munnsville WF Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	OOO Noginskiy Teplovoy Zentr, RU, Moskau <sup>1)</sup>	67,0
Munnsville Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	OOO Teplosbyt, RU, Shatura <sup>1)</sup>	100,0
Netz Veltheim GmbH, DE, Porta Westfalica <sup>1)</sup>	66,7	Oskarshamns Energi AB, SE, Oskarshamn <sup>5)</sup>	50,0
Netz- und Windservice (NWS) GmbH, DE, Schwerin <sup>2)</sup>	100,0	Östersjöfrakt AB, SE, Örebro <sup>2)</sup>	80,0
Netzanschluss Mürow Oberdorf GbR, DE, Bremerhaven <sup>6)</sup>	34,8	Östrand Energi AB, SE, Sundsvall <sup>1)</sup>	100,0
Netzgesellschaft Bad Münde GmbH & Co. KG, DE, Bad Münde <sup>6)</sup>	49,0	Panrusgáz Zrt., HU, Budapest <sup>6)</sup>	25,0
Netzgesellschaft Barsinghausen GmbH & Co. KG, DE, Barsinghausen <sup>6)</sup>	49,0	Panther Creek Solar, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
Netzgesellschaft Gehrden mbH, DE, Gehrden <sup>6)</sup>	49,0	Panther Creek Wind Farm I&II, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
Netzgesellschaft Hemmingen mbH, DE, Hemmingen <sup>6)</sup>	49,0	Parque Eólico Barlavento, S.A., PT, Lissabon <sup>1)</sup>	90,0
Netzgesellschaft Hildesheimer Land GmbH & Co. KG, DE, Giesen <sup>6)</sup>	49,0	Patriot Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
Netzgesellschaft Hildesheimer Land Verwaltung GmbH, DE, Giesen <sup>6)</sup>	49,0	Pecém II Participações S.A., BR, Rio de Janeiro <sup>4)</sup>	50,0
Netzgesellschaft Hohen Neuendorf Strom GmbH & Co. KG, DE, Hohen Neuendorf <sup>6)</sup>	49,0	PEG Infrastruktur AG, CH, Zug <sup>1)</sup>	100,0
Netzgesellschaft Ronnenberg GmbH & Co. KG, DE, Ronnenberg <sup>6)</sup>	49,0	Peißenberger Kraftwerksgesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Peißenberg <sup>2)</sup>	100,0
Netzgesellschaft Schwerin mbH (NGS), DE, Schwerin <sup>6)</sup>	40,0	Peißenberger Wärmegesellschaft mbH, DE, Peißenberg <sup>6)</sup>	50,0
Netzgesellschaft Stuhr/Weyhe mbH, DE, Weyhe <sup>6)</sup>	49,0	Perstorps Fjärrvärme AB, SE, Perstorp <sup>6)</sup>	50,0
Netzgesellschaft Syke GmbH, DE, Syke <sup>6)</sup>	49,0	Pioneer Trail Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
Neumünster Netz Beteiligungs-GmbH, DE, Neumünster <sup>1)</sup>	50,1	Powergen (East Midlands) Investments, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
New Cogen Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>2)</sup>	96,0	Powergen (East Midlands) Loan Notes, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
		Powergen Group Holdings Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
		Powergen Group Investments, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
		Powergen Holdings B.V., NL, Amsterdam <sup>1)</sup>	100,0
		Powergen Holdings S.à r.l., LU, Luxemburg <sup>2)</sup>	100,0

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)  
 3) gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4) Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7) übrige Beteiligungen · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2014)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Powergen International Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	RMD-Consult GmbH Wasserbau und Energie, DE, München <sup>2)</sup>	100,0
Powergen Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Rødsand 2 Offshore Wind Farm AB, SE, Malmö <sup>5)</sup>	20,0
Powergen LS SE, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Roscoe WF Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
Powergen Luxembourg Holdings S.À R.L., LU, Luxemburg <sup>1)</sup>	100,0	Roscoe Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
Powergen Power No. 1 Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Rose Rock Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
Powergen Power No. 2 Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Rosengård Invest AB, SE, Malmö <sup>6)</sup>	25,0
Powergen Power No. 3 Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	RuhrEnergie GmbH, EVR, DE, Gelsenkirchen <sup>1)</sup>	100,0
Powergen Retail Supply Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	S.C. Salgaz S.A., RO, Salonta <sup>2)</sup>	60,1
Powergen Serang Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Safetec Entsorgungs- und Sicherheitstechnik GmbH, DE, Heidelberg <sup>2)</sup>	100,0
Powergen UK Holding Company Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	San Juan de Bargas Eólica, S.L., ES, Zaragoza <sup>5)</sup>	47,0
Powergen UK Investments, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Sand Bluff WF Holdco, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
Powergen UK Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Sand Bluff Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
Powergen UK Securities, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	SBI Jordberga AB, SE, Linköping <sup>6)</sup>	20,0
Powergen US Holdings Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Scarweather Sands Limited, GB, Coventry <sup>6)</sup>	50,0
Powergen US Investments, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	SCF2 S.r.l., IT, Rom <sup>2)</sup>	100,0
Powergen US Securities Limited, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0	Schleswig-Holstein Netz AG, DE, Quickborn <sup>1)</sup>	94,1
Powergen Weather Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Schleswig-Holstein Netz GmbH, DE, Rendsburg <sup>2)</sup>	100,0
Promec Sp. z o.o., PL, Skarżysko-Kamienna <sup>2)</sup>	100,0	Schleswig-Holstein Netz Verwaltungs-GmbH, DE, Quickborn <sup>1)</sup>	100,0
PT Power Jawa Barat, ID, Jakarta <sup>6)</sup>	40,0	Sea Power & Fuel S.r.l., IT, Genua <sup>6)</sup>	50,0
Purena Consult GmbH, DE, Wolfenbüttel <sup>2)</sup>	100,0	SEC A Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2)</sup>	100,0
Purena GmbH, DE, Wolfenbüttel <sup>1)</sup>	94,5	SEC B Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2)</sup>	100,0
Pyron Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	SEC Barlinek Sp. z o.o., PL, Barlinek <sup>2)</sup>	100,0
R-KOM Regensburger Telekommunikationsgesellschaft mbH & Co. KG, DE, Regensburg <sup>6)</sup>	20,0	SEC C Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2)</sup>	100,0
R-KOM Regensburger Telekommunikationsverwaltungs-gesellschaft mbH, DE, Regensburg <sup>6)</sup>	20,0	SEC D Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2)</sup>	100,0
Raab Karcher Electronic Systems Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	SEC Dębno Sp. z o.o., PL, Dębno <sup>2)</sup>	85,0
RAG-Beteiligungs-Aktiengesellschaft, AT, Maria Enzersdorf <sup>5)</sup>	30,0	SEC Energia Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2)</sup>	100,0
Rauschbergbahn Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Ruppolding <sup>2)</sup>	77,4	SEC F Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2)</sup>	100,0
RDE Regionale Dienstleistungen Energie GmbH & Co. KG, DE, Würzburg <sup>2)</sup>	93,0	SEC G Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2)</sup>	100,0
RDE Verwaltungs-GmbH, DE, Würzburg <sup>2)</sup>	100,0	SEC HR Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2)</sup>	100,0
REGAS GmbH & Co KG, DE, Regensburg <sup>6)</sup>	50,0	SEC Łobez Sp. z o.o., PL, Łobez <sup>2)</sup>	100,0
REGAS Verwaltungs-GmbH, DE, Regensburg <sup>6)</sup>	50,0	SEC Myślibórz Sp. z o.o., PL, Myślibórz <sup>2)</sup>	89,9
REGENSBURGER ENERGIE- UND WASSERVERSORGUNG AG, DE, Regensburg <sup>6)</sup>	35,5	SEC Połczyn-Zdrój Sp. z o.o., PL, Połczyn-Zdrój <sup>2)</sup>	100,0
regiolicht GmbH, DE, Helmstedt <sup>2)</sup>	100,0	SEC Słubice Sp. z o.o., PL, Słubice <sup>2)</sup>	100,0
Regnitzstromverwertung Aktiengesellschaft, DE, Erlangen <sup>6)</sup>	33,3	SEC Strzelce Krajeńskie Sp. z o.o., PL, Strzelce Krajeńskie <sup>2)</sup>	100,0
REWAG REGENSBURGER ENERGIE- UND WASSER-VERSORGUNG AG & CO KG, DE, Regensburg <sup>5)</sup>	35,5	SEE-Sul Energia Eólica, S.A., PT, Lissabon <sup>1)</sup>	100,0
RGE Holding GmbH, DE, Essen <sup>1), 8)</sup>	100,0	SERVICE plus GmbH, DE, Neumünster <sup>2)</sup>	100,0
Rhein-Main-Donau Aktiengesellschaft, DE, München <sup>1)</sup>	77,5	Service Plus Recycling GmbH, DE, Neumünster <sup>2)</sup>	100,0
Ringhals AB, SE, Varberg <sup>5)</sup>	29,6	Servicii Energetice pentru Acasa - SEA Complet S.A., RO, Târgu Mureș <sup>6)</sup>	48,0
RMD Wasserstraßen GmbH, DE, München <sup>2)</sup>	100,0	Settlers Trail Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0
		SINERGIA ARAGONESA, S.L., ES, Zaragoza <sup>2)</sup>	60,0
		ŠKO ENERGO, s.r.o., CZ, Mladá Boleslav <sup>6)</sup>	21,0
		ŠKO-ENERGO FIN, s.r.o., CZ, Mladá Boleslav <sup>5)</sup>	42,5

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)  
3) gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4) Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7) übrige Beteiligungen · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS



Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2014)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Snow Shoe Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	Stadtwerke Pritzwalk GmbH, DE, Pritzwalk <sup>6)</sup>	49,0
SO.MET. ENERGIA S.r.l., IT, Costigliole d'Asti (AT) <sup>1)</sup>	60,0	Stadtwerke Ribnitz-Damgarten GmbH, DE, Ribnitz-Damgarten <sup>6)</sup>	39,0
Société des Eaux de l'Est S.A., FR, Saint-Avold (Creutzwald) <sup>6)</sup>	25,0	Stadtwerke Schwedt GmbH, DE, Schwedt/Oder <sup>6)</sup>	37,8
Söderåsens Bioenergi AB, SE, Billesholm <sup>2)</sup>	63,3	Stadtwerke Tornesch GmbH, DE, Tornesch <sup>6)</sup>	49,0
Solar Energy s.r.o., CZ, Znojmo <sup>6)</sup>	25,0	Stadtwerke Vilshofen GmbH, DE, Vilshofen <sup>6)</sup>	41,0
Sollefteåforsens AB, SE, Sundsvall <sup>5)</sup>	50,0	Stadtwerke Wismar GmbH, DE, Wismar <sup>5)</sup>	49,0
Sønderjysk Biogasproduktion I/S, DK, Vojens <sup>6)</sup>	50,0	Stadtwerke Wittenberge GmbH, DE, Wittenberge <sup>6)</sup>	22,7
SPIE Energy Solutions Harburg GmbH, DE, Hamburg <sup>6)</sup>	35,0	Stadtwerke Wolfenbüttel GmbH, DE, Wolfenbüttel <sup>6)</sup>	26,0
SQC Kvalificeringscentrum AB, SE, Stockholm <sup>6)</sup>	33,3	Stadtwerke Wolmirstedt GmbH, DE, Wolmirstedt <sup>6)</sup>	49,4
Städtische Betriebswerke Luckenwalde GmbH, DE, Luckenwalde <sup>6)</sup>	29,0	Statco Six Limited, GB, London <sup>2)</sup>	100,0
Städtische Werke Magdeburg GmbH & Co. KG, DE, Magdeburg <sup>5)</sup>	26,7	Stella Wind Farm II, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
Städtische Werke Magdeburg Verwaltungs-GmbH, DE, Magdeburg <sup>6)</sup>	26,7	Stella Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
Stadtnetze Neustadt a. Rbge. GmbH & Co. KG, DE, Neustadt a. Rbge. <sup>6)</sup>	24,9	Stensjön Kraft AB, SE, Stockholm <sup>5)</sup>	50,0
Stadtnetze Neustadt a. Rbge. Verwaltungs-GmbH, DE, Neustadt a. Rbge. <sup>6)</sup>	24,9	store-x Storage Capacity Exchange GmbH, DE, Leipzig <sup>6)</sup>	32,0
Stadtversorgung Pattensen GmbH & Co. KG, DE, Pattensen <sup>6)</sup>	49,0	Strom Germering GmbH, DE, Germering <sup>2)</sup>	90,0
Stadtversorgung Pattensen Verwaltung GmbH, DE, Pattensen <sup>6)</sup>	49,0	Stromnetzgesellschaft Bad Salzdetfurth-Diekhöfen mbH & Co. KG, DE, Bad Salzdetfurth <sup>6)</sup>	49,0
Stadtwerke Bad Bramstedt GmbH, DE, Bad Bramstedt <sup>6)</sup>	36,0	Stromversorgung Angermünde GmbH, DE, Angermünde <sup>6)</sup>	49,0
Stadtwerke Barth GmbH, DE, Barth <sup>6)</sup>	49,0	Stromversorgung Ruhpolding Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Ruhpolding <sup>2)</sup>	100,0
Stadtwerke Bergen GmbH, DE, Bergen <sup>6)</sup>	49,0	Stromversorgung Unterschleißheim GmbH & Co. KG, DE, Unterschleißheim <sup>6)</sup>	49,0
Stadtwerke Blankenburg GmbH, DE, Blankenburg <sup>6)</sup>	30,0	Stromversorgung Unterschleißheim Verwaltungs GmbH, DE, Unterschleißheim <sup>6)</sup>	49,0
Stadtwerke Bogen GmbH, DE, Bogen <sup>6)</sup>	41,0	strotög GmbH Strom für Töging, DE, Töging am Inn <sup>6)</sup>	50,0
Stadtwerke Brandenburg an der Havel GmbH, DE, Brandenburg an der Havel <sup>5)</sup>	36,8	SüdWasser GmbH, DE, Erlangen <sup>2)</sup>	100,0
Stadtwerke Bredstedt GmbH, DE, Bredstedt <sup>6)</sup>	49,9	Sunshine 1 S.r.l., IT, Mailand <sup>2)</sup>	100,0
Stadtwerke Burgdorf GmbH, DE, Burgdorf <sup>6)</sup>	49,0	Surschiste, S.A., FR, Mazingarbe <sup>2)</sup>	100,0
Stadtwerke Ebermannstadt Versorgungsbetriebe GmbH, DE, Ebermannstadt <sup>6)</sup>	25,0	SV Civitella S.r.l., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0
Stadtwerke Eggenfelden GmbH, DE, Eggenfelden <sup>6)</sup>	49,0	SV VII S.r.l., IT, Mailand <sup>1)</sup>	100,0
Stadtwerke Frankfurt (Oder) GmbH, DE, Frankfurt (Oder) <sup>5)</sup>	39,0	Svensk Kärnbränslehantering AB, SE, Stockholm <sup>6)</sup>	34,0
Stadtwerke Garbsen GmbH, DE, Garbsen <sup>6)</sup>	24,9	Svenskt Gastekniskt Center AB, SE, Malmö <sup>6)</sup>	30,0
Stadtwerke Geesthacht GmbH, DE, Geesthacht <sup>6)</sup>	24,9	SVH Stromversorgung Haar GmbH, DE, Haar <sup>6)</sup>	50,0
Stadtwerke Husum GmbH, DE, Husum <sup>6)</sup>	49,9	SVI-Stromversorgung Ismaning GmbH, DE, Ismaning <sup>6)</sup>	25,1
Stadtwerke Lüz GmbH, DE, Lüz <sup>6)</sup>	25,0	SVO Holding GmbH, DE, Celle <sup>1)</sup>	50,1
Stadtwerke Ludwigsfelde GmbH, DE, Ludwigsfelde <sup>6)</sup>	29,0	SVO Vertrieb GmbH, DE, Celle <sup>1)</sup>	100,0
Stadtwerke Neunburg vorm Wald Strom GmbH, DE, Neunburg vorm Wald <sup>6)</sup>	24,9	SWN Stadtwerke Neustadt GmbH, DE, Neustadt bei Coburg <sup>6)</sup>	25,1
Stadtwerke Niebüll GmbH, DE, Niebüll <sup>6)</sup>	49,9	SWS Energie GmbH, DE, Stralsund <sup>5)</sup>	49,0
Stadtwerke Parchim GmbH, DE, Parchim <sup>6)</sup>	25,2	Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>1)</sup>	66,5
Stadtwerke Premnitz GmbH, DE, Premnitz <sup>6)</sup>	35,0	Szombathelyi Erőmű Zrt., HU, Győr <sup>2)</sup>	55,0
		Szombathelyi Távhőszolgáltató Kft., HU, Szombathely <sup>6)</sup>	25,0
		Tapolcai Kogenerációs Erőmű Kft., HU, Győr <sup>2)</sup>	100,0
		Tauerngasleitung GmbH in Liquef., AT, Wals-Siezenheim <sup>6)</sup>	46,7
		Tech Park Solar, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)  
 3) gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4) Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6) assoziiertes  
 Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7) übrige Beteiligungen · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB  
 in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2014)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Teplárna Kyjov, a.s., CZ, Kyjov <sup>2)</sup>	67,2	Wärme- und Wasserversorgung Friedensstadt GmbH, DE, Trebbin <sup>6)</sup>	50,0
Teplárna Tábor, a.s., CZ, Tábor <sup>1)</sup>	51,5	Wärmeversorgung Schenefeld GmbH, DE, Schenefeld <sup>6)</sup>	40,0
Terminal Alpi Adriatico S.r.l., IT, Rom <sup>1)</sup>	100,0	Wärmeversorgungsgesellschaft Königs Wusterhausen mbH, DE, Königs Wusterhausen <sup>2)</sup>	50,1
The Power Generation Company Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Warmtebedrijf Exploitatie N.V., NL, Rotterdam <sup>6)</sup>	50,0
Thermondo GmbH, DE, Berlin <sup>6)</sup>	20,1	Wasser- und Abwassergesellschaft Vienenburg mbH, DE, Vienenburg <sup>6)</sup>	49,0
Thor Cogeneration Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Wasserkraft Baierbrunn GmbH, DE, Unterschleißheim <sup>2)</sup>	100,0
Thor Holdings Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Wasserkraftnutzung im Landkreis Gifhorn GmbH, DE, Müden/Aller <sup>6)</sup>	50,0
Three Rocks Solar, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	Wasserversorgung Sarstedt GmbH, DE, Sarstedt <sup>6)</sup>	49,0
Tierra Blanca Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	Wasserwerk Gifhorn Beteiligungs-GmbH, DE, Gifhorn <sup>6)</sup>	49,8
Tipton Wind, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	Wasserwerk Gifhorn GmbH & Co KG, DE, Gifhorn <sup>6)</sup>	49,8
Tiszántúli Hőtermelő Kft., HU, Debrecen <sup>2)</sup>	100,0	Wasserwirtschafts- und Betriebsgesellschaft Grafenwöhr GmbH, DE, Grafenwöhr <sup>6)</sup>	49,0
TPG Wind Limited, GB, Coventry <sup>6)</sup>	50,0	WEA Schönerlinde GbR mbH Kiepsch & Bosse & Beteiligungsges. e.d.isnatur mbH, DE, Berlin <sup>2)</sup>	70,0
Twin Forks Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	Weißmalkraftwerk Röhrenhof Aktiengesellschaft, DE, Bad Berneck <sup>2)</sup>	93,5
TXU Europe (AH Online) Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	West of the Pecos Solar LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
TXU Europe (AHG) Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Western Gas Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0
TXU Europe (AHGD) Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	WEVG Salzgitter GmbH & Co. KG, DE, Salzgitter <sup>1)</sup>	50,2
TXU Europe (AHST) Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	WEVG Verwaltungs GmbH, DE, Salzgitter <sup>2)</sup>	50,2
Überlandwerk Leinetal GmbH, DE, Gronau <sup>6)</sup>	48,0	Wildcat Wind Farm II, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
Umspannwerk Miltzow-Mannhagen GbR, DE, Sundhagen <sup>6)</sup>	22,2	Wildcat Wind Farm III, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0
Umwelt- und Wärmeenergiegesellschaft Strasburg GmbH, DE, Potsdam <sup>2)</sup>	100,0	Windenergie Leinetal GmbH & Co. KG, DE, Freden <sup>6)</sup>	22,7
Unión de Generadores de Energía, S.A., ES, Zaragoza <sup>6)</sup>	50,0	Windenergie Leinetal Verwaltungs GmbH, DE, Freden <sup>6)</sup>	24,9
Union Grid s.r.o., CZ, Prag <sup>6)</sup>	34,0	Windenergie Osterburg GmbH & Co. KG, DE, Osterburg (Altmark) <sup>2)</sup>	100,0
Untere Iller AG, DE, Landshut <sup>2)</sup>	60,0	Windenergie Osterburg Verwaltungs GmbH, DE, Osterburg (Altmark) <sup>2)</sup>	100,0
Uranit GmbH, DE, Jülich <sup>4)</sup>	50,0	WINDENERGIEPARK WESTKÜSTE GmbH, DE, Kaiser-Wilhelm-Koog <sup>2)</sup>	80,0
Utilities Center Maasvlakte Leftbank b.v., NL, Rotterdam <sup>1)</sup>	100,0	Windpark Anhalt-Süd (Köthen) OHG, DE, Potsdam <sup>2)</sup>	83,3
Utility Debt Services Limited, GB, Coventry <sup>2)</sup>	100,0	Windpark Mutzschen OHG, DE, Potsdam <sup>2)</sup>	77,8
Valencia Solar LLC, US, Tucson <sup>2)</sup>	100,0	Windpark Naundorf OHG, DE, Potsdam <sup>2)</sup>	66,7
Valley Center Solar LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	WVM Wärmeversorgung Maßbach GmbH, DE, Maßbach <sup>6)</sup>	22,2
VEBA Electronics LLC, US, Wilmington <sup>1)</sup>	100,0	Yorkshire Windpower Limited, GB, Coventry <sup>6)</sup>	50,0
VEBACOM Holdings LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	ZAO Gazprom YRGM Development, RU, Salekhard <sup>1)</sup>	25,0
Venado Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0	Západoslovenská energetika a.s. (ZSE), SK, Bratislava <sup>5)</sup>	49,0
Versorgungsbetrieb Waldbüttelbrunn GmbH, DE, Waldbüttelbrunn <sup>6)</sup>	49,0		
Versorgungsbetriebe Helgoland GmbH, DE, Helgoland <sup>6)</sup>	49,0		
Versorgungskasse Energie (VVA), DE, Hannover <sup>1)</sup>	79,3		
Versuchsatomkraftwerk Kahl GmbH, DE, Karlstein <sup>6)</sup>	20,0		
Veszprém-Kogeneráció Energiatermelő Zrt., HU, Győr <sup>2)</sup>	100,0		
Vici Wind Farm, LLC, US, Wilmington <sup>2)</sup>	100,0		
Visioncash, GB, Coventry <sup>1)</sup>	100,0		
Volkswagen AG Preussen Elektra AG Offene Handelsgesellschaft, DE, Wolfsburg <sup>6)</sup>	95,0		

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)

3) gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4) Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7) übrige Beteiligungen · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2014)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
<b>Sondervermögen</b>	
E.ON Treasury, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0
EBWFONDS, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0
GRPFONDS, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0
GSBW, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0
HANSEFONDS, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0
OB 1, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0
OB 2, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0
OB 3, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0
OB 4, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0
OB 5, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0
OP-Fonds ONE, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0
TASSILO, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0
VKE-FONDS, DE, Düsseldorf <sup>1)</sup>	100,0

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Eigenkapital Mio €	Ergebnis Mio €
<b>Übrige Beteiligungen</b>			
BKW Energie AG, CH, Bern <sup>7), 9)</sup>	6,6	1.127,7	52,6
Forsmarks Kraftgrupp AB, SE, Östhammar <sup>7)</sup>	8,5	38,8	1,1
HEW HofEnergie+Wasser GmbH, DE, Hof <sup>7)</sup>	19,9	22,1	0,0
infra fürth gmbh, DE, Fürth <sup>7)</sup>	19,9	67,8	0,0
Parnaíba Gás Natural S.A., BR, Rio de Janeiro <sup>7)</sup>	9,1	47,8	4,4
Stadtwerke Bamberg Energie- und Wasserversorgungs GmbH, DE, Bamberg <sup>7)</sup>	10,0	30,1	0,0
Stadtwerke Wertheim GmbH, DE, Wertheim <sup>7)</sup>	10,0	20,5	0,0

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten)  
 3) gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4) Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7) übrige Beteiligungen · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9) Werte nach IFRS

**Aufsichtsrat (einschließlich Angaben zu weiteren Mandaten von E.ON-Aufsichtsratsmitgliedern)****Werner Wenning**

Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE

Vorsitzender des Aufsichtsrats der Bayer AG

- Bayer AG (Vorsitz)
- Henkel Management AG
- Siemens AG
- Henkel AG & Co. KGaA (Gesellschafterausschuss)

**Prof. Dr. Ulrich Lehner**

Mitglied des Gesellschafterausschusses der Henkel AG & Co. KGaA, stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE

- Deutsche Telekom AG (Vorsitz)
- Porsche Automobil Holding SE
- ThyssenKrupp AG (Vorsitz)
- Henkel AG & Co. KGaA (Gesellschafterausschuss)
- Novartis AG (Verwaltungsrat, stellvertretender Vorsitzender, bis 27. Februar 2015)
- Dr. Oetker KG (Beirat, bis 15. Mai 2014)

**Erhard Ott**

Angestellter ver.di, stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE

**Clive Broutta**

(seit 1. Juli 2014)

Hauptamtlicher Vertreter der Gewerkschaft General, Municipal, Boilermakers and Allied Trade Union (GMB)

**Thies Hansen**

(seit 1. Januar 2015)

Vorsitzender des Gesamtbetriebsrats der HanseWerk AG

- HanseWerk AG
- Schleswig-Holstein Netz AG
- Hamburg Netz GmbH

**Baroness Denise Kingsmill CBE**

Anwältin am Supreme Court, Mitglied im britischen Oberhaus

- APR Energy plc (stellvertretende Vorsitzende)
- International Consolidated Airlines Group S.A.
- Telecom Italia S.p.A.

**Eugen-Gheorghe Luha**

Vorsitzender des Gas-Gewerkschaftsverbands Gaz România, Vorsitzender der Arbeitnehmervertreter Rumäniens

- SEA Complet S.A. (Verwaltungsrat)

**René Obermann**

Vorstandsvorsitzender der Ziggo N.V. (bis 12. November 2014)

Partner bei Warburg Pincus LLC

(seit 1. Januar 2015)

- ThyssenKrupp AG
- Spotify Technology S.A.

### Klaus Dieter Raschke

(bis 31. Dezember 2014)

Kaufmännischer Angestellter der E.ON Kernkraft GmbH

- Versorgungskasse Energie VVaG

### Eberhard Schomburg

Vorsitzender des SE-Betriebsrats und des Konzernbetriebsrats

- E.ON Kraftwerke GmbH
- E.ON Generation GmbH (stellvertretender Vorsitzender)

### Fred Schulz

Erster Stellvertreter des Vorsitzenden des Konzernbetriebsrats, Gesamtbetriebsratsvorsitzender der E.DIS AG

- E.DIS AG
- Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.

### Dr. Karen de Segundo

Juristin

- British American Tobacco plc (Board of Directors)
- Lonmin plc (Board of Directors, bis 29. Januar 2015)
- Pöyry Oyj (Board of Directors)

### Dr. Theo Siegert

Geschäftsführender Gesellschafter de Haen-Carstanjen & Söhne

- Henkel AG & Co. KGaA
- Merck KGaA
- DKSH Holding Ltd. (Verwaltungsrat)
- E. Merck KG (Gesellschafterrat)

### Willem Vis

(bis 30. Juni 2014)

Leiter Aus- und Weiterbildung Erzeugung E.ON Benelux N.V.

### Ausschüsse des Aufsichtsrats

#### Präsidialausschuss

Werner Wenning, Vorsitzender  
 Erhard Ott, stellvertretender Vorsitzender  
 Prof. Dr. Ulrich Lehner, stellvertretender Vorsitzender  
 Eberhard Schomburg

#### Prüfungs- und Risikoausschuss

Dr. Theo Siegert, Vorsitzender  
 Klaus Dieter Raschke, stellvertretender Vorsitzender (bis 31. Dezember 2014)  
 Eberhard Schomburg (stellvertretender Vorsitzender seit 1. Januar 2015)  
 Fred Schulz (seit 1. Januar 2015)  
 Werner Wenning

#### Finanz- und Investitionsausschuss

Werner Wenning, Vorsitzender  
 Thies Hansen, stellvertretender Vorsitzender (seit 1. Januar 2015)  
 Fred Schulz (bis 31. Dezember 2014), stellvertretender Vorsitzender (vom 11. März 2014 bis 31. Dezember 2014)  
 Eugen-Gheorghe Luha (seit 2. Juli 2014)  
 Dr. Karen de Segundo  
 Willem Vis (bis 30. Juni 2014)

#### Nominierungsausschuss

Werner Wenning, Vorsitzender  
 Prof. Dr. Ulrich Lehner, stellvertretender Vorsitzender  
 Dr. Karen de Segundo

**Vorstand (einschließlich Angaben zu weiteren Mandaten von Vorstandsmitgliedern)****Dr. Johannes Teyssen**

geb. 1959 in Hildesheim,  
 Vorsitzender des Vorstands seit 2010  
 Mitglied des Vorstands seit 2004  
 Führungskräfte Konzern, Investor Relations, Kommunikation, Revision, Strategie & Unternehmensentwicklung

- Deutsche Bank AG
- Salzgitter AG

**Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum**

geb. 1967 in Ludwigshafen,  
 Mitglied des Vorstands seit 2013  
 Globaler Handel, Dezentrale Erzeugung, Engineering & Großprojekte, Commercial Operations, Politik & Regulierung, Technologie & Innovation, Beratung

- E.ON Global Commodities SE<sup>1)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Technologies GmbH<sup>1)</sup> (Vorsitz)
- Georgsmarienhütte Holding GmbH (2. stellvertretender Vorsitzender)

**Jørgen Kildahl**

geb. 1963 in Bærum, Norwegen,  
 Mitglied des Vorstands seit 2010  
 Brasilien, Russland, Türkei, Exploration & Produktion, Health, Safety & Environment, Corporate Incident & Crisis Management, Einkauf & Immobilienmanagement, Nachhaltigkeit

- E.ON Global Commodities SE<sup>1)</sup>
- ENEVA S.A. (Vorsitz)
- OAO E.ON Russia<sup>2)</sup> (Vorsitz)

**Dr. Bernhard Reutersberg**

geb. 1954 in Düsseldorf,  
 Mitglied des Vorstands seit 2010  
 Koordination regionale Einheiten, Verteilung und Vertrieb, konzernweites Programm E.ON 2.0

- E.ON Czech Holding AG<sup>1)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Benelux Holding B.V.<sup>2)</sup> (Vorsitz)
- E.ON España S.L.<sup>2)</sup>
- E.ON France S.A.S.<sup>2)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Hungária Zrt.<sup>2)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Italia S.p.A.<sup>2)</sup>
- E.ON Sverige AB<sup>2)</sup> (Vorsitz)
- Nord Stream AG
- OAO E.ON Russia<sup>2)</sup>

**Klaus Schäfer**

geb. 1967 in Regensburg,  
 Mitglied des Vorstands seit 2013  
 Finanzen, Mergers & Acquisitions, Rechnungswesen & Controlling, Recht & Compliance, Steuern, IT & Business Services

- E.ON Business Services GmbH<sup>1)</sup> (Vorsitz)

**Mike Winkel**

geb. 1970 in Neubrandenburg,  
 Mitglied des Vorstands seit 2013  
 Erzeugung, Erneuerbare Energien, Personal, Operational Efficiency

- E.ON Generation GmbH<sup>1)</sup> (Vorsitz)
- E.ON Sverige AB<sup>2)</sup>
- OAO E.ON Russia<sup>2)</sup>

• Aufsichtsratsmandate gemäß § 100 Abs. 2 AktG  
 • Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

1) freigestellte Konzernmandate 2) weitere Konzernmandate

## **Erläuternder Bericht des Vorstands zu den Angaben nach § 289 Abs. 4, § 315 Abs. 4 HGB sowie zu den Angaben nach § 289 Abs. 5 HGB**

Der Vorstand hat sich mit den Angaben nach § 289 Abs. 4, § 315 Abs. 4 HGB im Lagebericht zum Stand 31. Dezember 2014 befasst und gibt hierzu folgende Erklärung ab:

Die im zusammengefassten Lagebericht der Gesellschaft enthaltenen Angaben zu den Übernahmehindernissen sind zutreffend und entsprechen den Kenntnissen des Vorstands. Daher beschränkt der Vorstand sich auf die folgenden Ausführungen:

Über die im Lagebericht gemachten Angaben hinaus (und gesetzliche Beschränkungen wie etwa das Stimmverbot nach § 136 des Aktiengesetzes) sind dem Vorstand keine Beschränkungen bekannt, die Stimmrechte oder die Übertragung von Aktien betreffen. Mitteilungen über Beteiligungen am Kapital der Gesellschaft, die zehn vom Hundert der Stimmrechte überschreiten, sind der Gesellschaft nicht gemacht worden und entfallen daher. Eine Beschreibung von Aktien mit Sonderrechten, die Kontrollbefugnis verleihen, entfällt, da solche Aktien nicht ausgegeben worden sind; ebenfalls entfallen kann die Erläuterung besonderer Stimmrechtskontrolle bei Beteiligungen von Arbeitnehmern, da die am Kapital der Gesellschaft beteiligten Arbeitnehmer ihre Kontrollrechte – wie andere Aktionäre auch – unmittelbar ausüben.

Soweit mit den Mitgliedern des Vorstands für den Fall eines Kontrollwechsels eine Entschädigung vereinbart ist, dient die Vereinbarung dazu, die Unabhängigkeit der Mitglieder des Vorstands zu erhalten.

Darüber hinaus hat der Vorstand sich zusätzlich mit den Angaben im zusammengefassten Lagebericht nach § 289 Abs. 5 HGB befasst. Die im zusammengefassten Lagebericht enthaltenen Angaben zu den wesentlichen Merkmalen des internen Kontroll- und Risikomanagementsystems im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess sind vollständig und umfassend.

Interne Kontrollen sind bei E.ON integraler Bestandteil der Rechnungslegungsprozesse. In einem konzernweit einheitlichen Rahmenwerk sind die Dokumentationsanforderungen und Verfahren für den Prozess der Finanzberichterstattung definiert. Die Einhaltung dieser Regelungen soll wesentliche Falschdarstellungen im Konzernabschluss, im zusammengefassten Lagebericht und in den Zwischenberichten aufgrund von Fehlern oder Betrug mit hinreichender Sicherheit verhindern.

Düsseldorf, 27. Februar 2015

E.ON SE  
 Der Vorstand

Teyssen	Birnbaum	Kildahl
Reutersberg	Schäfer	Winkel



Mehrjahresübersicht <sup>1)</sup>					
in Mio €	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Umsatz und Ergebnis</b>					
Umsatz	92.863	112.954	132.093	119.615	111.556
EBITDA <sup>2)</sup>	13.346	9.293	10.771	9.191	8.337
EBIT <sup>2)</sup>	9.454	5.438	7.012	5.642	4.664
Konzernfehlbetrag/-überschuss	6.281	-1.861	2.613	2.459	-3.130
Konzernfehlbetrag/-überschuss der Gesellschafter der E.ON SE	5.853	-2.219	2.189	2.091	-3.160
<b>Wertentwicklung</b>					
ROACE (in %)	14,4	8,4	11,1	9,2	8,5
Kapitalkosten vor Steuern (in %)	8,3	8,3	7,7	7,5	7,4
Value Added <sup>3)</sup>	4.000	90	2.139	1.031	609
<b>Vermögensstruktur</b>					
Langfristige Vermögenswerte	106.657	102.221	96.563	95.580	83.065
Kurzfristige Vermögenswerte	46.224	50.651	43.863	36.750	42.625
Gesamtvermögen	152.881	152.872	140.426	132.330	125.690
<b>Kapitalstruktur</b>					
Eigenkapital	45.585	39.613	38.820	36.638	26.713
Gezeichnetes Kapital	2.001	2.001	2.001	2.001	2.001
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	3.932	3.876	3.862	2.915	2.128
Langfristige Schulden	69.580	67.129	65.027	63.179	63.335
Rückstellungen	23.631	25.672	28.601	28.153	31.376
Finanzverbindlichkeiten	28.880	24.029	21.937	18.051	15.784
Übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges	17.069	17.428	14.489	16.975	16.175
Kurzfristige Schulden	37.716	46.130	36.579	32.513	35.642
Rückstellungen	4.950	4.985	4.049	4.353	4.120
Finanzverbindlichkeiten	3.611	5.885	4.007	4.673	3.883
Übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges	31.527	35.260	28.523	23.487	27.639
Gesamtkapital	152.881	152.872	140.426	132.330	125.690
<b>Cashflow/Investitionen</b>					
Operativer Cashflow <sup>4)</sup>	10.614	6.610	8.808	6.260	6.253
Zahlungswirksame Investitionen	8.286	6.524	6.997	7.992	4.633
<b>Kennziffern</b>					
Eigenkapitalquote (in %)	30	26	28	28	21
Deckung des langfristig gebundenen Vermögens (in %) (langfristiges Kapital in Prozent des langfristig gebundenen Vermögens)	108	104	108	104	108
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (31. Dezember)	37.821	36.520	35.845	32.218	33.394
Debt Factor <sup>5)</sup>	2,8	3,9	3,3	3,5	4,0
Operativer Cashflow in Prozent des Umsatzes	11,4	5,9	6,7	5,2	5,6
<b>Aktie</b>					
Ergebnis je Aktie in € (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	3,07	-1,16	1,15	1,10	-1,64
Eigenkapital <sup>6)</sup> je Aktie (in €)	21,86	18,76	18,33	17,68	12,72
Höchstkurs (in €)	29,36	25,11	19,52	14,71	15,46
Tiefstkurs (in €)	21,13	12,88	13,80	11,94	12,56
Jahresendkurs <sup>7)</sup> (in €)	22,94	16,67	14,09	13,42	14,20
Dividende je Aktie <sup>8)</sup> (in €)	1,50	1,00	1,10	0,60	0,50
Dividendensumme	2.858	1.905	2.097	1.145	966
Marktkapitalisierung <sup>7), 9)</sup> (in Mrd €)	43,7	31,8	26,9	25,6	27,4
<b>Langfristiges Rating der E.ON SE</b>					
Moody's	A2	A3	A3	A3	A3
Standard & Poor's	A	A	A-	A-	A-
<b>Mitarbeiter</b>					
Mitarbeiter (31. Dezember)	85.105	78.889	72.083	61.327	58.503

1) um nicht fortgeführte Aktivitäten und die Anwendung von IFRS 10, 11 und IAS 32 angepasste Werte für 2013 und 2014 · 2) bereinigt um außergewöhnliche Effekte · 3) Ausweis auf Basis der Stichtagsbetrachtung · 4) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten · 5) Verhältnis zwischen wirtschaftlicher Netto-Verschuldung und EBITDA · 6) Anteil der Gesellschafter der E.ON SE · 7) Ende Dezember · 8) für das jeweilige Geschäftsjahr; Vorschlag für 2014 · 9) auf Basis ausstehender Aktien

## Rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung

31. Dezember in MW	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Deutschland		Weitere EU-Länder		Nicht-EU-Länder		E.ON-Konzern	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Kernenergie	5.403	5.403	-	-	-	-	-	-	-	-	5.403	5.403
Braunkohle	500	500	-	-	-	-	-	-	-	-	500	500
Steinkohle	4.976	5.279	-	-	-	-	-	-	-	-	4.976	5.279
Erdgas	3.414	3.637	-	-	473	484	-	-	-	-	3.887	4.121
Öl	1.003	1.003	-	-	102	101	-	-	-	-	1.105	1.104
Wasserkraft	-	-	1.904	1.904	21	7	-	-	-	-	1.925	1.911
Windkraft	-	-	174	168	5	-	-	-	-	-	179	168
Sonstige	-	-	-	-	31	32	-	-	-	-	31	32
<b>Inland</b>	<b>15.296</b>	<b>15.822</b>	<b>2.078</b>	<b>2.072</b>	<b>632</b>	<b>624</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>18.006</b>	<b>18.518</b>
Kernenergie	2.799	2.799	-	-	-	-	-	-	-	-	2.799	2.799
Braunkohle	-	-	-	-	-	-	30	29	1.263	1.263	1.293	1.292
Steinkohle	6.273	6.993	-	-	-	-	-	-	-	-	6.273	6.993
Erdgas	12.172	12.590	-	-	-	-	1.102	1.353	7.050	7.050	20.324	20.993
Öl	1.714	1.727	-	-	-	-	-	-	-	-	1.714	1.727
Wasserkraft	-	-	3.018	3.028	-	-	32	31	-	-	3.049	3.059
Windkraft	-	-	4.216	4.558	-	-	2	1	-	-	4.218	4.559
Sonstige	812	-	130	916	-	-	253	234	-	-	1.195	1.150
<b>Ausland</b>	<b>23.770</b>	<b>24.109</b>	<b>7.363</b>	<b>8.502</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.419</b>	<b>1.648</b>	<b>8.313</b>	<b>8.313</b>	<b>40.865</b>	<b>42.572</b>
<b>Summe</b>	<b>39.066</b>	<b>39.931</b>	<b>9.441</b>	<b>10.574</b>	<b>632</b>	<b>624</b>	<b>1.419</b>	<b>1.648</b>	<b>8.313</b>	<b>8.313</b>	<b>58.871</b>	<b>61.090</b>

## Voll konsolidierte Kraftwerksleistung

31. Dezember in MW	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Deutschland		Weitere EU-Länder		Nicht-EU-Länder		E.ON-Konzern	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Kernenergie	5.746	5.746	-	-	-	-	-	-	-	-	5.746	5.746
Braunkohle	900	900	-	-	-	-	-	-	-	-	900	900
Steinkohle	4.916	5.219	-	-	-	-	-	-	-	-	4.916	5.219
Erdgas	3.875	4.210	-	-	85	81	-	-	-	-	3.960	4.291
Öl	1.003	1.003	-	-	102	101	-	-	-	-	1.105	1.104
Wasserkraft	-	-	1.985	2.072	7	10	-	-	-	-	1.992	2.082
Windkraft	-	-	213	203	-	-	-	-	-	-	213	203
Sonstige	-	-	-	-	32	32	-	-	-	-	32	32
<b>Inland</b>	<b>16.440</b>	<b>17.078</b>	<b>2.198</b>	<b>2.275</b>	<b>226</b>	<b>224</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>18.864</b>	<b>19.577</b>
Kernenergie	2.511	2.511	-	-	-	-	-	-	-	-	2.511	2.511
Braunkohle	-	-	-	-	-	-	20	19	1.509	1.509	1.529	1.528
Steinkohle	6.273	6.993	-	-	-	-	-	-	-	-	6.273	6.993
Erdgas	12.322	12.333	-	-	-	-	931	1.323	8.419	8.419	21.672	22.075
Öl	1.714	2.028	-	-	-	-	-	-	-	-	1.714	2.028
Wasserkraft	-	-	2.824	2.808	-	-	33	31	-	-	2.856	2.839
Windkraft	-	-	3.610	4.179	-	-	-	-	-	-	3.610	4.179
Sonstige	812	-	57	844	-	-	253	234	-	-	1.122	1.078
<b>Ausland</b>	<b>23.632</b>	<b>23.865</b>	<b>6.490</b>	<b>7.831</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.237</b>	<b>1.608</b>	<b>9.928</b>	<b>9.928</b>	<b>41.287</b>	<b>43.232</b>
<b>Summe</b>	<b>40.072</b>	<b>40.943</b>	<b>8.688</b>	<b>10.106</b>	<b>226</b>	<b>224</b>	<b>1.237</b>	<b>1.608</b>	<b>9.928</b>	<b>9.928</b>	<b>60.151</b>	<b>62.809</b>

[illegible]

Strombeschaffung <sup>1)</sup>																
in Mrd kWh	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Globaler Handel		Deutschland		Weitere EU-Länder		Nicht-EU-Länder		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Eigenerzeugung	125,5	146,7	26,5	29,2	-	-	0,5	1,3	3,5	5,0	59,2	63,0	-	-	215,2	245,2
Bezug	28,0	28,3	5,5	6,3	597,2	540,3	135,2	162,2	128,8	128,6	4,8	4,5	-362,6	-400,9	536,9	469,3
Gemeinschaftskraftwerke	13,2	12,7	0,8	1,1	-	-	-	0,2	0,2	-	-	-	-	-	14,2	14,0
Globaler Handel/Fremde	14,8	15,6	4,7	5,2	597,2	540,3	135,2	162,0	128,6	128,6	4,8	4,5	-362,6	-400,9	522,7	455,3
<b>Summe</b>	<b>153,5</b>	<b>175,0</b>	<b>32,0</b>	<b>35,5</b>	<b>597,2</b>	<b>540,3</b>	<b>135,7</b>	<b>163,5</b>	<b>132,3</b>	<b>133,6</b>	<b>64,0</b>	<b>67,5</b>	<b>-362,6</b>	<b>-400,9</b>	<b>752,1</b>	<b>714,5</b>
Betriebsverbrauch, Netzverlust etc.	-1,6	-1,8	-0,9	-1,0	-	-	-3,9	-4,5	-7,8	-8,1	-2,0	-2,2	-	-	-16,2	-17,6
<b>Stromabsatz</b>	<b>151,9</b>	<b>173,2</b>	<b>31,1</b>	<b>34,5</b>	<b>597,2</b>	<b>540,3</b>	<b>131,8</b>	<b>159,0</b>	<b>124,5</b>	<b>125,5</b>	<b>62,0</b>	<b>65,3</b>	<b>-362,6</b>	<b>-400,9</b>	<b>735,9</b>	<b>696,9</b>

1) bereinigt um nicht fortgeführte Aktivitäten

Stromabsatz <sup>1)</sup>																
in Mrd kWh	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Globaler Handel		Deutschland		Weitere EU-Länder		Nicht-EU-Länder		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Privat- und kleinere Geschäftskunden	-	-	-	0,2	-	-	19,1	21,6	42,9	47,3	-	-	-	-	62,0	69,1
Industrie- und Geschäftskunden	3,6	3,5	-	-	-	-	21,0	25,1	65,8	64,9	-	-	-0,2	-0,4	90,2	93,1
Vertriebspartner	28,4	32,8	5,6	8,0	-	-	61,3	75,5	0,1	0,6	-	-	-4,1	-4,4	91,3	112,5
<b>Kundengruppen</b>	<b>32,0</b>	<b>36,3</b>	<b>5,6</b>	<b>8,2</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>101,4</b>	<b>122,2</b>	<b>108,8</b>	<b>112,8</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-4,3</b>	<b>-4,8</b>	<b>243,5</b>	<b>274,7</b>
Großhandelsmarkt/Globaler Handel	119,9	136,9	25,5	26,3	597,2	540,3	30,4	36,8	15,6	12,7	62,0	65,3	-358,2	-396,1	492,4	422,2
<b>Summe</b>	<b>151,9</b>	<b>173,2</b>	<b>31,1</b>	<b>34,5</b>	<b>597,2</b>	<b>540,3</b>	<b>131,8</b>	<b>159,0</b>	<b>124,4</b>	<b>125,5</b>	<b>62,0</b>	<b>65,3</b>	<b>-362,5</b>	<b>-400,9</b>	<b>735,9</b>	<b>696,9</b>

1) bereinigt um nicht fortgeführte Aktivitäten

Gasabsatz <sup>1)</sup>										
	Globaler Handel		Deutschland		Weitere EU-Länder		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
in Mrd kWh	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Privat- und kleinere Geschäftskunden	-	-	22,2	29,2	71,1	89,0	-	-	93,3	118,2
Industrie- und Geschäftskunden	-	-	82,5	109,0	35,4	42,5	-	-	117,9	151,5
Vertriebspartner	-	-	234,7	333,4	0,5	-	-	-	235,2	333,4
<b>Kundengruppen</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>339,4</b>	<b>471,6</b>	<b>107,0</b>	<b>131,5</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>446,4</b>	<b>603,1</b>
Großhandelsmarkt/Globaler Handel <sup>2)</sup>	1.216,9	1.252,9	-	-	14,7	16,8	-517,0	-653,5	714,6	616,2
<b>Summe</b>	<b>1.216,9</b>	<b>1.252,9</b>	<b>339,4</b>	<b>471,6</b>	<b>121,7</b>	<b>148,3</b>	<b>-517,0</b>	<b>-653,5</b>	<b>1.161,0</b>	<b>1.219,3</b>

1) bereinigt um nicht fortgeführte Aktivitäten

2) E.ON Global Commodities einschließlich der früheren E.ON Ruhrgas; Vorjahreszahlen wurden entsprechend angepasst.

**Anleihe**

Inhaberschuldverschreibung, die das Recht auf Rückzahlung des Nennwertes zuzüglich einer Verzinsung verbrieft. Anleihen werden von der „öffentlichen Hand“, von Kreditinstituten oder Unternehmen begeben und über Banken verkauft. Sie dienen dem Emittenten zur mittel- und langfristigen Finanzierung durch Fremdkapital.

**At-equity-Bilanzierung**

Verfahren zur Berücksichtigung von Beteiligungsgesellschaften, die nicht auf Basis einer Vollkonsolidierung mit allen Aktiva und Passiva in den Konzernabschluss einbezogen werden. Hierbei wird der Beteiligungsbuchwert um die Entwicklung des anteiligen Eigenkapitals der Beteiligung fortgeschrieben. Diese Veränderung geht in die Gewinn- und Verlustrechnung der Eigentümergesellschaft ein.

**Beeinflussbare Kosten**

Mit dieser Kennzahl messen wir die operativen Kosten, die durch das Management maßgeblich steuerbar sind. Sie beinhaltet Teile des Materialaufwands (insbesondere Instandhaltungskosten und Aufwendungen für bezogene Waren), Teile der sonstigen betrieblichen Erträge und Aufwendungen und den Großteil des Personalaufwands.

**Beta-Faktor**

Maß für das relative Risiko einer einzelnen Aktie im Vergleich zum Gesamtmarkt (Beta größer 1 = höheres Risiko, Beta kleiner 1 = niedrigeres Risiko).

**Capital Employed**

Das Capital Employed spiegelt das im Konzern gebundene und zu verzinsende Kapital wider. Bei der Ermittlung wird das unverzinslich zur Verfügung stehende Kapital von den betrieblich gebundenen lang- und kurzfristigen Vermögenswerten der Geschäftsfelder abgezogen. Hierbei werden die übrigen Beteiligungen nicht zu Marktwerten, sondern zu ihren Anschaffungskosten angesetzt.

**Commercial Paper (CP)**

Kurzfristige Schuldverschreibungen von Unternehmen und Kreditinstituten. CP werden im Regelfall auf abgezinster Basis emittiert. Die Rückzahlung erfolgt dann zum Nennbetrag.

**Contractual Trust Arrangement (CTA)**

Treuhandmodell für die Finanzierung von Pensionsrückstellungen. Im Rahmen des CTA überträgt das Unternehmen sicherungshalber für die Erfüllung seiner Pensionsverpflichtungen Vermögen auf einen unabhängigen und rechtlich selbstständigen Treuhänder.

**Credit Default Swap (CDS)**

Finanzinstrument zur Absicherung von Ausfallrisiken bei Krediten, Anleihen oder Schuldnernamen.

**Debt Factor**

Verhältnis von wirtschaftlicher Netto-Verschuldung zu EBITDA. Der Debt Factor dient als Steuerungsgröße für die Kapitalstruktur.

**Debt-Issuance-Programm**

Vertraglicher Rahmen und Musterdokumentation für die Begebung von Anleihen im In- und Ausland.

**EBIT**

Das von E.ON verwendete EBIT (Earnings before Interest and Taxes) ist ein bereinigtes Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern. Bereinigt werden im Wesentlichen solche Aufwendungen und Erträge, die einmaligen beziehungsweise seltenen Charakter haben (vergleiche neutrales Ergebnis).

**EBITDA**

Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization – entspricht dem von E.ON verwendeten EBIT vor Abschreibungen beziehungsweise Amortisation. Das EBITDA ist unsere wichtigste interne Ergebniskennzahl und Indikator für die nachhaltige Ertragskraft unserer Geschäfte.

**Eigenkapitalverzinsung**

Bei der Eigenkapitalverzinsung handelt es sich um die Verzinsung, die ein Eigenkapitalinvestor aus der Anlage (hier: in E.ON-Aktien) erhält. Diese Verzinsung berechnet sich nach Unternehmenssteuern, aber vor der individuellen Versteuerung auf Ebene des Investors.

## Equity-Bewertung

(siehe At-equity-Bilanzierung)

### Fair Value

Wert, zu dem Vermögensgegenstände, Schulden und derivative Finanzinstrumente zwischen sachverständigen, vertragswilligen und voneinander unabhängigen Geschäftspartnern gehandelt würden.

### Finanzderivate

Vertragliche Vereinbarungen, die sich auf einen Basiswert (zum Beispiel Referenzzinssätze, Wertpapierpreise, Rohstoffpreise etc.) und einen Nominalbetrag (zum Beispiel Fremdwährungsbetrag, bestimmte Anzahl von Aktien etc.) beziehen.

### Geschäfts- oder Firmenwert (Goodwill)

Im Konzernabschluss aus der Kapitalkonsolidierung nach Auflösung stiller Reserven/Lasten resultierender Wert aus der Aufrechnung des Beteiligungsbuchwertes der Muttergesellschaft mit dem anteiligen Eigenkapital der Tochtergesellschaft.

### Grundkapital

Aktienkapital einer Aktiengesellschaft, entspricht zahlenmäßig dem Nennwert aller ausgegebenen Aktien. In der Bilanz wird es als gezeichnetes Kapital auf der Passivseite ausgewiesen.

### Impairment-Test

Werthaltigkeitsprüfung, bei der der Buchwert eines Vermögensgegenstands mit seinem erzielbaren Betrag (Fair Value) verglichen wird. Für den Fall, dass der erzielbare Betrag den Buchwert unterschreitet, ist eine außerplanmäßige Abschreibung (Impairment) auf den Vermögensgegenstand vorzunehmen. Von besonderer Bedeutung für Firmenwerte (Goodwill), die mindestens einmal jährlich einem solchen Impairment-Test zu unterziehen sind.

### International Financial Reporting Standards (IFRS)

Internationale Rechnungslegungsvorschriften, die aufgrund der Verordnung des Europäischen Parlaments und des Europäischen Rates von kapitalmarktorientierten EU-Unternehmen anzuwenden sind.

## Investitionen

Zahlungswirksame Investitionen gemäß Kapitalflussrechnung.

### Kapitalflussrechnung

Die Kapitalflussrechnung dient der Ermittlung und Darstellung des Zahlungsmittelflusses, den ein Unternehmen in einem Geschäftsjahr aus laufender Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit erwirtschaftet oder verbraucht hat.

### Kapitalkosten

Kapitalkosten für das eingesetzte Kapital werden als gewichteter Durchschnitt der Eigen- und Fremdkapitalkosten ermittelt (Weighted-Average Cost of Capital, WACC). Eigenkapitalkosten entsprechen der Rendite, die Anleger bei einer Investition in Aktien erwarten. Die Fremdkapitalkosten orientieren sich an den Marktkonditionen für Kredite und Anleihen. In den Fremdkapitalkosten wird berücksichtigt, dass Fremdkapitalzinsen steuerlich abzugsfähig sind (Tax Shield).

### Kaufpreisverteilung

Aufteilung des Kaufpreises nach einer Unternehmensakquisition auf die einzelnen Vermögensgegenstände und Schulden.

### Konsolidierung

Der Konzernabschluss wird so aufgestellt, als ob alle Konzernunternehmen ein rechtlich einheitliches Unternehmen bilden. Alle Aufwendungen und Erträge sowie Zwischenergebnisse aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Transaktionen zwischen den Konzernunternehmen werden durch Aufrechnung (Aufwands- und Ertrags- sowie Zwischenergebniskonsolidierung) eliminiert. Beteiligungen an Konzernunternehmen werden gegen deren Eigenkapital aufgerechnet (Kapitalkonsolidierung) und alle konzerninternen Forderungen und Verbindlichkeiten eliminiert (Schuldenkonsolidierung), da solche Rechtsverhältnisse innerhalb einer juristischen Person nicht existieren. Aus der Summierung und Konsolidierung der verbleibenden Posten der Jahresabschlüsse ergeben sich die Konzernbilanz und die Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung.

**Nachhaltiger Konzernüberschuss**

Ergebnisgröße nach Zinsen, Steuern vom Einkommen und vom Ertrag sowie Anteilen ohne beherrschenden Einfluss, die um außergewöhnliche Effekte bereinigt ist. Zu den Bereinigungen zählen – neben den Effekten aus der Marktbewertung von Derivaten – Buchgewinne und -verluste aus Desinvestitionen, Restrukturierungsaufwendungen und sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge mit einmaligem beziehungsweise seltenem Charakter (nach Steuern und Anteilen ohne beherrschenden Einfluss). Darüber hinaus werden außergewöhnliche Steuereffekte und das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten beim nachhaltigen Konzernüberschuss nicht berücksichtigt.

**Netto-Finanzposition**

Saldo aus einerseits liquiden Mitteln und langfristigen Wertpapieren sowie andererseits Finanzverbindlichkeiten (einschließlich der Effekte aus der Währungssicherung) gegenüber Kreditinstituten und Dritten sowie aus Beteiligungsverhältnissen.

**Neutrales Ergebnis**

Das neutrale Ergebnis enthält Geschäftsvorfälle, die einmaligen beziehungsweise seltenen Charakter haben. Hierzu zählen vor allem Buchgewinne und -verluste aus größeren Desinvestitionen sowie Restrukturierungsaufwendungen (vergleiche EBIT).

**Nicht fortgeführte Aktivitäten**

Abgrenzbare Geschäftseinheiten, die zum Verkauf bestimmt sind oder bereits veräußert wurden. Sie unterliegen besonderen Ausweisregeln.

**Operativer Cashflow**

Aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten erwirtschafteter Mittelzufluss/-abfluss.

**Option**

Recht, den zugrunde liegenden Optionsgegenstand (beispielsweise Wertpapiere oder Devisen) zu einem vorweg fest vereinbarten Preis (Basispreis) zu einem bestimmten Zeitpunkt beziehungsweise in einem bestimmten Zeitraum vom Kontrahenten (Stillhalter) zu kaufen (Kaufoption/Call) oder an ihn zu verkaufen (Verkaufsoption/Put).

**Profit at Risk (PaR)**

Risikomaß, das die potenzielle negative Abweichung von der erwarteten Marge aufgrund von Marktpreisveränderungen angibt, die mit einer gegebenen Konfidenzwahrscheinlichkeit (zum Beispiel 95 Prozent) über die Haltedauer in Abhängigkeit von der Marktliquidität nicht überschritten wird. Die wesentlichen Marktpreise sind hierbei Strom-, Gas-, Kohle- und CO<sub>2</sub>-Preise.

**Purchase Price Allocation**

(siehe Kaufpreisverteilung)

**Rating**

Klassifikation kurz- und langfristiger Schuldtitel oder Schuldner entsprechend der Sicherheit der zukünftigen Zins- und Tilgungszahlungen in Bonitätsklassen oder Ratingkategorien. Die Hauptfunktion eines Ratings ist, Transparenz und somit Vergleichbarkeit für Investoren und Gläubiger hinsichtlich des Ausfallrisikos einer Finanzanlage zu schaffen.



### ROACE

Return on Average Capital Employed – Renditemaß für die periodische Erfolgskontrolle des operativen Geschäfts. Der ROACE wird als Quotient aus dem EBIT und dem durchschnittlich investierten Kapital (Average Capital Employed) berechnet. Das Capital Employed spiegelt das im Konzern gebundene und zu verzinsende Vermögen wider.

### ROCE

Return on Capital Employed – Renditemaß für die periodische Erfolgskontrolle. Der ROCE wird als Quotient aus dem EBIT und dem investierten Kapital (Capital Employed) berechnet. Das Capital Employed spiegelt das im Konzern gebundene und zu verzinsende Vermögen wider.

### Syndizierte Kreditlinie

Von einem Bankenkonsortium verbindlich zugesagte Kreditlinie.

### Value Added

Zentraler Indikator für den absoluten Wertbeitrag einer Periode. Als Residualgewinn drückt er den Erfolgsüberschuss aus, der über die Kosten des Eigen- und Fremdkapitals hinaus erwirtschaftet wird. Der Value Added wird als Produkt von Rendite-Spread (ROACE – Kapitalkosten) und dem durchschnittlichen Kapitaleinsatz (Average Capital Employed) berechnet.

### Value at Risk (VaR)

Risikomaß, das den potenziellen Verlust angibt, den ein Portfolio mit einer gegebenen Konfidenzwahrscheinlichkeit (zum Beispiel 99 Prozent) über eine bestimmte Haltedauer (zum Beispiel einen Tag) nicht überschreiten wird. Aufgrund von Korrelationen zwischen einzelnen Transaktionen ist das Risiko eines Portfolios in der Regel geringer als die Summe der individuellen Risiken.

### Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste

Die versicherungsmathematische Berechnung der Pensionsrückstellungen beruht im Wesentlichen auf zu prognostizierenden Parametern (wie zum Beispiel den Lohn- und Rententwicklungen). Wenn sich die tatsächlichen Entwicklungen später von den Annahmen unterscheiden, resultieren daraus versicherungsmathematische Gewinne oder Verluste.

### Werthaltigkeitsprüfung

(siehe Impairment-Test)

### Wirtschaftliche Netto-Verschuldung

Kennziffer, die die Netto-Finanzposition um die Pensionsrückstellungen und die Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen erweitert, wobei Vorauszahlungen an den schwedischen Nuklearfonds abgezogen werden.

### Working Capital

Finanzkennzahl, die sich aus den kurzfristigen operativen Vermögenswerten abzüglich der kurzfristigen operativen Verbindlichkeiten ergibt.

**Weitere Informationen**

E.ON SE  
E.ON-Platz 1  
40479 Düsseldorf

T 02 11-45 79-0  
F 02 11-45 79-5 01  
[info@eon.com](mailto:info@eon.com)  
[www.eon.com](http://www.eon.com)

Für Journalisten  
T 02 11-45 79-5 44 oder -35 70  
[presse@eon.com](mailto:presse@eon.com)

Für Analysten und Aktionäre  
T 02 11-45 79-3 45  
[investorrelations@eon.com](mailto:investorrelations@eon.com)

Für Anleiheinvestoren  
T 02 11-45 79-2 62  
[creditorrelations@eon.com](mailto:creditorrelations@eon.com)

**Produktion & Satz:**  
**Druck:**

Jung Produktion, Düsseldorf  
Ernst Kabel Druck GmbH, Hamburg

## Finanzkalender

7. Mai 2015	Hauptversammlung 2015
7. Mai 2015	Zwischenbericht Januar – März 2015
12. August 2015	Zwischenbericht Januar – Juni 2015
11. November 2015	Zwischenbericht Januar – September 2015
9. März 2016	Veröffentlichung des Geschäftsberichts 2015
11. Mai 2016	Zwischenbericht Januar – März 2016
8. Juni 2016	Hauptversammlung 2016
10. August 2016	Zwischenbericht Januar – Juni 2016
9. November 2016	Zwischenbericht Januar – September 2016

