Geschäftsbericht 2015

E.ON-Konzern in Zahlen[1)]

in Mio €	2015	2014	+/- %
Rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung (in MW)	45.335	58.871	-23
– davon Erneuerbare Energien (in MW)	8.428	10.474	-20
Voll konsolidierte Kraftwerksleistung (in MW)	46.479	60.151	-23
– davon Erneuerbare Energien (in MW)	7.889	9.703	-19
Eigene Stromerzeugung (in Mrd kWh)	188,5	215,2	-12
– davon aus Erneuerbaren Energien (in Mrd kWh)	26,1	27,2	-4
CO_2-Emissionen aus Strom- und Wärmeerzeugung (in Mio t)	76,8	95,7	-20
Spezifische CO_2-Emissionen (in t CO_2/MWh)	0,40	0,43	-7
Stromabsatz (in Mrd kWh)	780,9	780,2	–
Gasabsatz (in Mrd kWh)	1.721,8	1.171,0	+47
Umsatz	116.218	113.095	+3
EBITDA[2)]	7.557	8.376	-10
EBIT[2)]	4.369	4.695	-7
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	-6.377	-3.130	-104
Konzernüberschuss/-fehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE	-6.999	-3.160	-121
Nachhaltiger Konzernüberschuss[2)]	1.648	1.646	–
Investitionen	4.174	4.637	-10
Forschungs- und Entwicklungsaufwand	34	30	+13
Operativer Cashflow[3)]	6.133	6.354	-3
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (31.12.)	27.714	33.394	-17
Debt Factor[5)]	3,7	4,0	-0,3[4)]
Eigenkapital	19.077	26.713	-29
Bilanzsumme	113.693	125.690	-10
ROACE (in %)	9,4	8,6	+0,8[6)]
Kapitalkosten vor Steuern (in %)	6,7	7,4	-0,7[6)]
Kapitalkosten nach Steuern (in %)	4,9	5,4	-0,5[6)]
Value Added	1.251	640	+95
Mitarbeiter (31.12.)	56.490	58.811	-4
– Anteil Frauen (in %)	29,9	28,9	+1,0[6)]
– Anteil Frauen in Führungspositionen (in %)	16,7	15,8	+0,9[6)]
– Durchschnittliche Fluktuationsrate (in %)	3,7	3,3	+0,4[6)]
– Durchschnittsalter der Mitarbeiter	42	43	-1[4)]
– TRIF (E.ON-Mitarbeiter)	2,0	2,0	–
Ergebnis je Aktie[7), 8)] (in €)	-3,60	-1,64	-120
Eigenkapital je Aktie[7), 8)] (in €)	8,42	12,72	-34
Dividende je Aktie[9)] (in €)	0,50	0,50	–
Dividendensumme	976	966	+1
Marktkapitalisierung[8)] (in Mrd €)	17,4	27,4	-36

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 2015

Inhalt

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 & 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 Weitere finanzielle und nichtfinanzielle Leistungsindikatoren
47 - Wertmanagement
48 - Corporate Sustainability
50 - 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
82 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 Aufsichtsratsmitglieder
218 Vorstandsmitglieder

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

Brief des Vorstandsvorsitzenden

Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,

das vergangene Geschäftsjahr stand ganz im Zeichen der Aufteilung unserer Aktivitäten in zwei eigenständige Unternehmen. Vor rund einem Jahr hatten wir dieses hochkomplexe Vorhaben angekündigt und wir haben seither mit aller Kraft daran gearbeitet, die wohl anspruchsvollste Neugestaltung eines europäischen Unternehmens im Zeitplan umzusetzen. Seit Beginn des Jahres 2016 sind nun E.ON und Uniper operativ getrennt am Start – zwei klar fokussierte Unternehmen. Jedes wird sich auf eine der beiden Energiewelten konzentrieren, die sich immer stärker auseinanderentwickeln und die völlig unterschiedliche unternehmerische Antworten erfordern.

E.ON nutzt die Chancen der neuen Energiewelt und steht dabei auf drei Säulen: Erneuerbare Energien, Energienetze und Kundenlösungen. Diese Geschäfte beherrschten wir schon bisher, wir stellen sie jetzt aber konsequent in die Mitte unseres Handelns und richten sie noch klarer auf unsere Kunden hin aus. E.ON hat in den vergangenen Jahren mehr als 2.400 Windkraftanlagen und einige Solarparks gebaut. Dafür haben wir insgesamt rund 10 Mrd € investiert. Allein im letzten Jahr haben wir zwei große Offshore-Windparks in der Nordsee innerhalb des Budgets und des Zeitplans fertig gestellt, Amrumbank West vor Helgoland und Humber Gateway vor der Ostküste Englands. Als Nummer zwei in der Welt beim Offshore-Windgeschäft haben wir uns einen herausragenden Ruf als Planer, Errichter und Betreiber von Offshore-Windparks erworben und sind daher ein gesuchter Partner für Unternehmen, die in grüne Energie investieren wollen. Die zweite Säule der neuen E.ON sind die Energienetze: So wie die moderne Kommunikation das Internet braucht, braucht die moderne Energiewelt hervorragende Energienetze, die Millionen einzelner Produktionsanlagen und Kunden verbinden und flexibel auf Kundenbedürfnisse und den schwankenden Charakter der erneuerbaren Produktion reagieren. Zunehmend eingesetzte smarte Technik erlaubt unseren Kunden, Energie ganz anders zu beziehen, zu teilen oder zu verkaufen als bisher. Solche innovativen Energienetze zu entwickeln und effizient zu betreiben, ist unsere Stärke: Kein Unternehmen in Deutschland integriert so viel Erneuerbare Energie ins Netz wie E.ON. Für den Ausbau einschließlich neuer Anschlüsse und Modernisierung im Verteilnetz investieren wir in Deutschland jährlich rund 1 Mrd €. Die dritte Säule sind Kundenlösungen, vom klassischen Energieverkauf bis hin zu neuen, innovativen Produkten und Dienstleistungen. So helfen unsere Solar- und Batterieprofis Kunden, ihre eigene Solaranlage effizient zu nutzen und selbst erzeugte Energie zu speichern. Auch im Geschäft mit dezentralen Lösungen auf Basis der Kraft-Wärme-Kopplung zählt E.ON in Deutschland schon seit Jahren zu den Marktführern mit mehr als 4.000 realisierten Anlagen und einem Umsatz von nahezu 1 Mrd €. Jüngstes Beispiel: Im November 2015 haben wir das größte und leistungsstärkste Blockheizkraftwerk (BHKW) der Region Hamburg in Betrieb genommen. Es wird zukünftig Strom für bis zu 21.500 Haushalte und Wärme für bis zu 6.000 Einfamilienhäuser erzeugen. Wir verfügen also über hervorragende Kompetenzen, um die Energiewelt der Zukunft zu gestalten. Unser nächstes Ziel: Wir werden diese Kompetenzen über unsere Geschäftsbereiche hinweg bündeln und durchgängig digitalisieren, um für unsere Kunden neue Konzepte und Produktangebote zu schnüren. Die Marke E.ON ist dabei unser vertrautes Gesicht zum Kunden, und sie bildet die Klammer um alle drei Säulen.

Uniper konzentriert sich in der klassischen Energiewelt auf ein konventionelles Portfolio mit einem deutlichen Akzent auf flexiblen Gaskraftwerken und globalem Energiehandel. In Europa und Russland betreibt Uniper Kraftwerke mit einer installierten Leistung von insgesamt rund 40 GW. Diese flexibel und bedarfsgerecht einsetzbare Erzeugungskapazität, zu der auch ein guter Anteil an Wasserkraft gehört, spielt eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit während des langfristigen Übergangs zu einer CO_2-neutralen Stromversorgung der Zukunft. 2015 wurde auch das hochmoderne Kohlekraftwerk Maasvlakte 3 in den Niederlanden an die Flotte übergeben, die Betriebsgenehmigung ist jetzt bestandskräftig. In diesem Kraftwerk nahe Rotterdam demonstriert Uniper, wie ein Kraftwerk auf intelligente und klimaschonende Weise in seine industrielle Umgebung eingebunden werden kann. Mit Maasvlakte 3 verfügt Uniper nun über weitere effiziente Erzeugungskapazität am europäischen Markt. Darüber hinaus erzeugen zahlreiche Anlagen neben Strom auch Wärme für die Fern- und Nahwärmeversorgung oder als Prozesswärme für die Industrie, Druckluft für benachbarte Industriebetriebe und weitere, kundennahe Produkte. Mit ausgeprägten Kenntnissen und Erfahrungen im Engineering, bei Planung, Bau, Betrieb und Management von Kraftwerken verfügt Uniper über sehr gute Grundlagen für die Entwicklung neuer Geschäfte nahe an der DNA des Unternehmens – in den heimischen Märkten ebenso wie außerhalb Europas. Und mit ihrem langjährigen Know-how in der Gasbeschaffung, sei es über Langfristverträge oder als verflüssigtes Erdgas, mit internationaler Handelsexpertise bei allen Commoditys und eigenen Gasspeichern ist Uniper ein

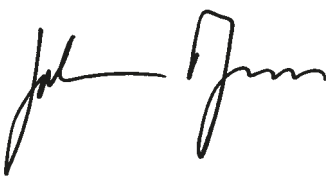
verlässlicher Partner in Sachen Versorgungssicherheit. Dazu wird Uniper in den nächsten Jahren einen wichtigen Beitrag in unterschiedlichen Energiemärkten weltweit leisten können. Dabei erprobt Uniper neue Technologien, die eine Schlüsselrolle für künftige Energiesysteme spielen werden. Vor allem die Energiespeicherung hat hierbei für das Stromversorgungssystem der Zukunft mit seinem hohen Anteil regenerativer Energien herausragende Bedeutung. Schon heute betreibt Uniper Pilotanlagen für die Umwandlung von regenerativ erzeugtem Strom in Wasserstoff (Power to Gas) und beteiligt sich an der Entwicklung großer Batteriespeicher.

Wir haben unseren Zeitplan zum Umbau von E.ON eingehalten, obwohl wir im September 2015 die Entscheidung getroffen haben, die verbleibenden deutschen Kernenergieaktivitäten als „PreussenElektra" unter dem Dach von E.ON zu belassen. Zeitgleich hat die Bundesregierung eine Kommission eingesetzt, die für die Finanzierung der Kernenergieverpflichtungen eine langfristig tragfähige Lösung suchen soll. Es ist unsere Überzeugung, dass Staat und Unternehmen die gemeinsame Verantwortung für den Ausstieg aus der Kernenergie tragen. Hinsichtlich der Rückstellungen für Rückbau und Entsorgung hat der „Stresstest" des Bundeswirtschaftsministeriums im Oktober 2015 ergeben, dass wir ausreichende Rückstellungen gebildet und diese richtig bilanziert haben. Jetzt arbeiten wir mit Hochdruck daran, dass E.ON und Uniper für den getrennten Weg in die Zukunft finanziell gut gerüstet sind und ihre Geschäfte in der jeweiligen Energiewelt trotz schwieriger werdender Rahmenbedingungen konzentriert entwickeln können.

Das operative Geschäft von E.ON verlief 2015 stabil und planmäßig. Unser EBITDA von 7,6 Mrd € und der operative Cashflow von 6,1 Mrd € liegen zwar jeweils unter den Vorjahreswerten, bewegen sich aber im Rahmen der Erwartungen für das Gesamtjahr 2015. Unsere Ertragslage wurde 2015 insbesondere durch außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 8,8 Mrd € geprägt. Im Rahmen der Überprüfung unserer Annahmen zur langfristigen Entwicklungen der Strom- und Commoditypreise hatten wir vor allem auf Erzeugungsassets Wertberichtigungen vorgenommen. Sehr gut kommen wir beim weiteren Abbau unserer wirtschaftlichen Netto-Verschuldung voran. Wir konnten sie unter anderem durch die Abgabe unseres Explorations- und Produktionsgeschäfts in der norwegischen Nordsee, der Aktivitäten in Spanien, der Erzeugungsaktivitäten in Italien und der restlichen Anteile an E.ON Energy from Waste deutlich um rund 5,7 Mrd € auf nun 27,7 Mrd € zurückführen. Und der kürzlich erfolgte Verkauf unseres britischen Gas- und Ölfördergeschäfts wird diese Entwicklung fortsetzen. Diese Desinvestitionen verbessern unser Finanzprofil und geben uns mehr Flexibilität für die Umsetzung unserer Strategie und die Neupositionierung des Konzerns. Diese Impulse wollen wir verstärken, indem wir die Neustrukturierung wie geplant in diesem Jahr erfolgreich abschließen. So verbessern wir die Basis, um mit voller Energie und ohne Kompromisse in der neuen und der klassischen Energiewelt erfolgreicher zu sein als unsere Wettbewerber.

Die Zahlen des Geschäftsjahres zeigen, dass sowohl E.ON als auch Uniper operativ und finanziell solide aufgestellt sind. Unsere operativen Stärken werden sich im Laufe des nächsten Geschäftsjahres besser entfalten können, wenn beide Unternehmen getrennte Wege gehen. E.ON wird dann konzentriert in die neue Energiewelt aufbrechen, und Uniper wird eine starke Rolle in der klassischen Energieversorgung spielen. E.ON und Uniper wollen für Kunden und Investoren Partner der Wahl in der neuen Energiewelt und der klassischen Energiewelt sein!

Mit herzlichen Grüßen



Dr. Johannes Teyssen

Bericht des Aufsichtsrats

Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,

die Umsetzung der im November 2014 beschlossenen strategischen Neuausrichtung von E.ON hat die Arbeit des Aufsichtsrats im Jahr 2015 maßgeblich geprägt. Seit dem 1. Januar 2016 treten E.ON und Uniper organisatorisch getrennt auf. Die neue E.ON konzentriert sich auf die Geschäftsfelder Erneuerbare Energien, Netze und Kundenlösungen. Das neue Unternehmen Uniper fokussiert sich auf die konventionelle Energieerzeugung mit einem starken Akzent auf Gas und Wasserkraft sowie das internationale Energiehandelsgeschäft.

Die Geschäftsentwicklung von E.ON und der gesamten Branche wurde nach wie vor durch die strukturell angespannte Situation der Energiemärkte in Deutschland und Europa sowie den weiteren massiven Verfall der globalen Brennstoffpreise geprägt. Eine emissionsarme konventionelle Energieerzeugung ist in diesem Umfeld aufgrund der Folgen der Energiewende gerade in Deutschland aktuell nur schwer kostendeckend möglich. Auch gibt es nach wie vor auf regulatorischer Ebene für den Energiemarkt in Europa und insbesondere in Deutschland kein klares Regelwerk, das den Beitrag effizienter konventioneller Kraftwerke zur Versorgungssicherheit definiert und honoriert.

Auch im Geschäftsjahr 2015 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 und zwei außerordentlichen Sitzungen des Aufsichtsrats der E.ON SE haben wir uns im Geschäftsjahr 2015 mit allen für das Unternehmen relevanten Fragen – auch im Zusammenhang mit der Umsetzung der neuen Konzernstrategie – befasst. Sämtliche Aufsichtsratsmitglieder der E.ON SE nahmen an allen Sitzungen des Aufsichtsrats teil, lediglich ein Mitglied war an zwei Sitzungsteilnahmen 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.

Umsetzung der neuen Konzernstrategie

Am 30. November 2014 hat der Aufsichtsrat dem Vorschlag des Vorstands für eine neue Konzernstrategie zugestimmt. Dieser Neuausrichtung liegt die Einschätzung zugrunde, dass sich im Laufe der letzten Jahre zwei Energiewelten entwickelt haben, die unterschiedliche Anforderungen an Energieunternehmen stellen. In der neuen Energiewelt kommt es insbesondere auf die Kundenorientierung, erneuerbare und dezentrale Stromerzeugung, leistungsfähige und zunehmend intelligente Netze sowie technische Innovationen an. In der klassischen Energiewelt hingegen sind vor allem Know-how und Kosteneffizienz in der Stromerzeugung mit konventionellen Großkraftwerken und im globalen Handel mit Energie gefragt. Wir sind deshalb gemeinsam mit dem Vorstand auch weiterhin fest davon überzeugt, dass die Aufspaltung in zwei selbstständige Unternehmen

die folgerichtige Antwort auf diese Entwicklung ist und dass unsere Strategie mit E.ON und Uniper zwei erfolgreiche Unternehmen hervorbringen wird.

E.ON hat das Ziel, bevorzugter Partner für innovative Energielösungen zu werden, und fokussiert sich mit insgesamt rund 43.000 Mitarbeitern in Europa und den USA auf die Säulen Erneuerbare Energien, Energienetze und Kundenlösungen. Die Geschäftsfelder konventionelle Stromerzeugung und globaler Energiehandel mit knapp 14.000 Mitarbeitern wurden dem neu geschaffenen Unternehmen Uniper zugeordnet. Uniper ging zum 1. Januar 2016 an den Start, hat seinen Sitz in Düsseldorf und soll durch entsprechende Beschlussfassung in der Hauptversammlung im Jahr 2016 mehrheitlich an die Aktionäre der E.ON SE abgespalten werden.

Vor dem Hintergrund der aktuellen politischen Kernenergiediskussion in Deutschland haben Vorstand und Aufsichtsrat gemeinsam entschieden, den verbleibenden Betrieb und Rückbau der konzerneigenen deutschen Kernenergiekraftwerke in der Verantwortung von E.ON zu belassen, um möglichen Risiken für die Umsetzung der Konzernstrategie vorzubeugen. Die strategische Neuausrichtung des Konzerns wird hierdurch nicht berührt. Die deutsche Kernenergie stellt kein strategisches Geschäftsfeld von E.ON mehr dar, sondern wird von einer gesonderten operativen Einheit mit dem Namen „PreussenElektra" gesteuert.

Zentrale Themen der Beratung des Aufsichtsrats

Neben der beschriebenen Diskussion zur neuen Konzernstrategie haben wir uns mit den Geschäftsmodellen von Uniper und der zukünftigen E.ON befasst sowie über den Fortschritt der Abspaltung berichten lassen. Im Hinblick auf das aktuelle operative Geschäft haben wir uns ausführlich mit dem Preisverfall auf den nationalen und internationalen Energiemärkten sowie der wirtschaftlichen Lage des Konzerns und seiner Gesellschaften beschäftigt, über die uns der Vorstand jeweils kontinuierlich informierte. Konkret haben wir 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 2016 bis 2018 einschließlich der in diesem Zusammenhang erforderlichen Wertberichtigungen aufgrund der aktualisierten Annahmen zur langfristigen Entwicklung von Strom- und Primärenergiepreisen. Dem Aufsichtsrat wurden zudem regelmäßig die Entwicklungen im Bereich Gesundheit, (Arbeits-)Sicherheit und Umweltschutz – hier insbesondere der Verlauf der wesentlichen Unfallkennzahlen – sowie die aktuelle Entwicklung der Kundenzahlen und der Kundenzufriedenheit, die Entwicklung der Auszubildendenzahlen und Maßnahmen zur Frauenförderung dargestellt. Diesbezüglich hat der Aufsichtsrat auch die gesetzlichen Vorgaben zur Frauenquote umgesetzt.

Weitere übergeordnete zentrale Themen unserer Beratungen waren die Entwicklung der europäischen und deutschen Energiepolitik und die gesamt- und wirtschaftspolitische Lage in den Ländern, in denen E.ON aktiv ist, insbesondere mit Blick auf die jeweiligen Auswirkungen auf die verschiedenen Geschäftsfelder von E.ON. Regelmäßig beschäftigten wir uns zudem mit der Entwicklung der Commodity-Preise und der für E.ON relevanten Währungen.

Die aktuellen Entwicklungen unserer Geschäftsaktivitäten in den globalen und regionalen Einheiten sowie in Russland und der Türkei wurden umfassend erörtert. Der Vorstand informierte uns über den Fortgang und erfolgreichen Abschluss der Kraftwerks-Bauprojekte Maasvlakte 3 in den Niederlanden, Berezovskaja 3 in Russland sowie der Offshore-Windparkprojekte Humber Gateway und Amrumbank in Großbritannien und Deutschland. Ferner wurde der Bau am Windparkprojekt Rampion vor der britischen Küste beschlossen und über den Abschluss der Veräußerung von Aktivitäten in Italien und Spanien sowie des E&P-Geschäfts in der Nordsee diskutiert und – soweit erforderlich – ein Beschluss gefasst. Des Weiteren wurde der Aufsichtsrat fortlaufend über den Status der Kernkraftaktivitäten in Schweden – hier insbesondere den Stand des Überholungsprojekts am Kernkraftwerk Oskarshamn 2 und die Stilllegung der Blöcke 1 und 2 des Kernkraftwerks Ringhals – sowie den Fortgang des Neubauprojekts Datteln 4 in Deutschland unterrichtet. In mehreren Sitzungen wurde dem Aufsichtsrat zudem über den Restrukturierungsprozess unseres Joint Ventures ENEVA und die damit zusammenhängenden Aktivitäten in Brasilien berichtet. In rechtlicher Hinsicht berichtete der Vorstand über den Fortschritt der Verfahren zur Brennelementesteuer sowie den Stand des Verfassungsbeschwerdeverfahrens gegen den Kernenergieausstieg und der Klage gegen das Kernenergiemoratorium. Im Zusammenhang mit den Beschlussempfehlungen für die Hauptversammlung

2015 stimmte der Aufsichtsrat unter anderem erneut 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 aktuelle und zukünftige 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 2015 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 5. Mai 2015) 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 24. Juni 2014) seit Abgabe der letzten Erklärung am 15. Dezember 2014 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 veröffentlicht.

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

Im abgelaufenen Geschäftsjahr wurde eine Aus- und Fortbildungsveranstaltung zu ausgewählten operativen Themen des E.ON-Geschäfts 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 zu 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 sechsmal getagt. Bei den Sitzungen waren jeweils sämtliche Mitglieder anwesend. Insbesondere wurden in diesem Gremium die Sitzungen des Aufsichtsrats vorbereitet. Weiterhin hat der Präsidialausschuss wesentliche Personalangelegenheiten im Zusammenhang mit der Abspaltung sowie 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 2014 sowie die Vorgabe von Zielen für das Jahr 2015 vorbereitet. Er hat zudem deren Umsetzung im Rahmen einer unterjährigen Evaluierung diskutiert.

Der Finanz- und Investitionsausschuss kam in vier Sitzungen zusammen, bei denen jeweils alle Mitglieder anwesend waren. Der Ausschuss befasste sich unter anderem mit dem Bericht des Vorstands zur Fertigstellung der Projekte Gasspeicher Etzel sowie der Gasleitungen Nordstream, OPAL und NEL. Darüber hinaus waren die aktuellen Entwicklungen bei unserem Joint Venture Enerjisa in der Türkei, der Verkauf der E&P-Aktivitäten in der Nordsee, die Veräußerung der Aktivitäten in Italien und das Wind-Offshore-Projekt Rampion vor der britischen Küste Gegenstand der Beratungen. 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 2016 bis 2018 diskutiert und die Beschlussfassung durch den Aufsichtsrat vorbereitet.

Der Prüfungs- und Risikoausschuss hielt im Geschäftsjahr 2015 fünf Sitzungen ab. An allen Sitzungen nahmen die jeweiligen Mitglieder vollzählig teil. 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 2014 nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) sowie den Zwischenabschlüssen der E.ON SE im Jahr 2015. Der Ausschuss erörterte den Vorschlag zur Wahl des Abschlussprüfers für das Geschäftsjahr 2015 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 Risikomanagementsystems 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 2015 sowie der Prüfungsplanung und der Festlegung der Prüfungsschwerpunkte für 2015. Ferner erörterte der Ausschuss den jeweiligen „Health, Safety & Environment"-Bericht sowie die Compliance-Berichte 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 die Verfahren im Zusammenhang mit der Brennelementesteuer, der Verfahrensstand beim Neubauprojekt Datteln 4 sowie Schieds- und Gerichtsverfahren mit Großkunden im deutschen Vertrieb und die Überprüfung der Preisanpassungsklauseln bei Sonderkundenverträgen in Verfahren vor dem Europäischen Gerichtshof und dem Bundesgerichtshof. Regelmäßig wurden im Ausschuss die Entwicklung des Ratings und dessen aktueller Stand erörtert. Weitere Themen waren der Stand der Abspaltungsvorbereitungen, die Kernenergierückstellungen unter Würdigung der politischen Diskussion, die Steuerentwicklung im Konzern sowie meldepflichtige Ereignisse im E.ON-Konzern und Versicherungsfragen.

Der Nominierungsausschuss tagte im Geschäftsjahr 2015 nicht, da keine entsprechenden Wahlen für den Aufsichtsrat der E.ON SE anstanden.

Prüfung und Feststellung des Jahresabschlusses zum 31. Dezember 2015, Billigung des Konzernabschlusses, Gewinnverwendungsvorschlag

Der Jahresabschluss der E.ON SE zum 31. Dezember 2015, 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 Risikofrüherkennungssystem 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 8. März 2016 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 Vorstand

Im Zuge der Neuaufstellung des Konzerns hat der Aufsichtsrat der E.ON SE wesentliche Personalentscheidungen für E.ON und Uniper getroffen.

Herr Michael Sen wurde mit Wirkung ab dem 1. Juni 2015 zum Mitglied des Vorstands der E.ON SE berufen. Er hat die Aufgaben des Chief Financial Officers von Klaus Schäfer übernommen. Der Aufsichtsrat hat zudem Herrn Karsten Wildberger mit Wirkung zum 1. April 2016 zum Mitglied des Vorstands der Gesellschaft bestellt. Er wird die Nachfolge von Bernhard Reutersberg in der Funktion als Chief Markets Officer antreten.

Herr Reutersberg hat unter Zustimmung des Aufsichtsrats der E.ON SE zu seiner Nominierung den Aufsichtsratsvorsitz der Uniper übernommen und scheidet zum 30. Juni 2016 aus dem E.ON-Vorstand aus. Der Aufsichtsrat hat darüber hinaus der Nominierung des Vorstands von Uniper zugestimmt. Vorstandsvorsitzender von Uniper ist Herr Klaus Schäfer, der aus diesem Grund am 31. Dezember 2015 aus dem Vorstand von E.ON ausgeschieden ist. Die Aufgabe als Chief Financial Officer wird von Herrn Christopher Delbrück wahrgenommen. Herr Eckhardt Rümmler trägt als Chief Operating Officer die Verantwortung für alle technischen Anlagen, insbesondere die konventionellen Kraftwerke und Gasspeicher von Uniper. Die Funktion des Chief Commercial Officers im Vorstand von Uniper übernimmt Herr Keith Martin.

Herr Jørgen Kildahl (30. September 2015) und Herr Mike Winkel (31. Mai 2015) schieden aus dem Vorstand der E.ON SE aus. Der Aufsichtsrat dankt den Herren Kildahl und Winkel auch an dieser Stelle für ihre langjährige und erfolgreiche Arbeit im E.ON-Konzern. Sie haben sich mit großem persönlichem Engagement für die erfolgreiche Weiterentwicklung des Konzerns und die Umsetzung der neuen Strategie eingesetzt. Wir wünschen ihnen für die Zukunft alles Gute.

Die Ressortzuständigkeiten des Vorstands der E.ON SE zum 31. Dezember 2015 entnehmen Sie im Übrigen bitte dem Geschäftsbericht auf Seite 216.

Personelle Veränderungen im Aufsichtsrat und in den Ausschüssen

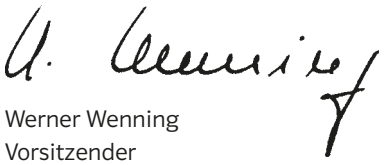
Zum 7. Mai 2015 ist nach langjähriger Mitgliedschaft Herr Erhard Ott aus dem Aufsichtsrat der E.ON SE ausgeschieden. Herr Ott hat dem Aufsichtsrat seit 2005 angehört und stets in vorbildlicher Art und Weise auf einen Ausgleich der Interessen von Mitarbeitern und Unternehmen hingearbeitet. Wir danken Herrn Ott für seinen engagierten Einsatz im Aufsichtsrat und wünschen ihm für die Zukunft alles Gute. Nachfolger von Herrn Ott ist Herr Andreas Scheidt. Herr Scheidt wurde als Nachfolger von Herrn Ott vom Aufsichtsrat zum stellvertretenden Vorsitzenden des Aufsichtsrats gewählt und ist daher zugleich Mitglied des Präsidialausschusses und Nachfolger von Herrn Ott als stellvertretender Vorsitzender des Ausschusses.

Zum 31. Dezember 2015 ist zudem Herr Eberhard Schomburg aus dem Aufsichtsrat der E.ON SE ausgeschieden. Wir danken Herrn Schomburg für sein außerordentliches Engagement für die Belange der Mitarbeiter und des Unternehmens in den letzten Jahren und wünschen ihm für seine zukünftigen Aufgaben alles Gute. Nachfolgerin von Herrn Schomburg im Aufsichtsrat ist Frau Elisabeth Wallbaum. In den Präsidialausschuss wurde als Nachfolger von Herrn Schomburg vom Aufsichtsrat Herr Fred Schulz und als Nachfolger in den Prüfungs- und Risikoausschuss Herr Thies Hansen gewählt. Die Mitglieder des Prüfungs- und Risikoausschusses wählten zudem aufgrund des Ausscheidens von Herrn Schomburg mit Wirkung ab dem 1. Januar 2016 Herrn Fred Schulz zum Stellvertreter des Vorsitzenden des Ausschusses. Zum neuen Mitglied des Finanz- und Investitionsausschusses als Nachfolger von Herrn Hansen, der sein Mandat in diesem Ausschuss zum 31. Dezember 2015 niedergelegt hat, hat der Aufsichtsrat Herrn Clive Broutta gewählt. Das Amt des stellvertretenden Ausschussvorsitzenden übernimmt aufgrund des Ausscheidens von Herrn Hansen und durch Wahl der Ausschussmitglieder ab dem 1. Januar 2016 Herr Eugen-Gheorghe Luha.

Für die im Geschäftsjahr 2015 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 8. März 2016
Der Aufsichtsrat

Mit freundlichen Grüßen



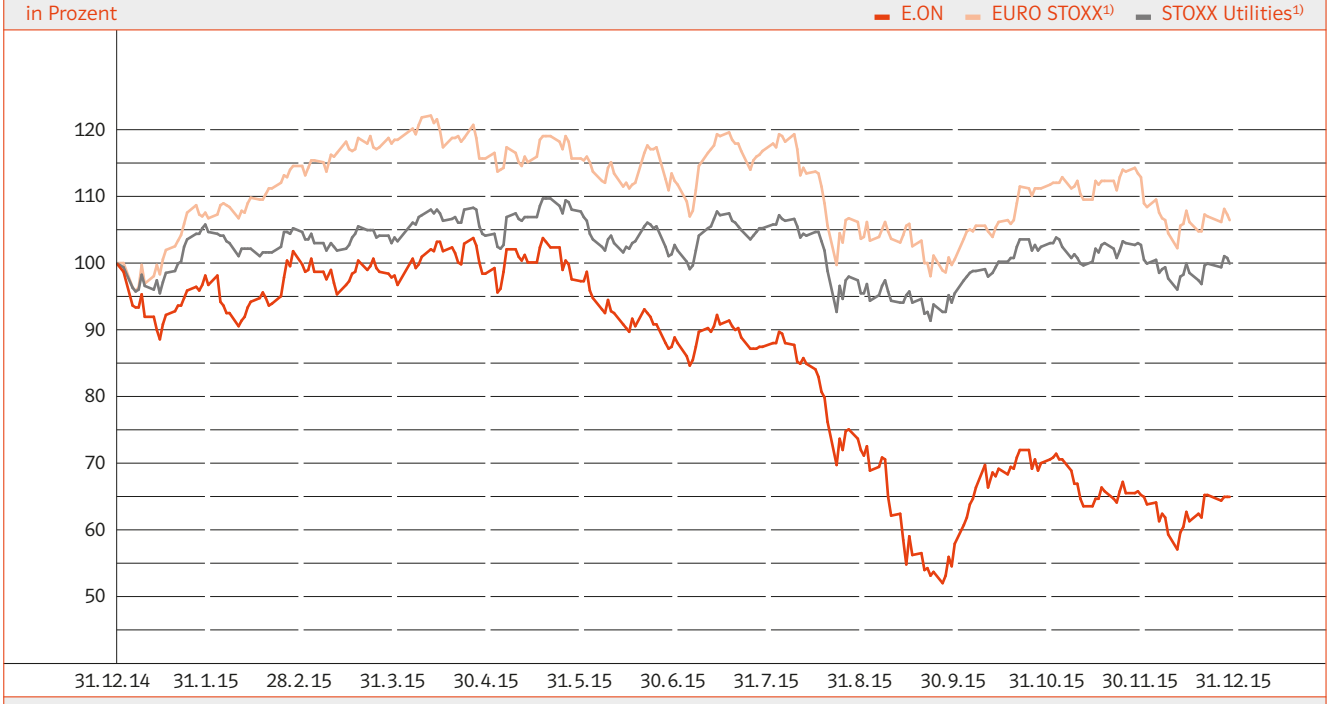
Werner Wenning
Vorsitzender

E.ON-Aktie

Entwicklung der E.ON-Aktie 2015

Am Ende des Jahres 2015 lag der Kurs der E.ON-Aktie (inklusive wiederangelegter Dividende) um 35 Prozent unter dem Kurs zum Jahresende 2014 und entwickelte sich damit schlechter als der Branchenindex STOXX Utilities (+/-0 Prozent) und als der europäische Aktienindex EURO STOXX 50 (+6 Prozent).

Performance der E.ON-Aktie



1) auf Basis Performance-Index

Kennzahlen zur E.ON-Aktie

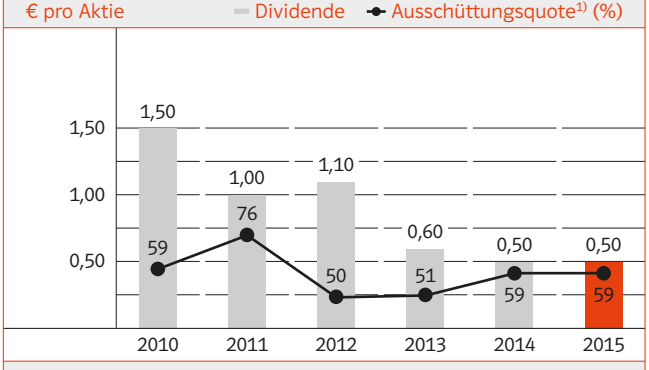
in € je Aktie	2015	2014
Ergebnis (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	-3,60	-1,64
Ergebnis aus nachhaltigem Konzernüberschuss[1)]	0,85	0,86
Dividende[2)]	0,50	0,50
Dividendensumme (in Mio €)	976	966
Höchstkurs[3)]	14,74	15,46
Tiefstkurs[3)]	7,13	12,56
Jahresendkurs[3)]	8,93	14,20
Anzahl ausstehender Aktien (in Mio)	1.952	1.933
Marktkapitalisierung[4)] (in Mrd €)	17,4	27,4
Umsatz E.ON-Aktien[5)] (in Mrd €)	33,9	31,4

1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte
2) für das jeweilige Geschäftsjahr; Vorschlag für 2015
3) Xetra
4) auf Basis ausstehender Aktien
5) an allen deutschen Börsen inklusive Xetra

Dividende

Für das Geschäftsjahr 2015 wird der Hauptversammlung die Ausschüttung einer Bardividende in Höhe von 0,50 € je Aktie vorgeschlagen (Vorjahr: 0,50 €). Die Ausschüttungsquote, gemessen am nachhaltigen Konzernüberschuss, liegt damit bei 59 Prozent wie im Vorjahr. Bezogen auf den Jahresendkurs 2015 beträgt die Dividendenrendite 5,6 Prozent.

Dividendenentwicklung

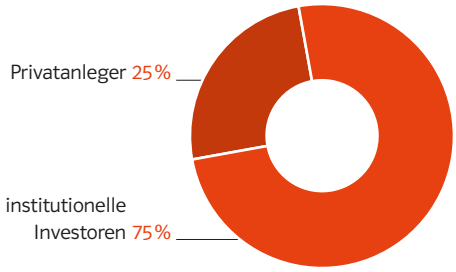


1) Ausschüttungsquote nicht um nicht fortgeführte Aktivitäten angepasst

Aktionärsstruktur

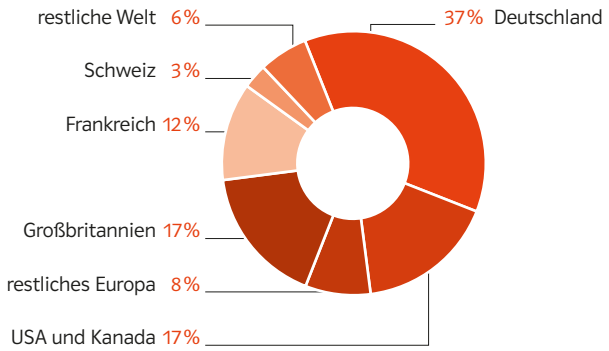
Im Rahmen von E.ONs Aktionärsstrukturanalyse entfallen auf Basis der gesamten identifizierten Aktionäre (ohne eigene Aktien) rund 75 Prozent auf institutionelle Investoren und rund 25 Prozent auf private Anleger. Rund 37 Prozent befinden sich im Inlandsbesitz und rund 63 Prozent im Auslandsbesitz.

Aktionärsstruktur: institutionelle Investoren vs. Privatanleger[1)]



1) Prozentwerte auf Basis der gesamten identifizierten Aktionäre ohne eigene Aktien
Quellen: Aktienregister und Ipreo (Stand 31. Dezember 2015)

Aktionärsstruktur: geografische Verteilung[1)]



1) Prozentwerte auf Basis der gesamten identifizierten Aktionäre ohne eigene Aktien
Quellen: Aktienregister und Ipreo (Stand 31. Dezember 2015)

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 – denn 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 Themenbereichen durchgeführt.

Im September informierten wir Analysten und Investoren, dass der verbleibende Betrieb und Rückbau der konzerneigenen deutschen Erzeugungskapazität aus Kernenergie nicht auf Uniper übergehen, sondern in der Verantwortung von E.ON bleiben wird. Im Dezember stellten wir dann ausführlich das Geschäftsfeld Erneuerbare Energien im Rahmen einer Telefonkonferenz und auf Roadshows vor.

Mehr dazu?
www.eon.com/investoren
Treten Sie mit uns in den Dialog:
investorrelations@eon.com

Strategie und Ziele

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 substanziell: 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. 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.

Operative Neuaufstellung Anfang 2016 vollzogen

Um den grundlegenden Veränderungen der Märkte Rechnung zu tragen, hat sich E.ON zum 1. Januar 2016 operativ in zwei fokussierte Gesellschaften aufgeteilt. Die neue E.ON konzentriert sich von Essen aus mit insgesamt rund 43.000 Mitarbeitern auf die neue Energiewelt. Vor dem Hintergrund der politischen Kernenergiediskussion in Deutschland wurde im September 2015 die Entscheidung getroffen, die konzerneigenen deutschen Kernenergiekraftwerke in der Verantwortung von E.ON zu belassen und nicht auf Uniper zu übertragen. E.ON wird den sicheren und kosteneffizienten Rückbau der Anlagen sicherstellen. Die strategische Neuausrichtung des Konzerns wird hierdurch nicht berührt. Die deutsche Kernenergie stellt kein strategisches Geschäftsfeld der neuen E.ON dar, sondern wird von einer gesonderten operativen Einheit mit dem Namen „PreussenElektra" mit Sitz in Hannover gesteuert.

Die neue Gesellschaft Uniper mit knapp 14.000 Mitarbeitern und Sitz in Düsseldorf konzentriert sich auf die klassische Energiewelt und vereint die ursprünglich zu E.ON gehörenden konventionellen Geschäftsbereiche im Up- und Midstream-Sektor unter ihrem Dach. Uniper soll im Jahr 2016 mehrheitlich an die Aktionäre der E.ON SE abgespalten werden. E.ON wird zunächst noch eine Minderheitsbeteiligung an dem Unternehmen halten.

Die Aufspaltung in zwei kleinere, dynamischere Unternehmen ermöglicht es E.ON und Uniper, ihre Geschäftsaktivitäten besser nach Kunden, Technologien, Risiken und Märkten zu differenzieren und notwendige Fähigkeiten und Prozesse gezielter zu entwickeln. Jedes der beiden Unternehmen kann eine homogene Kultur und eine klare Markenpositionierung herausbilden. Darüber hinaus erwartet E.ON für beide Gesellschaften spezifischere Kapitalkosten und einen verbesserten Zugang zu den Kapitalmärkten.

Strategie für die neue E.ON

Die neue Strategie für die E.ON-Kerngeschäfte basiert auf drei fundamentalen Marktentwicklungen und Wachstumsbereichen: dem globalen Wunsch zur Nutzung Erneuerbarer Energien (insbesondere Wind- und Solarenergie), dem Einsatz der Energienetze für eine dezentrale Energiewelt und 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 Ambitionen 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 sich international entwickelndes Geschäft mit Erneuerbaren Energien in attraktiven Zielregionen (Europa und Nordamerika) und kundenrelevanten Technologien (Onshore-/Offshore-Wind, Fotovoltaik-Anlagen) für Netzgesellschaften, Versorgungsunternehmen, Großkunden und Großhandelsmärkte sowie staatliche Förderregime. 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, zum Beispiel für die Direktvermarktung dezentral erzeugter Energie. Rund 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 regionalen Energienetze 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 ausbauen. 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 4,4 GW (ergänzt durch eine attraktive Entwicklungspipeline), hervorragende Leistungen beim Management von Energienetzen mit einer Gesamtlänge von circa 1 Million Kilometern 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, zum Beispiel mit Anbietern von neuen Technologien oder Geschäftsmodellen, weitere Pfeiler für eine erfolgreiche Umsetzung der neuen Strategie.

Bedeutung für Mitarbeiter und Stakeholder

Die neue 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 eine angemessene Balance aus Dividenden und guten Wachstumschancen, eine hohe Vorhersehbarkeit der Erträge und eine solide finanzielle Ausstattung.

Strategie für Uniper

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 E.ON in die neue, unabhängige Gesellschaft wird es diesen Geschäften ermöglichen, ihr volles Potenzial zu entfalten. Uniper kann vorhandene Stärken und hoch qualifizierte Mitarbeiter vereinen, auf bestehenden, bewährten Synergien zwischen Erzeugung, Handel und Gas-Midstream-Geschäft aufbauen und konkurrenzfähige Dienstleistungen für Dritte anbieten.

Ziele und Geschäftsfelder

Ein ausgewogenes Portfolio großer Energieanlagen in Kombination mit herausragenden technischen und kommerziellen Kompetenzen ermöglicht es Uniper, attraktive und maßgeschneiderte Produkte und Dienstleistungen zu wettbewerbsfähigen Preisen anzubieten.

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

- Konventionelle Stromerzeugung: Unipers flexibel und bedarfsgerecht einsetzbare Erzeugungskapazität spielt eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit während des Übergangs zu einer CO_2-neutralen Stromversorgung in der ferneren Zukunft. Gleichzeitig stellt die Transformation der Energiesysteme die Kraftwerksbetreiber in Europa zunehmend vor Herausforderungen. Mit ihren Erfahrungen und Kompetenzen ist Uniper gut positioniert, auch diesen Betreibern umfassende Dienstleistungen rund um den Betrieb von Kraftwerken anzubieten.

- Gasversorgung: In Anbetracht der immer größer werdenden Lücke zwischen heimischer Gasproduktion und Nachfrage in Europa spielen Unipers langfristige Bezugsverträge für Erdgas (LTCs), der Zugang zum globalen Markt für verflüssigtes Erdgas (LNG), die Bewirtschaftung von Gasspeichern wie auch Unipers Engagement in der russischen Gasproduktion eine zunehmend wichtigere Rolle für die Versorgungssicherheit.

- Globale Energiemärkte: Unipers Handelsaktivitäten schaffen Verbindungen zwischen den globalen Energiemärkten. Der Energiehandel betreibt aktives Risikomanagement für die regionalen Strom- und Gasgeschäfte. Breite Kompetenz im globalen Handel, bestehende Partnerschaften und internationale Präsenz bilden darüber hinaus die Grundlage für umfassende Dienstleistungspakete, die neben dem Anlagenmanagement beispielsweise auch die Versorgung mit Roh- und Brennstoffen oder die Einsatzsteuerung umfassen können.

Ressourcen und Fähigkeiten

Durch die aktuellen Veränderungen im europäischen Erzeugungssektor ergeben sich Möglichkeiten, die Zukunft der Branche mitzugestalten und von dieser Entwicklung zu profitieren. Durch ihre Präsenz in Europa und Russland, aber auch durch die breite Technologieerfahrung und ihr Erzeugungs- sowie Gas-Midstream-Portfolio, ist die neue Gesellschaft Uniper gut positioniert, einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten. Uniper verfügt dazu über einen guten Zugang zu den wichtigsten europäischen und globalen Commodity-Märkten. Die Fähigkeiten von Uniper manifestieren sich vor allem in den Kompetenzen hinsichtlich des Betriebs und des Managements von Erzeugungsanlagen und ganzen Kraftwerksflotten sowie in den Erfahrungen im Energiehandel und mit Regulierungssystemen.

Bedeutung für Mitarbeiter und Stakeholder

Uniper 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. Uniper strebt ein Investment-Grade-Rating an. Für Mitarbeiter ist Uniper attraktiv, weil sie Positionen und Karrierechancen in einem Unternehmen bietet, das die Neustrukturierung der Märkte führend gestalten wird.

Transformationsprozess

Der Transformationsprozess zur Umsetzung der Strategie erfolgt in zwei Phasen. Im Jahr 2015 wurde die Aufteilung der E.ON in zwei operativ unabhängige Teilkonzerne, E.ON und Uniper, vorbereitet und erfolgreich abgeschlossen. Alle hierfür erforderlichen rechtlichen, organisatorischen, personellen und finanziellen Maßnahmen konnten wie geplant und innerhalb des gesetzten Zeitrahmens umgesetzt werden. Im Jahr 2016 werden alle verbleibenden Schritte vollzogen, um die Abspaltung durch die Hauptversammlung zu beschließen und die Börseneinführung von Uniper zu vollziehen. Aktionäre, Mitarbeiter und weitere Stakeholder werden über wesentliche Schritte im laufenden Transformationsprozess rechtzeitig informiert.

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 erwartungsgemäß unter den Vorjahreswerten
- Konzernfehlbetrag erheblich gestiegen
- Wirtschaftliche Netto-Verschuldung um 5,7 Mrd € gesunken
- Angekündigte Dividende in Höhe von 0,50 € bestätigt
- Für das Jahr 2016 EBITDA zwischen 6,0 und 6,5 Mrd € erwartet

Grundlagen des Konzerns im Geschäftsjahr 2015

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 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. Zehn 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 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

Im Zuge der geplanten Veräußerung unserer Aktivitäten in Italien und Spanien hatten wir unsere dortigen regionalen Einheiten nach dem Rechnungslegungsstandard IFRS 5 seit dem vierten Quartal 2014 als nicht fortgeführte Aktivitäten ausgewiesen. Die Erzeugungsaktivitäten in Italien und Spanien sind dagegen bis zum Abgang in der Berichterstattung 2014 und 2015 enthalten. Die Transaktionen hinsichtlich unserer Aktivitäten in Spanien und der Erzeugungsaktivitäten in Italien wurden inzwischen abgeschlossen. Nach strategischer Überprüfung des Strom- und Gasvertriebs in Italien hat E.ON Anfang August 2015 entschieden, dieses Geschäft weiterzuentwickeln. Für das Jahr 2015 und rückwirkend für das Jahr 2014 wurden deshalb nur noch die Zahlen – auch die energiewirtschaftlichen Angaben – um die Beiträge der regionalen Einheit Spanien bereinigt und deren Geschäftsentwicklung wird nicht mehr kommentiert. Ferner werden die britischen Nordseeaktivitäten der Einheit Exploration & Produktion als Abgangsgruppe ausgewiesen. Die Aktivitäten in Norwegen wurden Ende 2015 veräußert und der Vollzug des Verkaufs des britischen Geschäfts wird im ersten Halbjahr 2016 erwartet. Darüber hinaus wurde das Handelsgeschäft im Bereich Großkunden von der regionalen Einheit Deutschland an die Einheit Globaler Handel übertragen. Die Vorjahreszahlen wurden entsprechend angepasst.

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, 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 war 2015 in den Fokusregionen britische und norwegische Nordsee sowie Russland aktiv.

Regionale Einheiten

Zehn 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, Italien, 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 unserem Bereich Internationale Märkte 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 39 des zusammengefassten Lageberichts und in Textziffer 33 des Anhangs).

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. Über die Bereinigungen, die wir auch bei unserem EBITDA vornehmen, hinaus werden die Ergebnisse aus nicht fortgeführten Aktivitäten nach Steuern und Anteilen ohne beherrschenden Einfluss sowie außergewöhnliche Steuereffekte beim nachhaltigen Konzernüberschuss nicht berücksichtigt.

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_2-Emissionen und CO_2-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 & Innovation

Trotz der schwierigen Rahmenbedingungen für unser Geschäft haben wir 2015 unsere Aktivitäten im Bereich Technologie & Innovation (T&I) mit zunehmendem Fokus auf neuen Angeboten im Endkundengeschäft und innovativen Partnerschaften auf hohem Niveau gehalten. 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. Damit E.ON bei diesem Veränderungsprozess erfolgreich sein kann, brauchen wir innovative Technologien und Lösungen. Im Jahr 2015 koordinierten sogenannte E.ON Innovation Center und ein Inkubator, die direkt in bestehende Geschäftseinheiten integriert sind und vom zentralen T&I-Bereich gesteuert werden, Aktivitäten in ihren jeweiligen Technologiebereichen konzernweit:

- Vertriebs- und Kundenlösungen: 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: Entwicklung von Lösungen zur Energiespeicherung und -verteilung in zunehmend dezentralen und volatilen Erzeugungssystemen.
- Intelligente Nutzung von Energie und Energiesysteme: Erforschung von potenziellen fundamentalen Veränderungen in Energiesystemen sowie der Rolle von Daten in der neuen Energiewelt.
- Konventionelle Erzeugung: Verbesserung der bestehenden Kraftwerksflotte und Optimierung künftiger Investitionen.
- Inkubator: Durchführung von Markttests für innovative Produkte, die üblicherweise noch nicht im Markt verfügbar sind, unter realen Bedingungen mit einer kleinen Gruppe von Kunden.

Strategische Co-Investitionen

Auf unserem Weg zu endkundengerechten und neuartigen Technologien und Geschäftsmodellen wollen wir vielversprechende zukünftige Energietechnologien identifizieren, 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. Wir wählen neue Geschäfte aus, die uns in Bezug auf Zusammenarbeit, Vermarktung und Beteiligungsinvestitionen die besten Chancen bieten. Unsere Investitionen konzentrieren sich auf strategische Technologien und Geschäftsmodelle, die es uns ermöglichen, den Trend zu dezentralen, nachhaltigen und innovativen Energieangeboten anzuführen. Davon profitieren Unternehmen mit solchen neuen Technologien, und E.ON erhält Zugang zu diesen Innovationen und partizipiert an der Wertsteigerung dieser Unternehmen.

Hierzu gehörten im Jahr 2015 zum Beispiel folgende Investitionen: das amerikanische Unternehmen Space-Time Insight, das visualisierte Echtzeit-Analyse-Anwendungen entwickelt. Nach der ersten Investitionsrunde im September 2014 und einer sehr positiven Entwicklung reinvestierte E.ON in das Berliner Start-up Thermondo, das Vorreiter der Digitalisierung im Handwerk ist. Das amerikanische Unternehmen Enervee, das eine Plattform entwickelt hat, die es Verbrauchern ermöglicht, die Energieeffizienz von Haushaltsgeräten und Unterhaltungselektronik zu vergleichen. Das australische Unternehmen Organic Response, das innovative intelligente Beleuchtungskonzepte für gewerbliche und öffentliche Gebäude entwickelt. Das amerikanische Unternehmen Greensmith, das einer der größten Anbieter von Energiespeicher-Software ist und sich zum Ziel gesetzt hat, Energiespeicher als grundlegenden Bestandteil einer sauberen, intelligenten und dezentralen Energieinfrastruktur zu integrieren.

Projektbeispiele 2015

Kundenlösungen

E.ON und Sungevity, ein globaler Anbieter von Solarenergielösungen und ein strategisches Co-Investment von E.ON, wollen gemeinsam in einem Pilotprojekt privaten Haushalten Solarsysteme in Großbritannien (Midlands und Nordengland) und Deutschland (Berlin) anbieten.

In Großbritannien wurden erste intelligente Temperaturregelsysteme („E.ON Touch") verkauft. E.ON Touch ermöglicht Haushaltskunden, ihre Heizung und Warmwasseraufbereitung aus der Ferne über eine Smartphone-App zu steuern. Die Kunden profitieren auch von regelmäßigen Berichten über ihren Energieverbrauch und persönlichen Tipps für einen effizienteren Umgang mit Energie. Das Produkt wurde gemeinsam mit GreenWave Systems entwickelt. Es umfasst einen Sensor, um die Temperatur im Haus zu erfassen und zu regulieren, einen Relaisschalter zur Steuerung des Kessels und ein Gateway zur kabellosen Verbindung von Sensor und Schalter.

Erneuerbare Energien

Im Rahmen einer Untersuchung zu den Auswirkungen von Vortex-Generatoren auf Windturbinen wurden verlässliche Daten zum Verbesserungspotenzial in der Stromerzeugung ermittelt. Die Vortex-Generatoren sind Kunststoffströmungsteiler, die auf Turbinenblätter geklebt werden, um den Windwiderstand zu reduzieren. Dies verbessert die Aerodynamik und die Leistung der Turbine, insbesondere bei älteren Blättern. Bei den Versuchen im Windpark Roscoe, USA, wurden zum ersten Mal solche Bewertungen von E.ON selbst durchgeführt. Der Einfluss der Vortex-Generatoren auf die Turbinen wurde dabei drei Monate gemessen. Die Ergebnisse zeigten, dass die Stromerzeugung durchschnittlich 2 Prozent gesteigert werden kann. Das würde E.ON ein zusätzliches Ergebnis von mehreren Millionen Dollar über die Lebensdauer der Windparks Roscoe und Inadale in den USA einbringen. Eine zweite Untersuchung soll im Sommer im Park Stags Holt starten. Dieser Versuch wird sich auch auf die Bewertung der Einflüsse auf die Turbine bei höheren Lasten konzentrieren.

Verteilnetze

Die SmartSim-Methode simuliert Gasströme im Netz und überwacht präzise die Qualität verschiedener Quellen wie Erdgas, Biogas und Wasserstoff aus Strom zu Gasanlagen. Diese Methode erfasst exakt die Energiequalität des Gases – den Brennwert – , sodass Kunden einen fairen Preis erhalten. E.ON kann dadurch im Netzgeschäft ebenfalls einige Millionen Euro pro Jahr sparen, weil kein Propan zur Anpassung des Brennwerts beigemischt werden muss. Im Sommer 2015 wurde SmartSim erfolgreich im Avacon-Gasnetz in Niedersachsen eingeführt und weitere Pilotprojekte in Deutschland und Schweden wurden angestoßen.

Digitalisierung

Experten des netztechnischen Bereichs in Deutschland und Datenwissenschaftler haben im Rahmen der Analyse von historischen Geschäftsdaten – Betriebs- und Ausfalldaten – und von externen Einflüssen wie Wetterdaten und Blitzeinschlägen zusammengearbeitet. Über maschinelle Auswertungen der vielfältigen Quellen von Daten und die Visualisierung der Ergebnisse konnte das Team einen besseren Überblick über den Zustand der Anlagen zur Verfügung stellen. Diese Lösung wird bestehende Strategien verbessern, die meist Inspektionen durch Ingenieure und Expertenerfahrung einbeziehen. Sie können aber nicht historische Daten pro Anlage in ihrer Bewertung berücksichtigen. Dies wird helfen, die Wartungs- und Ersatzstrategien zu optimieren und den Kundenservice zu verbessern.

Energiespeicherung

Auf dem Gelände der RWTH Aachen hat offiziell der Bau des modularen Batteriegroßspeichers M5BAT (Modularer Multi-Megawatt-Multi-Technologie-Mittelspannungsbatteriespeicher) begonnen. Derartige Speicher können ein wichtiger Baustein für den Ausbau der Erneuerbaren Energien werden, da sie entscheidend zur Systemstabilität beitragen. Zusätzlich eröffnen sie ein breites Spektrum an Anwendungsfeldern. Die

geplante Leistungsklasse von 5 MW sowie die hohe Modularität – bei der unterschiedliche Batterietechnologien miteinander verknüpft werden – machen das Speichersystem weltweit einmalig. M5BAT wird im Rahmen der Förderinitiative Energiespeicher des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie mit insgesamt 6,7 Mio € gefördert. Unsere Projektpartner sind das E.ON Energy Research Center, das Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft an der RWTH Aachen (IAEW), der Batteriehersteller Exide Technologies GmbH mit seiner Geschäftseinheit GNB® Industrial Power sowie der Wechselrichter-Hersteller SMA Solar Technology.

Stromerzeugung

Während eines gemeinsamen Forschungsprojekts entdeckten E.ON Sverige und die Chalmers University of Technology in Göteborg zufällig, dass Titaneisen, ein natürlich vorkommendes Mineral, den Wirkungsgrad der Verbrennung und die Wirtschaftlichkeit von Verbrennungsanlagen steigern kann. Damit löste das Forschungsteam eine kleine Revolution in der Wirbelschichtverbrennung aus. Denn das Mineral wird als sogenanntes „Bettmaterial" in Wirbelschichtfeuerungen eingesetzt. Einer der vielen Vorteile liegt darin, dass das Material ein Sauerstoffträger ist, der die gleichmäßige Sauerstoffverteilung im Feuerraum unterstützt. Dadurch wird – verglichen mit dem normalerweise verwendeten Quarzsand – die Effizienz der Verbrennung gesteigert und die Emission von Kohlenmonoxid vermindert. E.ON hat für diesen Prozess, der operative Verbesserungen bei E.ON-Kraftwerken in Großbritannien und Schweden bringen und weltweit vermarktet werden soll, bereits mehrere Patente angemeldet, denn ihm wird großes Potenzial zur weiteren Optimierung der Energieerzeugung aus Biomasse, Müll und anderen Restbrennstoffen zugeschrieben.

Zwei Wasserkraftwerke – Walchensee in Deutschland und Semla in Schweden – erhielten bei der Bewertung der Nachhaltigkeit von Wasserkraftwerken durch die International Hydropower Association (IHA) eine überdurchschnittliche Beurteilung. E.ON ist eines der ersten Unternehmen in Europa, die diese bedeutenden Beurteilungen für zwei Anlagen erhalten haben. Mit einem Projekt zur Anwendung des Bewertungsprotokolls der IHA übernimmt E.ON eine bedeutende Position bei der Bewertung von Wasserkraftprojekten in ökologischer, sozialer, technischer und finanzieller Hinsicht. Das Projekt soll Wettbewerbsvorteile in Deutschland, Schweden und bei neuen Anlagen außerhalb Europas sichern und das Know-how kann bei potenziellen Projekten in Russland, der Türkei und in Südostasien genutzt werden.

Inkubator

Die Power-to-Heat(P2H)-Technologie, bestehend aus einem Durchlauferhitzer gekoppelt mit dem bestehenden BHKW, wurde in einem öffentlichen Schwimmbad der Stadtwerke Furth im Wald, Bayern, installiert. Es handelt sich dabei um ein 250-kW-Modul, das heißes Wasser produziert, um den Wärmebedarf zu decken und die Wärmeversorgung für das Schwimmbad bereitzustellen. Der Betrieb und die Überwachung der Anlage erfolgen durch die Betriebsmannschaften der E.ON-Tochter Bayernwerk Natur. Als Teil des Virtuellen Kraftwerks (VPP) von E.ON Connecting Energies (ECT), die integrierte E.ON-Lösungen und -Energieeffizienzdienstleistungen sowohl kommerziellen Kunden und Industriekunden als auch öffentlichen Einrichtungen anbieten, unterstützt P2H E.ONs Absichten, am Regelenergiemarkt teilzunehmen, um von überschüssiger (Erneuerbarer) Energie im Netz zu profitieren. E.ONs Kunden profitieren wiederum von der Umwandlung der überschüssigen Energie in Wärme, zusätzlichen Erlösen und einem verringerten Verbrauch von konventionellen Brennstoffen.

Unterstützung von Universitäten

Unsere T&I-Aktivitäten umfassen Partnerschaften mit Universitäten und Forschungseinrichtungen, um Forschungsprojekte in unterschiedlichen Themengebieten durchzuführen. Der wichtigste Partner ist hierbei das E.ON Energy Research Center an der RWTH Aachen.

Gesamtwirtschaftliche und branchenbezogene Rahmenbedingungen

Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen

Das globale wirtschaftliche Geschehen im Jahr 2015 war geprägt von dem unerwartet schwachen Wachstum des Welthandels. Mit 2 Prozent lag es nach Schätzungen der OECD deutlich unter dem langjährigen Durchschnitt der Jahre 2003 bis 2012 mit 5,6 Prozent. Es gab in den letzten fünf Jahrzehnten lediglich fünf weitere Jahre mit Wachstumsraten des Welthandels um die 2 Prozent. Dieser schwachen Vorgabe folgend wuchs das globale Bruttoinlandsprodukt mit 2,9 Prozent geringer als im Vorjahr mit 3,3 Prozent. Auch im Vergleich zum langjährigen Durchschnitt der Jahre 1995 bis 2007 – also vor der Krise – wuchs die Weltwirtschaft mit gut einem Prozentpunkt geringer. Als Ursache führt die OECD die schwache wirtschaftliche Entwicklung in den Schwellenländern an.

Die USA befinden sich auf einem stabilen, vom privaten Konsum und von privaten Investitionen getragenen Wachstumspfad. Basis ist hier die gute, nahezu Vollbeschäftigung erreichende Lage am Arbeitsmarkt. In China setzte sich der Rückgang der Wachstumsrate 2015 fort. Hierfür macht die OECD einen Wechsel der Wachstumstreiber von Investitionen auf Konsum und Dienstleistungen in China verantwortlich. Diese andere Zusammensetzung des Wachstums führt über geringere Importe auch zu einer Abschwächung des Welthandels.

Der Euroraum profitierte 2015 von der anhaltend lockeren Geldpolitik, der nahezu neutralen Fiskalpolitik und den niedrigeren Ölpreisen. Die stärker wachsende Inlandsnachfrage wurde von den privaten Konsumenten getragen. Der Zuwachs der Investitionen setzte sich im vierten Jahr in Folge fort und erreichte mit 2,1 Prozent den höchsten Wert seit dem Beginn der Krise im Jahr 2007.

Dank robuster Inlandsnachfrage wurde das Wachstum in Deutschland von der Schwäche des weltwirtschaftlichen Umfelds kaum belastet. Die gute Lage auf dem Arbeitsmarkt wirkte hier zusammen mit dem günstigen geldpolitischen Umfeld stützend.

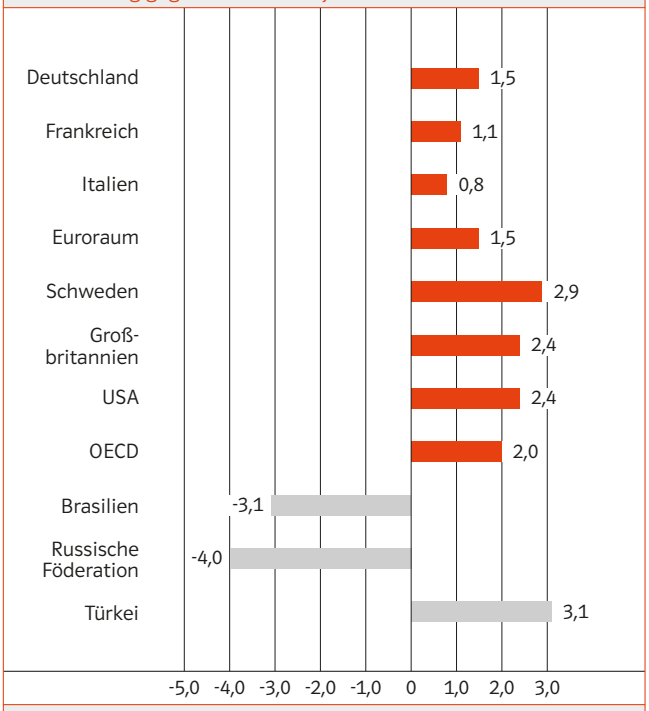
In den Krisenländern Südeuropas setzte sich der Aufschwung in Spanien und Portugal fort, während das Wachstum in Italien verhalten blieb. In den östlichen Nachbarstaaten Deutschlands wurden überwiegend robuste Wachstumsraten erzielt. So wuchs die tschechische Wirtschaft um 4,3 Prozent und die ungarische um 3,0 Prozent.

Frankreich realisierte den höchsten Zuwachs seit vier Jahren, allerdings auf bescheidenem Niveau von 1,1 Prozent. Hier dürfte trotz struktureller Probleme letztlich das wirtschaftliche Umfeld im Eurogebiet förderlich gewesen sein. Die Wirtschaft in den Niederlanden wuchs ähnlich der deutschen dank robuster Inlandsnachfrage. Hier wirkten sich auch eine Erholung des Wohnungsmarkts und eine Reduzierung der Einkommensteuer positiv aus.

Die schwedische Volkswirtschaft setzte 2015 ihren positiven Wachstumstrend fort – ebenfalls gestützt auf die dank steigender Löhne und niedrigerer Zinsen robuste Konsumnachfrage. Problematisch könnte sich hier allenfalls eine Überhitzung im Wohnungsmarkt auswirken. Auch in Großbritannien ist die Inlandsnachfrage Stütze des wirtschaftlichen Wachstums.

Entwicklung des realen Bruttoinlandsprodukts 2015

Veränderung gegenüber dem Vorjahr in Prozent



Quelle: OECD 2015

Die russische Volkswirtschaft glitt 2015 in eine Rezession ab. Fallende Ölpreise, internationale Sanktionen und die Kapitalflucht führten zu einer Reduktion der privaten Investitionen und des Konsums. Verstärkend wirkte hier die drastische Abwertung der russischen Währung, die unter anderem zu einem Schub bei der Inflation führte. Aufgrund der Sanktionen und der Wirtschaftskrise sind die Importe um über 20 Prozent gesunken.

Die Türkei konnte 2015 ihr Wachstumstempo leicht erhöhen. Treiber war hier die Nachfrage nach Konsum- und Investitionsgütern. Das weiter rückläufige Handelsbilanzdefizit wirkte hier stützend.

Energiepolitisches Umfeld

International

Auf der 21. Klimaschutzkonferenz in Paris, Frankreich, vom 30. November bis 12. Dezember 2015 wurde der Entwurf eines neuen Klimaschutzabkommens von allen Staaten der Vereinten Nationen verabschiedet, die sogenannte Paris-Vereinbarung. Kernelement des Abkommens ist der Wille aller Länder, die Erwärmung der durchschnittlichen Erdtemperatur auf unter 2 Grad Celsius zu begrenzen. Ein Instrument ist hierzu die Umsetzung von nationalen Selbstverpflichtungen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen. Die Umsetzung soll überwacht werden. Ferner ist ein Prozess zur regelmäßigen Verschärfung der nationalen Verpflichtungen vorgesehen. Vor der Klimakonferenz veröffentlichte die Internationale Energieagentur ihren jüngsten World Energy Outlook 2015, der unter anderem von einem weiter global steigenden Energieverbrauch ausgeht.

Europa

Ein Schwerpunkt der energiepolitischen Diskussion auf EU-Ebene bestand 2015 unter anderem in der zukünftigen Richtung der europäischen Energie- und Klimaschutzpolitik. Im Juli 2015 hat die Europäische Kommission eine Reihe von Dokumenten und Gesetzesvorschlägen präsentiert, die der Umsetzung der Ratsbeschlüsse vom Oktober 2014 dienen und im Sinne der Energieunion-Strategie zu verstehen sind. Sie sollen somit unter anderem zur Vollendung des Energiebinnenmarkts, zu einer krisenfesten Energieunion und der Klimaschutzstrategie beitragen.

Der Europäische Rat der Staats- und Regierungschefs hat Ende Oktober 2014 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. Nach der Verabschiedung der Regelungen zur Einführung der Marktstabilitätsreserve im Emissionshandelssystem (ETS) im Jahr 2015 wurden mit dem Sommerpaket vom Juli weitere Reformschritte zum ETS vorgelegt.

Im Jahr 2015 wurde neben den ergänzenden REMIT-Anforderungen eine Reihe weiter gehender Finanzmarktregulierungen diskutiert. Von besonderer Bedeutung für die Energiewirtschaft sind die Ausführungs- und Implementierungsbestimmungen zur Richtlinie über Märkte für Finanzinstrumente (MiFID II). Diesbezüglich existiert immer noch ein nicht unbeträchtlicher Grad an Unsicherheit über einige Definitionen und technische Kriterien der Regulierung sowie über das Datum des Inkrafttretens. Hier wird im Laufe des Jahres 2016 weitere Klarheit erwartet.

Benelux

Als Teil der niederländischen Energievereinbarung aus dem Jahr 2013 werden insgesamt drei Kohlekraftwerke vom Netz genommen. Nach dem Urteil eines niederländischen Gerichts im Jahr 2015, dass die Niederlande ihre CO_2-Emissionen schneller reduzieren müssten und eine Reduktion der CO_2-Emissionen von 25 Prozent bis 2020 anzustreben sei, begann eine verstärkte politische Diskussion um die Zukunft der Kohlekraftwerke. Diese gipfelte vorläufig in einem Parlamentsbeschluss vor Weihnachten, der die niederländische Regierung aufforderte, bis Ende 2016 einen Vorschlag für einen konditionierten Plan zum Ausstieg aus der Kohleverstromung vorzulegen.

Der belgische Kapazitätsmarkt, bestehend aus einer strategischen Reserve aus Erzeugungseinheiten und Nachfrageanpassungen, war im zweiten Jahr in Anwendung. Die strategische Reserve wurde bisher nicht eingesetzt. Ein Einsatz ist mit Blick auf die wieder in Betrieb genommenen Kernkraftwerke kaum zu erwarten.

Deutschland

Auch 2015 befasste sich die energiepolitische Debatte vor allem mit der weiteren Umsetzung der Energiewende. Neben der Diskussion um Ausgestaltung eines Auktionsmodells für Erneuerbare Energien waren Lösungsmöglichkeiten zur Stabilisierung der Versorgungssicherheit, insbesondere der konventionellen Erzeugung, zentraler Bestandteil der Debatte.

Die Bundesregierung hat im Jahr 2015 die Überprüfung der Kernenergierückstellungen auf die energiepolitische Agenda gehoben. Neben der Gesetzesinitiative für ein Nachhaftungsgesetz für Rückbau und Entsorgungskosten im Kernenergiebereich hat die Bundesregierung im Jahr 2015 eine Überprüfung der Kernenergierückstellungen vorgenommen. Die korrekte Bilanzierung der Kernenergierückstellungen durch die Unternehmen wurde bestätigt. Zudem hat die Bundesregierung eine Expertenkommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs in Deutschland eingesetzt.

Das Bundeskabinett hat im November 2015 den vom Bundesminister für Wirtschaft und Energie vorgelegten Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarkts („Strommarktgesetz") beschlossen. Die Beschlüsse umfassen ein Maßnahmenbündel, mit dem der Strommarkt zu einem „Strommarkt 2.0" weiterentwickelt werden soll. Diese Maßnahmen sollen die freie Preisbildung stärken, eine Flexibilisierung des gesamten Stromsystems anreizen und die deutschen Maßnahmen stärker in den europäischen Binnenmarkt einbinden. Eine Kapazitätsreserve soll den Strommarkt für den Fall absichern, dass kein ausreichendes Angebot an der Strombörse vorhanden ist. Die ebenfalls vorgelegte Verordnung

zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve („Kapazitätsreserveverordnung" – KapResV) wurde am selben Tag von der Bundesregierung zur Kenntnis genommen. Um die Stabilität des Netzes weiterhin gewährleisten zu können, wird nach dem Strommarktgesetz die Netzreserve verlängert. Nach Prüfung durch die verantwortlichen Netzbetreiber und die Bundesnetzagentur sind Neubauprojekte für die Netzreserve bis zu 2 GW ab 2021/22 möglich. Zudem werden die Vergütungsmechanismen für die Netzreserve und für Eingriffe des Netzbetreibers in den Betrieb von Kraftwerken, die am Markt teilnehmen („Redispatch-Maßnahmen"), angepasst. Zur Erreichung des deutschen Klimaschutzziels für 2020 wird eine befristete Sicherheitsbereitschaft („Klimareserve") eingerichtet, in die schrittweise emissionsintensive Braunkohlekraftwerke überführt werden. Ein Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens wird vor Sommer 2016 erwartet.

Frankreich

Die Ausgestaltung des französischen Kapazitätsmarkts nimmt Gestalt an, da es für Versorger ab 2016/17 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. Im Sommer 2015 wurde öffentlich konsultiert, wie zukünftig ausländische Kapazitäten explizit im französischen Kapazitätsmarkt berücksichtigt werden können. Im Februar 2016 startete die EU-Kommission zwei Untersuchungen, ob die Einführung des französischen Kapazitätsmarkts sowie die Ausschreibung einer Anlage in der Bretagne mit den EU-Regelungen zur Gewährung von Beihilfen kompatibel sind. Nach Meinung der EU-Kommission stellen beide Maßnahmen staatliche Beihilfen dar, die der EU-Kommission zuvor zur Prüfung hätten vorgelegt werden müssen.

Großbritannien

Mit dem Ziel geeigneter Investitionsanreize für eine CO_2-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 ersten beiden zentralen Auktionen fanden jeweils im Dezember 2014 und 2015 für das Lieferjahr 2018/19 beziehungsweise 2019/20 statt. 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 im ersten Quartal 2016 erwartet.

Italien

Ebenso wie in Frankreich und in Großbritannien wird auch in Italien die Ausgestaltung des Kapazitätsmarkts konkreter. Der Kapazitätsmechanismus ist für bestehende und neue Kraftwerke gedacht. Es läuft aber noch eine beihilferechtliche Prüfung durch die Europäische Kommission, sodass noch kein Zeitpunkt für eine erste Auktion genannt werden kann.

Russland

Die Regierung der Russischen Föderation führte 2015 im Stromsektor wichtige Änderungen für das Verfahren wettbewerblicher Kapazitätsauktionen ein. Hiermit erhalten ausgewählte Kraftwerke Kapazitätszahlungen für vier Jahre. Verschiedene Anordnungen des Energieministeriums (zum Beispiel zur Genehmigung des Verfahrens für die Kalkulation ersetzbarer Kosten und zum Verfahren der Definition der durchschnittlichen Rendite auf langfristige öffentliche Verpflichtungen, die zur Kalkulation der Kapazitätspreise verwendet werden) könnten in Zukunft die Preise für die Stromerzeugungskapazität und damit die Investitionen auf Basis der zugrunde liegenden Verträge positiv beeinflussen. Ferner genehmigte der Oberste Eurasische Wirtschaftsrat ein Konzept für die Schaffung eines gemeinsamen Strommarkts in der Eurasischen Union. Die Föderale Tarifbehörde wurde abgeschafft und ihre Aufgaben wurden der Föderalen Antimonopolbehörde übertragen.

Im Zuge der andauernden politischen Krise (Ukraine/Russland) und der von der EU gegenüber Russland 2014 erlassenen Sanktionen ergaben sich zumindest auf Grundlage der staatlichen Energiemarktregulierung in Russland keine nachteiligen Entscheidungen.

Schweden

Die von der Regierung eingesetzte Energiekommission zur Vorbereitung eines energiepolitischen Konsenses hat die Arbeit aufgenommen und wird zunächst vor allem Informationen sammeln. Die Energiekommission soll Vorarbeiten für eine politische Entscheidung im Januar 2017 liefern. Die nationale Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie kann zu geringen Einschränkungen bei der Erzeugung in schwedischen Wasserkraftwerken führen.

Türkei

Die Liberalisierung des türkischen Energiemarkts hat sich auch im Jahr 2015 fortgesetzt. Zudem wurde die Überprüfung des regulatorischen Umfelds für das Downstream-Geschäft veröffentlicht, die ein Absenken der Schwellenwerte für regulierte Tarife im Vertrieb vorsieht. Zu Beginn des Jahres 2015 veröffentlichte die türkische Regierung den nationalen Aktionsplan für Erneuerbare Energien. Der Plan verfolgt das Ziel, den Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch bis 2023 auf 30 Prozent zu steigern. Die Regierung plant hierfür die Fortsetzung der Förderung Erneuerbarer Energien.

USA

In den USA wird eine langfristige Gesetzgebung zum Klimaschutz stärker diskutiert. Durch neue Vorschriften („Clean Power Act") soll der spezifische Ausstoß an Treibhausgasen in Kraftwerken bis 2030 um 32 Prozent gegenüber 2005 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" – PTC). Die Solarenergie wird über steuerbasierte Investitionsbeihilfen („Investment Tax Credits" – ITC) gefördert. Die Verlängerung und degressive Ausgestaltung der PTC und ITC wurde Ende 2015 beschlossen. Zusätzlich haben viele Bundesstaaten Systeme mit verpflichtenden Ausbauzielen für die Erneuerbaren Energien im Stromsektor eingeführt, auf denen ein regionaler Handel mit Grünstromzertifikaten basiert (RECS).

Zentralosteuropa

In der Tschechischen Republik wurde für die Jahre 2016 bis 2018 die Regulierung für die Strom- und Gaspreise festgesetzt. Der Regulator will hiermit einerseits Kosteneffizienz fördern, andererseits Investitionen in Netze über eine angemessene und stabile Verzinsung anstoßen. Weitere (planmäßige) Liberalisierungsschritte wurden in Rumänien umgesetzt. Generell waren in dieser Region auch 2015 regulatorisch erzwungene Preissenkungen zu beobachten.

Branchensituation

Der Energieverbrauch in Deutschland lag 2015 nach ersten Berechnungen der AG Energiebilanzen mit 455,0 Mio t SKE 1,3 Prozent über dem Vorjahreswert. Dies war im Wesentlichen auf die gegenüber dem sehr milden Vorjahr etwas kühlere Witterung und den damit verbundenen höheren Heizenergiebedarf zurückzuführen. Bereinigt um den Witterungseffekt wäre der Energieverbrauch im vergangenen Jahr um 1,5 bis 2 Prozent gesunken. Die CO_2-Emissionen werden nach Auffassung der AG Energiebilanzen nur leicht steigen, da ein erheblicher Teil des Verbrauchszuwachses durch Erneuerbare Energien gedeckt werden konnte, der Mineralölverbrauch nicht stieg und der Verbrauch von Steinkohle abnahm. Temperaturbereinigt lagen die CO_2-Emissionen um etwa 2 Prozent unter dem Vorjahreswert.

Der Mineralölverbrauch blieb 2015 unverändert auf dem Niveau des Vorjahres. Der Erdgasverbrauch nahm dagegen um 5 Prozent auf 95,7 Mio t SKE zu. Grund war vor allem die kühlere Witterung im ersten Halbjahr und der damit verbundene Einsatz von Erdgas zu Wärmezwecken. Die im vierten Quartal sehr milde Witterung verringerte den Zuwachs deutlich. Die Stromerzeugung aus Erdgas war mit -7 Prozent erneut rückläufig. Der Verbrauch von Steinkohle ging um 0,7 Prozent auf 57,7 Mio t SKE zurück. Die sehr niedrigen Weltmarktpreise führten zu einem nur leicht geringeren Einsatz von Steinkohle in Kraftwerken. Insgesamt entfallen rund zwei Drittel des gesamten Verbrauchs in Deutschland auf die Stromerzeugung. Der Verbrauch von Braunkohle stieg mit 54,1 Mio t SKE 2015 knapp über das Vorjahresniveau. Rund 90 Prozent der Förderung wurden in Kraftwerken zur Erzeugung von Strom und Wärme eingesetzt. Die Stromerzeugung aus Braunkohle lag mit rund 155 TWh ebenfalls auf dem Niveau des Vorjahres. Die Stromerzeugung aus Kernenergie ging durch die Außerbetriebnahme des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld zur Jahresmitte um rund 6 Prozent zurück.

Die Erneuerbaren Energien erhöhten ihren Beitrag um insgesamt nahezu 11 Prozent auf 57,3 Mio t SKE. Während die Stromerzeugung aus Biomasse um rund 2 Prozent stieg, stagnierte der Beitrag der Wasserkraft (ohne Pumpspeicher) auf Vorjahreshöhe. Bei der On- und Offshore-Windkraft nahm der Beitrag um 50 Prozent und bei der Solarenergie (Fotovoltaik und Solarthermie) um 6 Prozent zu.

Primärenergieverbrauch in Deutschland

Anteile in Prozent	2015	2014
Mineralöl	33,8	34,3
Erdgas	21,0	20,4
Steinkohle	12,7	12,9
Braunkohle	11,9	11,9
Kernenergie	7,5	8,1
Erneuerbare Energien	12,6	11,5
Sonstige (einschließlich Außenhandelssaldo Strom)	0,5	0,9
Insgesamt	**100,0**	**100,0**

Quelle: AG Energiebilanzen

In England, Schottland und Wales wurden mit rund 282 Mrd kWh rund 3 Prozent weniger Strom verbraucht als im Vorjahr. Der Gasverbrauch nahm um 4 Prozent (ohne den Einsatz in Kraftwerken) auf 527 Mrd kWh zu. Dies war auf verschiedene Faktoren, wie zum Beispiel die Witterung und die wirtschaftliche Erholung, zurückzuführen.

In den nordeuropäischen Ländern wurde mit 376,8 Mrd kWh etwas mehr Strom verbraucht als im Vorjahreszeitraum (375,7 Mrd kWh). Die Netto-Stromexporte in Nachbarländer stiegen insbesondere durch Exporte nach Deutschland und Estland auf rund 14,6 Mrd kWh im Vergleich zu rund 10,1 Mrd kWh im Vorjahr.

In Ungarn lag der Stromverbrauch nach ersten Schätzungen durch einen höheren Verbrauch von Industriekunden mit 36,3 Mrd kWh um 2,5 Prozent über dem Vorjahresniveau. Der Gasverbrauch nahm durch niedrigere durchschnittliche Temperaturen und einen höheren Verbrauch von Industriekunden um 4,8 Prozent auf 10.872 Mio m³ zu.

Der Stromverbrauch in Italien nahm um 1,5 Prozent auf 315,2 Mrd kWh (Vorjahr: 310,5 Mrd kWh) zu. Der Gasverbrauch erhöhte sich aufgrund der gestiegenen Lieferungen an Gaskraftwerke und der temperaturbedingt höheren Abnahme der Haushaltskunden um 9 Prozent auf 708,1 Mrd kWh (649,7 Mrd kWh).

In Frankreich wurden bis November mit 431,0 Mrd kWh vor allem durch die niedrigen Temperaturen im Februar 3,6 Prozent mehr Strom verbraucht. Trotz der wirtschaftlichen Erholung der Großindustrie blieb die Nachfrage, bereinigt um die Temperatureffekte, durch geringere Verbräuche der Privat-, Geschäfts- und kleineren Industriekunden auf dem Vorjahresniveau.

In der Russischen Föderation und im russischen Verbundsystem (ohne isolierte Systeme) lag die Stromerzeugung mit 1.049,9 Mrd kWh beziehungsweise 1.026,8 Mrd kWh auf Vorjahresniveau. Der Stromverbrauch in Gesamtrussland lag mit 1.036,4 Mrd kWh ebenfalls auf dem Niveau des Vorjahres.

Energiepreisentwicklung

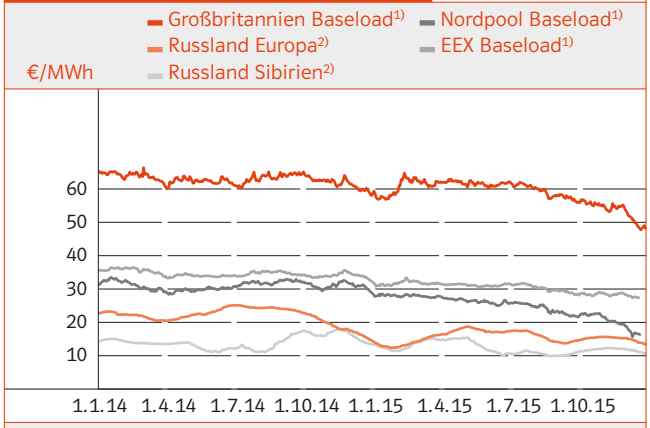
Im Jahr 2015 wurden die Strom- und Gasmärkte in Europa sowie der Strommarkt in Russland von fünf wesentlichen Faktoren beeinflusst:

- den internationalen Preisen für Rohstoffe, insbesondere für Öl, Gas und Kohle sowie für CO_2-Zertifikate,
- der allgemeinen wirtschaftlichen und politischen Entwicklung,
- den Wetterbedingungen,
- der verfügbaren Wasserkraft in Skandinavien und
- dem Ausbau der Kapazitäten bei Erneuerbaren Energien.

Das Wirtschaftswachstum blieb im Berichtszeitraum schwach. Dabei setzte sich die in der jüngeren Vergangenheit zu beobachtende konjunkturelle Divergenz zwischen den Industrie- und Schwellenländern fort. So standen einer stabilen konjunkturellen Entwicklung in Europa und den USA eine weiter nachlassende Wachstumsdynamik in China sowie eine Verschärfung der Rezession in Brasilien und Russland gegenüber. In Antizipation der im Dezember erfolgten Leitzinserhöhungen in den USA verlor der Euro im Schlussquartal gegenüber dem Dollar erneut an Wert, wenngleich sich Befürchtungen einer Euro-Dollar-Parität als unbegründet erwiesen. Der russische Rubel geriet im Zug des Ölpreisverfalls abermals massiv unter Druck und fiel im Schlussquartal auf ein neues Allzeittief.

Nach einem schwachen ersten Quartal und einem recht stabilen zweiten Quartal war die zweite Jahreshälfte durch einige ereignisreiche Entwicklungen auf den Ölmärkten geprägt. Das Nuklearabkommen mit dem Iran sowie die chinesischen Börsenturbulenzen sorgten für einen deutlichen Abwärtstrend, auf den aufgrund des Produktionsrückgangs in den Vereinigten Staaten und einer Zunahme der Konflikte im Jemen wieder eine leichte Erholung folgte. Im letzten Quartal war dann allerdings ein deutlicher Einbruch zu beobachten: Fehlende Abstimmung zwischen OPEC-Mitgliedern, wachsende Lagerbestände, ein stärkerer US-Dollar und weiterhin robuste Produktionszahlen ließen den Ölpreis zum Jahresende unter die 40-Dollar-Grenze fallen.

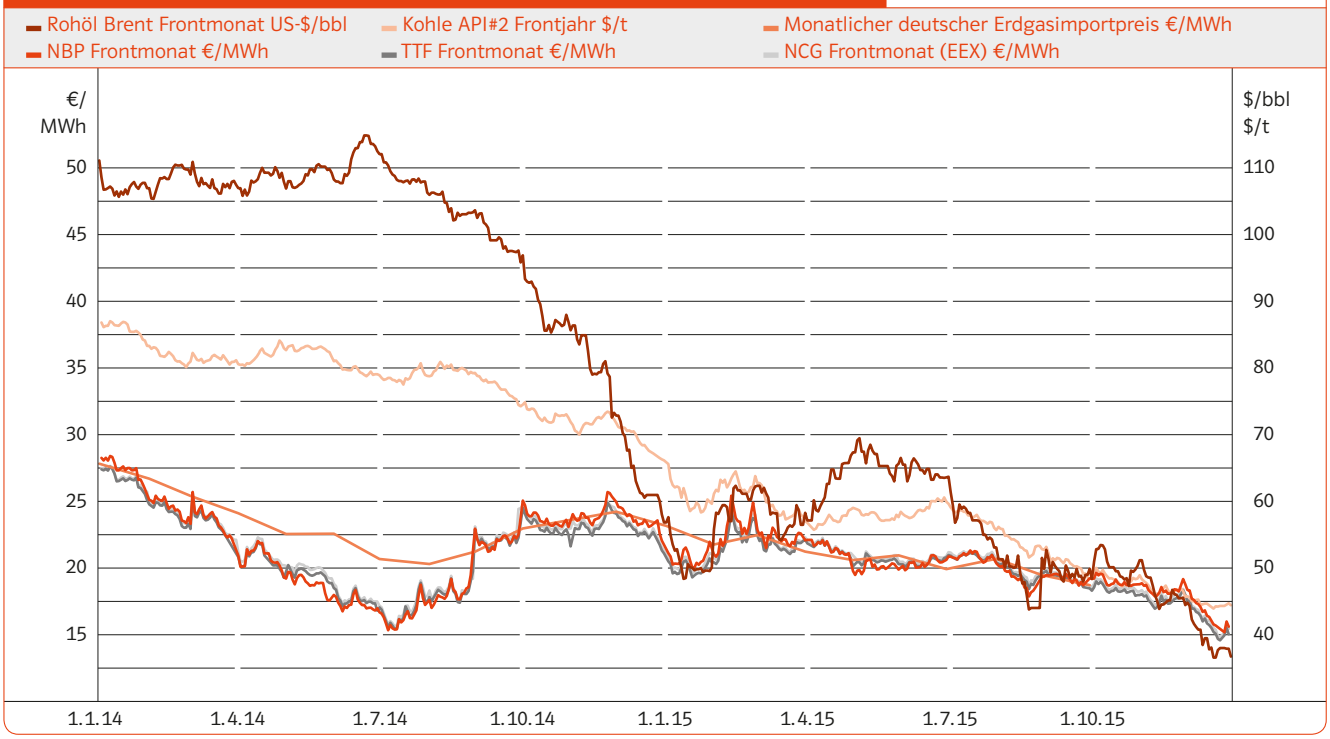
Entwicklung der Preise für Strom in den E.ON-Kernmärkten



1) für Lieferungen im Folgejahr
2) Spotlieferung 30-Tage-Durchschnitt

Nach einem schwachen Start zu Beginn des Jahres und einer kurzen Atempause im zweiten Quartal setzten die Kohlepreise ihren Abwärtstrend während des restlichen Jahres fort. Treiber war vor allem die rückläufige Nachfrage, bedingt durch einen Rückgang der chinesischen Importe und einen schwachen

Entwicklung der Preise für Öl, Kohle und Gas in den E.ON-Kernmärkten



Ausblick für die kohlebasierte Stromerzeugung in Europa aufgrund der niedrigen Gaspreise. Die Produktion blieb relativ stabil, da die Minenbetreiber vom niedrigen Ölpreis und von den gegenüber dem US-Dollar schwachen lokalen Währungen (hauptsächlich dem russischen Rubel und dem kolumbianischen Peso) profitierten.

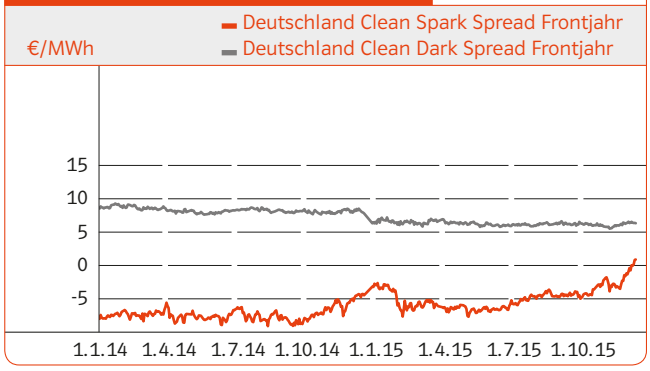
Der europäische Gasmarkt folgte dem rückläufigen Preistrend im Energiesektor sowie einer grundsätzlichen Verschiebung von Angebot und Nachfrage aufgrund des schwachen Wirtschaftswachstums und sehr milder Temperaturen, insbesondere im vierten Quartal. Trotzdem war auf der Produktionsseite ein weiterer Zuwachs zu beobachten. Insbesondere der größer und zunehmend liquider werdende LNG-Markt führte zu einem höheren Grad an globalen Arbitrage-Möglichkeiten und sorgte damit für geringere Preisunterschiede zwischen den lokalen Märkten. Demzufolge und wegen hoher Importe aus Norwegen sank der Gaspreis für Lieferungen im Folgejahr auf ein Mehrjahrestief. Somit schrumpfte auch die Handelsspanne zwischen den Sommer- und Winterpreisen weiter. Ein kurzlebiger Anstieg der Preise war getrieben durch eine kurze Kälteperiode und durch Unsicherheiten hinsichtlich einer weiteren möglichen Reduzierung der maximalen Förderleistung für das Groningen-Feld. Anfang des Jahres sorgten geringe Gasimporte aus Russland während des gesamten Winters für hohe Entnahmen aus den Gasspeichern in ganz Europa. Im vierten Quartal kehrten die Speicherfüllstände europaweit auf ein normales Niveau zurück.

Die Preise für CO_2-Zertifikate im europaweiten Handelssystem EU-ETS („EU Allowances" – EUA) stiegen im Verlauf des Jahres um über 15 Prozent. In den ersten drei Quartalen wurde diese Entwicklung hauptsächlich durch politische Entscheidungen zur Reform des Emissionshandelssystems, die positive Stimmung am Markt und die Verringerung von Auktionsmengen beeinflusst. Im vierten Quartal waren die Preise zunehmend von der allgemeinen Entwicklung im Energiesektor getrieben, die Ergebnisse der Pariser Klimakonferenz hatten indes weniger Einfluss als erwartet.

Preisentwicklung für CO_2-Zertifikate in Europa

Die deutschen Strompreise verzeichneten im Berichtszeitraum insgesamt einen rückläufigen Preistrend. Nach einer kurzen Erholung gegen Ende des zweiten Quartals fielen die Preise für Lieferungen im Folgejahr im dritten und vierten Quartal weiter und erreichten im Dezember erneut ein Zwölf-Jahres-Tief. Gründe hierfür waren weiterhin fallende Brennstoffkosten, hauptsächlich für Kohle, aber auch für Gas. Die niedrigen Gaspreise wirkten sich allerdings positiv auf den Clean Spark Spread aus, der sich im Dezember zum ersten Mal seit drei Jahren wieder teilweise im positiven Bereich bewegte. Die Spotpreise folgten ebenfalls dem Abwärtstrend aufgrund ungewöhnlich milder Temperaturen und dementsprechend geringerer Nachfrage mit gleichzeitig hoher Einspeisung von Windenergie.

Entwicklung der Clean Dark und Spark Spreads in Deutschland



Auch in Großbritannien wirkten sich die gesunkenen Brennstoffkosten auf die Strompreise aus, sodass – zusammen mit dem deutlichen Rückgang der Stromexporte nach Frankreich aufgrund der allgemein milden Witterung in Europa – die Preise dann Ende des Jahres nahezu historische Tiefstände erreichten. Die niedrigen Gaspreise sorgten dafür, dass sich die Erzeugung aus Gas verstärkt gegen Kohlekraftwerke rechnete.

Die erste Jahreshälfte 2015 war das regenreichste Halbjahr in der nordischen Region seit über 20 Jahren. Aus den überdurchschnittlichen Regenfällen und der späten Schneeschmelze resultierte ein deutlicher Abwärtstrend des Spotpreises auf dem nordischen Strommarkt in den ersten drei Quartalen. Ein trockener Beginn des vierten Quartals ließ die Füllstände in den Wasserreservoirs wieder etwas sinken und sorgte Ende Oktober für einen kurzzeitigen Anstieg der Strompreise. Starke Niederschläge Anfang Dezember – vor allem in Norwegen in Verbindung mit sehr mildem Wetter – kehrten den Trend aber wieder um. Des Weiteren spielten neben dem niedrigen Preis für Kohle aber auch wartungsbedingte Exporteinschränkungen sowie der anhaltende Zubau von Erneuerbaren Energien in Norwegen eine maßgebliche Rolle.

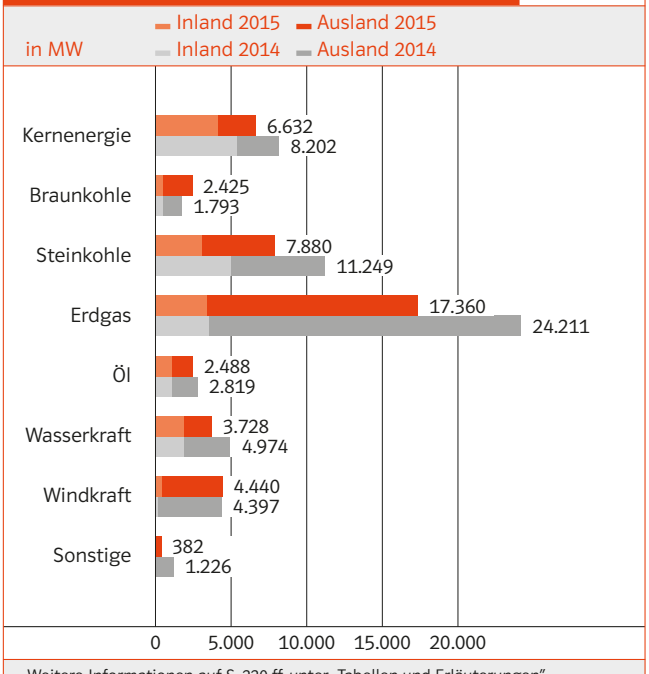
Die Preise auf dem russischen Strommarkt verzeichneten – nach einem eher durchschnittlichen ersten Halbjahr und einer auf der geplanten Erhöhung der regulierten Gastarife basierenden Erholung im dritten Quartal – ein stabiles viertes Quartal. In der europäischen Zone war der Verbrauch aufgrund der milden Temperaturen insbesondere im Dezember zwar deutlich niedriger als üblich, blieb allerdings ohne negative Auswirkung auf den Preis, da andere Preistreiber sich in die entgegengesetzte Richtung entwickelten. In der sibirischen Preiszone folgte der Preisverlauf über das Jahr gesehen hauptsächlich der Nachfrageentwicklung und wurde dabei durch die Verfügbarkeit von Wasserkraft beeinflusst. Der Preisanstieg durch die Erhöhung der regulierten Gastarife im dritten Quartal war im Vergleich zur europäischen Zone weniger ausgeprägt, da in Sibirien hauptsächlich Kohlekraftwerke im Einsatz sind.

Geschäftsverlauf

Kraftwerksleistung

Die rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung (entsprechend der Beteiligungsquote von E.ON) im E.ON-Konzern nahm mit 45.335 MW im Vergleich zum Jahresende 2014 (58.871 MW) um 23 Prozent ab. Die voll konsolidierte Kraftwerksleistung lag mit 46.479 MW ebenfalls 23 Prozent unter dem Vorjahresniveau von 60.151 MW.

Rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung

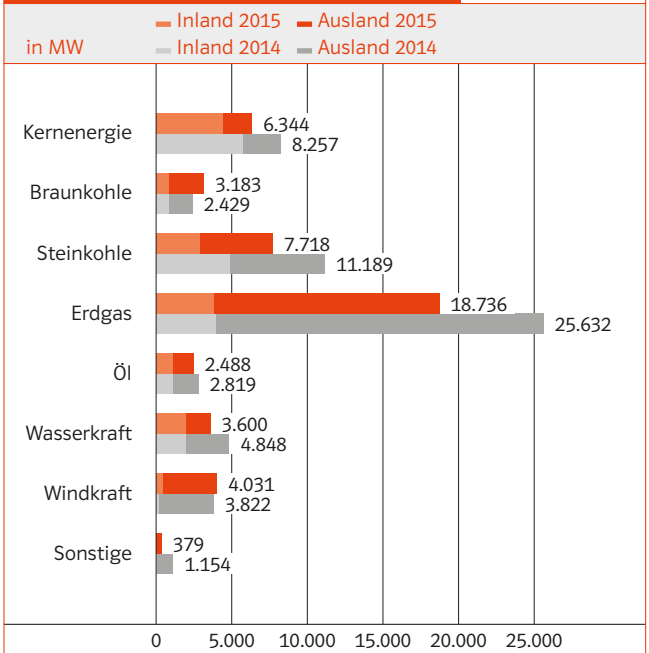


Weitere Informationen auf S. 220 ff. unter „Tabellen und Erläuterungen"

Die rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung ist um 13.536 MW gesunken. Dies war insbesondere auf geringere Kapazitäten in den Bereichen Erdgas, Steinkohle, Kernenergie und Wasserkraft zurückzuführen. Im Bereich Gas ging die Kraftwerksleistung um 6.851 MW zurück. Gründe hierfür waren im Wesentlichen die Veräußerung der Erzeugungsaktivitäten in Italien und Spanien sowie die Außerbetriebnahme eines Kraftwerks in Großbritannien. Im Bereich Steinkohle war der Rückgang von 3.369 MW insbesondere auf die planmäßige Stilllegung von mehreren Kraftwerksblöcken in Deutschland und die Veräußerung der Erzeugungsaktivitäten in Italien und Spanien zurückzuführen. Im Bereich Kernenergie nahm die Leistung aufgrund der Außerbetriebnahme der Kraftwerke Grafenrheinfeld in Deutschland und Oskarshamn 2 in Schweden um 1.570 MW ab. Im Bereich Wasserkraft verringerte sich die Leistung durch die Veräußerung der Erzeugungsaktivitäten in Italien und Spanien um 1.246 MW.

Die voll konsolidierte Kraftwerksleistung ging um 13.672 MW zurück. Die bereits oben genannten Gründe treffen auch hier zu. Im Bereich Gas nahm die Leistung um 6.896 MW ab. Im Bereich Steinkohle ging die Leistung um 3.471 MW zurück. Im Bereich Kernenergie nahm die Leistung um 1.913 MW ab. Im Bereich Wasserkraft reduzierte sich die Leistung um 1.248 MW.

Voll konsolidierte Kraftwerksleistung

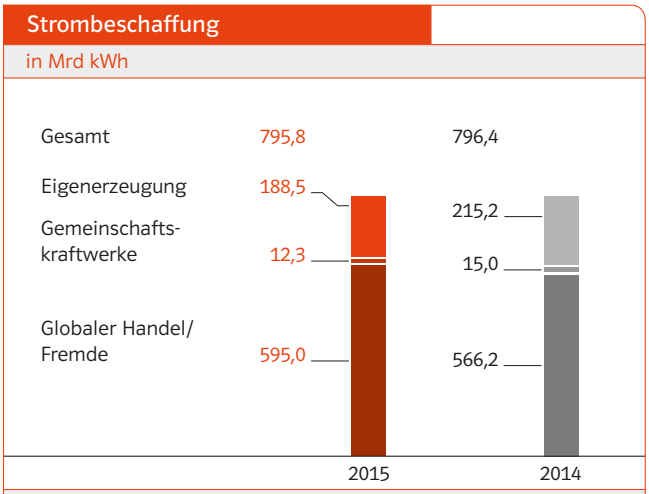


Weitere Informationen auf S. 220 ff. unter „Tabellen und Erläuterungen"

Strombeschaffung

Im Jahr 2015 lag die in eigenen Kraftwerken erzeugte Strommenge um 26,7 Mrd kWh oder 12 Prozent unter dem Vorjahreswert. Der Rückgang betraf im Wesentlichen die globale Einheit Erzeugung und die Region Russland. Bei Erneuerbaren Energien verringerte sich die Eigenerzeugung um insgesamt 1,2 Mrd kWh auf 25,3 Mrd kWh und bei den weiteren EU-Ländern um 0,9 Mrd kWh auf 2,6 Mrd kWh. Der Strombezug erhöhte sich dagegen um 26,1 Mrd kWh beziehungsweise 4 Prozent auf 607,3 Mrd kWh.

Strombeschaffung



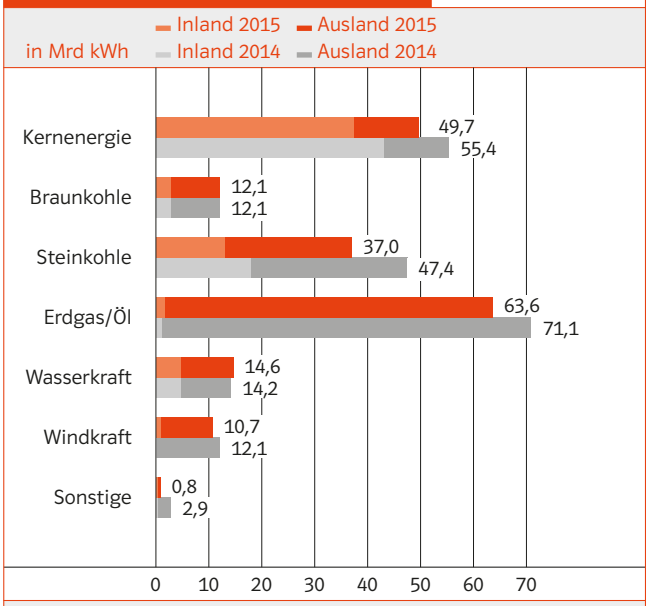
Weitere Informationen auf S. 220 ff. unter „Tabellen und Erläuterungen"

Die Eigenerzeugung der globalen Einheit Erzeugung lag mit 106,3 Mrd kWh um 19,2 Mrd kWh unter dem Vorjahresniveau von 125,5 Mrd kWh. Ursachen waren neben dem Verkauf der Erzeugungsaktivitäten in Italien und Spanien insbesondere der durch die derzeitige Marktsituation bedingte geringere Einsatz der kohlebefeuerten Kraftwerke in England und Deutschland sowie die Stilllegung von Kohlekraftwerken wie auch des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld in Deutschland.

Bei der regionalen Einheit Russland verringerte sich die Eigenerzeugung im Wesentlichen durch die in erheblichem Umfang in Betrieb genommenen neuen Kapazitäten im russischen Markt bei unveränderter Nachfrage und die Instandsetzungsarbeiten an den Kraftwerksblöcken an den Standorten Surgutskaya und Berezovskaya um 9 Prozent auf 53,8 Mrd kWh (Vorjahr: 59,2 Mrd kWh).

In der globalen Einheit Erneuerbare Energien verringerte sich die Eigenerzeugung um 1,2 Mrd kWh auf 25,3 Mrd kWh (Vorjahr: 26,5 Mrd kWh). Ursache war der Abgang von Aktivitäten im Rahmen unserer Build-and-sell-Strategie im Bereich Wind/Solar/Sonstiges.

Anteil der Primärenergieträger an der Eigenerzeugung



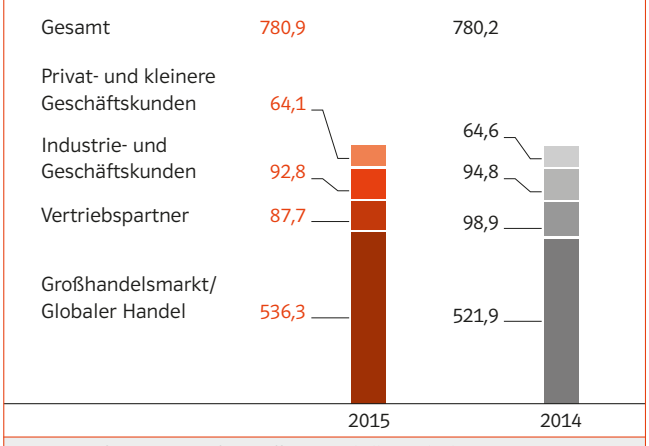
Weitere Informationen auf S. 220 ff. unter „Tabellen und Erläuterungen"

Stromabsatz

Im Jahr 2015 lag der Stromabsatz im E.ON-Konzern auf dem Vorjahresniveau.

Stromabsatz

in Mrd kWh



Weitere Informationen auf S. 220 ff. unter „Tabellen und Erläuterungen"

Der Rückgang des Stromabsatzes an Privat- und kleinere Geschäftskunden um 0,5 Mrd kWh betraf die regionale Einheit Deutschland und die weiteren EU-Länder. In Deutschland wirkten sich gesunkene Durchschnittsverbräuche aufgrund verstärkter Energieeffizienzmaßnahmen der Kunden negativ aus. Bei den weiteren EU-Ländern waren Energieeffizienzmaßnahmen und Effekte aus der Erzeugung durch Fotovoltaikanlagen in Großbritannien für den Rückgang verantwortlich.

Der Absatz an Industrie- und Geschäftskunden lag um insgesamt 2,0 Mrd kWh unter dem Vorjahresniveau. Gründe waren insbesondere der verschärfte Wettbewerb und durchschnittlich niedrigere individuelle Abnahmemengen in Großbritannien sowie wettbewerbsbedingte Kundenverluste in Deutschland.

Im Bereich Vertriebspartner ging der Absatz um 11,2 Mrd kWh zurück. Dies betraf insbesondere die Einheit Globaler Handel sowie die globalen Einheiten Erzeugung und Erneuerbare Energien. Gründe waren geringere Absätze an interne und externe Vertriebspartner im Handelsbereich, die geringere Erzeugung der Kohlekraftwerke und die Stilllegung eines Kernkraftwerks in Deutschland sowie gesunkene Erzeugungsmengen infolge der Veräußerungen von Aktivitäten im Bereich Wind/Solar/Sonstiges.

Der Stromabsatz im Bereich Handel lag insbesondere aufgrund gestiegener Handelsaktivitäten der Einheit Globaler Handel 14,4 Mrd kWh über dem Vorjahresniveau.

Gasbeschaffung, Handelsvolumen und Gasproduktion

Im Jahr 2015 bezog die Einheit Globaler Handel rund 1.976 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

	2015	2014
Strom (Mrd kWh)	1.946	1.695
Gas (Mrd kWh)	2.565	1.794
CO_2-Zertifikate (Mio t)	211	458
Öl (Mio t)	–	49
Kohle (Mio t)	250	188

Die in der Tabelle dargestellten Handelsvolumina enthalten auch alle Mengen, die 2015 gehandelt wurden, jedoch erst in der Zukunft realisiert werden.

Upstream-Produktion

	2015	2014	+/- %
Öl/Kondensate (in Mio Barrel)	11,5	10,6	+8
Gas (in Mio Standard-m³)	1.948,5	1.885,4	+3
Summe (in Mio Barrel Öläquivalent)	**23,7**	**22,4**	**+6**

Der wesentliche Grund für den Anstieg der Produktion in der globalen Einheit Exploration & Produktion aus den Nordseefeldern bei Öl und Kondensaten war die wieder aufgenommene Förderung aus dem Feld Njord/Hyme. Zu dem Anstieg trugen auch größere Mengen aus den Feldern Elgin/Franklin und Huntington bei. Die Felder Skarv und Merganser verzeichneten dagegen einen Produktionsrückgang.

Der Anstieg der Gasproduktion war vor allem auf größere Mengen aus den Feldern Njord/Hyme, Skarv und Elgin/Franklin zurückzuführen, die teilweise durch geringere Volumen aus den Feldern Rita, Johnston und Babbage kompensiert wurden.

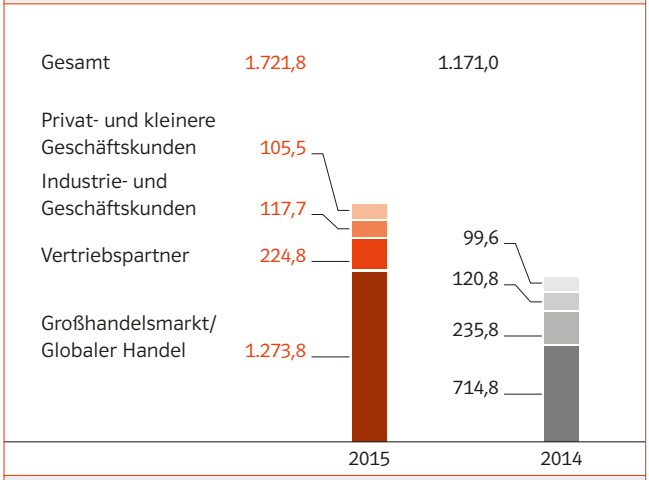
Zusätzlich zu den in der Nordsee produzierten Mengen standen uns im Jahr 2015 aus dem at equity einbezogenen sibirischen Feld Yushno Russkoje 5.920 Mio m³ Erdgas zu (Vorjahr: 5.923 Mio m³).

Gasabsatz

Der Gasabsatz nahm im Jahr 2015 um 550,8 Mrd kWh beziehungsweise 47 Prozent zu.

Gasabsatz

in Mrd kWh



Weitere Informationen auf S. 220 ff. unter „Tabellen und Erläuterungen"

Der Gasabsatz an Privat- und kleinere Geschäftskunden nahm im Vergleich zum Vorjahr um 5,9 Mrd kWh zu. Der wesentliche Grund in nahezu allen regionalen Einheiten waren die im Vergleich zum Vorjahr niedrigeren Temperaturen. In Ungarn und Frankreich konnten darüber hinaus Kunden hinzugewonnen werden. In Tschechien führte dagegen insbesondere der Abgang einer Mehrheitsbeteiligung im ersten Quartal 2014 zu einem Absatzrückgang.

Der Absatz an Industrie- und Geschäftskunden lag um 3,1 Mrd kWh unter dem Vorjahresniveau. Dies war insbesondere auf den Absatz der regionalen Einheit Deutschland zurückzuführen, der durch wettbewerbsbedingte Kundenverluste zurückging.

Im Bereich Vertriebspartner verringerte sich der Absatz um 11,0 Mrd kWh. Dies war im Wesentlichen durch geringere Absatzmengen der Einheit Globaler Handel begründet.

Der Gasabsatz im Bereich Handel nahm durch erheblich höhere Volumina im Großhandelsbereich um 559,0 Mrd kWh zu.

Geschäftsentwicklung 2015

Die Kennzahlen von E.ON lagen am Ende des Geschäftsjahres im Rahmen unserer Erwartungen und spiegelten die nach wie vor angespannten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und die schwierige Situation im konventionellen Kraftwerksgeschäft wider.

Der Umsatz lag mit 116,2 Mrd € um 3 Prozent über dem Vorjahreswert von 113,1 Mrd €. Unser EBITDA ging um 10 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf jetzt 7,6 Mrd € zurück und der nachhaltige Konzernüberschuss lag mit 1,6 Mrd € auf dem Vorjahresniveau. Diese Kennzahlen lagen damit im Rahmen der von uns kommunizierten Bandbreiten von 7,0 bis 7,6 Mrd € beziehungsweise von 1,4 bis 1,8 Mrd €. Der Konzernfehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE in Höhe von -7,0 Mrd € (Vorjahr: -3,2 Mrd €) nahm dagegen deutlich zu.

Unsere Investitionen in Höhe von 4,2 Mrd € lagen 10 Prozent unter dem Vorjahreswert von 4,6 Mrd €, aber in der Größenordnung von 4,3 Mrd €, die wir im Rahmen unserer Mittelfristplanung für das Jahr 2015 vorgesehen hatten.

Der operative Cashflow lag trotz des Ergebnisrückgangs mit 6,1 Mrd € nur knapp unter dem Vorjahresniveau.

Im Vergleich zum Jahresende 2014 nahm unsere Netto-Verschuldung, insbesondere durch den hohen operativen Cashflow, Erlöse aus Desinvestitionen und die Verminderung der Pensionsrückstellungen, auf 27,7 Mrd € ab. Unser Debt Factor ging auf 3,7 (Vorjahr: 4,0) zurück.

E.ON 2.0

Zur Steigerung unserer Performance hatten wir im Sommer 2011 das konzernweite Restrukturierungs- und Kostensenkungsprogramm E.ON 2.0 mit dem Ziel gestartet, bis Ende 2015 die beeinflussbaren Kosten im E.ON-Konzern um rund 2 Mrd € (bereinigt um Portfolioeffekte rund 1,9 Mrd €) nachhaltig zu reduzieren. Das Programm ist Ende 2015 wie vorgesehen beendet worden. Das Ziel wurde mit einem Einsparvolumen von insgesamt fast 2,3 Mrd € signifikant übertroffen.

Auch das Projekt Working Capital Excellence, das die Reduzierung des Netto-Umlaufvermögens zum Inhalt hat, konnte das Ziel einer kumulierten Working-Capital-Reduktion von 1,0 Mrd € übertreffen. Der Vorgabe stehen bereits implementierte und bilanzwirksame Maßnahmenumsetzungen in Höhe von rund 1,7 Mrd € gegenüber, sodass das Projekt zum Jahresende 2015 vorzeitig abgeschlossen werden konnte.

Unternehmenserwerbe, -veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten im Jahr 2015

Die folgenden wesentlichen Transaktionen haben wir im Jahr 2015 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 2015 folgende Aktivitäten als Abgangsgruppen und als zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte ausgewiesen oder bereits veräußert:

- das Explorations- und Produktionsgeschäft in der Nordsee
- die Beteiligung an Enovos International
- die Anteile an Latvijas Gāze
- die Netzanbindungsinfrastruktur des Humber-Windparks
- die Aktivitäten in Spanien
- die Erzeugungsaktivitäten in Italien
- die restlichen Anteile an E.ON Energy from Waste

Aus Desinvestitionen wurden im Jahr 2015 insgesamt zahlungswirksame Effekte in Höhe von 4.513 Mio € (Vorjahr: 2.630 Mio €) realisiert.

Die nachfolgende Tabelle zeigt Umsatz, EBITDA, Investitionen und Mitarbeiter der regionalen Einheit Spanien, die im Zuge der geplanten beziehungsweise im ersten Quartal 2015 vollzogenen Veräußerung als nicht fortgeführte Aktivität ausgewiesen wird und deshalb nur noch als Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten zum Konzernüberschuss (siehe Tabelle auf Seite 39) beiträgt:

Nicht fortgeführte Aktivitäten

	Spanien	
in Mio €	2015	2014
Umsatz	355	1.166
EBITDA	34	146
Investitionen	5	63
Mitarbeiter 30.9./31.12.	–	572

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 2015 reflektieren die Marktpreisentwicklung und waren deshalb niedriger als die Preise für die Lieferperiode 2014.

Umsatz

Im Geschäftsjahr 2015 lag der Umsatz mit 116,2 Mrd € rund 3,1 Mrd € über dem Vorjahresniveau.

Umsatz

in Mio €	2015	2014	+/- %
Erzeugung	7.537	10.285	-27
Erneuerbare Energien	2.486	2.397	+4
Globaler Handel	87.862	83.326	+5
Exploration & Produktion	1.731	2.118	-18
Deutschland	19.337	19.169	+1
Weitere EU-Länder	20.506	20.587	–
Nicht-EU-Länder	1.123	1.518	-26
Konzernleitung/Konsolidierung	-24.364	-26.305	–
Summe	**116.218**	**113.095**	**+3**

Grund hierfür war der Umsatzanstieg in der Einheit Globaler Handel, im Wesentlichen bedingt durch erheblich höhere Volumina im Gasgeschäft, die geringere Gaspreise mehr als ausgleichen. Der Anstieg des Gasabsatzes – vor allem im zweiten und dritten Quartal – war im Wesentlichen auf höhere physische Handelsmengen aufgrund ausgeübter Optionen zurückzuführen. Dies spiegelte die intensive Handelsaktivität im ersten Quartal infolge hoher Marktvolatilität wider. Darüber hinaus verzeichneten die regionale Einheit Deutschland und die globale Einheit Erneuerbare Energien einen leichten Umsatzzuwachs. Dagegen ging der Umsatz insbesondere in den globalen Einheiten Erzeugung sowie Exploration & Produktion zurück. Gründe waren neben dem weiteren Verfall der Marktpreise für Strom vor allem ein mengenbedingter Umsatzrückgang, der im Wesentlichen auf die Stilllegung von Erzeugungskapazitäten in Deutschland sowie die Veräußerung des konventionellen Kraftwerksgeschäfts in Italien und Spanien zurückzuführen war, sowie gesunkene Preise für Öl aus den Nordseefeldern und negative Währungsumrechnungseffekte.

Weitere Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung

Die anderen aktivierten Eigenleistungen lagen mit 478 Mio € um 38 Prozent über dem Wert des Vorjahres von 345 Mio €. Dieser Anstieg ist überwiegend auf aktivierte Leistungen im Zusammenhang mit IT-Projekten zurückzuführen.

Die sonstigen betrieblichen Erträge sind um 20 Prozent auf 13.211 Mio € gestiegen (Vorjahr: 10.980 Mio €). Dieser Anstieg ist einerseits auf höhere Erträge aus Währungskursdifferenzen zurückzuführen, die sich auf 3.300 Mio € belaufen (Vorjahr: 2.437 Mio €). Andererseits basiert dieser Anstieg auf der Entwicklung der Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten, die sich um 629 Mio € auf 6.840 Mio € erhöhten (6.210 Mio €). Hier waren es insbesondere die um 656 Mio € auf 6.506 Mio € gestiegenen Erträge aus der Marktbewertung von Warentermingeschäften (5.850 Mio €), die zu diesem Anstieg beigetragen haben. Korrespondierende Positionen aus Währungskursdifferenzen und derivativen Finanzinstrumenten befinden sich in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen. Daneben haben sich die sonstigen betrieblichen Erträge auch infolge von Kosten, die im Zusammenhang mit den Kraftwerksblöcken Oskarshamn 1 und 2 entstanden sind und an den Mitgesellschafter weiterbelastet werden, erhöht.

Der Materialaufwand stieg um 4 Prozent auf 104.211 Mio € (Vorjahr: 99.916 Mio €). Ursache hierfür waren vor allem gestiegene Gasbezugskosten bei der Einheit Globaler Handel.

Der Personalaufwand erhöhte sich um 30 Mio € auf 4.177 Mio € (2014: 4.147 Mio €). Der Anstieg resultiert im Wesentlichen aus höheren Aufwendungen für die betriebliche Altersversorgung, die nur teilweise durch gegenüber dem Vorjahr geringere Aufwendungen aus Restrukturierungsprogrammen sowie damit verbundene Einsparungen kompensiert werden.

Die Abschreibungen haben sich im Geschäftsjahr 2015 um 3.171 Mio € auf 11.894 Mio € erhöht (Vorjahr: 8.723 Mio €). Dieser Anstieg ist insbesondere auf Wertberichtigungen des dem Segment Erzeugung sowie dem Segment Exploration & Produktion zugeordneten Goodwill zurückzuführen. Außerdem haben außerplanmäßige Abschreibungen auf das Sachanlagevermögen sowie auf immaterielle Vermögenswerte in diesen beiden Segmenten zur Erhöhung der Abschreibungen beigetragen. Gegenläufig wirkte sich der Wegfall planmäßiger Abschreibungen bei den veräußerten spanischen, italienischen und norwegischen Aktivitäten aus. Zudem bedingten auch die Wertberichtigungen des Vorjahres und Kraftwerksstilllegungen eine Verminderung der planmäßigen Abschreibungen im Jahr 2015.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen erhöhten sich um 19 Prozent auf 14.137 Mio € (Vorjahr: 11.912 Mio €). Die Gründe hierfür lagen hauptsächlich in gestiegenen Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten. Diese sind um 750 Mio € auf 6.055 Mio € gestiegen (5.305 Mio €). Ursächlich für diese Entwicklung waren dabei insbesondere höhere Aufwendungen aus der Marktbewertung von Commodity-Derivaten. Zudem sind die Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen um 650 Mio € auf 3.587 Mio € gestiegen (2.937 Mio €).

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen erhöhte sich um 562 Mio € auf 298 Mio € (Vorjahr: -264 Mio €). Dies war im Wesentlichen auf außerplanmäßige Abschreibungen auf eine Beteiligung im Bereich der Nicht-EU-Länder im Geschäftsjahr 2014 zurückzuführen.

EBITDA

Im Berichtszeitraum 2015 lag unser EBITDA um rund 0,8 Mrd € unter dem Vorjahreswert. Positive Auswirkungen hatten

- ein witterungsbedingt höherer Absatz und eine günstige Marktentwicklung bei der regionalen Einheit Deutschland sowie
- ein gestiegener Ergebnisbeitrag der Einheit Globaler Handel.

Diese positiven Effekte wurden mehr als kompensiert durch

- die Stilllegung von Erzeugungskapazitäten in Deutschland, die Abgabe von Aktivitäten in Italien und Spanien sowie geringere Großhandelspreise im gesamten Strombereich und
- niedrigere Ölpreise für die Produktion aus den Nordseefeldern.

EBITDA[1)]

in Mio €	2015	2014	+/- %
Erzeugung	1.472	2.215	-34
Erneuerbare Energien	1.346	1.500	-10
Globaler Handel	223	106	+110
Exploration & Produktion	895	1.136	-21
Deutschland	2.157	1.761	+22
Weitere EU-Länder	1.756	1.775	-1
Nicht-EU-Länder	322	439	-27
Konzernleitung/Konsolidierung	-614	-556	–
Summe	**7.557**	**8.376**	**-10**

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Zuge der Veräußerung haben wir unsere regionale Einheit Spanien nach dem Rechnungslegungsstandard IFRS 5 seit dem vierten Quartal 2014 bis zum Abgang als nicht fortgeführte Aktivität ausgewiesen.

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 2015 63 Prozent.

EBITDA[1)]

in Mio €	2015	2014	+/- %
Reguliertes Geschäft	2.947	2.858	+3
Quasi-reguliertes und langfristig kontrahiertes Geschäft	1.782	1.596	+12
Marktbestimmtes Geschäft	2.828	3.922	-28
Summe	**7.557**	**8.376**	**-10**

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.

Unter quasi-reguliertem und langfristig kontrahiertem Geschäft werden Tätigkeiten zusammengefasst, die sich durch einen hohen Grad an Planbarkeit der Erträge auszeichnen, da wesentliche Erlöskomponenten (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 resultierte vor allem aus dem laufenden Ergebnis der E.ON SE, insbesondere zinsbedingt höheren Rückstellungszuführungen. Gegenläufig wirkten sich Konsolidierungseffekte im Zusammenhang mit der Rückstellungsbewertung von Emissionsrechten aus.

Erzeugung

Das EBITDA der globalen Einheit Erzeugung lag um 743 Mio € unter dem Vorjahreswert.

Erzeugung

	EBITDA[1)]		EBIT[1)]	
in Mio €	2015	2014	2015	2014
Kernenergie	1.002	1.411	670	1.085
Fossile Erzeugung	489	814	46	129
Sonstiges/Konsolidierung	-19	-10	29	-13
Summe	**1.472**	**2.215**	**745**	**1.201**

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Bereich Kernenergie nahm das EBITDA gegenüber dem Vorjahr um 409 Mio € ab. Dies war im Wesentlichen durch die Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld in Deutschland und durch Produktionsausfälle in Schweden begründet. Darüber hinaus wirkten sich die niedrigen Strompreise negativ aus. Die negativen Effekte wurden durch den Wegfall einmaliger Belastungen aus dem Vorjahr sowie positve Einmaleffekte im Jahr 2015 teilweise kompensiert.

In der fossilen Erzeugung nahm das EBITDA um 325 Mio € ab. Neben dem Verkauf der fossilen Erzeugungsaktivitäten in Spanien und Italien war dies vor allem auch durch die Stilllegung von Kraftwerken in Deutschland begründet. Ferner resultierte ein Ergebnisrückgang aus dem geringeren Einsatz der Gasblöcke am Standort Irsching durch den Übertragungsnetzbetreiber. Dagegen stieg das Ergebnis des Bereichs Biomasse insbesondere durch die positive Entwicklung der Aktivitäten in Großbritannien. Dort führte ein Zwischenfall 2014 in Ironbridge zur Stilllegung von Block 1 und zu einem vorübergehenden Produktionsstopp von Block 2. Im Jahr 2015 wurde zudem das Kraftwerk Blackburn Meadows in Betrieb genommen.

Erneuerbare Energien

Das EBITDA im Segment Erneuerbare Energien verringerte sich um 154 Mio € beziehungsweise 10 Prozent gegenüber dem Vorjahreswert.

Erneuerbare Energien

	EBITDA[1)]		EBIT[1)]	
in Mio €	2015	2014	2015	2014
Wasserkraft	566	677	509	551
Wind/Solar/Sonstiges	780	823	415	493
Summe	**1.346**	**1.500**	**924**	**1.044**

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Vergleich zum Vorjahr sank das EBITDA im Bereich Wasserkraft um 16 Prozent beziehungsweise 111 Mio €. Die Ursachen hierfür waren vor allem gesunkene Großhandelspreise und die Abgabe der Aktivitäten in Spanien und Italien.

Im Bereich Wind/Solar/Sonstiges lag das EBITDA im Berichtszeitraum um 5 Prozent oder 43 Mio € unter dem Vorjahreswert. Gründe waren die Abgabe von Aktivitäten und hohe Erträge im Rahmen unserer Build-and-sell-Strategie im Jahr 2014. Die 2015 in Betrieb genommenen Windparks Amrumbank und Humber Gateway trugen deutlich positiv zum Ergebnis bei.

Globaler Handel

Das EBITDA der Einheit Globaler Handel nahm um 117 Mio € gegenüber dem Vorjahreswert zu.

Globaler Handel

	EBITDA[1)]		EBIT[1)]	
in Mio €	2015	2014	2015	2014
Kohle/Öl/Fracht/LNG	29	29	29	29
Strom- und Gasgeschäft	45	-60	-63	-151
Infrastruktur/Sonstiges	149	137	143	132
Summe	**223**	**106**	**109**	**10**

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Das EBITDA im Bereich Kohle/Öl/Fracht/LNG lag trotz des schwierigen Marktumfelds auf dem Vorjahresniveau.

Im Strom- und Gasgeschäft erhöhte sich das EBITDA um 105 Mio €. Die wesentliche Ursache war die Geschäftsentwicklung im Gasgeschäft. Hier wurden positive Ergebniseffekte aus der Optimierung durch niedrigere Margen infolge geringerer saisonaler Preisdifferenzen und Preise im Gas-Midstream-Geschäft nur zum Teil kompensiert.

Im Bereich Infrastruktur/Sonstiges übertraf das EBITDA das Vorjahresniveau um 12 Mio €.

Exploration & Produktion

Das EBITDA der Einheit Exploration & Produktion lag mit 895 Mio € (Vorjahr: 1.136 Mio €) 21 Prozent unter dem Vorjahreswert. Grund hierfür waren insbesondere die gesunkenen Preise für Öl aus den Nordseefeldern und Währungsumrechnungseffekte. Das EBIT betrug im Berichtszeitraum 389 Mio € (498 Mio €).

Deutschland

Die regionale Einheit Deutschland konnte das EBITDA um 396 Mio € steigern.

Deutschland

	EBITDA[1)]		EBIT[1)]	
in Mio €	2015	2014	2015	2014
Verteilnetzgeschäft	1.686	1.525	1.129	953
Unreguliertes Geschäft/ Sonstiges	471	236	408	146
Summe	**2.157**	**1.761**	**1.537**	**1.099**

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Verteilnetzgeschäft lag das EBITDA um 161 Mio € und im Bereich Unreguliertes Geschäft/Sonstiges um rund 235 Mio € über dem Vorjahresniveau. Grund waren im Wesentlichen positive Einmaleffekte, unter anderem aus der Auflösung von Rückstellungen. Darüber hinaus führten die im Vorjahresvergleich durchschnittlich niedrigeren Temperaturen sowie die konsequente Kundenausrichtung im Vertrieb zu einer Ergebnisverbesserung.

Weitere EU-Länder

Das EBITDA in den weiteren EU-Ländern lag um 19 Mio € beziehungsweise 1 Prozent unter dem Vorjahresniveau.

Weitere EU-Länder

	EBITDA[1)]		EBIT[1)]	
in Mio €	2015	2014	2015	2014
Großbritannien	384	384	278	299
(in Mio £)	(278)	(310)	(201)	(241)
Schweden	589	622	345	377
(in Mio SEK)	(5.509)	(5.663)	(3.231)	(3.429)
Tschechien	279	290	190	197
(in Mio CZK)	(7.623)	(7.972)	(5.193)	(5.431)
Ungarn	207	200	102	101
(in Mio HUF)	(64.105)	(61.692)	(31.590)	(31.125)
Übrige regionale Einheiten	297	279	204	192
Summe	**1.756**	**1.775**	**1.119**	**1.166**

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

In der Region Großbritannien lag das EBITDA auf Vorjahresniveau. Positive Währungsumrechnungseffekte und niedrigere Kosten im Zusammenhang mit obligatorischen Energieeffizienzmaßnahmen der britischen Regierung wurden durch gesunkene Margen, geringere Absatzmengen sowie den intensiven Wettbewerb auf dem Markt ausgeglichen.

Das EBITDA in der Region Schweden ging um 33 Mio € zurück. Ursachen waren vor allem negative Währungsumrechnungseffekte (16 Mio €), durch Stürme verursachte Kosten, geringere Netzanschlussgebühren, Störungen beim Betrieb einer Turbine und die entfallenen Ergebnisbeiträge der im Juni 2014 abgegebenen Wärmeaktivitäten. Positiv wirkten sich höhere Netztarife und gestiegene Durchleitungsmengen im Stromverteilnetz aus.

In Tschechien lag das EBITDA 11 Mio € unter dem Vorjahresniveau. Positive Effekte aus höheren Absatzmengen, verbesserten Marktbedingungen und dem Verkauf eines Wärmekraftwerks wurden dabei durch fehlende Ergebnisbeiträge infolge des Verkaufs einer Mehrheitsbeteiligung an einer Gasgesellschaft im ersten Quartal 2014 mehr als kompensiert.

Das EBITDA der Region Ungarn lag 7 Mio € über dem Vorjahresniveau und entfiel im Wesentlichen auf das Verteilnetzgeschäft. Der Anstieg war insbesondere auf die Veräußerung des Wärmegeschäfts und ein verbessertes Forderungsmanagement zurückzuführen. Die positiven Effekte wurden teilweise durch geringere Margen kompensiert.

Bei den übrigen regionalen Einheiten nahm das EBITDA um 18 Mio € zu. Dies war im Wesentlichen auf höhere Ergebnisse in Rumänien, den Niederlanden, Frankreich und bei E.ON Connecting Energies zurückzuführen. In Rumänien wurde die Steigerung des EBITDA durch witterungsbedingt gestiegene Gasabsätze und positive Effekte aus der 2014 erfolgten Tariferhöhung im Gasverteilnetzgeschäft verursacht. In den Niederlanden führte eine positive Entwicklung im Wärmegeschäft zu höheren Ergebnisbeiträgen, in Frankreich waren diese vor allem durch verbesserte Margen im Strom- und Gasbereich und niedrigere Fixkosten bedingt. Bei E.ON Connecting Energies steigerten insbesondere operative Effekte im Industrie-Kraft-Wärme-Kopplungs-Geschäft das Ergebnis. Darüber hinaus wirkten sich die Einbeziehung einer Gesellschaft zur Strom- und Wärmeerzeugung in einem russischen Gewerbepark und der Ausbau des Geschäfts mit Energieeffizienzlösungen für Industrie- und Gewerbekunden in Deutschland positiv auf die Ergebnisentwicklung aus.

Nicht-EU-Länder

Das EBITDA in den Nicht-EU-Ländern ging insgesamt um 27 Prozent beziehungsweise 117 Mio € zurück.

Nicht-EU-Länder

	EBITDA[1)]		EBIT[1)]	
in Mio €	2015	2014	2015	2014
Russland	361	517	266	371
(in Mio RUB)	(24.570)	(26.361)	(18.085)	(18.936)
Weitere Nicht-EU-Länder	-39	-78	-40	-78
Summe	**322**	**439**	**226**	**293**

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

In der Region Russland lag das EBITDA 30 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Wesentliche Gründe hierfür waren negative Währungsumrechnungseffekte, Bußgelder im Zusammenhang mit der verzögerten Inbetriebnahme eines Kraftwerksblocks am Standort Berezovskaya und Kosten durch die unfallbedingten Stillstände von Kraftwerksblöcken am Standort Surgutskaya. In lokaler Währung nahm das EBITDA nur um 7 Prozent ab.

Das EBITDA der weiteren Nicht-EU-Länder entfällt auf die at equity einbezogenen Aktivitäten in der Türkei und Brasilien. Die Ergebnisverbesserung um 39 Mio € war in erster Linie auf größere Erzeugungsmengen aus Wasserkraft, eine positive Entwicklung im Energiehandel, ein verbessertes Forderungsmanagement im Endkundengeschäft und eine positive Ergebnisentwicklung im Stromvertriebsgeschäft in der Türkei zurückzuführen.

Konzernüberschuss

Der Anteil der Gesellschafter der E.ON SE am Konzernfehlbetrag und das entsprechende Ergebnis je Aktie lagen infolge der erforderlichen hohen Wertberichtigungen im Jahr 2015 bei -7,0 Mrd € (Vorjahr: -3,2 Mrd €) beziehungsweise -3,60 € (-1,64 €). Im vierten Quartal 2015 betrug der Konzernfehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE -0,9 Mrd € gegenüber -3,1 Mrd € im vierten Quartal 2014 und das Ergebnis je Aktie -0,46 € (-1,63 €).

Konzernüberschuss

in Mio €	2015	2014
EBITDA[1]	**7.557**	**8.376**
Planmäßige Abschreibung	-3.052	-3.561
Impairments (-)/Wertaufholungen (+)[2]	-136	-120
EBIT[1]	**4.369**	**4.695**
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-1.572	-1.613
Netto-Buchgewinne/-verluste	450	589
Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement	-217	-133
Aufwendungen für Restrukturierung E.ON 2.0	-293	-363
Impairments (-)/Wertaufholungen (+)[2, 3]	-8.430	-5.457
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	150	-116
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern	**-5.543**	**-2.398**
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-835	-570
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	**-6.378**	**-2.968**
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	1	-162
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	**-6.377**	**-3.130**
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE	*-6.999*	*-3.160*
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	*622*	*30*

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 durch die positive Entwicklung unserer Netto-Finanzposition. Im neutralen Zinsergebnis wirkten sich insbesondere Sondereffekte im Zusammenhang mit dem schwedischen Nuklearfonds aus.

Wirtschaftliches Zinsergebnis

in Mio €	2015	2014
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung	-1.330	-1.811
Neutraler Zinsaufwand (+)/Zinsertrag (-)	-242	198
Summe	**-1.572**	**-1.613**

Im Jahr 2015 lagen die Netto-Buchgewinne 139 Mio € unter dem Vorjahreswert. Die Buchgewinne resultierten vor allem aus der Veräußerung von Wertpapieren, der restlichen Anteile an E.ON Energy from Waste, der Explorations- und Produktionsaktivitäten in der norwegischen Nordsee sowie von Netzteilen in Deutschland und aus dem Verkauf von Aktivitäten in Italien und Finnland. Der Vorjahreswert enthielt Buchgewinne aus dem Verkauf von Wertpapieren und einer Beteiligung an einer Erdgasgesellschaft in Deutschland, der Veräußerung einer Mehrheitsbeteiligung in Tschechien und einer Beteiligung an einer finnischen Gasgesellschaft sowie von Netzteilen in Deutschland und diversen Kleinstwärmekraftwerken in Schweden.

Die gesamten Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement sind im Vergleich zum Vorjahr um 14 Mio € gestiegen. Die Aufwendungen fielen hierbei wie im Vorjahr im Wesentlichen im Rahmen der eingeleiteten internen Kostensenkungsprogramme und im Rahmen der strategischen Neuausrichtung an.

Die Ertragslage im Berichtszeitraum 2015 wurde insbesondere durch außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 8,8 Mrd € sowie Zuschreibungen in Höhe von 0,4 Mrd € geprägt. Die Zuschreibungen betreffen vor allem die globale Einheit Erzeugung. Der Anlass für den Wertminderungstest beruhte im Wesentlichen auf aktualisierten Annahmen zur langfristigen Entwicklung von Strom- und Primärenergiepreisen – gestützt

auf renommierte Prognose-Institute und unsere eigenen Einschätzungen – sowie den politischen Rahmenbedingungen und deren Auswirkungen auf die erwartete Profitabilität. Die Wertberichtigungen mussten wir insbesondere bei unserer globalen Einheit Erzeugung vornehmen. Darüber hinaus fielen Wertberichtigungen in den Einheiten Exploration & Produktion, Erneuerbare Energien, Globaler Handel, Russland und in den weiteren EU-Ländern an. Im Berichtszeitraum 2014 entfielen die Wertberichtigungen auf unsere Aktivitäten in der globalen Einheit Erzeugung, in den Nicht-EU-Ländern, in der Exploration & Produktion, bei der Einheit Erneuerbare Energien und beim Globalen Handel.

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 2015 resultierte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten ein positiver Effekt von 533 Mio € (Vorjahr: 540 Mio €). Ergebnisbelastend wirkten sich 2015 insbesondere Kosten im Zusammenhang mit den Kraftwerken Oskarshamn und Ringhals aus, die durch Erträge aus der Weiterbelastung von Kosten an den Mitgesellschafter, die im Zusammenhang mit den Kraftwerksblöcken Oskarshamn 1 und 2 entstanden sind, ausgeglichen wurden. Weitere negative Effekte entstanden durch Wertberichtigungen auf Vorräte und Wertpapiere. Im Jahr 2014 belasteten Wertberichtigungen auf Gasvorräte, Wertpapiere und bei den Aktivitäten in den Nicht-EU-Ländern sowie Aufwendungen im Zusammenhang mit Anleiherückkäufen das Ergebnis.

Der Steueraufwand beträgt 0,8 Mrd € gegenüber 0,6 Mrd € im Vorjahr. Trotz des negativen Ergebnisses vor Steuern ergibt sich im Jahr 2015 ein Steueraufwand und damit verbunden eine negative Steuerquote von 15 Prozent (Vorjahr: 24 Prozent). Nicht steuerentlastende Abschreibungsbeträge sowie wesentliche Effekte aus der Wertänderung aktiver latenter Steuern waren im Jahr 2015 die entscheidenden Gründe für die Veränderung der Steuerquote.

Das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten wird gemäß IFRS in der Gewinn- und Verlustrechnung gesondert ausgewiesen und enthält die Ergebnisbeiträge der regionalen Einheit Spanien und 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 €	2015	2014
Konzernüberschuss/-fehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE	-6.999	-3.160
Netto-Buchgewinne/-verluste	-450	-589
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	510	496
Impairments/Wertaufholungen	8.430	5.457
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-150	116
Steuern und Anteile ohne beherrschenden Einfluss auf das neutrale Ergebnis	411	-954
Außergewöhnliche Steuereffekte	-105	113
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	1	167
Nachhaltiger Konzernüberschuss	**1.648**	**1.646**

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.

Das zweite wichtige Element der Finanzstrategie ist eine kontinuierliche Dividendenpolitik. Wie bereits im Vorjahr angekündigt, wird E.ON den Aktionären für das Geschäftsjahr 2015 wie schon für 2014 eine feste Dividende von 0,50 € vorschlagen. Dies entspricht einer Ausschüttungsquote von 59 Prozent des bereinigten Konzernüberschusses.

Finanzposition

Im Vergleich zum 31. Dezember 2014 (33,4 Mrd €) sank unsere wirtschaftliche Netto-Verschuldung um 5,7 Mrd € auf 27,7 Mrd €. Der hohe operative Cashflow und die Erlöse aus Desinvestitionen überstiegen die Investitionen sowie die Dividendenzahlung der E.ON SE und führten zu einer deutlichen Verbesserung der Netto-Finanzposition. Positiv auf die wirtschaftliche Netto-Verschuldung wirkte sich zudem die Reduzierung der Pensionsrückstellung um 1,4 Mrd € auf 4,2 Mrd € aus, die überwiegend aus der Zinsentwicklung resultierte.

Wirtschaftliche Netto-Verschuldung

	31. Dezember	
in Mio €	2015	2014
Liquide Mittel	8.190	6.067
Langfristige Wertpapiere	4.724	4.781
Finanzschulden	-17.742	-19.667
Effekte aus Währungssicherung	218	34
Netto-Finanzposition	**-4.610**	**-8.785**
Pensionsrückstellungen	-4.210	-5.574
Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen[1)]	-18.894	-19.035
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung	**-27.714**	**-33.394**
EBITDA[2)]	7.557	8.376
Verschuldungsfaktor (Debt Factor)	**3,7**	**4,0**

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

Der Debt Factor hat sich zum Jahresende 2015 durch die geringere wirtschaftliche Netto-Verschuldung auf 3,7 (Vorjahr: 4,0) vermindert.

Finanzierungspolitik und -maßnahmen

Für die Finanzierungspolitik von E.ON ist der jederzeitige Zugang zu unterschiedlichen Finanzierungsquellen von großer Bedeutung. Sichergestellt 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 Fälligkeitenprofil führen. Darüber hinaus werden großvolumige Benchmark-Anleihen mit kleineren, opportunistischen Anleihen kombiniert. Im Regelfall werden externe Kapitalmarktfinanzierungen 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. E.ON hat 2015 keine neuen Anleihen emittiert.

Finanzverbindlichkeiten

in Mrd €	31. Dez. 2015	31. Dez. 2014
Anleihen[1]	13,8	14,3
in EUR	*6,0*	*7,1*
in GBP	*4,7*	*4,4*
in USD	*2,8*	*2,5*
in JPY	*0,2*	*0,2*
in sonstigen Währungen	*0,1*	*0,1*
Schuldscheindarlehen	0,4	0,6
Commercial Paper	–	0,4
Sonstige Verbindlichkeiten	3,5	4,4
Summe	**17,7**	**19,7**

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 2015 planmäßig um ein weiteres Jahr verlängert. Der nutzbare Programmrahmen beträgt insgesamt 35 Mrd €, hiervon waren zum Jahresende 2015 rund 11 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 2015 standen keine Commercial Paper (Vorjahr: 401 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. 2015 hat E.ON unter Zustimmung der Banken die mögliche Ausnutzung der zweiten Option zur Laufzeitverlängerung um ein Jahr nach 2016 verschoben. 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 Moody's mit einem Langfrist-Rating von BBB+ beziehungsweise Baa1 bewertet. Moody's hat das Rating im März 2015 von A3 auf Baa1 angepasst, S&P im Mai 2015 von A- auf BBB+. Beide Ratings wurden im Februar 2016 auf Beobachtungsstatus für eine mögliche Herabstufung gesetzt. Dies erfolgte unter anderem im Kontext einer sektorweiten Überprüfung von Unternehmen, die in Abhängigkeit von der Strom- und Rohstoffpreisentwicklung stehen. Die Gründe lagen zudem in der Unsicherheit hinsichtlich der politischen Diskussion um eine potenzielle Ausfinanzierung der deutschen Nuklearrückstellungen. Die Kurzfrist-Ratings liegen bei A-2 (S&P) und P-2 (Moody's).

Ratings der E.ON SE

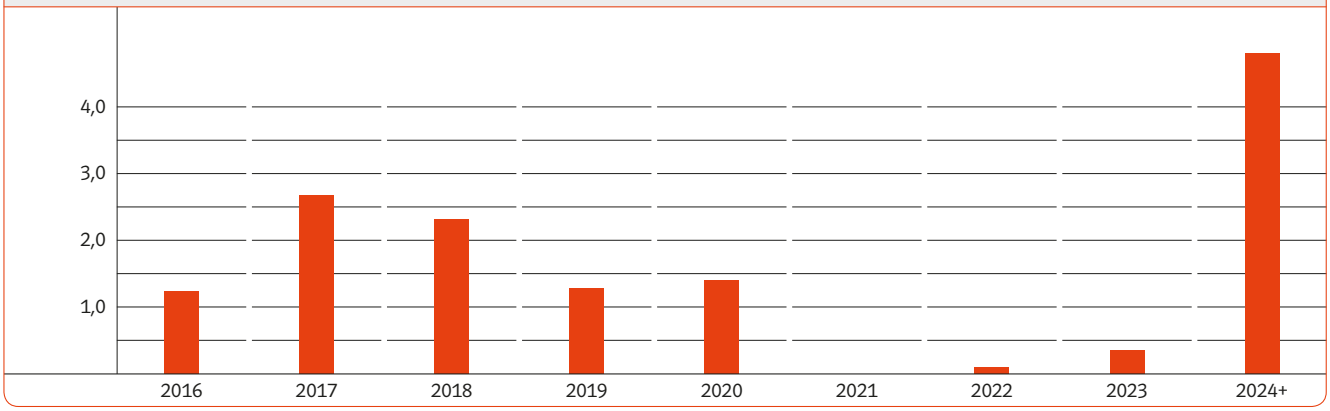
	Langfristiges Rating	Kurzfristiges Rating	Ausblick
Moody's	Baa1	P-2	x[1]
Standard & Poor's	BBB+	A-2	x[1]

1) unter Beobachtung für eine mögliche Herabstufung

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 2015



Investitionen

Im Jahr 2015 lagen die Investitionen um 0,5 Mrd € unter dem Vorjahresniveau. Auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte entfielen rund 3,9 Mrd € (Vorjahr: 4,0 Mrd €). Die Investitionen in Beteiligungen betrugen 0,3 Mrd € gegenüber 0,6 Mrd € im Vorjahr. Im Ausland haben wir im Jahr 2015 mit 2,8 Mrd € 18 Prozent weniger investiert als im Vorjahr (3,4 Mrd €).

Investitionen

in Mio €	2015	2014	+/- %
Erzeugung	563	862	-35
Erneuerbare Energien	1.106	1.222	-9
Globaler Handel	113	115	-2
Exploration & Produktion	97	64	+52
Deutschland	881	745	+18
Weitere EU-Länder	1.035	883	+17
Nicht-EU-Länder	294	703	-58
Konzernleitung/Konsolidierung	85	43	+98
Summe	**4.174**	**4.637**	**-10**
Instandhaltungsinvestitionen	*553*	*709*	*-22*
Wachstums- und Ersatzinvestitionen	*3.621*	*3.928*	*-8*

Die globale Einheit Erzeugung investierte 35 Prozent weniger als im Vorjahreszeitraum. Die Investitionen lagen dabei mit 563 Mio € um 299 Mio € unter dem Vorjahreswert von 862 Mio €. Dies war unter anderem auf die Verschiebung der Inbetriebnahme des Kohlekraftwerks Datteln 4 und geringere Ausgaben für das Kraftwerk Maasvlakte 3 in den Niederlanden, das 2015 in Betrieb ging, sowie die Biomasse-Konvertierung des Kraftwerks Provence 4 in Frankreich zurückzuführen. Weitere wesentliche Projekte waren zum Beispiel die Revisionsarbeiten am Kernkraftwerksblock Oskarshamn 2 in Schweden und Umweltschutzmaßnahmen im Kraftwerk Ratcliffe in Großbritannien.

Im Segment Erneuerbare Energien lagen die Investitionen mit 1.106 Mio € um 116 Mio € unter dem Vorjahreswert von 1.222 Mio €. Im Bereich Wasserkraft nahmen die Investitionen zum Erhalt bestehender Anlagen durch den Verkauf der Aktivitäten in Spanien und Italien auf 96 Mio € (Vorjahr: 107 Mio €) ab. Der Bereich Wind/Solar/Sonstiges hat die Investitionen auf 1.010 Mio € gesenkt (1.115 Mio €). Die Investitionen entfielen vor allem auf Offshore-Projekte in Europa.

Die Investitionen der Einheit Globaler Handel – im Wesentlichen in IT, Gasspeichergeschäft und Beteiligungen im Gas- und Ölgeschäft – lagen mit 113 Mio € (Vorjahr: 115 Mio €) auf dem Vorjahresniveau. Der leichte Rückgang war insbesondere auf geringere Investitionen in das Gasspeichergeschäft und die Infrastruktur zurückzuführen, die teilweise durch gestiegene IT- und Beteiligungsinvestitionen kompensiert wurden.

Die globale Einheit Exploration & Produktion investierte 97 Mio € (Vorjahr: 64 Mio €) in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte. Der Anstieg ist insbesondere auf höhere Investitionen in die Felder Elgin/Franklin, Skarv, Corfe, Manhattan, und Salander zurückzuführen.

Die regionale Einheit Deutschland investierte mit 881 Mio € deutlich mehr als im Vorjahr. Der Anstieg resultierte aus Netzanschluss- und Modernisierungsmaßnahmen sowie dem energiewendebedingten Netzausbau. Im Jahr 2015 betrugen die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte 867 Mio €. Davon entfielen 90 Prozent auf das Netzgeschäft und 10 Prozent auf das Wachstumsgeschäft dezentrale Erzeugung.

Die Investitionen in den weiteren EU-Ländern lagen 152 Mio € über dem Vorjahresniveau. Die Region Großbritannien investierte 155 Mio € (Vorjahr: 121 Mio €). Der Anstieg resultierte aus Währungsumrechnungseffekten und Projekten im Zählerbereich. In der Region Schweden lagen die Investitionen mit 405 Mio € ebenfalls über dem Vorjahresniveau (331 Mio €). Die Investitionen flossen in die Instandhaltung und den Ausbau bestehender Anlagen sowie in den Netzausbau und die Netzmodernisierung beziehungsweise in neue Anschlüsse im Verteilnetz. In Tschechien lagen die Investitionen mit 140 Mio € (141 Mio €) auf dem Vorjahresniveau. Die regionale Einheit Ungarn investierte 107 Mio € (102 Mio €) in die Strom- und Gasinfrastruktur. Die Investitionen in den anderen EU-Ländern lagen bei 228 Mio € (188 Mio €). Der Anstieg resultierte aus dem Erwerb einer Gesellschaft im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung in Italien zum Jahresende 2015 durch E.ON Connecting Energies.

Bei den Nicht-EU-Ländern entfielen 180 Mio € (Vorjahr: 347 Mio €) der Investitionen im Jahr 2015 auf Russland, rund 143 Mio € davon auf das Neubauprogramm. 114 Mio € (356 Mio €) wurden in unsere Aktivitäten in Brasilien und der Türkei investiert.

Cashflow

Der operative Cashflow lag mit 6,1 Mrd € annähernd auf dem Vorjahresniveau. Bei nahezu unveränderter Mittelbindung im Netto-Umlaufvermögen wurde der Rückgang des zahlungswirksamen Ergebnisbeitrages zu einem großen Teil durch niedrigere Netto-Zins- und -Ertragsteuerzahlungen kompensiert.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten betrug rund -0,3 Mrd € (Vorjahr: -3,2 Mrd €). Die Veränderung von rund 2,9 Mrd € ist mit 1,9 Mrd € auf höhere Einzahlungen aus Desinvestitionen zurückzuführen, die im Wesentlichen aus dem Verkauf der Aktivitäten in Spanien, der Bereiche Solar, Wasserkraft und konventionelle Erzeugung in Italien, der norwegischen Explorationsaktivitäten sowie aus der Veräußerung der restlichen Anteile an der früheren E.ON Energy from Waste resultierten. Verstärkt wurde dieser Effekt durch um 0,5 Mrd € geringere Auszahlungen für Investitionen in immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Beteiligungen sowie durch eine Abnahme der verfügungsbeschränkten Zahlungsmittel von 0,1 Mrd €, der im Vorjahr eine Zunahme von 0,4 Mrd € gegenüberstand.

Im Jahr 2015 betrug der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten -3,9 Mrd € (Vorjahr: -4,6 Mrd €). Die Veränderung von rund 0,7 Mrd € beruhte im Wesentlichen auf einer um 0,4 Mrd € niedrigeren Netto-Rückführung von Finanzverbindlichkeiten, auf der gegenüber dem Vorjahr um rund 0,1 Mrd € zurückgegangenen Dividendenzahlung an die Aktionäre des E.ON-Konzerns sowie mit weiteren 0,1 Mrd € auf einer Erhöhung der Anteile Konzernfremder am Eigenkapital vollkonsolidierter Konzerngesellschaften.

Zum 31. Dezember 2015 betrugen die liquiden Mittel 8.190 Mio € (Vorjahr: 6.067 Mio €). Im Berichtsjahr existierten Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen, in Höhe von 923 Mio € (1.064 Mio €). Darüber hinaus sind in den kurzfristigen Wertpapieren Wertpapiere der Versorgungskasse Energie in Höhe von 435 Mio € (265 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 2015, verglichen mit dem Stand vom 31. Dezember 2014, stark. Dies war im Wesentlichen auf außerplanmäßige Wertberichtigungen, den Verkauf des norwegischen Explorations- und Produktionsgeschäfts sowie den Ausweis der britischen Nordseeaktivitäten als Abgangsgruppe zurückzuführen. Gegenläufig wirkte sich die Erhöhung der Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten aus.

Die kurzfristigen Vermögenswerte lagen unter dem Niveau des Vorjahres. Gründe hierfür waren im Wesentlichen der Verkauf der Aktivitäten der regionalen Einheit Spanien sowie der italienischen und spanischen Erzeugungsaktivitäten. Die Erhöhung der kurzfristigen Vermögenswerte durch den Ausweis der britischen Nordseeaktivitäten als Abgangsgruppe wurde durch den Abbau der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie ein geringeres Vorratsvermögen mehr als kompensiert. Dagegen verzeichneten wir durch die erhaltenen Verkaufspreise deutlich höhere liquide Mittel.

Die Eigenkapitalquote lag zum 31. Dezember 2015 deutlich unter dem Vorjahresniveau. Ursachen hierfür waren im Wesentlichen der Konzernfehlbetrag aufgrund außerplanmäßiger Wertberichtigungen sowie die ausgeschütteten Dividenden. Darüber hinaus verminderte sich das Eigenkapital durch wechselkursbedingte Veränderungen auf Vermögenswerte und Schulden sowie aufgrund des Rückgangs der Marktbewertungen von Wertpapieren. Die Erhöhung des Eigenkapitals durch Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen wirkte sich kompensierend aus.

Die langfristigen Schulden nahmen gegenüber dem Vorjahr um 3 Prozent ab, im Wesentlichen durch die Verringerung der Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen aufgrund der Veränderung der Rechnungszinsen sowie die planmäßig geringeren Finanzverbindlichkeiten.

Die kurzfristigen Schulden lagen 6 Prozent unter dem Stand zum Ende des Vorjahres. Der Rückgang resultierte im Wesentlichen aus niedrigeren Finanzverbindlichkeiten sowie dem Verkauf der spanischen Aktivitäten und der italienischen Erzeugungsaktivitäten. Leicht gegenläufig wirkte sich der Ausweis der britischen Nordseeaktivitäten als Abgangsgruppe aus.

Die nachfolgenden Finanzkennziffern spiegeln die Vermögens- und Kapitalstruktur von E.ON wider:

- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 26 Prozent durch Eigenkapital gedeckt (31. Dezember 2014: 32 Prozent).
- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 109 Prozent (31. Dezember 2014: 108 Prozent) durch langfristiges Kapital finanziert.

Konzernbilanzstruktur

in Mio €	31. Dez. 2015	%	31. Dez. 2014	%
Langfristige Vermögenswerte	73.612	65	83.065	66
Kurzfristige Vermögenswerte	40.081	35	42.625	34
Aktiva	**113.693**	**100**	**125.690**	**100**
Eigenkapital	19.077	17	26.713	21
Langfristige Schulden	61.172	54	63.335	51
Kurzfristige Schulden	33.444	29	35.642	28
Passiva	**113.693**	**100**	**125.690**	**100**

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)

in Mio €	31. Dezember 2015	31. Dezember 2014
Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	18	97
Finanzanlagen	47.986	39.661
Anlagevermögen	**48.004**	**39.758**
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	22.919	19.979
Übrige Forderungen	1.802	2.265
Liquide Mittel	4.343	2.330
Umlaufvermögen	**29.064**	**24.574**
Gesamtvermögen	**77.068**	**64.332**
Eigenkapital	12.469	15.307
Rückstellungen	2.661	3.359
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	60.892	43.178
Übrige Verbindlichkeiten	1.046	2.488
Gesamtkapital	**77.068**	**64.332**

Die Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage der E.ON SE als Konzernmuttergesellschaft ist durch das Beteiligungsergebnis geprägt. Zu diesem negativen Beteiligungsergebnis haben insbesondere die Verlustübernahmen der Uniper Russia Holding GmbH in Höhe von 1.026 Mio € und der E.ON Beteiligungen GmbH in Höhe von 265 Mio € beigetragen. Gegenläufig wirkte sich hauptsächlich die Gewinnabführung der E.ON Energie AG in Höhe von 64 Mio € aus.

Der negative Saldo aus den übrigen Aufwendungen und Erträgen hat sich im Vergleich zum Vorjahr um 2.383 Mio € auf -569 Mio € verbessert. Grund hierfür ist insbesondere die im Vorjahr berücksichtigte Abschreibung der Beteiligung an der E.ON Italia S.p.A. in Höhe von 2.056 Mio €.

Der Anstieg der Finanzanlagen beruht im Wesentlichen auf Einzahlungen in die Kapitalrücklage folgender Unternehmen: E.ON Fünfundzwanzigste Verwaltungs GmbH (4.000 Mio €), Uniper Beteiligungs GmbH, vormals Uniper GmbH, (2.405 Mio €) und E.ON Energie AG (522 Mio €). Ferner wurden konzernintern Anteile an der MEON Pensions GmbH & Co. KG in Höhe von 1.108 Mio € erworben.

Die Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen sind 2015 durch die Aufnahme von Darlehen bei verbundenen Unternehmen im Rahmen von konzerninternen Beteiligungsverkäufen in Vorbereitung der vorgesehenen Abspaltung der Uniper-Aktivitäten sowie durch gestiegene Verlustausgleichsverpflichtungen um 17.714 Mio € auf 60.892 Mio € angestiegen.

Gewinn- und Verlustrechnung der E.ON SE (Kurzfassung)

in Mio €	2015	2014
Beteiligungsergebnis	-1.639	4.646
Zinsergebnis	-678	-742
Übrige Aufwendungen und Erträge	-569	-2.952
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	**-2.886**	**952**
Außerordentlicher Aufwand	–	-13
Steuern	755	500
Jahresüberschuss/-fehlbetrag	**-2.131**	**1.439**
Entnahme aus Gewinnrücklagen	3.107	–
Einstellung in die Gewinnrücklagen	–	-473
Bilanzgewinn	**976**	**966**

Die ausgewiesenen Ertragsteuern ergeben insgesamt einen Ertrag und betreffen im Wesentlichen Steuern für Vorjahre. Für das Jahr 2015 ergibt sich unter Anwendung der Mindestbesteuerung ein Steueraufwand in Höhe von 64 Mio €.

Wir schlagen der Hauptversammlung am 8. Juni 2016 vor, aus dem Bilanzgewinn eine Dividende von 0,50 € je dividendenberechtigte Stückaktie auszuschütten.

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 abrufbar.

Weitere 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 Aktualisierung der Prämissen im Jahr 2015 hat zu einem Rückgang der Kapitalkosten nach Steuern um 0,5 Prozentpunkte geführt. Die gesunkenen Kapitalkosten resultieren im Wesentlichen aus einem niedrigeren risikolosen Zinssatz, der auch nur teilweise durch eine erhöhte Marktprämie kompensiert wird. Die Kapitalkosten des E.ON-Konzerns sinken von 5,4 auf 4,9 Prozent. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Herleitung der Kapitalkosten vor und nach Steuern.

Kapitalkosten

	2015	2014
Risikoloser Zinssatz	1,25 %	2,50 %
Marktprämie[1)]	6,75 %	5,50 %
Unverschuldeter Beta-Faktor	0,52	0,57
Verschuldeter Beta-Faktor[2)]	0,90	0,99
Eigenkapitalkosten nach Steuern	**7,3 %**	**7,9 %**
Durchschnittlicher Steuersatz	27 %	27 %
Eigenkapitalkosten vor Steuern	10,0 %	10,8 %
Fremdkapitalkosten vor Steuern	3,4 %	3,9 %
Grenzsteuersatz	27 %	27 %
Fremdkapitalkosten nach Steuern	**2,4 %**	**2,8 %**
Anteil Eigenkapital	50,0 %	50,0 %
Anteil Fremdkapital	50,0 %	50,0 %
Kapitalkosten nach Steuern	**4,9 %**	**5,4 %**
Kapitalkosten vor Steuern	**6,7 %**	**7,4 %**

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 2015

Der Anstieg des ROACE von 8,6 in 2014 auf 9,4 Prozent im Jahr 2015 ergibt sich vor allem aus einem gesunkenen Average Capital Employed. Dieser Rückgang resultiert im Wesentlichen aus Wertberichtigungen auf den Goodwill und das Sachanlagevermögen. Insgesamt liegt der ROACE mit 9,4 Prozent über den im Vergleich zum Vorjahr gesunkenen Kapitalkosten vor Steuern, sodass sich ein Value Added von 1,3 Mrd € ergibt.

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

Wertentwicklung

in Mio €	2015	2014
EBIT[1]	**4.369**	**4.695**
Goodwill, immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen[2]	49.181	56.555
+ Beteiligungen	5.738	6.582
+ Vorräte	2.546	3.356
+ Übrige unverzinsliche Vermögenswerte/Verbindlichkeiten inklusive aktiver/passiver Rechnungsabgrenzungsposten und latenter Steuern	-5.057	-1.724
- Unverzinsliche Rückstellungen[3]	6.902	6.381
- Bereinigungen[4]	2.929	7.887
Capital Employed der fortgeführten Aktivitäten zum Stichtag	**42.577**	**50.501**
Capital Employed der fortgeführten Aktivitäten im Jahresdurchschnitt[5]	**46.539**	**54.791**
ROACE	**9,4 %**	**8,6 %**
Kapitalkosten vor Steuern	**6,7 %**	**7,4 %**
Value Added	**1.251**	**640**

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, 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

Viele unterschiedliche Anspruchsgruppen – von Kunden und Mitarbeitern über Politik, Behörden, Lieferanten, Nichtregierungsorganisationen, regionale Interessengruppen und Gewerkschaften bis hin zu Analysten und Investoren – stellen hohe Erwartungen an E.ON und die gesamte Energiewirtschaft. Dazu gehören vor allem der verstärkte Ausbau Erneuerbarer Energien und die Entwicklung innovativer Kundenlösungen. Wir wollen die vielfältigen Chancen nutzen, die sich aus der Energiewende für E.ON ergeben, und gleichzeitig vorausschauend mit den Risiken umgehen, die damit einhergehen. Deshalb gilt es, die Akzeptanz für erneuerbare wie auch konventionelle Energieprojekte zu fördern und frühzeitig verschärften regulatorischen Anforderungen zu begegnen, zum Beispiel im Bereich der Umwelt- und Effizienzstandards.

Bereits seit 2006 analysieren wir mithilfe eines systematischen Materialitätsprozesses regelmäßig, welche Erwartungen unsere Stakeholder an E.ON haben. Über Themen, die sowohl von unseren Stakeholdern als auch von uns als Unternehmen als wesentlich eingestuft werden, berichten wir jährlich transparent in unserem Online-Nachhaltigkeitsbericht. Dabei legen wir offen, wie wir diese wesentlichen Themen steuern. Bei der Berichterstattung orientieren wir uns an der aktuellen vierten Version der Richtlinien der Global Reporting Initiative (GRI G4).

Unsere Fortschritte messen wir mit unserem Arbeitsprogramm zum Nachhaltigkeitsmanagement, in dem konkrete Arbeitsfelder festgeschrieben sind. Das jüngste Arbeitsprogramm (2012–2015) haben wir 2015 abgeschlossen. Die Ergebnisse des Arbeitsprogramms wie auch des Wesentlichkeitsprozesses werden dem Sustainability Council regelmäßig vorgestellt und zukünftige Schwerpunkte werden dort diskutiert.

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 helfen uns, Stärken und Schwächen zu

identifizieren und unsere Leistung weiter zu verbessern. Eine Aufnahme in die „Dow-Jones-Sustainability-Indizes" haben wir 2015 leider knapp verfehlt. Dennoch hat sich E.ON für die Wiederaufnahme in das bedeutende „RobecoSAM Sustainability-Jahrbuch" qualifiziert. Darüber hinaus wurde E.ON vom CDP („Carbon Disclosure Project") als führendes Unternehmen in der Klima-Berichterstattung mit dem höchsten Score 100A ausgezeichnet. Hierbei wurden Qualität, Prozess und Transparenz der Daten zu CO_2 und Klimawandel gewürdigt. Das CDP ist einer der größten Zusammenschlüsse von internationalen Investoren. Es bietet Orientierung bei der Beurteilung, ob ein Unternehmen das Thema Klimawandel ausreichend in seinen Entscheidungen und Strukturen berücksichtigt. Darüber hinaus ist E.ON weiterhin im „Euronext Vigeo-120"-Nachhaltigkeitsindex vertreten und wird unter den besten 15 Unternehmen im „Top 100 Green Utilities Ranking" von Energy Intelligence geführt.

Schwerpunkte 2015

Unsere Nachhaltigkeitsaktivitäten richten wir seit Jahren möglichst ausgewogen an Umwelt-, Sozial- und Corporate-Governance-Aspekten („Environment, Social, Governance" – ESG) aus. Nachhaltigkeitsthemen beeinflussen zunehmend Werttreiber wie Umsatz, Reputation, Arbeitgeberattraktivität, Effizienz und Kosten oder Innovation.

Eines der Themen mit dem größten Einfluss auf diese Werttreiber ist der Ausbau Erneuerbarer Energien. Wir haben bis 2015 mehr als 10 Mrd € in Projekte aus den Bereichen Wind-, Solar- oder Bio-Energie investiert. Davon versprechen wir uns einen zukunftsfähigen Energiemix mit steigenden Anteilen aus regenerativen Quellen. Beispielsweise haben wir 2015 im Bereich Offshore-Wind die Windparks Amrumbank West (288 MW) und Humber Gateway (219 MW) in Betrieb genommen. Beim Ausbau der Windkraft versuchen wir, Auswirkungen auf Umwelt und Biodiversität zu vermeiden beziehungsweise möglichst gering zu halten. Dazu erfassen und bewerten wir systematisch mögliche Umweltrisiken und entwickeln innovative Lösungen für den Umweltschutz. 2015 haben wir daher eine besonders schallarme und somit umweltschonende Technik bei der Verankerung der Fundamente des Offshore-Windparks Amrumbank West eingesetzt.

Ein weiterer Schwerpunkt unserer Aktivitäten lag 2015 im Bereich der Effizienzangebote: Mit ihnen können unsere Kunden nicht nur Energie und somit auch CO_2-Emissionen einsparen, sondern auch Kosten senken. Gleichzeitig leisten Energieeffizienzlösungen einen zunehmend wichtigen Beitrag für unsere Geschäftsentwicklung. Unsere international tätige Einheit E.ON Connecting Energies (ECT) ist bereits erfolgreich auf energieeffiziente, klimaschonende Produkte und Dienstleistungen für Kunden aus Gewerbe, Industrie und dem öffentlichen Sektor spezialisiert. Im Jahr 2015 hat ECT für mehrere marktführende Unternehmen hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungs Anlagen geplant, errichtet und in Betrieb genommen. An zwei Produktionsstandorten von BMW werden zusätzliche Anlagen errichtet, die 2016 in Betrieb gehen. Mit diesen wird eine Reduktion des CO_2-Ausstoßes um jährlich rund 10.000 t ermöglicht werden. In den vergangenen Jahren konnten unsere Kunden durch solche Effizienzmaßnahmen durchschnittlich 20 bis 40 Prozent Energiekosten einsparen.

Mit weiteren Kunden – unter anderem dem Konzernbereich Turbo der Voith GmbH – wurden außerdem langfristige Energiepartnerschaften geschlossen, um ihre Energie- und Betriebskosten durch verschiedene integrierte Effizienzmaßnahmen über mehrere Jahre hinweg zu senken.

Das Thema Compliance – also die Einhaltung gesetzlicher und konzerninterner Regelungen – hat einen besonders großen Einfluss auf unsere Reputation als verantwortungsvoll handelndes Unternehmen. Das gilt nicht nur für uns, sondern auch für unsere Lieferanten. Deshalb haben wir 2015 einen sogenannten Compliance-Check entwickelt: Damit überprüfen wir vor dem Vertragsabschluss mit neuen Lieferanten, ob sie unseren Compliance-Standards genügen. So minimieren wir beispielsweise Korruptionsrisiken oder Menschenrechtsverletzungen in unserer Lieferkette.

Mehr Informationen zu unserem Nachhaltigkeitsansatz und unserer Leistung erhalten Sie unter www.eon.com. Dort wird ab Anfang Mai 2016 der neue Nachhaltigkeitsbericht zu lesen sein, der nicht Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts ist.

CO_2-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_2-Emissionen aus Strom- und Wärmeerzeugung

2015 in Mio t	CO_2-Emissionen
Deutschland	20,3
Großbritannien	8,1
Niederlande	10,2
Frankreich	4,6
Italien	2,3
Weitere EU-Länder	1,2
E.ON-Konzern (nur Europa)	**46,7**
Russland[1)]	30,1
E.ON-Konzern	**76,8**

1) Russland ist nicht Teil des europäischen Emissionshandels.

CO_2-Intensität[1] im E.ON-Konzern		
in t CO_2/MWh	2015	2014
Deutschland	0,32	0,38
Großbritannien	0,43	0,53
Niederlande	0,76	0,77
Frankreich	0,76	0,71
Italien	0,38	0,47
Weitere EU-Länder	0,03	0,16
E.ON-Konzern (nur Europa)[2]	**0,35**	**0,41**
Russland	0,55	0,55
E.ON-Konzern[3]	**0,40**	**0,43**

1) spezifische CO_2-Emissionen: ausgestoßene t CO_2 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 2015 hat E.ON insgesamt 76,8 Mio t CO_2 in der Strom- und Wärmeerzeugung ausgestoßen, davon 46,7 Mio t CO_2 in Europa. Das war insgesamt ein deutlicher Rückgang um fast 20 Prozent, im Geltungsbereich des europäischen Emissionshandels um über 25 Prozent. Gründe sind eine geringere Stromproduktion, die zudem aus einem CO_2-ärmeren Erzeugungsmix mit einem leicht zunehmenden Anteil an Erneuerbaren Energien und Erdgas sowie abnehmender Stromerzeugung aus Kohle bestand. Unsere CO_2-Intensität ist dadurch gesunken, insgesamt von 0,43 auf 0,40 t CO_2 pro MWh.

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 macht dabei mit 4,2 Mrd € wieder den größten Anteil bei der Verwendung der Wertschöpfung aus.

Verwendung der Netto-Wertschöpfung			
in Mio €	Verwendung	2015	2014
Mitarbeiter	Löhne, Gehälter und Sozialleistungen	4.177	4.147
Öffentliche Hand	Laufende Ertragsteuern, sonstige Steuern[1]	-41	306
Fremdkapitalgeber	Zinsaufwand[2]	1.181	1.683
Andere Gesellschafter	Minderheitsanteile am Konzernergebnis	622	30
Aktionäre	Dividende[3]	976	966

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, 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 ihre 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 Haupterfolgsfaktor für Unternehmen, dass die HR-Funktionen mit dem Business eng verzahnt und hoch integriert zusammenarbeiten.

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-Erfolgsfaktoren: „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-Erfolgsfaktoren werden somit mit Leben gefüllt.

Getragen wird die E.ON-People-Strategie von den HR-Mitarbeiterinnen und -Mitarbeitern sowie den Führungskräften 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.

Die E.ON-People-Strategie bildet eine ausgezeichnete Grundlage, um die durch den Split des Unternehmens ausgelösten Herausforderungen zu bewältigen. Die durch sie gesetzten Schwerpunkte erlauben eine konsequente Fokussierung auf die Bedürfnisse der Mitarbeiter und Führungskräfte unter teils neuen Bedingungen der Zusammenarbeit, bei weiterhin sehr anspruchsvollen Marktgegebenheiten und mit nach wie vor ambitionierten Zielen.

One2two und Einbindung der Mitbestimmung

Im Jahr 2015 lag der Fokus der Personalarbeit auf der Vorbereitung der mit der neuen E.ON-Strategie „Empowering customers. Shaping markets." verbundenen Maßnahmen zur Aufstellung von zwei fokussierten Gesellschaften. Mit dem SE-Betriebsrat der E.ON SE und dem Konzernbetriebsrat der E.ON SE wurden anlässlich der Veröffentlichung der Strategie frühzeitig richtungsweisende Vereinbarungen getroffen („Gemeinsame Erklärung des Vorstands der E.ON SE, des SE-Betriebsrats der E.ON SE und des Konzernbetriebsrats der E.ON SE sowie Vereinbarung zwischen den Parteien"). Die „Gemeinsame Erklärung" wurde Ende 2014 abgeschlossen und im Laufe des Jahres 2015 gemeinsam ergänzt. Hierin werden insbesondere die Grundsätze der sozialen Flankierung der geplanten Maßnahmen sowie der Einbindung der Arbeitnehmervertreter in das Projekt beschrieben.

Die Mitbestimmung wurde stets aktiv zu einem frühen Zeitpunkt in die Entscheidungsfindungsprozesse im Rahmen von One2two sowie in die operative Projektarbeit einbezogen. Führende Vertreter der Konzernmitbestimmungsgremien wurden in einem Projektbeirat im Vorfeld über die im Projektlenkungsausschuss („Project Steering Committee") zu treffenden Entscheidungen unterrichtet und erhielten die Gelegenheit, diese gemeinsam mit dem Vorstand zu erörtern sowie eigene Vorschläge einzubringen. Darüber hinaus waren Mitbestimmungsvertreter in die Projektarbeit relevanter Workstreams und Teilmodule eingebunden.

Mitte 2015 haben die zur Teilung von einzelnen Gesellschaften notwendigen Beteiligungsverfahren mit den jeweils zuständigen Mitbestimmungsgremien begonnen. In Schweden und in Großbritannien konnten die Beteiligungsverfahren im Hinblick auf den sogenannten „Day 0.5" im September 2015 abgeschlossen werden. In Deutschland wurde der Abschluss entsprechender Interessenausgleiche Ende Oktober 2015 erreicht.

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 SE-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 SE-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 jeweils rechtlichen Mitbestimmungserfordernissen in den europäischen E.ON-Ländern eine Grundlage für die Einbindung der lokal zuständigen Arbeitnehmervertretungen.

Vor dem Hintergrund der 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. Diese Vereinbarung legt Grundsätze der partnerschaftlichen Zusammenarbeit zwischen Unternehmen und Mitbestimmung fest und ist damit Ausdruck einer gemeinsamen Verantwortung für das Unternehmen und seine Beschäftigten. Sie hat sich bewährt und bildet bis heute die Grundlage für eine erfolgreiche betriebliche Sozialpartnerschaft bei E.ON.

Talent-Management

Auch 2015 hat E.ON erfolgreich vielfältige Anstrengungen unternommen, um bestens qualifizierte externe Talente für unseren Konzern zu gewinnen und die kontinuierliche Weiterentwicklung unserer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter zu gewährleisten.

Die Attraktivität von E.ON als erstklassiger Arbeitgeber wurde auch in diesem Jahr von renommierten Rankings wie dem „Europas 100 Top-Arbeitgeber" von trendence sowie „Europe's Most Attractive Employers" von Universum 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 lernen die Teilnehmer verschiedene Konzerneinheiten im In- und Ausland kennen und erhalten einen persönlichen Mentor sowie

spezielle Weiterbildungen. Im Jahr 2015 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.
- Auch 2015 haben die neuen Trainees ihre kulturellen Wurzeln in vielen verschiedenen Ländern, wie beispielsweise in Großbritannien, Deutschland, Indien, der Türkei, Indonesien und der Tschechischen Republik.
- Der Anteil an weiblichen Trainees ist mit 41 Prozent im Vergleich zum Jahr 2014 (38 Prozent) gestiegen.

Erstmals hat sich E.ON in diesem Jahr als Partnerunternehmen des Wettbewerbs „CEO of the future" engagiert, den die Unternehmensberatung McKinsey & Company gemeinsam mit internationalen Spitzenunternehmen ausrichtet. Hierdurch konnte sich E.ON als attraktiver Arbeitgeber für ambitionierte Studierende und Talente am Anfang ihres Werdegangs präsentieren.

Als Grundlage für das interne strategische und bedarfsorientierte Talent-Management bei E.ON wurde auch im Jahr 2015 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.

Zusätzlich haben wir 2015 ein Programm konzipiert und aufgesetzt, das es uns ermöglicht, Talente für Führungspositionen noch frühzeitiger zu identifizieren und zielgerichtet weiterzuentwickeln („Leadership Essentials").

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 2.200 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 bereits 2011 das ambitionierte Ziel gesetzt, den Anteil von Frauen in Führungspositionen konzernweit mehr als zu verdoppeln. In Deutschland soll der Anteil weiblicher Führungskräfte am Management bis Ende 2016 14 Prozent betragen. Mit einem Frauenanteil von 14 Prozent Ende 2015 haben wir dieses Ziel bereits erreicht.

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 Kita-Plätzen, 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, das E.ON für vorbildlich an Chancengleichheit orientierte Personalpolitik erhalten hat. So konnte E.ON auch im Jahr 2015 konzernweit seinen Frauenanteil in Führungspositionen auf 16,7 Prozent weiter steigern. Damit wurde auch das konzernweite Jahresziel von 15,8 Prozent übertroffen.

Weitere Informationen zur Umsetzung des Gesetzes für die gleichberechtigte Teilhabe von Frauen und Männern an Führungspositionen in der Privatwirtschaft und im öffentlichen Dienst finden sich in der Erklärung zur Unternehmensführung.

Entwicklung der Mitarbeiterzahlen

Am 31. Dezember 2015 waren im E.ON-Konzern weltweit 56.490 Mitarbeiter, 1.254 Auszubildende sowie 173 Vorstände und Geschäftsführer beschäftigt. Die Zahl der Mitarbeiter ist damit im Vergleich zum 31. Dezember 2014 um 4 Prozent gesunken.

Mitarbeiter[1)]

	31. Dezember		
	2015	2014	+/- %
Erzeugung	6.216	7.491	-17
Erneuerbare Energien	1.573	1.723	-9
Globaler Handel	1.320	1.371	-4
Exploration & Produktion	236	236	–
Deutschland	11.465	11.627	-1
Weitere EU-Länder	24.992	25.048	–
Nicht-EU-Länder	4.970	5.300	-6
Konzernleitung/Sonstige[2)]	5.718	6.015	-5
Summe	**56.490**	**58.811**	**-4**

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

In der globalen Einheit Erzeugung ist der Mitarbeiterrückgang im Wesentlichen durch den Verkauf der Gesellschaften in Spanien und Italien sowie E.ON-2.0-Maßnahmen begründet. Der Rückgang wurde teilweise durch die Übernahme von Auszubildenden ausgeglichen.

In der globalen Einheit Erneuerbare Energien hatten der Verkauf von Aktivitäten in Spanien und Italien sowie die Reorganisation der Einheit Wasserkraft wesentlichen Einfluss auf den Mitarbeiterrückgang. Gegenläufig wirkten sich der Ausbau der Sparten Wind- und Solarenergie sowie ein weiterer Aufbau der Organisation bei E.ON Climate & Renewables aus.

In der Einheit Globaler Handel waren die Hauptgründe für den Mitarbeiterrückgang E.ON-2.0-Maßnahmen und weitere Einsparungsmaßnahmen. Gegenläufig wirkten sich das Wachstum im Nordamerika-Geschäft sowie konzerninterne Wechsel aus.

Der Belegschaftsrückgang in der regionalen Einheit Deutschland war im Wesentlichen durch E.ON-2.0-Maßnahmen (zum Beispiel Vorruhestand und das Auslaufen befristeter Verträge) sowie den Übergang des Großkundengeschäfts zur Einheit Globaler Handel bedingt. Gegenläufig wirkte sich die Übernahme von rund 270 Auszubildenden aus.

Bei den weiteren EU-Ländern ging die Mitarbeiteranzahl leicht zurück. Mitarbeiterrückgänge ergaben sich insbesondere aufgrund von E.ON-2.0-Maßnahmen und natürlicher Fluktuation. Der Geschäftsaufbau bei E.ON Connecting Energies sowie die Übernahme von Leiharbeitnehmern in Ungarn wirkten sich gegenläufig aus.

Die Mitarbeiterzahlen der Nicht-EU-Länder betreffen nur die Belegschaft der regionalen Einheit Russland. Hier führte die Fertigstellung des Kraftwerks Berezovskaya zu einem geplanten Personalabbau. Ferner sorgte die Umsetzung von technischen Optimierungsprogrammen für einen Mitarbeiterrückgang.

Im Bereich Konzernleitung/Sonstige verringerte sich die Mitarbeiterzahl durch E.ON-2.0-Maßnahmen, insbesondere im Bereich Facility-Management, sowie durch freiwillige Fluktuation, auslaufende befristete Verträge und weitere Einsparungsmaßnahmen.

Geografische Struktur

Der Anteil der im Ausland tätigen Mitarbeiter (35.009) ist mit 62 Prozent gegenüber dem Vorjahr gleich geblieben.

Mitarbeiter nach Regionen[1)]

	Köpfe		FTE	
	31. Dez. 2015	31. Dez. 2014	31. Dez. 2015	31. Dez. 2014
Deutschland	21.481	22.290	20.782	21.640
Großbritannien	10.730	10.708	10.233	10.210
Rumänien	6.175	6.523	5.681	6.064
Russland	5.025	5.343	5.009	5.331
Ungarn	4.928	4.704	4.921	4.701
Schweden	3.225	3.229	3.183	3.195
Tschechische Republik	2.426	2.460	2.412	2.443
Frankreich	608	703	607	702
Weitere Länder[2)]	1.892	2.851	1.865	2.818

1) ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende
2) unter anderem Italien, Niederlande, Polen, USA

Anteil weiblicher Beschäftigter, Altersstruktur, Teilzeitbeschäftigung

Der Frauenanteil an der Belegschaft lag zum 31. Dezember 2015 bei insgesamt 29,9 Prozent und ist damit gegenüber dem Vorjahr (28,9 Prozent) gestiegen.

Frauenanteil

in Prozent	2015	2014
Erzeugung	13	12
Erneuerbare Energien	19	19
Globaler Handel	32	32
Exploration & Produktion	36	34
Deutschland	27	28
Weitere EU-Länder	34	33
Nicht-EU-Länder	30	30
Konzernleitung/Sonstige[1)]	38	41
E.ON-Konzern	**29,9**	**28,9**

1) einschließlich E.ON Business Services

Das Durchschnittsalter im E.ON-Konzern betrug zum Jahresende rund 42 Jahre und die durchschnittliche Betriebszugehörigkeit rund 14 Jahre.

Altersstruktur

in Prozent	31. Dez. 2015	31. Dez. 2014
Beschäftigte bis 30 Jahre	17	17
Beschäftigte zwischen 31 und 50 Jahren	55	55
Beschäftigte über 50 Jahre	28	28

Insgesamt waren am Jahresende im E.ON-Konzern 4.904 Mitarbeiter in Teilzeit beschäftigt, davon 3.252 Frauen (66 Prozent). Die Teilzeitquote betrug somit 8 Prozent.

Teilzeitquote

in Prozent	2015	2014
Erzeugung	11	5
Erneuerbare Energien	5	5
Globaler Handel	9	7
Exploration & Produktion	2	2
Deutschland	8	7
Weitere EU-Länder	9	9
Nicht-EU-Länder	1	–
Konzernleitung/Sonstige[1)]	11	11
E.ON-Konzern	**8**	**7**

1) einschließlich E.ON Business Services

Die auf freiwilligen Kündigungen basierende Fluktuation lag im Konzerndurchschnitt bei 3,7 Prozent und ist damit gegenüber dem Vorjahr leicht gestiegen.

Fluktuationsquote

in Prozent	2015	2014
Erzeugung	2,7	2,2
Erneuerbare Energien	6,4	4,9
Globaler Handel	4,1	3,3
Exploration & Produktion	2,4	5,9
Deutschland	1,4	1,5
Weitere EU-Länder	4,0	3,9
Nicht-EU-Länder	6,0	5,6
Konzernleitung/Sonstige[1)]	5,5	3,9
E.ON-Konzern	**3,7**	**3,3**

1) einschließlich E.ON Business Services

Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz

Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz haben bei uns höchste Priorität. Im Jahr 2015 konnten wir den TRIF für unsere Mitarbeiter mit 2,0 im Vergleich zum Vorjahr (2,0) auf niedrigem Niveau halten. Dabei war es möglich, die Anzahl der schweren Unfälle gegenüber 2014 erheblich zu senken. Die Arbeitssicherheitsleistung unserer Einheiten geht auch 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 Health, Safety & Environment-Improvement-Pläne, basierend auf einem Management Review der Ergebnisse des Vorjahres. Die Ergebnisse der Umsetzung dieser Pläne werden ebenfalls als präventive Performance-Indikatoren genutzt.

Trotz aller Erfolge im Bereich Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz ist es unser erklärtes Ziel, alle Unfälle oder sonstige gesundheitliche Beeinträchtigungen unserer Mitarbeiter und der Mitarbeiter unserer Partnerfirmen durch konsistente Anwendung international anerkannter 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, die gestaffelt in fünf Paketen angeboten werden. Aufgrund der geplanten Abspaltung von Uniper wird das Mitarbeiteraktienprogramm im Jahr 2016 nicht durchgeführt. Den Mitarbeitern wurde zum Ausgleich 2015 ein zusätzlicher Zuschuss zum Erwerb der Aktien gewährt. Nach Abschluss der Abspaltung und Börsennotierung der Uniper AG ist geplant, das Mitarbeiteraktienprogramm 2017 mit vergleichbaren Regelungen wie bis zum Jahr 2014 wieder aufzunehmen.

Im Jahr 2015 haben insgesamt 9.275 Mitarbeiter 1.419.934 Aktien gezeichnet. Dies belegt die Attraktivität des Mitarbeiteraktienprogramms ungeachtet einer mit 41 Prozent leicht unter dem Niveau des Vorjahres (47 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 beschäftigt am 31. Dezember 2015 insgesamt 1.254 Auszubildende und duale Studenten. Dies entspricht einer Ausbildungsquote von 5,5 Prozent (Vorjahr: 5,9 Prozent). Die absolute Anzahl an Auszubildenden und die Ausbildungsquote sind gegenüber dem Vorjahr gesunken. Rückläufige Einstellungszahlen bei der Erzeugung und die Verlagerung der Ausbildung von vollkonsolidierten in nicht konsolidierte Unternehmen sind dafür verantwortlich.

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 rund 550 junge Menschen eine Unterstützung zum Start ins Berufsleben, unter anderem in Form von ausbildungsvorbereitenden Praktika und Schulprojekten.

Ausbildung in Deutschland

	Köpfe		Quote in Prozent	
31. Dezember 2015	2015	2014	2015	2014
Erzeugung	297	352	7,5	7,1
Erneuerbare Energien	56	58	6,6	6,6
Globaler Handel	–	16	–	1,4
Deutschland	812	883	6,8	7,2
Konzernleitung/Sonstige	89	91	2,0	2,2
E.ON-Konzern	**1.254**	**1.400**	**5,5**	**5,9**

Wichtige Ereignisse nach Schluss des Geschäftsjahres

Am 1. Februar 2016 ist ein Feuer im Kesselhaus des Kraftwerksblocks 3 am Standort Berezovskaya in Russland ausgebrochen. Dadurch wurden wesentliche Komponenten des 800-MW-Kessels beschädigt und müssen ersetzt werden. Derzeit bewertet das Management den Schadenumfang. Eine ausführlichere Beschreibung befindet sich in Textziffer 35 des Anhangs.

Prognosebericht

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Gesamtwirtschaftliche Situation

Die OECD sieht für 2016 und 2017 eine allmähliche Verstärkung des globalen Wachstums. Dies setzt eine weitere, allmähliche Verschiebung der Wachstumsträger in China hin zu einer höheren Nachfrage nach Konsumgütern ebenso voraus wie eine robuste Nachfrage nach Investitionen in den Industrieländern. Für China werden weiter leicht abnehmende Wachstumsraten erwartet. Die niedrigen Rohstoffpreise und das allgemeine günstige wirtschaftliche Umfeld könnten die Basis für einen sich allmählich verstärkenden globalen Wachstumspfad bilden. Vor diesem Hintergrund wird eine moderat höhere Inflation gesehen. Die OECD kann aber keinen inflationären Druck ausmachen.

Die OECD sieht in der schwachen wirtschaftlichen Entwicklung in den Schwellenländern und dem schwachen Wachstum des Welthandels jedoch höhere Risiken als in der Vergangenheit. Insbesondere der drastische Rückgang im Wachstum des Welthandels im Jahr 2015 wird als Unsicherheit für die zukünftige Entwicklung gesehen.

Die Aussichten für das Wachstum in den USA und Großbritannien sind aufgrund der erwarteten robusten privaten Konsumnachfrage weiterhin gut. Das insgesamt positive Umfeld dürfte auch die wirtschaftliche Entwicklung im Euroraum günstig beeinflussen. Die Nachfrage nach Konsum- und Investitionsgütern dürfte leicht wachsen. Der steigende Außenbeitrag wird ebenfalls zu dem Wachstum beitragen.

In Russland wird erst 2017 wieder mit einem Anstieg des Bruttoinlandsprodukts gerechnet. Während die Konsumnachfrage lediglich verhalten wachsen soll, erwartet die OECD positive Beiträge von der Nachfrage nach Investitionsgütern. Die Türkei wird nach OECD-Schätzungen ihren robusten Wachstumspfad in den beiden kommenden Jahren fortsetzen. Die Inlandsnachfrage dürfte 2016 etwas schwächer, 2017 etwas stärker als 2015 wachsen. Das weiterhin vorhandene Handelsbilanzdefizit wirkt hier kaum dämpfend.

Energiemärkte

Insgesamt ist auf den Märkten für Elektrizität und Brennstoffe für die Jahre 2016 und 2017 mit einer höheren Volatilität zu rechnen, da diese weiterhin deutlich durch gesamtwirtschaftliche Entwicklungen und politische Entscheidungen beeinflusst werden.

Auf dem Ölmarkt gibt es allerdings aufgrund der Überversorgung momentan eine Art Puffer gegenüber den geopolitischen Risiken im Mittleren Osten. Die hohe Produktion der OPEC und in Russland gleicht die rückläufige Produktion in den Vereinigten Staaten aus. Mit dem Iran steht ein weiterer Produzent bereit, der ab 2016 wieder verstärkt in die westliche Welt exportieren wird. Einzig der Anstieg der Nachfrage sowie ein weiterhin rückläufiger Produktionszuwachs aufgrund fehlender Investitionen zur Erschließung neuer Ölfelder könnten 2017 wieder zu höheren Preisen führen, die dann einen Anreiz für eine Ausweitung der Produktion in Amerika geben würden.

Die schwachen Aussichten auf dem Kohlemarkt aufgrund der rückläufigen Importe in China und dem überversorgten atlantischen Markt werden vermutlich zumindest auf kurz- bis mittelfristige Sicht keine Veränderungen des Kohlepreises herbeiführen. Aus fundamentaler Sicht wird das Überangebot erst einmal bestehen bleiben und der Markt wird nur sukzessive auf Anpassungen der Produzentenseite reagieren, da die niedrigen Ölpreise und die gegenüber dem US-Dollar schwachen lokalen Währungen im Moment noch für positive Margen der Minenbetreiber sorgen.

Auch auf den globalen Gasmärkten nimmt das Angebot weiter zu. 2016 werden die ersten LNG-Exportanlagen in den Vereinigten Staaten und in Australien ihren Betrieb aufnehmen und somit zu zusätzlichen Gaslieferungen in die asiatischen und europäischen Gasmärkte führen. Der Gashandel in Europa wird somit noch stärker auf Entwicklungen im internationalen Marktumfeld reagieren, hauptsächlich gegenüber der Nachfrage in Asien. Aus Russland und Norwegen sind weiterhin stabile Importe zu erwarten. Eine gewisse Unsicherheit existiert lediglich hinsichtlich der niederländischen Gasproduktion. Die maximale Förderleistung für das Groningen-Feld ist nach wie vor begrenzt, um weitere Erdbeben in der Region zu verhindern. Mittel- bis langfristig ist ein leichter Zuwachs bei der Gasnachfrage zu erwarten, hauptsächlich aus dem Strom-

sektor in Großbritannien. Sollte der Gaspreis weiter fallen, könnte sich auch in Kontinentaleuropa die Stromerzeugung aus Gas gegenüber Kohlekraftwerken wieder rechnen.

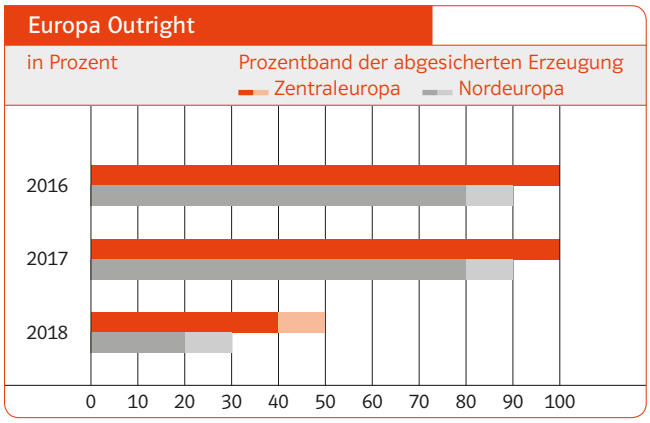
Die Preise für CO_2-Zertifikate im europaweiten Handelssystem EU-ETS („EU Allowances" – EUA) werden in den nächsten zwei Jahren wohl weiterhin hauptsächlich durch den „Back-loading"-Prozess geprägt sein. Dadurch wird sich die Anzahl der per Auktion erwerbbaren Zertifikate weiter deutlich verringern, wenngleich die Reduzierung zukünftig geringer ausfällt als in den Vorjahren. Dennoch erhöht sich durch die Verknappung der Druck auf den Markt und wird vermutlich dazu führen, dass auch die Preise weiter ansteigen werden. Die durch den Europäischen Rat befürwortete Einführung der Marktstabilitätsreserve sowie die Reformpläne für die EU-ETS Phase IV werden ebenfalls wichtige Treiber für die Preise sein.

Die kurz- und mittelfristigen Strompreise in Deutschland werden weiterhin weitestgehend durch den Preis von Steinkohle und CO_2-Zertifikaten bestimmt. Allerdings könnte insbesondere der weitere Zubau von Kapazitäten, sowohl bei den Erneuerbaren Energien durch zusätzliche Windkapazitäten als auch im konventionellen Bereich durch technisch hochentwickelte Kohlekraftwerke, einen erneuten Abwärtsdruck auf die Preise ausüben.

Die Preissituation in Großbritannien wird in den nächsten Jahren vermutlich weiterhin deutlich durch die Entwicklung auf dem Gasmarkt geprägt. Der Zubau neuer Gaskraftwerke im Jahr 2016 sollte für eine leichte Entspannung im ansonsten angespannten Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage sorgen, bis dann 2018 der Kapazitätsmarktmechanismus eingeführt wird.

Die Preise auf dem nordischen Strommarkt werden kurzfristig weiterhin stark vom Wetter und damit von den Füllständen der Wasserreservoirs abhängen. Während die überdurchschnittlich gute Situation bei der Erzeugung aus Wasserkraft weiteren Abwärtsdruck auf die Preise ausübt, ist das Entwicklungspotenzial nach oben allerdings durch die niedrigen Kohlepreise sehr begrenzt. Die geplante Inbetriebnahme des neuen NordBalt-Kabels zwischen Schweden und Litauen Anfang 2016, durch die eine engere Preiskopplung mit dem hochpreisigen baltischen Markt erfolgt, sowie die angekündigten, vorzeitigen Außerbetriebnahmen der Kernreaktoren Oskarshamn und Ringhals in Schweden bieten aber durchaus Potenzial für eine Preissteigerung.

Unsere Stromproduktion ist für 2016 und 2017 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 2016 leicht sinken. Sollte die Hauptversammlung im Juni 2016 der geplanten Abspaltung von Uniper zustimmen, wird die Zahl der Mitarbeiter erheblich zurückgehen.

Erwartete Ertragslage

Voraussichtliche Ergebnisentwicklung

Unsere Prognosen für das Geschäftsjahr 2016 sind nach wie vor durch die angespannten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen geprägt. Wir erwarten ein Konzern-EBITDA im Bereich von 6,0 bis 6,5 Mrd €. Für den nachhaltigen Konzernüberschuss rechnen wir 2016 mit einem Ergebnis von 1,2 bis 1,6 Mrd €.

Unter Berücksichtigung der Beschlussfassung der Hauptversammlung der E.ON SE am 8. Juni 2016 über die Abspaltung eines Mehrheitsanteils an Uniper und dem erwarteten Wirksamwerden der Abspaltung noch im Jahr 2016 wird es aufgrund der hieraus resultierenden bilanziellen Effekte zu einer Anpassung unserer Prognosen kommen.

Wir erwarten, dass unsere Prognose dann deutlich niedriger liegen wird. Näheres werden wir im Zusammenhang mit der Veröffentlichung der Unterlagen für die Hauptversammlung 2016 kommunizieren. Die Angaben lassen aufgrund der bilanziellen Effekte keinen Rückschluss auf das erwartete EBITDA und den nachhaltigen Konzernüberschuss der Uniper für das Jahr 2016 zu.

Zu den Segmenten im Einzelnen:

EBITDA[1)]

in Mrd €	2016 (Prognose)	2015
Erzeugung	deutlich unter Vorjahr	1,5
Erneuerbare Energien	leicht unter Vorjahr	1,3
Globaler Handel	deutlich über Vorjahr	0,2
Exploration & Produktion	deutlich unter Vorjahr	0,9
Deutschland	deutlich unter Vorjahr	2,2
Weitere EU-Länder	deutlich über Vorjahr	1,8
Nicht-EU-Länder	deutlich unter Vorjahr	0,3
Summe	**6,0 bis 6,5**	**7,6**

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Für die globale Einheit Erzeugung rechnen wir für das Jahr 2016 mit einem deutlich unter dem Vorjahr liegenden EBITDA. Negativ wirken sich weiterhin die Preisentwicklung am Großhandelsmarkt sowie entfallende Ergebnisbeiträge aufgrund der Veräußerung der Erzeugungskapazitäten in Italien und Spanien aus.

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 vor allem die Abgänge der Aktivitäten in Italien und Spanien das Ergebnis belasten werden.

Bei unserem Globalen Handel rechnen wir damit, dass das EBITDA im Wesentlichen aufgrund angepasster Übergabeprozesse von Kapazitäten zwischen den Einheiten Erzeugung und Globaler Handel im Strombereich deutlich über dem Wert des Vorjahres liegen wird.

In der Exploration & Produktion erwarten wir 2016 ein EBITDA, das aufgrund der Veräußerung der Nordseefelder erheblich unter dem des Vorjahres liegen wird. Der Verkauf des norwegischen Nordseegeschäfts wurde im Dezember 2015 abgeschlossen, der Vollzug der Transaktion in der britischen Nordsee wird im ersten Halbjahr 2016 erwartet. Darüber hinaus wird das Ergebnis aus unserer Beteiligung am Gasfeld Yushno Russkoje mengen- und preisbedingt deutlich zurückgehen.

Bei der regionalen Einheit Deutschland gehen wir davon aus, dass der Ergebnisbeitrag 2015 deutlich unter dem Niveau des Vorjahres liegen wird. Wir erwarten aufgrund des Ausbleibens positiver Einmaleffekte, die im Jahr 2015 anfielen, einen Ergebnisrückgang insbesondere im Vertrieb und Netzgeschäft. Die Einmaleffekte im Jahr 2015 resultierten zu einem großen Teil aus der Auflösung von Rückstellungen im Zusammenhang mit der Klärung von offenen Rechtsfragen.

Für die weiteren EU-Länder rechnen wir im Jahr 2016 bei einer Normalisierung der Temperaturen und durch weitere operative Verbesserungen mit einem EBITDA deutlich über dem Vorjahresniveau.

Im Jahr 2016 erwarten wir bei den Nicht-EU-Ländern wegen negativer Währungsumrechnungseffekte und des ungeplanten Stillstands des neuen Kraftwerksblocks am Standort Berezovskaya bei unserer Einheit in Russland einen deutlichen Rückgang des EBITDA.

Erwartete Finanzlage

Geplante Finanzierungsmaßnahmen

Die für 2016 vorgesehenen Investitionen sowie die Dividende für das Jahr 2015 können nach unserer Planung durch den für dieses Jahr erwarteten operativen Cashflow und die Erlöse aus Desinvestitionen finanziert werden. Bei unterjährigen Spitzen in den Finanzierungserfordernissen des Konzerns ist die Nutzung von Commercial Paper möglich. Im Rahmen der Abspaltung von der E.ON SE wird die Uniper AG ihre eigene externe Finanzierung aufsetzen, um die bisher vom E.ON-Konzern bereitgestellten Finanzierungsmittel im Zuge der Börseneinführung der Uniper AG abzulösen.

Im Zuge der Neuausrichtung wird E.ONs mittelfristiges Debt-Factor-Ziel überprüft werden.

Geplante Investitionen

Im Rahmen unserer Mittelfristplanung haben wir für das Jahr 2016 Investitionen in Höhe von 4,5 Mrd € geplant. Instandhaltungsinvestitionen betreffen im Wesentlichen die konventionellen Erzeugungsaktivitäten, Ersatzinvestitionen vor allem das Smart-Metering-Programm in Großbritannien und Wachstumsinvestitionen insbesondere Projekte im Bereich Erneuerbare Energien. Im Bereich der Verteilnetze investieren wir maßgeblich in den Erhalt und Ausbau unserer Strom- und Gasinfrastruktur in Schweden und Deutschland.

Investitionen: Planung 2016

	Mrd €	Anteile in %
Erzeugung	0,5	11
Erneuerbare Energien	1,5	34
Globaler Handel	0,1	2
Exploration & Produktion	–	–
Deutschland	0,9	20
Weitere EU-Länder	1,2	27
Nicht-EU-Länder	0,2	4
Konzernleitung/Konsolidierung	0,1	2
Summe	**4,5**	**100**

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 in Europa sowie Onshore-Windparks in den USA liegen.

In der Einheit Globaler Handel wird im Wesentlichen in IT-Projekte sowie in die Infrastruktur des Speichergeschäfts investiert.

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 und Tschechien. Weiterhin liegt der Fokus auf Investitionen im Bereich Smart Metering in Großbritannien sowie auf der Entwicklung von Kundenlösungen.

In den Nicht-EU-Ländern wird hauptsächlich in die Erhaltung und die Instandsetzung der Kraftwerke, insbesondere am Standort Berezovskaya in Russland, investiert.

Gesamtaussage zur voraussichtlichen Entwicklung

Neue Strategie und geplante Änderungen der Berichterstattung

Am 30. November 2014 hat der Aufsichtsrat 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 sind vor allem Know-how und Kosteneffizienz in der Großstromerzeugung mit konventionellen Kraftwerken und im globalen Handel mit Energie gefragt.

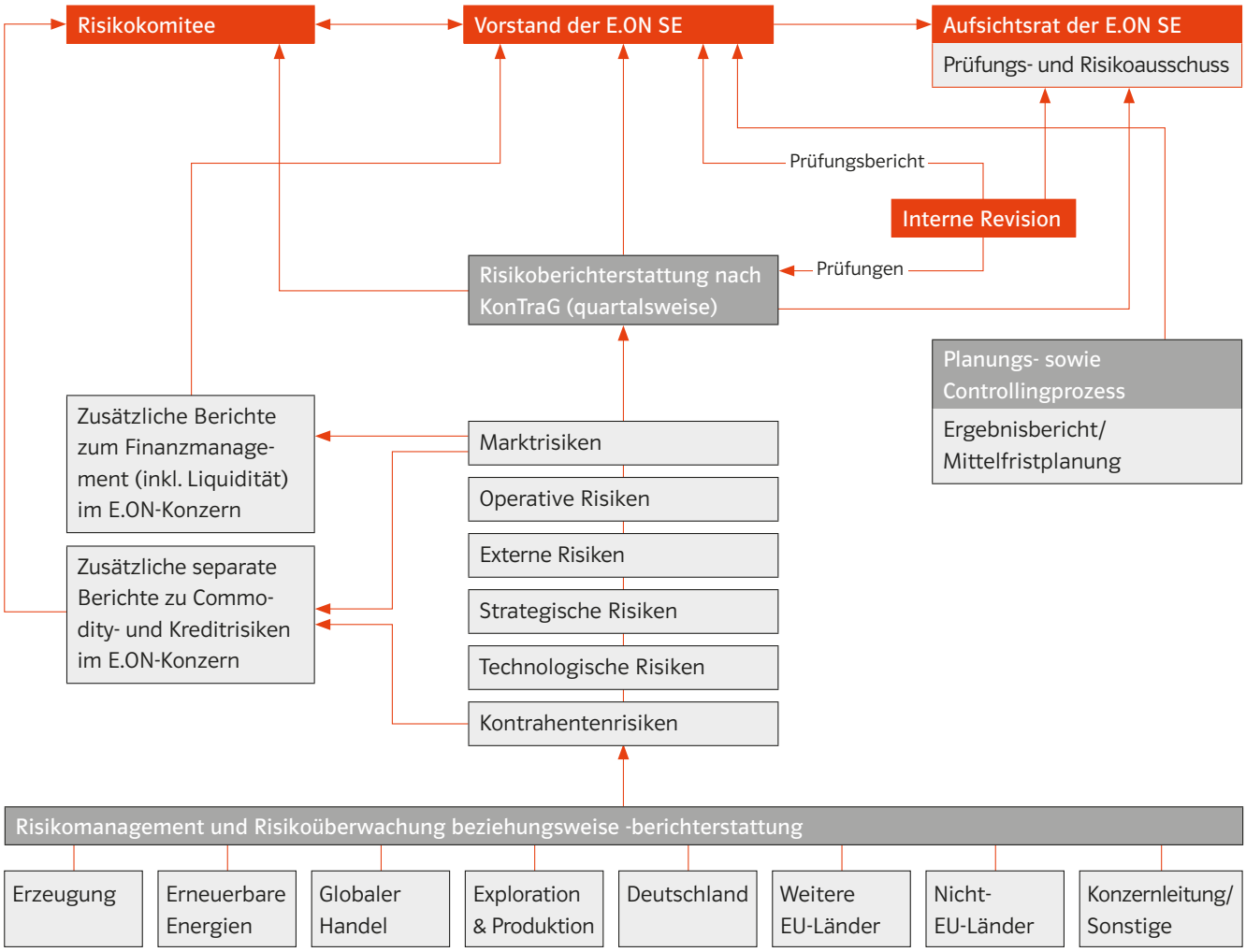
Vor dem Hintergrund der politischen Kernenergiediskussion in Deutschland wurde entschieden, den verbleibenden Betrieb und Rückbau der konzerneigenen deutschen Kernenergiekraftwerke in der Verantwortung von E.ON zu belassen. Einem entsprechenden Vorstandsbeschluss hat der Aufsichtsrat der E.ON SE am 9. September 2015 einstimmig zugestimmt, um möglichen Risiken für die Umsetzung der Konzernstrategie vorzubeugen. Die strategische Neuausrichtung des Konzerns wird hierdurch nicht berührt. Die deutsche Kernenergie stellt kein strategisches Geschäftsfeld von E.ON dar, sondern wird von einer gesonderten operativen Einheit mit dem Namen „PreussenElektra" gesteuert.

E.ON hat die operative Trennung von Uniper zum 1. Januar 2016 erfolgreich umgesetzt. Mit dem neuen E.ON-Campus in Essen konzentriert sich das Unternehmen jetzt auf Erneuerbare Energien, Energienetze und Kundenlösungen. Das für die Versorgungssicherheit wichtige Geschäft der konventionellen Stromerzeugung aus Wasser, Erdgas und Kohle sowie der globale Energiehandel sind als operativ eigenständiges Unternehmen unter dem Namen Uniper mit Sitz in Düsseldorf gestartet. Damit hat E.ON einen weiteren wesentlichen Meilenstein bei der Umsetzung der neuen Strategie erreicht. Die Abspaltung steht unter dem Vorbehalt der Zustimmung durch die E.ON-Hauptversammlung im Juni 2016. Erst nach einem entsprechenden Beschluss kann die Abspaltung und Börsennotierung von Uniper vollzogen werden. E.ON beabsichtigt zunächst, sich von der Mehrheit der Anteile an Uniper zu trennen, und plant, sich mittelfristig ganz aus dem Aktionärskreis von Uniper zurückzuziehen.

Mit Zustimmung der E.ON-Hauptversammlung zur Abspaltung von Uniper werden die Uniper-Gesellschaften als Nicht fortgeführte Aktivitäten im E.ON-Konzernabschluss ausgewiesen. Die Vorjahreswerte werden entsprechend angepasst.

Der zusammengefasste Lagebericht enthält möglicherweise bestimmte in die Zukunft gerichtete Aussagen, die auf den gegenwärtigen Annahmen und Prognosen der Unternehmensleitung des E.ON-Konzerns und anderen derzeit verfügbaren Informationen beruhen. Verschiedene bekannte wie auch unbekannte Risiken und Ungewissheiten sowie sonstige Faktoren können dazu führen, dass die tatsächlichen Ergebnisse, die Finanzlage, die Entwicklung oder die Leistung der Gesellschaft wesentlich von den hier abgegebenen Einschätzungen abweichen. Die E.ON SE beabsichtigt nicht und übernimmt keinerlei Verpflichtung, derartige zukunftsgerichtete Aussagen zu aktualisieren und an zukünftige Ereignisse oder Entwicklungen anzupassen.

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 €.

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 (seit Januar 2016 Uniper 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.

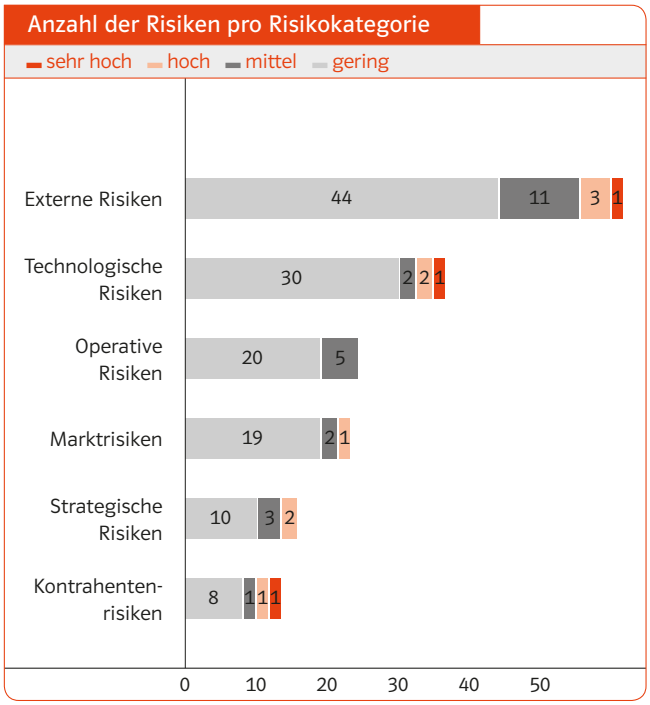
Begrenzung von Kontrahentenrisiken

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 – wie zum Beispiel Beschlüsse, aus der Erzeugung mit bestimmten Energieträgern auszusteigen – ergeben sich aus dem politischen, rechtlichen und regulatorischen Umfeld des E.ON-Konzerns, dessen Änderung zu erheblichen Planungsunsicherheiten und unter Umständen zu außerplanmäßigen Wertberichtigungen führen kann.

Erzeugung

E.ON errichtet derzeit in Datteln (Deutschland) 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. Derzeit werden die immissionsschutzrechtlichen und wasserrechtlichen Verfahren für die Zulassung des Kraftwerks durchgeführt. Vor dem Hintergrund des laufenden Zulassungsverfahrens, des aktuellen politischen Umfelds und anhängiger sowie zu erwartender Klagen kann derzeit noch keine Angabe über den Inbetriebnahmezeitpunkt gemacht werden. 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.

Im April 2015 hat das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) einen sogenannten Stresstest in Auftrag gegeben, der die Kernenergierückstellungen der Betreiber überprüft. Die Ergebnisse wurden im Oktober kommuniziert. Zudem hat der Bundeswirtschaftsminister am 2. September 2015 einen Referentenentwurf zur Gewährleistung der Haftung der Kernenergiebetreiber vorgelegt. Weiterhin wurde eine Kommission eingesetzt, die auf Basis des vom BMWi in Auftrag gegebenen Gutachtens sowie der Ergebnisse des Stresstests Vorschläge für Empfehlungen erarbeiten soll, wie die Sicherstellung der Finanzierung von Stilllegung und Rückbau der Kernkraftwerke sowie der Entsorgung der radioaktiven Abfälle gewährleistet werden kann. In welcher Form die Empfehlungen in ein eventuelles Gesetzgebungsverfahren einfließen und welche möglichen Risiken sich daraus ergeben, ist zum aktuellen Zeitpunkt ungewiss.

Das Standortauswahlgesetz (StandAG) schreibt neben der alternativen Standortsuche den Erkundungsstopp für den Standort Gorleben normativ fest. Gorleben befindet sich daher nunmehr im Offenhaltungsbetrieb. Die hieraus entstehenden Kosten wurden den Ablieferungspflichtigen auferlegt. Das StandAG geht hierfür von einem zusätzlichen Kostenvolumen von insgesamt über 2 Mrd € für die Branche aus. E.ON hat gegen die Kostenbescheide Rechtsmittel eingelegt. Zudem hat das StandAG die Pflicht der Betreiber begründet, Wiederaufarbeitungsabfälle in standortnahen Zwischenlagern unterzubringen. Gegen diese Pflicht hat E.ON 2014 in drei Bundesländern Feststellungsklage eingereicht sowie Verfassungsbeschwerde eingelegt. Aufgrund von Gesprächen zwischen dem Bundesumweltministerium und den betroffenen Unternehmen hat E.ON in den Klageverfahren das Ruhendstellen der Verfahren beantragt.

Das Ende 2012 novellierte Energiewirtschaftsgesetz 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 zweite Kapazitätsauktion für das Lieferjahr 2019/20 im Dezember 2015 statt.

In Deutschland wurde nach dem zuvor konsultierten Grün- und Weißbuch mit Reformüberlegungen zum Strommarkt Anfang November 2015 das Strommarktgesetz auf den parlamentarischen Weg gebracht. Dazu gehören die freie wettbewerbliche Preisbildung, Stärkung der Bilanzkreistreue, Integration der Ladeinfrastruktur für Elektromobile in das Stromversorgungssystem, Erhöhung der Transparenz und die Einbettung des Strommarkts in den europäischen Binnenmarkt. Es sollen eine Kapazitätsreserve und eine Sicherheitsbereitschaft eingeführt werden, welche die Stromversorgung gegen nicht vorhersehbare Ereignisse absichert und dem Klimaschutz dient. Die Sicherheitsbereitschaft soll CO_2-Emissionen aus Braunkohle

verringern. Sie ist ein Ergebnis aus der Umsetzung des Aktionsprogramms Klimaschutz aus dem Jahr 2014. Hier sollen ab 2016 ältere Braunkohlekraftwerke gegen Entschädigung sukzessive vom Markt genommen werden. E.ON-Anlagen sind hiervon nicht betroffen. Die Netzreserve, welche die Stabilität des Stromnetzes sichert, soll weiterentwickelt entfristet werden. Zusätzlich sollen die Vergütungsregelungen von Redispatch-Maßnahmen und der Netzreserve angepasst werden. Zudem ist eine Neubaureserve bis zu 2 GW für den Süden von Deutschland ab 2021/22 vorgesehen. Mehr Anbieter sollen Zugang zu den Regelleistungsmärkten bekommen, um so den Wettbewerb auf diesen Märkten zu erhöhen und damit die Kosten für die Verbraucher zu senken. Eine Verabschiedung des Gesetzespakets ist in der ersten Jahreshälfte 2016 vorgesehen. Ebenso sollen mit einer Änderung der entsprechenden Verordnung flexible Lasten in Deutschland mehr als bisher erschlossen und gefördert werden. Unter dem Eindruck der internationalen klimapolitischen Diskussion begann in einzelnen EU-Mitgliedsländern eine Debatte um die Zukunft der Kohleverstromung.

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 Auswirkungen der Gesetzesänderung sind in den Planungen berücksichtigt.

Globaler Handel

Das Erdgas für die Kunden im In- und Ausland der Einheit Globaler Handel wird zu einem Großteil auf der Basis langfristiger Lieferverträge, vor allem mit Produzenten aus Russland, Deutschland und den Niederlanden, bezogen. Neben diesen vertraglich über einen langen Zeitraum gesicherten Bezugsmengen ist die Einheit an diversen europäischen Handelsmärkten für Erdgas aktiv. Diese stellen aufgrund der erheblich gestiegenen Liquidität eine bedeutende zusätzliche Bezugsquelle dar. Damit verfügt die Einheit über ein stark diversifiziertes Gasbezugsportfolio. Grundsätzlich besteht das Risiko von Liefereinschränkungen und -unterbrechungen 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 der Einheit Globaler Handel.

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 marktmissbräuchlichen 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 Gerichtshofs (EuGH) vom 23. Oktober 2014, in dem der EuGH feststellt, dass die nationalen Grundversorgungsverordnungen im Strom- und Gasbereich nicht mit europäischem Recht vereinbar sind. Der Bundesgerichtshof hat in mehreren Urteilen im Jahr 2015 über die Rechtsfolgen dieses Verstoßes im deutschen Recht befunden. Weitere Urteile zu diesem Komplex werden für 2016 erwartet. Obwohl keine Konzernunternehmen an diesen Vorlageverfahren unmittelbar beteiligt sind, besteht das Risiko, dass Ansprüche auf Rückforderung vereinnahmter Erhöhungsbeträge auch gegen Konzernunternehmen mit Erfolg durchgesetzt werden. Im Nachgang der Novelle der Grundversorgungsverordnungen im Strom- und Gasbereich 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.

Die Vergabe von Netzkonzessionen (Strom und Gas) ist in Deutschland hohem Wettbewerb ausgesetzt. Daraus ergibt sich ein Konzessionsverlustrisiko, insbesondere rund um gut strukturierte Ballungsgebiete. Geht eine Konzession verloren, wird das Netz an den Neukonzessionär zu einem zu verhandelnden Preis verkauft. Seitens der Gesetzgebung ist vorgesehen, in diesem Jahr Änderungen der Rahmenbedingungen für Netzüberlassungen nach Konzessionsverlust vorzulegen. Dabei wird es voraussichtlich nun auch eine gesetzliche Festlegung des Kaufpreises geben. Hieraus könnte sich zusätzlich eine Verschärfung des Wettbewerbs ergeben.

Im März 2015 hatte das BMWi ein Eckpunktepapier zur Novellierung der Anreizregulierung veröffentlicht. Auf Basis des Evaluierungsberichts der Bundesnetzagentur zur Anreizregulierungsverordnung (ARegV) soll der Regulierungsrahmen in Deutschland weiterentwickelt werden. Aus den Eckpunkten des Ministeriums ergeben sich keine wesentlichen Veränderungen der Investitionsbedingungen. Beim regulatorischen Effizienzvergleich sind Anpassungen denkbar. Die Diskussion über diese Punkte ist derzeit noch nicht abgeschlossen. Gemäß der zweiten Fortschreibung der 10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi soll die Novellierung der ARegV im Jahr 2016 erfolgen. Hierfür ist ein entsprechender Beschluss des Bundeskabinetts erforderlich, dem der Bundesrat zustimmen muss.

Weitere EU-Länder

Vor dem Hintergrund der Wirtschafts- und Finanzkrise in vielen EU-Mitgliedstaaten sind zunehmend politische und regulatorische Interventionen in Form von zusätzlichen Steuern, Preismoratorien, regulierten Preissenkungen 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.

In Großbritannien untersucht die britische Wettbewerbsbehörde (CMA) im Rahmen einer Sektoruntersuchung den Energiemarkt. Anlass ist der Verdacht, dass die britischen Strom- und Gasmärkte unter anderem unter mangelndem Wettbewerb zwischen den sechs marktführenden Energieversorgern und einer Überregulierung leiden könnten. Am 7. Juli 2015 hat die CMA zusammenfassende Berichte zu ihrem vorläufigen Untersuchungsergebnis („Provisional Findings") und möglichen Abhilfemaßnahmen („Possible Remedies") veröffentlicht. Die CMA muss ihren Abschlussbericht nach einer Fristverlängerung nunmehr bis zum 25. Juni 2016 vorlegen. Zur Behebung der festgestellten Probleme kann sie Korrekturen der Marktordnung bis hin zu Eingriffen in die Strukturen der Unternehmen anordnen. Das Ergebnis der Untersuchung ist bislang offen. Es kann sowohl Risiken als auch Chancen für E.ON und die übrigen Marktteilnehmer bergen.

Nicht-EU-Länder

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 andauernde Krise in der Ukraine hat bisher 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 Energieeinzelhandelsunternehmen, in den Jahren 2014 bis 2020 jährliche Energieeinsparungen von 1,5 Prozent ihres Energieabsatzes bei ihren Kunden zu erzielen. Diese Regelung wurde von den europäischen Ländern teilweise durch alternative Maßnahmen ersetzt, mit denen ein vergleichbarer Effekt erzielt wird. Ein finanzielles Risiko ergibt sich aus der Verpflichtung für alle Unternehmen, die keine kleinen oder mittleren Unternehmen sind, bis Ende 2015 Energieaudits einzuführen oder Energiemanagementsysteme auf den Weg zu bringen. 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_2-Emissionsrechte zu kürzen. Ferner wurde die Einführung einer Marktstabilitätsreserve beschlossen, die ebenfalls die nutzbare Anzahl an CO_2-Emissionsrechten ab 2019 verringern soll. Im Juli 2015 legte die Kommission weitere Reformvorschläge für die Weiterentwicklung des Emissionshandelssystems nach 2020 vor. Man erhofft sich durch eine Kürzung

der Mengen der Emissionsrechte höhere CO_2-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_2-Preisen lassen sich erst bei genauerer Kenntnis der noch zu beschließenden Maßnahmen im Rahmen einer Reform des EU-Handels mit CO_2-Rechten ableiten.

Im Strombereich wird derzeit eine Vielzahl von europäischen Netzkodizes erarbeitet beziehungsweise befindet sich im Komitologieverfahren, die Auswirkungen auf E.ONs Handels- und Erzeugungsaktivitäten haben könnten. So legt der Netzkodex zum Netzanschluss von Erzeugungsanlagen 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. Der Netzkodex zu einheitlichen europäischen Regelungen zum Bilanzierungssystem im Strombereich wird voraussichtlich dieses Jahr in das Komitologieverfahren eingebracht werden.

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 in einigen EU-Mitgliedsstaaten 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 2015 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.

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 Kapitalseite 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 Regasifizierungskapazitäten für Flüssiggas (LNG) in den Niederlanden und Großbritannien langfristig gebucht. Hieraus resultieren Zahlungsverpflichtungen bis zu den Jahren 2031 beziehungsweise 2029. In den USA besteht eine Zahlungsverpflichtung über 20 Jahre bis ins Jahr 2038, resultierend aus einem langfristigen LNG-FOB-Take-or-pay-Vertrag. Eine Verschlechterung der wirtschaftlichen Situation oder ein rückläufiges LNG-Angebot für den nordwesteuropäischen Markt sowie eine nachlassende globale LNG-Nachfrage könnten zu einer geringeren Auslastung der Regasifizierungsanlagen oder des LNG-Vertrags 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 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

Die neue Konzernstrategie der E.ON wurde im November 2014 veröffentlicht. Im Ergebnis wird sich E.ON auf Erneuerbare Energien, Energienetze und Kundenlösungen konzentrieren. Die Geschäftsfelder konventionelle Erzeugung und globaler Energiehandel wurden 2015 in eine neue, eigenständige Gesellschaft (Uniper) überführt, die 2016 mehrheitlich an die Aktionäre der E.ON SE abgespalten werden soll. In diesem Zusammenhang können folgende Risiken entstehen: zeitliche Verzögerungen bei der Umsetzung der organisatorischen Trennung und Börsennotierung, Erhöhung der geplanten Umsetzungskosten, Einflüsse auf die Fortführung des operativen Geschäfts, veränderte Sicherheitenanforderungen von Kontrahenten in Anlehnung an das Uniper-Rating.

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 2015 hat sich die Risikolage des E.ON-Konzerns im operativen Geschäft gegenüber dem Jahresende 2014 nicht wesentlich verändert , wenngleich sich die politische und regulatorische Risikolage weiter eingetrübt hat. 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 können sich 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 worden war, 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 entsprechenden Vermögenswerte nach unserer Auffassung verfassungswidrig. E.ON hat entsprechend Mitte November 2011 eine Verfassungsbeschwerde bei dem zuständigen Bundesverfassungsgericht in Karlsruhe, Deutschland, 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 worden war, hat sich der Europäische Gerichtshof im Hinblick auf die ihm vorgelegten Fragen im Juni 2015 zugunsten der Europarechtskonformität der Steuer ausgesprochen. Die endgültige Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts steht 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_2. 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 sowie im Zusammenhang mit langfristigen Lieferverträgen 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 auszuschließen – 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.

Wahldividende 2015

Auch im Jahr 2015 hat die E.ON SE ihren Aktionären angeboten, die Bardividende in Höhe von 0,50 € je Aktie teilweise in eigene Aktien der E.ON SE zu tauschen. Die Aktionäre konnten 0,36 € ihres Dividendenanspruchs je Aktie eintauschen. Die restlichen 0,14 € wurden jeweils in bar ausgeschüttet und gegebenenfalls zur Abgeltung von Steuern verwendet. Das formale Bezugsrecht der Aktionäre wurde ausgeschlossen. Die Annahmequote lag bei etwa 37 Prozent. Insgesamt wurden für die Wahldividende 19.615.021 Aktien verwendet und an die Aktionäre ausgegeben. Im Jahr 2016 wird die Möglichkeit zur Wahldividende nicht angeboten.

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 und virtuellen Aktien im Rahmen des E.ON-Share-Performance- und E.ON-Share-Matching-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 5. Mai 2015) 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 24. Juni 2014) seit Abgabe der letzten Erklärung am 15. Dezember 2014 uneingeschränkt entsprochen wurde.

Düsseldorf, den 15. Dezember 2015

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 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 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 2015 haben wir im Internet unter www.eon.com veröffentlicht. Mitteilungspflichtiger Besitz nach Ziffer 6.2 des Deutschen Corporate Governance Kodex lag zum 31. Dezember 2015 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 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.

Seit dem 1. Januar 2016 besteht der Vorstand aus vier 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 Enterprise Risk Management eingehalten beziehungsweise weiterentwickelt werden.

Bis zum 31. Dezember 2015 hat das Marktkomitee des E.ON-Konzerns sichergestellt, dass in Fragen der Marktentwicklung und des Portfoliomanagements im Commodity-Bereich (zum Beispiel Strom, Gas, Kohle) frühzeitig klare und eindeutige Richtlinien und Verantwortlichkeiten für das Portfoliomanagement über alle Unternehmensbereiche hinweg eingeführt beziehungsweise identifiziert und angewendet werden. Das Marktkomitee hat damit das Risikoertragsprofil des E.ON-Commodity-Portfolios unter ständiger Berücksichtigung der strategischen und finanziellen Ziele des E.ON-Konzerns gesteuert. Zum 1. Januar 2016 wurden die wesentlichen Zuständigkeiten des Marktkomitees auf das Risikokomitee übergeleitet.

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 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 Aufsichtsratssitzungen 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.

Ferner bestand nach der Geschäftsordnung des Aufsichtsrats auch die Möglichkeit bei Bedarf ohne den Vorstand zu tagen (sogenannte Executive Sessions).

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

Aufsichtsratsmitglied	Aufsichtsrat	Präsidialausschuss	Prüfungs- und Risikoausschuss	Finanz- und Investitionsausschuss
Werner Wenning	6/6	6/6	5/5	4/4
Prof. Dr. Ulrich Lehner	6/6	6/6	–	–
Erhard Ott	3/3	3/3	–	–
Andreas Scheidt	3/3	3/3	–	–
Clive Broutta	6/6	–	–	–
Thies Hansen	6/6	–	–	4/4
Baroness Denise Kingsmill CBE	4/6	–	–	–
Eugen-Gheorghe Luha	6/6	–	–	4/4
René Obermann	6/6	–	–	–
Eberhard Schomburg	6/6	6/6	5/5	–
Fred Schulz	6/6	–	5/5	–
Dr. Karen de Segundo	6/6	–	–	4/4
Dr. Theo Siegert	6/6	–	5/5	–

Im Hinblick auf Ziffer 5.4.1 des Deutschen Corporate Governance Kodex hat der Aufsichtsrat im Dezember 2015 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. Ein Mitglied ist als unabhängig anzusehen, 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 ausüben.

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 72 Jahre sein. Ein Mitglied soll dem Aufsichtsrat in der Regel nicht länger als drei volle Amtsperioden (15 Jahre) angehören.

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 setzt sich ab dem 1. Januar 2016 nach den gesetzlichen Vorgaben zu mindestens 30 Prozent aus Frauen und zu mindestens 30 Prozent aus Männern zusammen. Dies wird bei Neubesetzungen im Aufsichtsrat berücksichtigt."

Bereits mit der heutigen Besetzung des Aufsichtsrats werden die vom Aufsichtsrat festgelegten Zielsetzungen für eine angemessene Anzahl unabhängiger Kandidaten im Aufsichtsrat und unternehmensspezifische Qualifikationsanforderungen erreicht. Derzeit befinden sich zwei Frauen aufseiten der Anteilseignervertreter und seit dem 1. Januar 2016 eine Frau aufseiten der Arbeitnehmervertreter im Aufsichtsrat, sodass der Anteil von Frauen auf Anteilseignerseite rund 33 Prozent, auf Arbeitnehmerseite rund 17 Prozent und im Gesamtaufsichtsrat 25 Prozent beträgt.

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 Gesamtaufsichtsrats. 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. 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 €, 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 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 7. Mai 2015 wurde PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft zum Abschlussprüfer und Konzernabschlussprüfer der E.ON SE für das Geschäftsjahr 2015 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 (seit dem Geschäftsjahr 2014) und Frau Aissata Touré (erstmals). Die gesetzlichen Vorgaben und Rotationsverpflichtungen aus den §§ 319 und 319a HGB werden eingehalten.

Festlegungen zur Förderung der Teilhabe von Frauen und Männern an Führungspositionen nach § 76 Abs. 4 und § 111 Abs. 5 des Aktiengesetzes

Durch das Gesetz für die gleichberechtigte Teilhabe von Frauen und Männern an Führungspositionen in der Privatwirtschaft und im öffentlichen Dienst vom Mai 2015 sind in Deutschland bestimmte Gesellschaften verpflichtet, erstmals Zielgrößen für den Frauenanteil in Aufsichtsrat, Vorstand und den nachfolgenden zwei Führungsebenen festzulegen und zu bestimmen, bis wann der jeweilige Frauenanteil erreicht werden soll. Die betroffenen Gesellschaften waren verpflichtet, ihre Zielgrößen nebst Umsetzungsfristen bis zum 30. September 2015 zu beschließen. Dabei durfte bei der erstmaligen Festlegung die Umsetzungsfrist gesetzlich nicht über den 30. Juni 2017 hinausgehen. Bei der nächsten Festlegung einer Umsetzungsfrist kann der Zeitraum bis zu fünf Jahre betragen. Eine Ausnahme sieht das Gesetz für den Aufsichtsrat börsennotierter und zugleich mitbestimmter Gesellschaften wie der E.ON SE vor: Dieser hat sich zu mindestens 30 Prozent aus Frauen und zu mindestens 30 Prozent aus Männern zusammenzusetzen. Dies wird bei Neubesetzungen im Aufsichtsrat der E.ON SE ab dem 1. Januar 2016 berücksichtigt.

Für den Vorstand der E.ON SE hat der Aufsichtsrat vor dem Hintergrund der grundlegenden Strukturmaßnahmen im Unternehmen eine kurzfristige Zielgröße des Frauenanteils von 0 Prozent mit einer Umsetzungsfrist bis zum 31. Dezember 2016 beschlossen. Damit wird der aktuelle Stand zunächst festgehalten. Der Aufsichtsrat beabsichtigt jedoch, bei der Ende 2016 zu beschließenden Zielsetzung vorzusehen, dass mindestens eine Vorstandsposition mit einer Frau besetzt wird.

Der Vorstand hat für die E.ON SE eine Zielquote für den Frauenanteil hinsichtlich der Besetzung der ersten Führungsebene unterhalb des Vorstands von 23 Prozent und für die zweite Führungsebene unterhalb des Vorstands von 17 Prozent mit einer Umsetzungsfrist bis zum 30. Juni 2017 beschlossen. Zum Zeitpunkt der Beschlussfassung betrug der Frauenanteil in der ersten Führungsebene unterhalb des Vorstands 20 Prozent und in der zweiten Führungsebene unterhalb des Vorstands 15 Prozent.

Für alle weiteren im E.ON-Konzern betroffenen Gesellschaften sind, entsprechend dem Gesetz für die gleichberechtigte Teilhabe von Frauen und Männern an Führungspositionen in der Privatwirtschaft und im öffentlichen Dienst, Zielgrößen für den Frauenanteil im Aufsichtsrat, in der Geschäftsleitung und deren beiden nachfolgenden Führungsebenen sowie Umsetzungsfristen rechtzeitig zum 30. September 2015 festgelegt worden.

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 2015 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 5. Mai 2015.

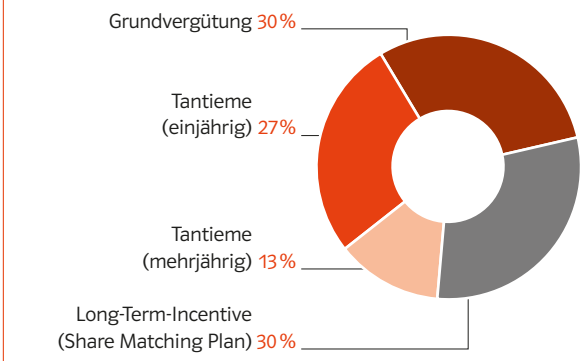
Die Grundzüge des Vorstandsvergütungssystems

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.

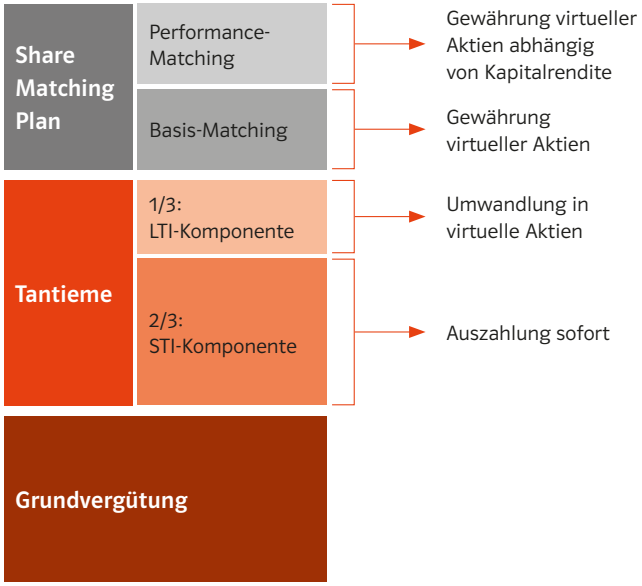
Die Vergütung der Vorstandsmitglieder setzt sich aus einer erfolgsunabhängigen Grundvergütung, einer jährlichen Tantieme und einer langfristigen variablen Vergütung zusammen. Die Bestandteile der Zielvergütung verhalten sich zueinander wie folgt:

Vergütungsstruktur[1)]



1) ohne Sachbezüge, sonstige Leistungen und Pensionsleistungen

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

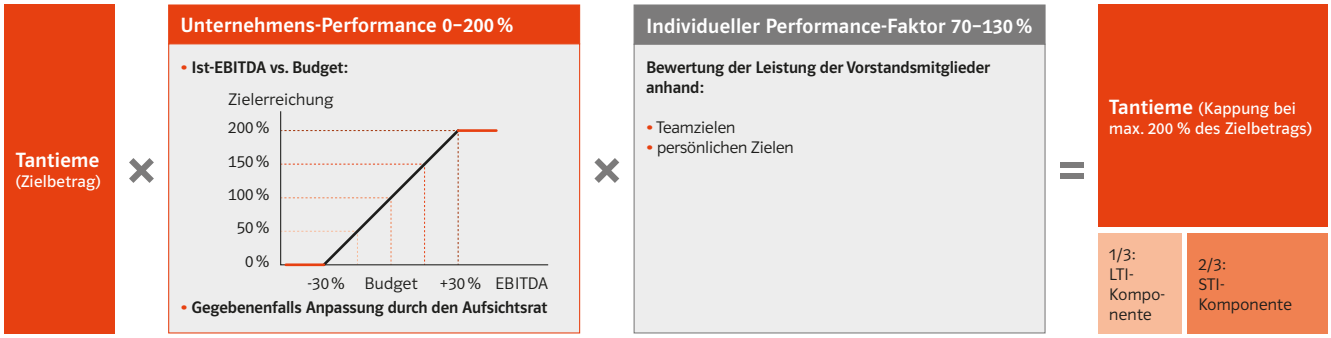
Seit dem Jahr 2010 hängen mehr als 60 Prozent der variablen Vergütung von langfristigen Zielgrößen ab, sodass die Nachhaltigkeit der variablen Vergütung im Sinne von § 87 AktG gewährleistet ist.

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 erzieltes 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 ±20 Prozentpunkten angepasst. Die Kriterien für diese qualitative Beurteilung sind das Verhältnis zwischen Kapitalkosten und ROACE, der Vergleich zum EBITDA des Vorjahres und die allgemeine Marktentwicklung. Außerordentliche Ereignisse bleiben bei der Feststellung der Zielerreichung außer Ansatz.

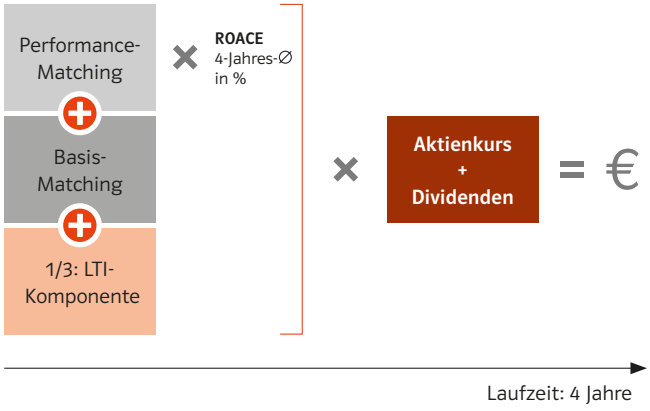
Zur Bestimmung des individuellen Performance-Faktors bewertet der Aufsichtsrat sowohl den persönlichen Beitrag zur Erfüllung kollektiver Ziele als auch die Erreichung individueller Ziele. Die Zielerreichung hinsichtlich des individuellen Tantiemeteils wird nach dem Ermessen des Aufsichtsrats festgesetzt.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

Dem Aufsichtsrat steht zur abschließenden Beurteilung der Tantieme zusätzlich ein Gesamtermessen zu, aufgrund dessen er die Höhe der Tantieme anpassen kann. Das Gesamtermessen bezieht sich nicht auf die zuvor beschriebenen Erfolgsziele oder Vergleichsparameter, deren nachträgliche Änderung nach der Empfehlung des Deutschen Corporate Governance Kodex ausgeschlossen sein soll. Der Aufsichtsrat kann den Vorstandsmitgliedern außerdem Sondervergütungen für außergewöhnliche Leistungen als Teil der jährlichen Tantieme gewähren.

Die jährliche Tantieme (inklusive etwaiger Sondervergütungen) ist auf maximal 200 Prozent der vertraglich vereinbarten Zieltantieme begrenzt (Cap).

Die langfristige variable Vergütung – E.ON Share Matching Plan

Als langfristige variable Vergütung erhalten die Vorstandsmitglieder eine aktienbasierte Vergütung im Rahmen des E.ON Share Matching Plans. Der Aufsichtsrat entscheidet zu Beginn des Geschäftsjahres auf Vorschlag des Präsidialausschusses über die Auflage einer neuen Tranche sowie über die maßgeblichen Ziele und individuellen Zuteilungshöhen. Die Laufzeit einer Tranche beträgt vier Jahre, um einen langfristigen Anreiz im Sinne einer nachhaltigen Unternehmensentwicklung zu schaffen. Sie beginnt jeweils am 1. April eines Jahres.



Das Vorstandsmitglied erhält nach der Auflage einer neuen Tranche durch den Aufsichtsrat zunächst eine sofort unverfallbare Zuteilung von virtuellen Aktien äquivalent zur Höhe der LTI-Komponente seiner Tantieme. Die LTI-Komponente wird unter Berücksichtigung des Gesamtzielerreichungsgrads für die Tantieme des abgelaufenen Geschäftsjahres festgesetzt. Die Anzahl der virtuellen Aktien wird auf Basis des Betrages der LTI-Komponente und des Durchschnittskurses der E.ON-Aktie der letzten 60 Tage vor Beginn der vierjährigen Laufzeit ermittelt. Ferner können dem Vorstandsmitglied auf der Grundlage einer in jedem Jahr erneut zu treffenden Ermessensentscheidung des Aufsichtsrats zusätzlich zu den virtuellen Aktien, die sich aus der LTI-Komponente ergeben, weitere verfallbare virtuelle Aktien als Basis-Matching zugeteilt werden. Darüber hinaus können dem Vorstandsmitglied abhängig von der Unternehmens-Performance während der Laufzeit pro Aktie aus dem Basis-Matching bis zu zwei weitere verfallbare virtuelle Aktien als Performance-Matching gewährt werden. Der rechnerische Gesamtzielwert der Zuteilung zum Beginn der ab dem 1. April des jeweiligen Zuteilungsjahres beginnenden Laufzeit besteht aus der Summe der Werte der LTI-Komponente, des Basis-Matchings und des Performance-Matchings (bei Erreichung einer definierten Unternehmens-Performance).

Messgröße für die Unternehmens-Performance für Zwecke des Performance-Matchings ist der durchschnittliche ROACE während der vierjährigen Laufzeit im Vergleich zu einer im Rahmen der Auflage einer neuen Tranche vom Aufsichtsrat für die gesamte Periode vorab festgelegten Zielrendite. Außerordentliche Ereignisse bleiben bei der Feststellung der Unternehmens-Performance außer Ansatz. In Abhängigkeit vom Grad der Unternehmens-Performance können sich aus dem Performance-Matching am Ende der Laufzeit zwischen null und zwei weitere virtuelle Aktien für jede im Rahmen des Basis-Matchings zugeteilte virtuelle Aktie ergeben. Wird die vorab festgelegte Unternehmens-Performance zu 100 Prozent erreicht, erhält das Vorstandsmitglied zu jeder im Rahmen des Basis-Matchings zugeteilten virtuellen Aktie eine zusätzliche virtuelle Aktie. Zwischenwerte werden linear interpoliert.

Die sich am Ende der Laufzeit für das einzelne Vorstandsmitglied ergebende individuelle Stückzahl aller virtuellen Aktien wird mit dem Durchschnittskurs der E.ON-Aktie der letzten 60 Tage vor dem Laufzeitende multipliziert. Dieser Betrag wird um die Dividenden, die sich für E.ON-Aktien während der Laufzeit ergeben haben, erhöht und ausgezahlt. Die Summe der Auszahlungen ist auf 200 Prozent des rechnerischen Gesamtzielwerts begrenzt.

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 seit dem Geschäftsjahr 2010 neu in den Vorstand berufenen Herren Dr.-Ing. Birnbaum, Kildahl, Schäfer, Sen 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.

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 Vertrags 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. Lebensjahres 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.

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 Pflichtangebotsschwelle 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 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 2015

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 2015

Die jährliche Tantieme der Vorstandsmitglieder betrug für das Geschäftsjahr 2015 insgesamt 4,6 Mio € (Vorjahr: 4,9 Mio €) und lag damit etwa 6 Prozent unter dem Vorjahr. Der Rückgang hängt insbesondere mit den Vorstandswechseln im Jahr 2015 zusammen.

Der Aufsichtsrat hat für das Geschäftsjahr 2015 eine neue Tranche des E.ON Share Matching Plans (2015–2019) aufgelegt und den übrigen Vorstandsmitgliedern virtuelle E.ON-Aktien zugeteilt. Der im Zeitpunkt der Zuteilung beizulegende Zeitwert der virtuellen E.ON-Aktien (13,63 €/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 2019 folgenden tatsächlichen Auszahlungen an die Vorstandsmitglieder können daher – unter Umständen erheblich – von den dargestellten Werten abweichen.

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

Aktienbasierte Vergütung

	Wert der virtuellen Aktien bei Gewährung[1]		Stückzahl bei Gewährung		Aufwand (+)/Ertrag (-)[2]	
in €	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Dr. Johannes Teyssen	1.965.600	1.790.082	97.990	84.988	405.111	2.112.189
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum	1.144.001	1.048.667	57.032	49.964	369.157	735.355
Jørgen Kildahl[3] (bis 30. September 2015)	–	871.950	–	41.902	-457.885	991.915
Dr. Bernhard Reutersberg	936.000	852.420	46.662	40.472	183.067	988.427
Klaus Schäfer[3, 4] (bis 31. Dezember 2015)	–	858.000	–	40.880	-66.072	544.499
Michael Sen (seit 1. Juni 2015)	775.000	–	44.022	–	245.229	–
Mike Winkel[3] (bis 31. Mai 2015)	–	858.000	–	40.880	-85.347	671.531
Summe	**4.820.601**	**6.279.119**	**245.706**	**299.086**	**593.260**	**6.043.916**

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) Aufwand/Ertrag für die im Jahr 2015 bestehenden Performance-Rechte und virtuellen Aktien gemäß IFRS 2 saldiert über alle bestehenden Tranchen.
3) Den Herren Kildahl, Schäfer und Winkel wurden für das Geschäftsjahr 2015 keine weiteren virtuellen E.ON-Aktien aus Basis- oder Performance-Matching mehr zugeteilt. Die LTI-Komponente aus der Tantieme 2015 wird bei den Herren Kildahl, Schäfer und Winkel mit der Tantieme 2015 ausgezahlt.
4) Da Herr Schäfer zum Ende des Geschäftsjahres 2015 den Vorstandsvorsitz der Uniper AG übernommen hat, wurde ihm eine mehrjährige Tantieme für 2015 in Höhe von 636.000 € durch die Uniper AG gewährt. Das System der mehrjährigen Tantieme wird im Anhang auf Seite 138 f. erläutert.

Die für das Geschäftsjahr 2015 gewährte langfristige variable Vergütung betrug insgesamt 4,8 Mio € und lag damit insbesondere aufgrund der Vorstandswechsel im Jahr 2015 deutlich unter dem Niveau des Vorjahreswerts von insgesamt 6,3 Mio €. Weitere Informationen zur aktienbasierten Vergütung sind in der Textziffer 11 des Anhangs des Konzernabschlusses dargestellt.

Die Vorstandspensionen im Geschäftsjahr 2015

Nachfolgend sind die aktuellen Ruhegeldanwartschaften der Vorstandsmitglieder, die Höhe der Zuführungen zu den Pensionsrückstellungen und der Barwert der Pensionsverpflichtungen für das Geschäftsjahr 2015 dargestellt. Der Barwert der Pensionsverpflichtungen ist nach den Vorgaben der IFRS ermittelt worden. Die Abzinsung erfolgte mit einem Rechnungszins von 2,7 Prozent (Vorjahr: 2,0 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 €	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Dr. Johannes Teyssen	75	75	930.000	930.000	1.355.305	1.249.640	459.838	606.883	20.696.284	22.991.882
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum[1]	–	–	–	–	504.474	286.783	15.370	6.376	979.798	768.503
Jørgen Kildahl[1] (bis 30. September 2015)	–	–	–	–	293.619	346.559	25.531	43.747	1.497.801	1.702.035
Dr. Bernhard Reutersberg	70	70	490.000	490.000	263.766	410.247	263.766	410.247	11.550.766	13.188.286
Klaus Schäfer[1, 2] (bis 31. Dezember 2015)	–	–	–	–	306.739	253.183	81.448	100.307	3.535.530	4.072.393
Michael Sen[1] (seit 1. Juni 2015)	–	–	–	–	181.808	–	–	–	181.808	–
Mike Winkel[1, 2] (bis 31. Mai 2015)	–	–	–	–	119.340	207.066	31.307	81.144	1.789.098	3.756.844

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 2015 gesunken. Der Grund für den Rückgang liegt darin, dass der für den E.ON-Konzern ermittelte Rechnungszins für die Abzinsung deutlich über dem Vorjahreswert lag.

Die Gesamtbezüge im Geschäftsjahr 2015

Die Gesamtbezüge der Vorstandsmitglieder betrugen im Geschäftsjahr 2015 15,6 Mio € und lagen damit etwa 4 Prozent unter dem Vorjahr (16,2 Mio €).

Vor dem Hintergrund des Konzernumbaus sind die Herren Winkel, Kildahl und Schäfer in beiderseitigem Einvernehmen im Laufe des Jahres 2015 aus dem Vorstand der E.ON SE ausgeschieden. Herr Schäfer hat zum Ende des Geschäftsjahres 2015 den Vorstandsvorsitz bei der Uniper AG übernommen. Die Gesellschaft hat mit den drei ausgeschiedenen Vorstandsmitgliedern Aufhebungsverträge geschlossen.

Der Dienstvertrag mit Herrn Winkel wurde zum 31. Mai 2015 einvernehmlich beendet. Zur Abgeltung seiner vertraglichen Restansprüche hat Herr Winkel eine einmalige Zahlung in Höhe von 1.358.333 € erhalten. Die Herrn Winkel zugeteilten Performance-Rechte und virtuellen E.ON-Aktien bleiben bestehen und werden zum jeweiligen Laufzeitende abgerechnet und ausgezahlt. Aus Anlass der Vertragsbeendigung hat die Gesellschaft Herrn Winkel Beiträge zur betrieblichen Altersversorgung in Höhe von 168.000 € für die Monate Juni bis Dezember 2015 bereitgestellt. Herr Winkel hat ab dem 1. April 2016 bis zum regulären Rentenbeginn Anspruch auf ein

vermindertes Ruhegeld. Jegliche anderweitigen Einkünfte aus selbstständiger und nicht selbstständiger Arbeit werden zu 50 Prozent auf das verminderte Ruhegeld angerechnet. Das nachvertragliche Wettbewerbsverbot wurde auf den Zeitraum vom 1. Juni 2015 bis zum Ablauf des 31. März 2016 verlängert. Die Gesellschaft zahlt Herrn Winkel keine Karenzentschädigung, da das nachvertragliche Wettbewerbsverbot mit der Auszahlung der vertraglichen Restansprüche abgegolten ist.

Der Dienstvertrag mit Herrn Kildahl wurde zum 30. September 2015 einvernehmlich beendet. Zur Abgeltung seiner vertraglichen Restansprüche hat Herr Kildahl eine Zahlung in Höhe von 4.104.667 € erhalten. Die Herrn Kildahl zugeteilten Performance-Rechte und virtuellen E.ON-Aktien bleiben bestehen und werden zum jeweiligen Laufzeitende abgerechnet und ausgezahlt. Der Zuteilungswert der LTI-Komponente seiner Tantieme 2014 wurde als Teil der obengenannten Summe an Herrn Kildahl ausgezahlt. Für das Jahr 2015 hat die Gesellschaft Herrn Kildahl keine Beiträge zur betrieblichen Altersversorgung mehr bereitgestellt. Das nachvertragliche Wettbewerbsverbot läuft vom 1. Oktober 2015 bis zum 31. März 2016. Die Gesellschaft zahlt Herrn Kildahl keine Karenzentschädigung, da das nachvertragliche Wettbewerbsverbot mit der Auszahlung der vertraglichen Restansprüche abgegolten ist.

Die Abfindungszahlungen der Herren Kildahl und Winkel wurden in die Bezüge der ehemaligen Vorstandsmitglieder einbezogen.

Der Dienstvertrag mit Herrn Schäfer wurde zum 31. Dezember 2015 einvernehmlich und ohne Auszahlung von vertraglichen Restansprüchen beendet, weil Herr Schäfer zum Ende des Geschäftsjahres 2015 den Vorstandsvorsitz der Uniper AG übernommen hat. Die Herrn Schäfer zugeteilten virtuellen E.ON-Aktien sowie die Tantieme für das Jahr 2015 sind auf die Uniper AG übertragen worden. Dies gilt auch für die Anwartschaften aus der betrieblichen Altersversorgung. Das nachvertragliche Wettbewerbsverbot ist entschädigungslos aufgehoben worden. Für das Geschäftsjahr 2015 hat die Uniper AG Herrn Schäfer eine mehrjährige Tantieme in Höhe von 636.000 € gewährt.

Zum 1. Juni 2015 ist Herr Sen zum Vorstandsmitglied der E.ON SE bestellt worden. Die Gesellschaft hat Herrn Sen zugesagt, die ihm entstandenen Umzugskosten zu übernehmen. Die Gesellschaft hat die aufgrund seines Wechsels zur E.ON SE verfallenen Aktienzusagen von seinem vorherigen Arbeitgeber in Höhe von 1.400.000 € durch eine Einmalzahlung ausgeglichen.

Für die einzelnen Mitglieder des Vorstands ergibt sich folgende Gesamtvergütung:

Gesamtvergütung des Vorstands

	Grundvergütung		Tantieme		Sonstige Bezüge		Wert der gewährten aktienbasierten Vergütung[1]		Summe	
in €	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Dr. Johannes Teyssen	1.240.000	1.240.000	1.197.504	1.221.202	33.056	58.542	1.965.600	1.790.082	4.436.160	4.309.826
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum	800.000	800.000	696.960	964.000	18.713	19.211	1.144.001	1.048.667	2.659.674	2.831.878
Jørgen Kildahl[2] (bis 30. September 2015)	525.000	700.000	594.000	572.151	23.119	19.426	–	871.950	1.142.119	2.163.527
Dr. Bernhard Reutersberg	700.000	700.000	570.240	572.151	25.332	29.529	936.000	852.420	2.231.572	2.154.100
Klaus Schäfer[2, 3] (bis 31. Dezember 2015)	700.000	700.000	855.360	789.333	24.507	20.800	–	858.000	1.579.867	2.368.133
Michael Sen (seit 1. Juni 2015)	408.333	–	332.640	–	1.415.107	–	775.000	–	2.931.080	–
Mike Winkel[2] (bis 31. Mai 2015)	291.667	700.000	330.000	789.333	12.715	25.196	–	858.000	634.382	2.372.529
Summe	**4.665.000**	**4.840.000**	**4.576.704**	**4.908.170**	**1.552.549**	**172.704**	**4.820.601**	**6.279.119**	**15.614.854**	**16.199.993**

1) Der beizulegende Zeitwert für die aktienbasierte Vergütung der dritten Tranche des E.ON Share Matching Plans betrug 13,63 € je virtuelle E.ON Aktie.
2) Den Herren Kildahl, Schäfer und Winkel wurden für das Geschäftsjahr 2015 keine weiteren virtuellen E.ON-Aktien aus Basis- oder Performance-Matching mehr zugeteilt. Die LTI-Komponente aus der Tantieme 2015 wird bei den Herren Kildahl, Schäfer und Winkel mit der Tantieme 2015 ausgezahlt.
3) Da Herr Schäfer zum Ende des Geschäftsjahres 2015 den Vorstandsvorsitz der Uniper AG übernommen hat und seine Vergütung in das Vorstandsvergütungssystem der Uniper AG übergeleitet worden ist, wurde der Tantieme-Anspruch auf die Uniper AG übertragen. Die Uniper AG wird die vollständige Tantieme 2015 an Herrn Schäfer auszahlen. Herrn Schäfer wurde eine mehrjährige Tantieme für 2015 in Höhe von 636.000 € durch die Uniper AG gewährt. Das System der mehrjährigen Tantieme wird im Anhang auf Seite 138 f. erläutert.

Die den Vorstandsmitgliedern für das Geschäftsjahr 2015 gewährten und im Geschäftsjahr 2015 zugeflossenen Vergütungen stellen sich nach der Empfehlung des Deutschen Corporate Governance Kodex wie folgt dar:

Gewährungs- und Zuflusstabelle

	Dr. Johannes Teyssen (Vorstandsvorsitzender)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
in €	2014	2015	2015 (Min)	2015 (Max)[1), 2)]	2014	2015
Festvergütung	1.240.000	1.240.000	1.240.000	1.240.000	1.240.000	1.240.000
Nebenleistungen	58.542	33.056	33.056	33.056	58.542	33.056
Summe	**1.298.542**	**1.273.056**	**1.273.056**	**1.273.056**	**1.298.542**	**1.273.056**
Einjährige variable Vergütung	**1.260.000**	**1.260.000**	**–**	**2.835.000**	**1.655.600**	**1.197.504**
Mehrjährige variable Vergütung	**1.790.082**	**1.965.600**	–	**3.931.200**	**-434.398**	**827.585**
– endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2012	–	–	–	–	*-434.398*	–
– Share Performance Plan 6. Tranche (2011–2014)	–	–	–	–	–	*827.585*
– Share Matching Plan 2. Tranche (2014–2018)	*1.160.082*	–	–	–	–	–
– Share Matching Plan 3. Tranche (2015–2019)	*630.000*	*1.335.600*	–	*2.671.200*	–	–
– Share Matching Plan 4. Tranche (2016–2020)	–	*630.000*	–	*1.260.000*	–	–
Summe	**4.348.624**	**4.498.656**	**1.273.056**	**8.039.256**	**2.519.744**	**3.298.145**
Versorgungsaufwand (service cost)	642.757	895.467	895.467	895.467	642.757	895.467
Gesamtvergütung	**4.991.381**	**5.394.123**	**2.168.523**	**8.934.723**	**3.162.501**	**4.193.612**

1) Der in der Gewährungstabelle ausgewiesene Maximalwert stellt die Summe der vertraglichen (Einzel-)Caps für die verschiedenen Vergütungsbestandteile des jeweiligen Vorstandsmitglieds dar.
2) Zusätzlich gilt der im Geschäftsjahr 2013 neu eingeführte und auf Seite 85 beschriebene Gesamt-Cap für die Vorstandsvergütung.

Gewährungs- und Zuflusstabelle

	Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum (Mitglied des Vorstands)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
in €	2014	2015	2015 (Min)	2015 (Max)	2014	2015
Festvergütung	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000
Nebenleistungen	19.211	18.713	18.713	18.713	19.211	18.713
Summe	**819.211**	**818.713**	**818.713**	**818.713**	**819.211**	**818.713**
Einjährige variable Vergütung	**733.333**	**733.333**	**–**	**1.650.000**	**964.000**	**696.960**
Mehrjährige variable Vergütung	**1.048.667**	**1.144.001**	**–**	**2.288.002**	**–**	**–**
– endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2012	–	–	–	–	–	–
– Share Performance Plan 6. Tranche (2011–2014)	–	–	–	–	–	–
– Share Matching Plan 2. Tranche (2014–2018)	*682.000*	–	–	–	–	–
– Share Matching Plan 3. Tranche (2015–2019)	*366.667*	*777.334*	–	*1.554.668*	–	–
– Share Matching Plan 4. Tranche (2016–2020)	–	*366.667*	–	*733.334*	–	–
Summe	**2.601.211**	**2.696.047**	**818.713**	**4.756.715**	**1.783.211**	**1.515.673**
Versorgungsaufwand (service cost)	280.407	489.104	489.104	489.104	280.407	489.104
Gesamtvergütung	**2.881.618**	**3.185.151**	**1.307.817**	**5.245.819**	**2.063.618**	**2.004.777**

Siehe Fußnoten auf S. 90.

Gewährungs- und Zuflusstabelle

	Jørgen Kildahl (Mitglied des Vorstands bis 30. September 2015)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
in €	2014	2015	2015 (Min)	2015 (Max)	2014	2015[3)]
Festvergütung	700.000	525.000	525.000	525.000	700.000	525.000
Nebenleistungen	19.426	23.119	23.119	23.119	19.426	23.119
Summe	**719.426**	**548.119**	**548.119**	**548.119**	**719.426**	**548.119**
Einjährige variable Vergütung	**600.000**	**450.000**	**–**	**1.012.500**	**789.333**	**594.000**
Mehrjährige variable Vergütung	**871.950**	**–**	**–**	**–**	**-217.182**	**367.813**
– endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2012	–	–	–	–	*-217.182*	–
– Share Performance Plan 6. Tranche (2011–2014)	–	–	–	–	–	*367.813*
– Share Matching Plan 2. Tranche (2014–2018)	*571.950*	–	–	–	–	–
– Share Matching Plan 3. Tranche (2015–2019)	*300.000*	–	–	–	–	–
– Share Matching Plan 4. Tranche (2016–2020)	–	–	–	–	–	–
Summe	**2.191.376**	**998.119**	**548.119**	**1.560.619**	**1.291.577**	**1.509.932**
Versorgungsaufwand (service cost)	302.812	268.088	268.088	268.088	302.812	268.088
Gesamtvergütung	**2.494.188**	**1.266.207**	**816.207**	**1.828.707**	**1.594.389**	**1.778.020**

3) Die LTI-Komponente aus der Tantieme 2015 wird mit der Tantieme 2015 ausgezahlt.
Siehe weitere Fußnoten auf S. 90.

Gewährungs- und Zuflusstabelle

	Dr. Bernhard Reutersberg (Mitglied des Vorstands)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
in €	2014	2015	2015 (Min)	2015 (Max)	2014	2015
Festvergütung	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000
Nebenleistungen	29.529	25.332	25.332	25.332	29.529	25.332
Summe	**729.529**	**725.332**	**725.332**	**725.332**	**729.529**	**725.332**
Einjährige variable Vergütung	**600.000**	**600.000**	**–**	**1.350.000**	**789.333**	**570.240**
Mehrjährige variable Vergütung	**852.420**	**936.000**	**–**	**1.872.000**	**-217.182**	**367.813**
– endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2012	–	–	–	–	*-217.182*	–
– Share Performance Plan 6. Tranche (2011–2014)	–	–	–	–	–	*367.813*
– Share Matching Plan 2. Tranche (2014–2018)	*552.420*	–	–	–	–	–
– Share Matching Plan 3. Tranche (2015–2019)	*300.000*	*636.000*	–	*1.272.000*	–	–
– Share Matching Plan 4. Tranche (2016–2020)	–	*300.000*	–	*600.000*	–	–
Summe	**2.181.949**	**2.261.332**	**725.332**	**3.947.332**	**1.301.680**	**1.663.385**
Versorgungsaufwand (service cost)	–	–	–	–	–	–
Gesamtvergütung	**2.181.949**	**2.261.332**	**725.332**	**3.947.332**	**1.301.680**	**1.663.385**

Siehe Fußnoten auf S. 90.

Gewährungs- und Zuflusstabelle

	Klaus Schäfer (Mitglied des Vorstands bis 31. Dezember 2015)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
in €	2014	2015	2015 (Min)	2015 (Max)	2014	2015[3)]
Festvergütung	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000
Nebenleistungen	20.800	24.507	24.507	24.507	20.800	24.507
Summe	**720.800**	**724.507**	**724.507**	**724.507**	**720.800**	**724.507**
Einjährige variable Vergütung	**600.000**	**600.000**	**–**	**1.350.000**	**789.333**	**855.360**
Mehrjährige variable Vergütung	**858.000**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
– endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2012	–	–	–	–	–	–
– Share Performance Plan 6. Tranche (2011–2014)	–	–	–	–	–	–
– Share Matching Plan 2. Tranche (2014–2018)	*558.000*	–	–	–	–	–
– Share Matching Plan 3. Tranche (2015–2019)	*300.000*	–	–	–	–	–
– Share Matching Plan 4. Tranche (2016–2020)	–	–	–	–	–	–
Summe	**2.178.800**	**1.324.507**	**724.507**	**2.074.507**	**1.510.133**	**1.579.867**
Versorgungsaufwand (service cost)	152.876	225.291	225.291	225.291	152.876	225.291
Gesamtvergütung	**2.331.676**	**1.549.798**	**949.798**	**2.299.798**	**1.663.009**	**1.805.158**

3) Die LTI-Komponente aus der Tantieme 2015 wird mit der Tantieme 2015 ausgezahlt.
Siehe weitere Fußnoten auf S. 90.

Gewährungs- und Zuflusstabelle

	Michael Sen (Mitglied des Vorstands seit 1. Juni 2015)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
in €	2014	2015	2015 (Min)	2015 (Max)	2014	2015
Festvergütung	–	408.333	408.333	408.333	–	408.333
Nebenleistungen	–	1.415.107	1.415.107	1.415.107	–	1.415.107
Summe	**–**	**1.823.440**	**1.823.440**	**1.823.440**	**–**	**1.823.440**
Einjährige variable Vergütung	**–**	**350.000**	**–**	**787.500**	**–**	**332.640**
Mehrjährige variable Vergütung	**–**	**775.000**	**–**	**1.550.000**	**–**	**–**
– endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2012	–	–	–	–	–	–
– Share Performance Plan 6. Tranche (2011–2014)	–	–	–	–	–	–
– Share Matching Plan 2. Tranche (2014–2018)	–	–	–	–	–	–
– Share Matching Plan 3. Tranche (2015–2019)	–	*600.000*	–	*1.200.000*	–	–
– Share Matching Plan 4. Tranche (2016–2020)	–	*175.000*	–	*350.000*	–	–
Summe	**–**	**2.948.440**	**1.823.440**	**4.160.940**	**–**	**2.156.080**
Versorgungsaufwand (service cost)	–	181.808	181.808	181.808	–	181.808
Gesamtvergütung	**–**	**3.130.248**	**2.005.248**	**4.342.748**	**–**	**2.337.888**

Siehe Fußnoten auf S. 90.

Gewährungs- und Zuflusstabelle

	Mike Winkel (Mitglied des Vorstands bis 31. Mai 2015)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
in €	2014	2015	2015 (Min)	2015 (Max)	2014	2015[3)]
Festvergütung	700.000	291.667	291.667	291.667	700.000	291.667
Nebenleistungen	25.196	12.715	12.715	12.715	25.196	12.715
Summe	**725.196**	**304.382**	**304.382**	**304.382**	**725.196**	**304.382**
Einjährige variable Vergütung	**600.000**	**250.000**	**–**	**562.500**	**789.333**	**330.000**
Mehrjährige variable Vergütung	**858.000**	**–**	**–**	**–**	**–**	**–**
– endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2012	–	–	–	–	–	–
– Share Performance Plan 6. Tranche (2011–2014)	–	–	–	–	–	–
– Share Matching Plan 2. Tranche (2014–2018)	*558.000*	–	–	–	–	–
– Share Matching Plan 3. Tranche (2015–2019)	*300.000*	–	–	–	–	–
– Share Matching Plan 4. Tranche (2016–2020)	–	–	–	–	–	–
Summe	**2.183.196**	**554.382**	**304.382**	**866.882**	**1.514.529**	**634.382**
Versorgungsaufwand (service cost)	125.922	88.033	88.033	88.033	125.922	88.033
Gesamtvergütung	**2.309.118**	**642.415**	**392.415**	**954.915**	**1.640.451**	**722.415**

3) Die LTI-Komponente aus der Tantieme 2015 wird mit der Tantieme 2015 ausgezahlt.
Siehe weitere Fußnoten auf S. 90.

Die E.ON SE und ihre Tochtergesellschaften haben den Vorstandsmitgliedern im Geschäftsjahr 2015 – 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
Erfolgsunabhängige Vergütung	
Grundvergütung	• Vorsitzender des Vorstands: 1.240.000 € • Mitglieder des Vorstands: 700.000 € – 800.000 €
Nebenleistungen	Dienstfahrzeug mit Fahrer, Telekommunikationsmittel, Versicherungsprämien, Gesundheitsuntersuchung
Erfolgsabhängige Vergütung	
Jährliche Tantieme	• Zieltantiemen bei einer Zielerreichung von 100 Prozent: – Zielwert für Vorsitzenden des Vorstands: 1.890.000 € – Zielwert für Mitglieder des Vorstands: 900.000 € – 1.100.00 € • Obergrenze: 200 Prozent des Zielwerts • Höhe abhängig von – Unternehmens-Performance: Ist-EBITDA versus Budget, gegebenenfalls Anpassung – Individueller Performance-Faktor • Aufteilung in: STI- und LTI-Komponente im Verhältnis 2/3 zu 1/3
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	• Zuteilung virtueller E.ON-Aktien mit vierjähriger Laufzeit: – Zielwert für Vorsitzenden des Vorstands: 1.260.000 € – Zielwert für Mitglieder des Vorstands: 600.000 € – 733.333 € • Obergrenze: 200 Prozent des Zielwerts • 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 • Wertentwicklung abhängig vom 60-Tages Durchschnittskurs der E.ON-Aktie am Laufzeitende und Dividendenzahlungen während vierjähriger Laufzeit
Versorgungszusagen	
Endgehaltsabhängige Zusagen[1)]	• Ruhegeld in Höhe von maximal 75 Prozent der Grundvergütung ab dem 60. Lebensjahr als lebenslange Rente • Witwengeld in Höhe von 60 Prozent und Waisengeld in Höhe von je 15 Prozent des jeweiligen Ruhegeldanspruchs
Beitragsorientierte Zusagen	• Bereitstellung von fiktiven Beiträgen in Höhe von maximal 18 Prozent von Grundvergütung und Zieltantieme • Umrechnung der fiktiven Beiträge in Kapitalbaustein, Zinssatz abhängig vom Renditeniveau langfristiger Bundesanleihen • Auszahlung des angesparten Versorgungskontos ab dem Alter von 62 Jahren als lebenslange Rente, in Raten oder als Einmalbetrag
Sonstige Vergütungsregelungen	
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 15,8 Mio € (Vorjahr: 10,2 Mio €). Die Gesellschaft hat 154,6 Mio € (Vorjahr: 175,0 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 2015

Die Gesamtbezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats betrugen im Geschäftsjahr 2015 3,2 Mio € (Vorjahr: 3,1 Mio €). Die Aufsichtsratsmitglieder erhielten auch im vergangenen Geschäftsjahr keine Kredite oder Vorschüsse von der Gesellschaft.

Gesamtvergütung des Aufsichtsrats

	Aufsichtsrats-vergütung		Vergütung für Ausschusstätigkeiten		Aufsichtsratsbezüge von Tochtergesellschaften		Summe	
in €	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Werner Wenning	440.000	440.000	–	–	–	–	440.000	440.000
Prof. Dr. Ulrich Lehner	320.000	320.000	–	–	–	–	320.000	320.000
Erhard Ott (bis 7. Mai 2015)	133.333	320.000	–	–	–	–	133.333	320.000
Andreas Scheidt (seit 7. Mai 2015)	213.333	–	–	–	–	–	213.333	–
Clive Broutta (seit 1. Juli 2014)	140.000	70.000	–	–	–	–	140.000	70.000
Thies Hansen (seit 1. Januar 2015)	140.000	–	70.000	–	19.000	–	229.000	–
Baroness Denise Kingsmill CBE	140.000	140.000	–	–	–	–	140.000	140.000
Eugen-Gheorghe Luha	140.000	140.000	70.000	35.000	–	–	210.000	175.000
René Obermann	140.000	140.000	–	–	–	–	140.000	140.000
Klaus Dieter Raschke (bis 31. Dezember 2014)	–	140.000	–	110.000	–	–	-	250.000
Eberhard Schomburg (bis 31. Dezember 2015)	140.000	140.000	110.000	110.000	11.423	6.730	261.423	256.730
Fred Schulz	140.000	140.000	110.000	70.000	17.735	18.567	267.735	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	–	35.000	–	–	–	105.000
Zwischensumme	**2.366.667**	**2.340.000**	**610.000**	**610.000**	**48.158**	**25.297**	**3.024.825**	**2.975.297**
Sitzungsgeld und Auslagenersatz							178.812	158.985
Summe							**3.203.637**	**3.134.282**

Die Aufsichtsratsvergütung sowie die Sitzungsgelder für das Jahr 2014 und 2015 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 2015 bis zum 31. Dezember 2015 – 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 2015 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 2015 bis zum 31. Dezember 2015 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 1. März 2016

PricewaterhouseCoopers
Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Markus Dittmann	Aissata Touré
Wirtschaftsprüfer	Wirtschaftsprüferin

Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns

in Mio €	Anhang	2015	2014[1)]
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern		117.614	114.592
Strom- und Energiesteuern		-1.396	-1.497
Umsatzerlöse	(5)	**116.218**	**113.095**
Bestandsveränderungen		11	-61
Andere aktivierte Eigenleistungen	(6)	478	345
Sonstige betriebliche Erträge	(7)	13.211	10.980
Materialaufwand	(8)	-104.211	-99.916
Personalaufwand	(11)	-4.177	-4.147
Abschreibungen	(14)	-11.894	-8.723
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(7)	-14.137	-11.912
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen		298	-264
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern		**-4.203**	**-603**
Finanzergebnis	(9)	-1.340	-1.795
Beteiligungsergebnis		*-10*	*16*
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge		*697*	*881*
Zinsen und ähnliche Aufwendungen		*-2.027*	*-2.692*
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	(10)	-835	-570
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten		**-6.378**	**-2.968**
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	(4)	1	-162
Konzernüberschuss/-fehlbetrag		**-6.377**	**-3.130**
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE		*-6.999*	*-3.160*
Anteile ohne beherrschenden Einfluss		*622*	*30*
in €			
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE) – unverwässert und verwässert	(13)		
aus fortgeführten Aktivitäten		-3,60	-1,55
aus nicht fortgeführten Aktivitäten		0,00	-0,09
aus Konzernüberschuss/-fehlbetrag		**-3,60**	**-1,64**

1) Die Vorjahresvergleichswerte sind aufgrund des Ausweises von nicht fortgeführten Aktivitäten angepasst (vergleiche hierzu auch Textziffer 4).

Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen des E.ON-Konzerns

in Mio €	2015	2014
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	**-6.377**	**-3.130**
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen	1.323	-3.299
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen at equity bewerteter Unternehmen	12	-26
Ertragsteuern	-679	943
Posten, die nicht in den Gewinn und Verlust umgegliedert werden	**656**	**-2.382**
Cashflow Hedges	151	-718
Unrealisierte Veränderung	*499*	*-55*
Ergebniswirksame Reklassifizierung	*-348*	*-663*
Weiterveräußerbare Wertpapiere	-498	-262
Unrealisierte Veränderung	*-118*	*-26*
Ergebniswirksame Reklassifizierung	*-380*	*-236*
Währungsumrechnungsdifferenz	-142	-2.530
Unrealisierte Veränderung	*-210*	*-2.557*
Ergebniswirksame Reklassifizierung	*68*	*27*
At equity bewertete Unternehmen	-162	-27
Unrealisierte Veränderung	*-248*	*-27*
Ergebniswirksame Reklassifizierung	*86*	–
Ertragsteuern	-426	242
Posten, die anschließend möglicherweise in den Gewinn oder Verlust umgegliedert werden	**-1.077**	**-3.295**
Summe der direkt im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen	**-421**	**-5.677**
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Summe Comprehensive Income)	**-6.798**	**-8.807**
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE	*-7.440*	*-8.358*
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	*642*	*-449*

Bilanz des E.ON-Konzerns – Aktiva

in Mio €	Anhang	31. Dezember 2015	31. Dezember 2014
Goodwill	(14)	6.441	11.812
Immaterielle Vermögenswerte	(14)	4.465	4.882
Sachanlagen	(14)	38.997	41.273
At equity bewertete Unternehmen	(15)	4.536	5.009
Sonstige Finanzanlagen	(15)	5.926	6.354
Beteiligungen		*1.202*	*1.573*
Langfristige Wertpapiere		*4.724*	*4.781*
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	(17)	3.571	3.533
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	(17)	5.534	3.947
Ertragsteueransprüche	(10)	46	83
Aktive latente Steuern	(10)	4.096	6.172
Langfristige Vermögenswerte		**73.612**	**83.065**
Vorräte	(16)	2.546	3.356
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	(17)	1.493	1.376
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	(17)	25.331	24.311
Ertragsteueransprüche	(10)	1.330	1.745
Liquide Mittel	(18)	8.190	6.067
Wertpapiere und Festgeldanlagen		*2.078*	*1.812*
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen		*923*	*1.064*
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente		*5.189*	*3.191*
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	(4)	1.191	5.770
Kurzfristige Vermögenswerte		**40.081**	**42.625**
Summe Aktiva		**113.693**	**125.690**

Bilanz des E.ON-Konzerns – Passiva

in Mio €	Anhang	31. Dezember 2015	31. Dezember 2014
Gezeichnetes Kapital	(19)	2.001	2.001
Kapitalrücklage	(20)	12.558	13.077
Gewinnrücklagen	(21)	9.419	16.842
Kumuliertes Other Comprehensive Income	(22)	-5.835	-4.833
Eigene Anteile	(19)	-1.714	-2.502
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE		**16.429**	**24.585**
Anteile ohne beherrschenden Einfluss (vor Umgliederung)		3.209	2.723
Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen		-561	-595
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	(23)	**2.648**	**2.128**
Eigenkapital		**19.077**	**26.713**
Finanzverbindlichkeiten	(26)	14.954	15.784
Betriebliche Verbindlichkeiten	(26)	8.346	7.804
Ertragsteuern	(10)	1.562	2.651
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	(24)	4.210	5.574
Übrige Rückstellungen	(25)	26.445	25.802
Passive latente Steuern	(10)	5.655	5.720
Langfristige Schulden		**61.172**	**63.335**
Finanzverbindlichkeiten	(26)	2.788	3.883
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	(26)	24.811	24.615
Ertragsteuern	(10)	814	797
Übrige Rückstellungen	(25)	4.280	4.120
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	(4)	751	2.227
Kurzfristige Schulden		**33.444**	**35.642**
Summe Passiva		**113.693**	**125.690**

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns

in Mio €	2015	2014[1]
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	**-6.377**	**-3.130**
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-1	162
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	11.894	8.723
Veränderung der Rückstellungen	1.014	1.260
Veränderung der latenten Steuern	1.214	616
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	15	1.083
Ergebnis aus dem Abgang von Vermögenswerten	-553	-946
Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	*-110*	*-104*
Beteiligungen	*-217*	*-668*
Wertpapiere (>3 Monate)	*-226*	*-174*
Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Ertragsteuern	-1.073	-1.414
Vorräte sowie Emissionszertifikate	*958*	*878*
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	*1.138*	*1.537*
Sonstige betriebliche Forderungen und Ertragsteueransprüche	*-2.481*	*-8.081*
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	*289*	*-108*
Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten und Ertragsteuern	*-977*	*4.360*
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (operativer Cashflow)[2]	**6.133**	**6.354**
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	46	124
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit	**6.179**	**6.478**
Einzahlungen aus dem Abgang von Vermögenswerten	4.513	2.630
Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	*235*	*318*
Beteiligungen	*4.278*	*2.312*
Auszahlungen für Investitionen	-4.174	-4.637
Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	*-3.852*	*-3.997*
Beteiligungen	*-322*	*-640*
Einzahlungen aus dem Verkauf von Wertpapieren (>3 Monate) sowie Finanzforderungen und Festgeldanlagen	4.000	4.506
Auszahlungen für den Erwerb von Wertpapieren (>3 Monate) sowie Finanzforderungen und Festgeldanlagen	-4.773	-5.251
Veränderungen der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	138	-421
Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	**-296**	**-3.173**
Cashflow aus der Investitionstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	9	-62
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	**-287**	**-3.235**
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen[3]	120	-28
Gezahlte Dividenden an die Gesellschafter der E.ON SE	-706	-840
Gezahlte Dividenden an Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-153	-199
Einzahlungen aus dem Zugang von Finanzverbindlichkeiten	1.673	2.258
Auszahlungen für die Tilgung von Finanzverbindlichkeiten	-4.816	-5.799
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	**-3.882**	**-4.608**
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	24	-3
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	**-3.858**	**-4.611**

1) Die Vorjahresvergleichswerte sind aufgrund des Ausweises von nicht fortgeführten Aktivitäten angepasst (vergleiche hierzu auch 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.

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns

in Mio €	2015	2014[1)]
Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	**2.034**	**-1.368**
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	-60	45
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Jahresanfang[4)]	3.216	4.539
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Jahresende[5)]	**5.190**	**3.216**
Abzüglich: Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente nicht fortgeführter Aktivitäten zum Jahresende	**0**	**4**
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Jahresende[6)]	**5.190**	**3.212**
Ergänzende Informationen zum Cashflow aus der Geschäftstätigkeit		
Gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Erstattungen)	-150	-949
Gezahlte Zinsen	-1.114	-1.484
Erhaltene Zinsen	358	437
Erhaltene Dividenden	240	292

1) Die Vorjahresvergleichswerte sind aufgrund des Ausweises von nicht fortgeführten Aktivitäten angepasst (vergleiche hierzu auch Textziffer 4).
4) Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Jahresanfang umfassen auch die Bestände der als nicht fortgeführte Aktivität ausgewiesenen Region Spanien von 4 Mio € sowie der als Abgangsgruppen ausgewiesenen Erzeugungsaktivitäten in Spanien und Italien von zusammen 6 Mio €. Der Zahlungsmittelbestand zum 01.01.2015 der Region Italien von 15 Mio € wurde in der Kapitalflussrechnung, nicht jedoch in der Konzernbilanz, wieder in die fortgeführten Aktivitäten zurückgegliedert. Im Vorjahr sind die Bestände der als Abgangsgruppe ausgewiesenen Pražská-plynárenská-Gruppe von 12 Mio € enthalten.
5) Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Periodenende umfassen auch die Bestände der als Abgangsgruppe ausgewiesenen E.ON E&P UK von 1 Mio €. Im Vorjahr sind Bestände der als nicht fortgeführte Aktivität ausgewiesenen Region Spanien von 4 Mio € sowie der als Abgangsgruppen ausgewiesenen Erzeugungsaktivitäten in Spanien und Italien von zusammen 6 Mio € enthalten. Der Zahlungsmittelbestand zum 31.12.2014 der Region Italien von 15 Mio € wurde in der Kapitalflussrechnung, nicht jedoch in der Konzernbilanz, wieder in die fortgeführten Aktivitäten zurückgegliedert.
6) Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Periodenende umfassen auch die Bestände der als Abgangsgruppe ausgewiesenen E.ON E&P UK von 1 Mio €. Im Vorjahr sind Bestände der als Abgangsgruppen ausgewiesenen Erzeugungsaktivitäten in Spanien und Italien von zusammen 6 Mio € enthalten. Der Zahlungsmittelbestand zum 31.12.2014 der Region Italien von 15 Mio € wurde in der Kapitalflussrechnung, nicht jedoch in der Konzernbilanz, wieder in die fortgeführten Aktivitäten zurückgegliedert.

Weitere Erläuterungen zur Kapitalflussrechnung werden in Textziffer 29 gegeben.

Entwicklung des Konzerneigenkapitals

in Mio €	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Gewinnrücklagen	Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income: Differenz aus der Währungsumrechnung	Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income: Weiterveräußerbare Wertpapiere	Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income: Cashflow Hedges
Stand zum 1. Januar 2014	**2.001**	**13.733**	**23.306**	**-2.742**	**1.201**	**-292**
Veränderung Konsolidierungskreis						
Zurückgekaufte/verkaufte eigene Anteile		-656	-9			
Kapitalerhöhung						
Kapitalherabsetzung						
Dividenden			-1.145			
Anteilserhöhung/-minderung			48			
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen						
Comprehensive Income			-5.358	-2.175	-314	-511
Konzernüberschuss/-fehlbetrag			*-3.160*			
Other Comprehensive Income			*-2.198*	*-2.175*	*-314*	*-511*
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen			*-2.198*			
Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income				*-2.175*	*-314*	*-511*
Stand zum 31. Dezember 2014	**2.001**	**13.077**	**16.842**	**-4.917**	**887**	**-803**
Stand zum 1. Januar 2015	**2.001**	**13.077**	**16.842**	**-4.917**	**887**	**-803**
Veränderung Konsolidierungskreis						
Zurückgekaufte/verkaufte eigene Anteile		-519	-9			
Kapitalerhöhung						
Kapitalherabsetzung						
Dividenden			-966			
Anteilserhöhung/-minderung			-10			
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen						
Comprehensive Income			-6.438	-434	-468	-100
Konzernüberschuss/-fehlbetrag			*-6.999*			
Other Comprehensive Income			*561*	*-434*	*-468*	*-100*
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen			*561*			
Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income				*-434*	*-468*	*-100*
Stand zum 31. Dezember 2015	**2.001**	**12.558**	**9.419**	**-5.351**	**419**	**-903**

	Eigene Anteile	Anteil der Gesellschafter der E.ON SE	Anteile ohne beherrschenden Einfluss (vor der Umgliederung)	Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen	Anteile ohne beherrschenden Einfluss	Summe
	-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**
	-2.502	**24.585**	**2.723**	**-595**	**2.128**	**26.713**
			-142		-142	-142
	788	260				260
			167		167	167
			-18		-18	-18
		-966	-163		-163	-1.129
		-10				-10
				34	34	34
		-7.440	642		642	-6.798
		-6.999	*622*		*622*	*-6.377*
		-441	*20*		*20*	*-421*
		561	*95*		*95*	*656*
		-1.002	*-75*		*-75*	*-1.077*
	-1.714	**16.429**	**3.209**	**-561**	**2.648**	**19.077**

(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 2015 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 weiterveräußerbar 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

	ISO-Code	1 €, Mittelkurs zum Stichtag		1 €, Jahresdurchschnittskurs	
		2015	2014	2015	2014
Britisches Pfund	GBP	0,73	0,78	0,73	0,81
Brasilianischer Real	BRL	4,31	3,22	3,70	3,12
Norwegische Krone	NOK	9,60	9,04	8,95	8,35
Russischer Rubel	RUB	80,67	72,34	68,07	50,95
Schwedische Krone	SEK	9,19	9,39	9,35	9,10
Türkische Lira	TRY	3,18	2,83	3,03	2,91
Ungarischer Forint	HUF	315,98	315,54	310,00	308,71
US-Dollar	USD	1,09	1,21	1,11	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 2015 und 2014 waren diese Kriterien – mit Ausnahme von selbst erstellter Software – nicht erfüllt.

Emissionsrechte

Nach IFRS werden Emissionsrechte, die im Rahmen von nationalen und internationalen Emissionsrechtesystemen 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 konzerneinheitlicher Fremdfinanzierungszinssatz von 5,75 Prozent für 2015 (2014: 5,5 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.

Weiterveräußerbare Wertpapiere sind nicht derivative finanzielle Vermögenswerte, die entweder dieser Kategorie oder keiner der anderen oben genannten Kategorien zugeordnet wurden. Sie sind den langfristigen Vermögenswerten zugeordnet, sofern das Management nicht die Absicht hat, sie innerhalb von zwölf Monaten nach dem Bilanzstichtag zu veräußern, und der Vermögenswert in diesem Zeitraum nicht fällig wird. 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 durchschnittlich 10 Prozent oder mehr 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 bei einer der drei großen Ratingagenturen 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 bestimmbaren 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 Nettoveräußerungswert. 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 Nettoveräußerungswert 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 Verbindlichkeitenausweis 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.

Für das Geschäftsjahr 2015 sagte E.ON bestimmten Führungskräften, die Anspruch auf eine aktienbasierte Vergütung haben, eine mehrjährige Tantieme zu. Deren Ausgestaltung ist in der Textziffer 11 näher dargestellt.

Sachdividenden an Eigentümer

Gemäß IFRIC 17 „Sachdividenden an Eigentümer" (IFRIC 17) können Ausschüttungen an Eigentümer auch in Form von Sachwerten erfolgen. Die Verpflichtung zur Zahlung einer Sachdividende wird in Deutschland nach der Zustimmung durch die Hauptversammlung zum Fair Value der zu übertragenden Vermögenswerte angesetzt und dann an jedem Abschlussstichtag sowie am Erfüllungstag auf der Basis des Fair Values der zu übertragenden Vermögenswerte neu bewertet, wobei sich ergebende Änderungen im Eigenkapital als Anpassungen des Ausschüttungsbetrags erfasst werden. Im Erfüllungszeitpunkt bestehende Differenzen zwischen der Dividendenverbindlichkeit und dem Buchwert der ausgeschütteten Vermögenswerte werden in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

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 hinzuerworbenen 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 im Kernenergiebereich beruhen auf Gutachten, Kostenschätzungen sowie zivilrechtlichen Verträgen. Wesentliches Schätzelement sind die angewandten Realzinsen (angewandter Diskontierungszinssatz abzüglich allgemeiner Inflation abzüglich nuklearspezifischer Kostensteigerungsrate). Die Veränderung des angewandten Realzinssatzes um 0,1 Prozentpunkte führt zu einer Veränderung der Rückstellung um etwa 0,4 Mrd €. Die Auswirkungen auf das EBITDA sind abhängig von der Höhe der Gegenbuchung in den Sachanlagen.

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 hochradioaktiven Abfalls und Stilllegung werden entsprechend der Stromerzeugung oder zeitanteilig für die jeweilige Kernkraftwerksgesellschaft seitens der schwedischen Strahlenschutzbehörde vorgeschlagen, von Regierungsstellen genehmigt und in entsprechender Höhe von der Kraftwerksgesellschaft 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 Geschäftsvorfalls 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 die wesentlichen inländischen Unternehmen sind mit einem Gesamtsteuersatz von 30 Prozent (2014: 30 Prozent) ermittelt. Dabei werden neben der Körperschaftsteuer von 15 Prozent (2014: 15 Prozent) der Solidaritätszuschlag von 5,5 Prozent auf die Körperschaftsteuer (2014: 5,5 Prozent auf die Körperschaftsteuer) und der durchschnittliche Gewerbesteuersatz in Höhe von 14 Prozent (2014: 14 Prozent) im Konzern berücksichtigt. Für die weiteren inländischen Unternehmen wurde ein Gesamtsteuersatz von 31 Prozent angewandt. Dieser beinhaltet einen durchschnittlichen Gewerbesteuersatz von 15 Prozent. 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 Kontrollerlangung beziehungsweise ein Kontrollverlust einhergeht. Bei Erwerben beziehungsweise Veräußerungen ohne Kontrollerlangung 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 2015 in Höhe von 7.557 Mio € (2014 8.376 Mio €) und einer wirtschaftlichen Netto-Verschuldung zum Bilanzstichtag in Höhe von 27.714 Mio € (2014: 33.394 Mio €) beträgt der Debt Factor 3,7 (2014: 4,0).

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 2015 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 2015 bis 31. Dezember 2015 verpflichtend anzuwenden sind:

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.

IFRIC 21 „Abgaben"

Das IASB hat im Mai 2013 die Interpretation IFRIC 21 „Abgaben" (IFRIC 21) veröffentlicht, die den Zeitpunkt der bilanziellen Erfassung von Verpflichtungen aus öffentlichen Abgaben regelt. Abgaben, die durch andere Standards geregelt werden, wie beispielsweise Ertragsteuern, sind hiervon explizit ausgenommen. Hintergrund der neuen Regelung ist die Eliminierung der Bilanzierungsunterschiede bezüglich des Zeitpunkts der Erfassung von Verpflichtungen öffentlicher Abgaben. Die Verbindlichkeiten oder gegebenenfalls Rückstellungen sind demnach erst dann zu erfassen, wenn das verpflichtende Ereignis stattgefunden hat. Die Interpretation ist für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist erfolgt. Danach ist die Interpretation verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 17. Juni 2014 beginnen. Für E.ON ergaben sich hieraus keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

Im Jahr 2015 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 Einführung des Standards hat keine Auswirkung auf den Konzernabschluss von E.ON, da dieser bereits nach IFRS aufgestellt wird.

Die EU hat am 30. Oktober 2015 entschieden, den IFRS 14 nicht in europäisches Recht zu übernehmen.

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.

Zum Erstanwendungszeitpunkt hat das IASB am 11. September 2015 einen Änderungsstandard veröffentlicht. Danach soll der Standard für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Januar 2018 beginnen.

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, IAS 37, IAS 38 und IAS 39. 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 Auswirkungen 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. Die EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Danach ergibt sich kein abweichender Erstanwendungszeitpunkt. Für E.ON ergeben sich hieraus keine wesentlichen Auswirkungen 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 EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Danach ergibt sich kein abweichender Erstanwendungszeitpunkt. 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 Teilerfolgserfassungen 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.

Am 10. August 2015 hat das IASB mit der Veröffentlichung des ED 2015/7 zu den Änderungen an IFRS 10 und IAS 28 vorgeschlagen, den Erstanwendungszeitpunkt der Änderungen auf unbestimmte Zeit zu verschieben.

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 EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Danach ergibt sich kein abweichender Erstanwendungszeitpunkt. E.ON erwartet aus den Änderungen keine wesentlichen 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 erlösbasierte 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 EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Danach ergibt sich kein abweichender Erstanwendungszeitpunkt. 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 EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Danach ergibt sich kein abweichender Erstanwendungszeitpunkt. 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 EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Danach ergibt sich kein abweichender Erstanwendungszeitpunkt. Für E.ON ergeben sich aus den Änderungen keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

(3) Konsolidierungskreis

Die Anzahl der konsolidierten Unternehmen hat sich wie folgt verändert:

Konsolidierungskreis

	Inland	Ausland	Summe
Konsolidierte Unternehmen zum 1. Januar 2014	**114**	**228**	**342**
Zugänge	1	4	5
Abgänge/Verschmelzungen	8	22	30
Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2014[1)]	**107**	**210**	**317**
Zugänge	11	11	22
Abgänge/Verschmelzungen	11	31	42
Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2015	**107**	**190**	**297**

1) Darin enthalten sind auch die als nicht fortgeführte Aktivitäten ausgewiesenen spanischen Unternehmen.

Im Jahr 2015 wurden insgesamt 19 inländische und 23 ausländische Unternehmen nach der Equity-Methode bewertet (2014: 19 beziehungsweise 35). Ein inländisches Unternehmen wurde als gemeinschaftliche Tätigkeit anteilig dargestellt (2014: Ein inländisches und ein ausländisches Unternehmen). 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 2015

Explorations- und Produktionsgeschäft in der Nordsee

E.ON hatte im November 2014 die strategische Überprüfung des E&P-Geschäfts in der Nordsee angekündigt. Aufgrund der Konkretisierung einer Veräußerung dieser Aktivitäten hat E.ON zum 30. September 2015 dieses Geschäft als Abgangsgruppe ausgewiesen.

Bereits im Oktober 2015 hat E.ON eine Vereinbarung über die Veräußerung aller Anteile an der E.ON Exploration & Production Norge AS (E.ON E&P Norge), Stavanger, Norwegen, an DEA Deutsche Erdoel AG (DEA), Hamburg, Deutschland, unterzeichnet. Der Wert der Transaktion beläuft sich auf 1,6 Mrd US-$, einschließlich Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten in Höhe von 0,1 Mrd US-$, basierend auf der Bilanz der Gesellschaft zum Stichtag 1. Januar 2015. Aus dem Vollzug der Transaktion im Dezember 2015 resultierte ein geringfügiger Abgangsgewinn. Die wesentlichen Vermögenswerte und Schulden der in der globalen Einheit Exploration & Produktion geführten Gesellschaft bezogen sich auf Goodwill (0,1 Mrd €), sonstiges Anlagevermögen (0,9 Mrd €) und Umlaufvermögen (0,2 Mrd €) sowie auf Schulden (1,0 Mrd €).

Im Januar 2016 hat E.ON eine Vereinbarung über die Veräußerung ihrer britischen E&P-Tochtergesellschaft E.ON E&P UK Limited, London, Großbritannien, an Premier Oil plc, London, Großbritannien, unterzeichnet. Der Basis-Kaufpreis zum Stichtag 1. Januar 2015 beläuft sich auf rund 0,1 Mrd € beziehungsweise 0,12 Mrd US-$. Darüber hinaus behält E.ON Barmittel, die zum Stichtag in der Gesellschaft vorhanden waren, und erhält sonstige Anpassungen, sodass aus der Transaktion ein Mittelzufluss in Höhe von rund 0,3 Mrd € erwartet wird. Im Rahmen der Konkretisierung des Kaufpreises für das britische E&P-Geschäft erfolgte eine Wertminderung des Goodwills im vierten Quartal 2015 von rund 0,1 Mrd €. Die wesentlichen Vermögenswerte und Schulden des als Abgangsgruppe in der globalen Einheit Exploration & Produktion geführten britischen E&P-Geschäfts betreffen zum 31. Dezember 2015 Goodwill (0,1 Mrd €), sonstige Vermögenswerte (0,8 Mrd €) sowie Schulden (0,6 Mrd €). Der Vollzug der Transaktion wird für das zweite Quartal 2016 erwartet.

Für das E&P-Geschäft in der Nordsee waren aufgrund der Konkretisierung des Veräußerungsprozesses bereits im dritten Quartal 2015 Werthaltigkeitsprüfungen für Vermögenswerte vorzunehmen. Aus diesen Prüfungen ergab sich ein Wertminderungsbedarf in Höhe von rund 1 Mrd €, gegenläufig waren passive latente Steuern in Höhe von rund 0,6 Mrd € ergebniswirksam aufzulösen. Darüber hinaus wurde der den Aktivitäten zuzurechnende Goodwill von rund 0,8 Mrd € zum 30. September 2015 um rund 0,6 Mrd € wertgemindert (siehe auch Textziffer 14).

Enovos International S.A.

E.ON hat im Dezember 2015 einen Vertrag über den Verkauf ihrer 10-prozentigen Anteile an der Enovos International S.A., Esch-sur-Alzette, Luxemburg, – gemeinsam mit der RWE AG, die ihren 18,4-prozentigen Anteil ebenfalls veräußert – an ein Bieterkonsortium unter der Führung des Großherzogtums Luxemburg und der unabhängigen privaten Investmentgesellschaft Ardian, Paris, Frankreich, unterzeichnet. Der Buchwert der 10-prozentigen Beteiligung, die in der Einheit Globaler Handel ausgewiesen wurde, belief sich zum 31. Dezember 2015 auf rund 0,1 Mrd €.

Die Transaktion steht unter dem Vorbehalt der Zustimmung des Stadtrats der Stadt Luxemburg, des Aufsichtsrats der RWE AG sowie der zuständigen Kartellbehörden. Der Abschluss der Transaktion wird für das erste Quartal 2016 erwartet. Über die Höhe des Kaufpreises wurde Stillschweigen vereinbart.

AS Latvijas Gāze

Mit Vertrag vom 22. Dezember 2015 hat E.ON den Verkauf von 28,974 Prozent der Anteile an ihrer assoziierten Beteiligung AS Latvijas Gāze, Riga, Lettland an die luxemburgische Gesellschaft Marguerite Gas I S.à r.l. vereinbart. Der Buchwert der Beteiligung, die in der globalen Einheit Globaler Handel ausgewiesen wird, betrug zum 31. Dezember 2015 rund 0,1 Mrd €. Aus der Transaktion, die im Januar 2016 vollzogen wurde, resultierte bei einem Kaufpreis von rund 0,1 Mrd € ein geringfügiges Abgangsergebnis.

Netzanbindungsinfrastruktur des Humber-Windparks

E.ON ist nach dem Bau sowie der Inbetriebnahme des Offshore-Windparks Humber Gateway in der britischen Nordsee aufgrund regulatorischer Vorschriften verpflichtet, die zugehörige Netzanbindungsinfrastruktur, die von der E.ON Climate & Renewables Humber Wind Ltd. (Humber Wind), Coventry, Großbritannien, gehalten wird, an ein unabhängiges Drittunternehmen zu veräußern. Da der Veräußerungsprozess eingeleitet wurde und der Vollzug im Geschäftsjahr 2016 erwartet wird, ist die Netzanbindungsinfrastruktur unter den zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten ausgewiesen. Der Buchwert zum 31. Dezember 2015 belief sich auf rund 0,2 Mrd €.

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 Gaskunden 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 war, wurden die spanischen Erzeugungsaktivitäten der Segmente Erzeugung sowie Erneuerbare Energien zum 30. 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 im Jahr 2014 zu einem Goodwill-Impairment in Höhe von rund 0,3 Mrd €.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die wesentlichen Posten der Gewinn- und Verlustrechnung der als nicht fortgeführte Aktivitäten ausgewiesenen regionalen Einheit Spanien:

Gewinn- und Verlustrechnung – E.ON Spanien (Kurzfassung)[1)]

in Mio €	2015	2014
Umsatzerlöse	324	1.085
Sonstige Erträge/Aufwendungen, netto	-284	-1.292
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	**40**	**-207**
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	–	7
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	**40**	**-200**

1) Darin ist das Entkonsolidierungsergebnis nicht enthalten.

Aus dem Vollzug der Transaktion am 25. März 2015 resultierte ein geringfügiger Abgangsverlust. Die abgegangenen Vermögenswerte und Schulden der als nicht fortgeführte Aktivitäten ausgewiesenen regionalen Einheit betrafen das Sachanlagevermögen (1,0 Mrd €), das Umlaufvermögen (0,5 Mrd €) sowie Rückstellungen (0,2 Mrd €) und Verbindlichkeiten (0,7 Mrd €). Die wesentlichen Vermögenswerte der als Abgangsgruppe geführten Erzeugungsaktivitäten bezogen sich auf Sachanlagevermögen (1,1 Mrd €), immaterielle Vermögenswerte und Goodwill (0,4 Mrd €), Finanzanlagen (0,1 Mrd €) sowie Umlaufvermögen (0,4 Mrd €). Die Passiva beinhalteten im Wesentlichen Rückstellungen (0,2 Mrd €) und Verbindlichkeiten (0,4 Mrd €).

E.ON in Italien

Vor dem Hintergrund der Konkretisierung ihrer 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.

Durch die Konkretisierung des Veräußerungsprozesses war auch eine Überprüfung der Bewertung der italienischen Aktivitäten auf Basis der zu erwartenden Veräußerungserlöse vorzunehmen. Hieraus resultierte zum 31. Dezember 2014 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.

Im Februar 2015 wurde eine vertragliche Vereinbarung mit F2i SGR S.p.A., Mailand, Italien, zur Veräußerung der im Segment Erneuerbare Energien ausgewiesenen Aktivitäten im Bereich Solar unterzeichnet und vollzogen. Die wesentlichen Bilanzposten betrafen das Sachanlagevermögen (0,1 Mrd €). Wesentliche Passiva lagen nicht vor. Aus dem Vollzug der Transaktion resultierte ein geringfügiger Abgangsgewinn.

Der Abschluss der Veräußerung der als Abgangsgruppe ausgewiesenen italienischen Stromerzeugung auf Kohle- und Gasbasis ist im Juli 2015 erfolgt. Aus der Entkonsolidierung resultierte ein geringfügiges Abgangsergebnis. Die abgegangenen Vermögenswerte und Schulden betrafen das Sachanlagevermögen (0,3 Mrd €), das Umlaufvermögen (0,2 Mrd €) sowie Schulden (0,5 Mrd €).

Zudem hat E.ON im August 2015 mit ERG Power Generation S.p.A. (ERG), Genua, Italien, eine Vereinbarung zum Verkauf der Wasserkraftaktivitäten zu einem Kaufpreis von rund 1,0 Mrd € unterzeichnet. Der Vollzug dieser Vereinbarung, aus der ein geringfügiger Abgangserfolg resultierte, erfolgte im Dezember 2015. Die wesentlichen Vermögenswerte und Schulden der als Abgangsgruppe geführten Aktivitäten der globalen Einheit Erneuerbare Energien betrafen das Sachanlagevermögen (0,5 Mrd €) und immaterielles Vermögen (0,5 Mrd €), Umlaufvermögen (0,1 Mrd €) sowie Schulden (0,2 Mrd €).

Ebenfalls im August 2015 hat E.ON entschieden, das von der regionalen Einheit Italien geführte Vertriebsgeschäft im Strom- und Gasgeschäft weiterzuentwickeln. Daher waren aufgrund der Aufgabe des Veräußerungsplans im dritten Quartal 2015 die gesondert ausgewiesenen Vermögenswerte und Schulden sowie die Ergebnisse der nicht fortgeführten Aktivitäten wieder in den einzelnen Posten in der Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung auszuweisen und die Kapitalflussrechnung war entsprechend anzupassen. Aus dieser Rückgliederung ergaben sich keine wesentlichen Auswirkungen auf das Konzernergebnis.

Esperanto Infrastructure

E.ON hat Ende März 2015 mit dem schwedischen Investmentfonds EQT einen Vertrag zur Veräußerung des restlichen Anteils in Höhe von 49 Prozent an der Esperanto Infrastructure unterschrieben. Der Buchwert der in der regionalen Einheit Deutschland ausgewiesenen Aktivität im Bereich Energy from Waste belief sich auf 0,2 Mrd €. Der Vertrag wurde Ende April 2015 vollzogen. Daraus resultierte ein Abgangsgewinn von rund 0,1 Mrd €.

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 ihrer 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 belief sich zum 31. Dezember 2014 auf rund 0,5 Mrd €.

Aus der Transaktion, die Ende Dezember 2014 vollzogen wurde, resultierte ein Veräußerungsgewinn von knapp 0,1 Mrd €. E.ON hält damit weiterhin Anteile in Höhe von 20 Prozent und bleibt Betreiber der Windparks.

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 €.

(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 2015 lag der Umsatz mit 116 Mrd € rund 3 Prozent über dem Vorjahresniveau. Diese Erhöhung resultierte im Wesentlichen aus einem mengenbedingten Gasumsatzanstieg bei der Einheit Globaler Handel.

Die Aufteilung der Umsatzerlöse nach Segmenten findet sich in Textziffer 33.

(6) Andere aktivierte Eigenleistungen

Andere aktivierte Eigenleistungen belaufen sich auf 478 Mio € (2014: 345 Mio €) und resultieren im Wesentlichen aus aktivierten Leistungen im Zusammenhang mit IT-Projekten, Engineering-Leistungen im Netzbereich und Neubauprojekten.

(7) Sonstige betriebliche Erträge und Aufwendungen

Die sonstigen betrieblichen Erträge setzen sich wie folgt zusammen:

Sonstige betriebliche Erträge

in Mio €	2015	2014
Erträge aus Währungskursdifferenzen	3.300	2.437
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	6.840	6.210
Erträge aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren	528	872
Zuschreibungen im Anlagevermögen	404	54
Erträge aus dem Abgang von Sachanlagevermögen	107	111
Übrige	2.032	1.296
Summe	**13.211**	**10.980**

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 1.943 Mio € (2014: 1.747 Mio €) sowie aus Fremdwährungsforderungen und -verbindlichkeiten in Höhe von 738 Mio € (2014: 359 Mio €). Zusätzlich dazu ergeben sich Effekte aus der Stichtagskursumrechnung in Höhe von 619 Mio € (2014: 331 Mio €).

Die Aufwendungen und Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten betreffen die Fair-Value-Bewertung aus Derivaten nach IAS 39. Wesentliche Auswirkungen ergeben sich hier insbesondere aus den Commodity-Derivaten und dabei im Geschäftsjahr 2015 vor allem aus der Veränderung der zu Marktwerten bilanzierten gas-, kohle- und strombezogenen sowie sonstigen Derivate. Im Vorjahr ergaben sich Effekte insbesondere aus den strom-, emissionsrecht- und gasbezogenen Derivaten.

Bei den Zuschreibungen im Anlagevermögen in Höhe von 404 Mio € (2014: 54 Mio €) handelt es sich im Wesentlichen um Rücknahmen von Impairments aus den Vorjahren in Italien in Höhe von 43 Mio € (2014: 0 Mio €) und Großbritannien in Höhe von 283 Mio € (2014: 0 Mio €).

In den Erträgen aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren sind im Wesentlichen Erträge aus der Veräußerung der Esperanto Infrastructure in Höhe von 78 Mio € und der E&P-Norge-Anteile in Höhe von 42 Mio € sowie Kaufpreisanpassungen der im Jahr 2013 veräußerten Stromaktivitäten in Finnland (Fennovoima) in Höhe von 35 Mio € enthalten. Im Vorjahr fielen Erträge in Höhe von 144 Mio € aus der Abgabe der Erdgasversorgung Thüringen, dem Abgang von Rødsand 2 in Höhe von 128 Mio €, der Veräußerung der Stadtwerke Prag in Höhe von 90 Mio € sowie der Veräußerung der Anteile an der Gasum Oy in Höhe von 69 Mio € an.

Aus dem Verkauf von Wertpapieren wurden 266 Mio € (2014: 203 Mio €) erzielt.

In den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen sind im Jahr 2015 Weiterbelastungen von Personal- und Serviceleistungen, Erstattungen, Auflösungen von Wertberichtigungen auf Ausleihungen und Forderungen sowie gegenüber dem Vorjahr höhere Erträge von Minderheitsgesellschaftern aus Weiterbelastungen im Rahmen von Cost-plus-Fee-Vereinbarungen enthalten.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen setzen sich folgendermaßen zusammen:

Sonstige betriebliche Aufwendungen

in Mio €	2015	2014
Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen	3.587	2.937
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	6.055	5.305
Sonstige Steuern	336	351
Verluste aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren	86	30
Übrige	4.073	3.289
Summe	**14.137**	**11.912**

Die Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen enthalten im Wesentlichen realisierte Aufwendungen aus Währungsderivaten in Höhe von 1.928 Mio € (2014: 1.621 Mio €) sowie aus Fremdwährungsforderungen und -verbindlichkeiten in Höhe von 867 Mio € (2014: 575 Mio €). Zusätzlich dazu ergaben sich Effekte aus der Stichtagskursumrechnung in Höhe von 792 Mio € (2014: 741 Mio €).

In den übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind Konzessionsabgaben in Höhe von 315 Mio € (2014: 243 Mio €), externe Beratungs- und Prüfungskosten in Höhe von 263 Mio € (2014: 222 Mio €), Werbe- und Marketingaufwendungen in Höhe von 174 Mio € (2014: 139 Mio €) sowie Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen in Höhe von 332 Mio € (2014: 313 Mio €), Mieten und Pachten in Höhe von 227 Mio (2014: 250 Mio €) sowie weitere Fremdleistungen in Höhe von 609 Mio (2014: 484 Mio €) enthalten. Des Weiteren werden hier unter anderem IT- Aufwendungen, Versicherungsprämien und Reisekosten sowie im Jahr 2015 höhere Wertberichtigungen auf Darlehensforderungen ausgewiesen.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen aus Explorationstätigkeit beliefen sich auf 48 Mio € (2014: 49 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 Anstieg um 4 Mrd € auf 104 Mrd € (2014: 100 Mrd €). Ursache hierfür war ein höherer Aufwand für die Gasbeschaffung bei der Einheit Globaler Handel.

Materialaufwand

in Mio €	2015	2014
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren	101.457	96.996
Aufwendungen für bezogene Leistungen	2.754	2.920
Summe	**104.211**	**99.916**

(9) Finanzergebnis

Das Finanzergebnis setzt sich wie folgt zusammen:

Finanzergebnis

in Mio €	2015	2014
Erträge aus Beteiligungen	74	107
Wertminderungen/Zuschreibungen auf sonstige Finanzanlagen	-84	-91
Beteiligungsergebnis	**-10**	**16**
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge[1)]	697	881
Available-for-Sale	*421*	*300*
Loans and Receivables	*122*	*170*
Held-for-Trading	*38*	*41*
Sonstige Zinserträge	*116*	*370*
Zinsen und ähnliche Aufwendungen[1)]	-2.027	-2.692
Amortized Cost	*-778*	*-1.070*
Held-for-Trading	*-47*	*-46*
Sonstige Zinsaufwendungen	*-1.202*	*-1.576*
Zinsergebnis	**-1.330**	**-1.811**
Finanzergebnis	**-1.340**	**-1.795**

1) Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf Textziffer 1 verwiesen.

Die Verbesserung des Finanzergebnisses gegenüber dem Vorjahr beruht im Wesentlichen auf der geringeren Belastung durch Zinssatzänderungen der sonstigen langfristigen Rückstellungen. Zudem wurde das Finanzergebnis im Vorjahr durch Einmaleffekte (im Zusammenhang mit der Zahlung von Vorfälligkeitsentschädigungen und Auflösung von Rückstellungen) beeinflusst.

Die sonstigen Zinserträge enthalten überwiegend Erträge aus Leasingforderungen (Finanzierungsleasing) und Erträge aus Spezialfonds. In den sonstigen Zinsaufwendungen ist die Aufzinsung von Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen in Höhe von 878 Mio € (2014: 882 Mio €) enthalten. Außerdem wurde die Netto-Zinsbelastung aus Pensionsrückstellungen mit einem Betrag von 115 Mio € in den sonstigen Zinsaufwendungen berücksichtigt (2014: 93 Mio €). Im Geschäftsjahr 2015 wurden keine Anleihen vorzeitig zurückgezahlt. Dementsprechend wurden auch keine Vorfälligkeitsentschädigungen (2014: 136 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 -9 Mio € (2014: 22 Mio €).

Die Zinsaufwendungen sind um die aktivierten Fremdkapitalzinsen in Höhe von 179 Mio € (2014: 162 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 2015 und 2014 setzen sich die Steuern vom Einkommen und vom Ertrag einschließlich der latenten Steuern wie folgt zusammen:

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

in Mio €	2015	2014
Inländische Ertragsteuern	-600	-349
Ausländische Ertragsteuern	221	303
Übrige Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	–	–
Laufende Ertragsteuern	**-379**	**-46**
Inland	1.600	654
Ausland	-386	-38
Latente Steuern	**1.214**	**616**
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	**835**	**570**

Der Steueraufwand beträgt 0,8 Mrd € gegenüber 0,6 Mrd € im Vorjahr. Trotz des negativen Ergebnisses vor Steuern ergibt sich im Jahr 2015 ein Steueraufwand und damit verbunden eine negative Steuerquote von 15 Prozent (2014: 24 Prozent). Nicht steuerentlastende Abschreibungsbeträge sowie wesentliche Effekte aus der Wertänderung aktiver latenter Steuern waren im Jahr 2015 die entscheidenden Gründe für die Veränderung der Steuerquote.

Von den laufenden Ertragsteuern entfällt ein Betrag von -963 Mio € auf Vorperioden (2014: -712 Mio €).

Die latenten Steuern resultieren aus der Veränderung von temporären Differenzen in Höhe von 695 Mio € (2014: 43 Mio €) und von Verlustvorträgen in Höhe von 498 Mio € (2014: 519 Mio €) sowie aus Steuergutschriften in Höhe von 21 Mio € (2014: 54 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 53 Mio € (2014: 78 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 5 Mio € passive latente Steuern bilanziert (2014: 27 Mio €). Passive latente Steuern für Tochtergesellschaften und assoziierte Unternehmen wurden insoweit nicht bilanziert, als die Gesellschaft den Umkehreffekt 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 466 Mio € (2014: 261 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 führten insgesamt zu einem Steuerertrag in Höhe von 53 Mio € (2014: 5 Mio € Steueraufwand).

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 im Vorjahr auf einen Steuerertrag von 7 Mio €.

Die Vorjahreswerte wurden ebenfalls aufgrund des Ausweises von nicht fortgeführten Aktivitäten (vergleiche hierzu auch Textziffer 4) angepasst.

Der im Vergleich zum Vorjahr unveränderte, in Deutschland anzuwendende Ertragsteuersatz von 30 Prozent setzt sich zusammen aus Körperschaftsteuer (15 Prozent), Gewerbesteuer (14 Prozent) und Solidaritätszuschlag (1 Prozent). Die Unterschiede zum effektiven Steuersatz lassen sich wie folgt herleiten:

Überleitungsrechnung zum effektiven Steueraufwand/-satz

	2015		2014	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern	**-5.543**	**100,0**	**-2.398**	**100,0**
Erwartete Ertragsteuern	-1.663	30,0	-719	30,0
Unterschied zu ausländischen Steuersätzen	-58	1,0	-87	3,6
Änderungen des Steuersatzes/Steuerrechts	-53	1,0	5	-0,2
Steuereffekte auf steuerfreies Einkommen	-193	3,5	-171	7,1
Steuereffekte auf Ergebnisse aus at equity bewerteten Unternehmen	-83	1,5	88	-3,7
Steuereffekte aus Goodwill-Impairment und Badwill-Auflösung	1.582	-28,5	37	-1,5
Steuereffekte aus Wertänderungen und Nichtansatz von latenten Steuern	1.357	-24,5	1.910	-79,7
Steuereffekte aus anderen Ertragsteuern	-138	2,5	107	-4,5
Steuereffekte aus periodenfremden Ertragsteuern	12	-0,2	-649	27,1
Sonstiges	72	-1,4	49	-2,0
Effektiver Steueraufwand/-satz	**835**	**-15,1**	**570**	**-23,8**

Es ergeben sich die in der folgenden Tabelle dargestellten aktiven und passiven latenten Steuern zum 31. Dezember 2015 und 2014:

Aktive und passive latente Steuern

in Mio €	31. Dezember 2015 Aktiv	31. Dezember 2015 Passiv	31. Dezember 2014 Aktiv	31. Dezember 2014 Passiv
Immaterielle Vermögenswerte	439	898	294	1.007
Sachanlagen	325	3.378	264	4.280
Finanzanlagen	162	360	159	521
Vorräte	47	23	25	105
Forderungen	766	6.910	707	5.708
Rückstellungen	6.262	2.077	7.810	2.255
Verbindlichkeiten	6.536	1.248	5.698	1.180
Verlustvorträge	1.887	–	2.488	–
Steuergutschriften	18	–	13	–
Sonstige	786	319	651	913
Zwischensumme	**17.228**	**15.213**	**18.109**	**15.969**
Wertänderung	-3.574	–	-1.688	–
Latente Steuern (brutto)	**13.654**	**15.213**	**16.421**	**15.969**
Saldierung	-9.558	-9.558	-10.249	-10.249
Latente Steuern (netto)	**4.096**	**5.655**	**6.172**	**5.720**
davon kurzfristig	*2.155*	*2.003*	*1.776*	*1.841*

Von den ausgewiesenen latenten Steuern sind insgesamt -685 Mio € direkt dem Eigenkapital belastet worden (2014: Belastung -1.789 Mio €). Darüber hinaus sind 49 Mio € laufende Ertragsteuern (2014: 45 Mio €) direkt im Eigenkapital erfasst.

Die im Other Comprehensive Income erfassten Veränderungen der Ertragsteuern für die Jahre 2015 und 2014 gliedern sich wie folgt auf:

Ertragsteuern auf Bestandteile des Other Comprehensive Income

	2015			2014		
in Mio €	vor Ertragsteuern	Ertragsteuern	nach Ertragsteuern	vor Ertragsteuern	Ertragsteuern	nach Ertragsteuern
Cashflow Hedges	151	-287	-136	-718	211	-507
Weiterveräußerbare Wertpapiere	-498	3	-495	-262	-48	-310
Währungsumrechnungsdifferenz	-142	-144	-286	-2.530	77	-2.453
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen	1.323	-680	643	-3.299	942	-2.357
At equity bewertete Unternehmen	-150	3	-147	-53	3	-50
Summe	**684**	**-1.105**	**-421**	**-6.862**	**1.185**	**-5.677**

Die erklärten steuerlichen Verlustvorträge am Jahresende setzen sich wie folgt zusammen:

Steuerliche Verlustvorträge

	31. Dezember	
in Mio €	2015	2014
Inländische Verlustvorträge	6.446	7.730
Ausländische Verlustvorträge	9.806	8.699
Summe	**16.252**	**16.429**

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 2.231 Mio € (2014: 2.958 Mio €) und gewerbesteuerlicher Verlustvorträge in Höhe von 4.215 Mio € (2014: 4.772 Mio €). Die ausländischen Verlustvorträge setzen sich aus körperschaftsteuerlichen Verlustvorträgen in Höhe von 7.359 Mio € (2014: 5.616 Mio €) und lokaler Ertragsteuer in Höhe von 2.447 Mio € (2014: 3.083 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 7.144 Mio € (2014: 5.367 Mio €) latente Steuern nicht (mehr) angesetzt. Im Inland wurden auf zeitlich unbegrenzt nutzbare körperschaftsteuerliche Verlustvorträge von 2.132 Mio € (2014: 3.424 Mio €) und auf gewerbesteuerliche Verlustvorträge von 4.004 Mio € (2014: 3.888 Mio €) aktive latente Steuern nicht mehr angesetzt. Auf temporäre Differenzen in Höhe von 802 Mio € (2014: 418 Mio €) wurden keine latenten Steueransprüche angesetzt.

Zum 31. Dezember 2015 beziehungsweise zum 31. Dezember 2014 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 193 Mio € beziehungsweise 3.050 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 €	2015	2014
Löhne und Gehälter	3.167	3.231
Soziale Abgaben	511	512
Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	499	404
für Altersversorgung	*493*	*397*
Summe	**4.177**	**4.147**

Der Personalaufwand erhöhte sich um 30 Mio € auf 4.177 Mio € (2014: 4.147 Mio €). Der Anstieg resultiert im Wesentlichen aus höheren Aufwendungen für die betriebliche Altersversorgung, die nur teilweise durch gegenüber dem Vorjahr geringere Aufwendungen aus Restrukturierungsprogrammen sowie damit verbundene Einsparungen kompensiert werden.

Aktienbasierte Vergütung

Für aktienbasierte Vergütungen (Mitarbeiteraktienprogramme in Deutschland und Großbritannien, E.ON Share Performance Plan, E.ON Share Matching Plan sowie mehrjährige Tantieme) sind im Jahr 2015 Aufwendungen in Höhe von 31,1 Mio € (2014: 50,8 Mio €) entstanden.

Mitarbeiteraktienprogramm

Im Jahr 2015 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 derzeit einen Zuschuss von regulär 390 € zu den von ihnen zum Stichtag 19. November 2015 gezeichneten Aktien, die gestaffelt in fünf Paketen angeboten werden. Aufgrund der geplanten Abspaltung von Uniper wird das Mitarbeiteraktienprogramm im Jahr 2016 nicht durchgeführt. Zum Ausgleich wurde den Mitarbeitern im Jahr 2015 ein zusätzlicher Zuschuss zum Erwerb der Aktien gewährt. Nach Abschluss der Abspaltung und Börsennotierung der Uniper AG ist geplant, das Mitarbeiteraktienprogramm im Jahr 2017 mit vergleichbaren Regelungen wie bis zum Jahr 2014 wieder aufzunehmen. In Abhängigkeit vom erworbenen Aktienpaket betrug der Eigenanteil im Jahr 2015 mindestens 510 € und höchstens 1.560 €. Der maßgebliche Kurs der E.ON-Aktie zum Stichtag betrug 8,90 €. In Abhängigkeit von der gezeichneten Anzahl der Aktien ergaben sich Vorzugspreise zwischen 4,51 € und 5,78 € (2014: zwischen 7,09 € und 10,66 €). Die Sperrfrist für diese Aktien endet am 31. Dezember 2017. Der durch Gewährung der Vorzugspreise entstandene Aufwand von 5,5 Mio € (2014: 4,6 Mio €) wird in dem Posten „Löhne und Gehälter" als Personalaufwand erfasst.

Im Rahmen des freiwilligen Mitarbeiteraktienprogramms wurden in Deutschland im Jahr 2015 insgesamt 1.419.934 Aktien beziehungsweise 0,07 Prozent des Grundkapitals der E.ON SE über die Börse erworben und an die Mitarbeiter ausgegeben (2014: Entnahme von 919.064 Aktien beziehungsweise 0,05 Prozent des Grundkapitals der E.ON SE aus dem Bestand eigener Aktien).

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 2015 2,1 Mio € (2014: 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, über den im Jahr 2013 eingeführten E.ON Share Matching Plan und über die im Jahr 2015 eingeführte mehrjährige Tantieme 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 letzten im Jahr 2015 unter diesen Planbedingungen aktiven Tranche lauten wie folgt:

E.ON Share Performance-Rechte

	7. Tranche
Ausgabedatum	1. Jan. 2012
Laufzeit	4 Jahre
Zielwert bei Ausgabe	17,10 €
Maximaler Auszahlungsbetrag	42,75 €

Für die Bilanzierung wird der 60-Tages-Durchschnitt der E.ON-Aktie zum Bilanzstichtag als Fair Value herangezogen. Zum Bilanzstichtag beträgt die Rückstellung 14,4 Mio € (2014: 31,8 Mio €). Der Aufwand für die siebte Tranche betrug im Geschäftsjahr 2015 1,0 Mio € (2014: 12,4 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 Gesamtzielerreichung des Begünstigten aus dem Vorjahr multipliziert wird. Der Ausgangsbetrag wird in virtuelle Aktien umgerechnet und ist sofort unverfallbar. In den USA erfolgte im Jahr 2015 erstmals die Gewährung virtueller Aktien in Höhe des Ausgangsbetrags. 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.

Im Jahr 2015 – im Rahmen der dritten Tranche – wurden virtuelle Aktien im Rahmen des Basis-Matchings und des Performance-Matchings nur an Mitglieder des Vorstands der E.ON SE gewährt. Führungskräften wurde stattdessen eine mehrjährige Tantieme zugesagt, deren Bedingungen weiter unten dargestellt sind.

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 Planteilnehmer 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 2015 unter diesen Planbedingungen aktiven Tranchen lauten wie folgt:

E.ON Share Matching virtuelle Aktien

	3. Tranche	2. Tranche	1. Tranche
Ausgabedatum	1. Apr. 2015	1. Apr. 2014	1. Apr. 2013
Laufzeit	4 Jahre	4 Jahre	4 Jahre
Zielwert bei Ausgabe	13,63 €	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, zweite und dritte Tranche des E.ON Share Matching Plans 52,7 Mio € (2014: 40,6 Mio €). Der Aufwand für die erste, zweite und dritte Tranche betrug im Geschäftsjahr 2015 15,8 Mio € (2014: 31,9 Mio €).

Mehrjährige Tantieme

Im Jahr 2015 sagte E.ON den Führungskräften, denen nach den zuvor üblichen Gepflogenheiten virtuelle Aktien im Rahmen des Basis-Matchings und des Performance-Matchings gewährt worden wären, eine mehrjährige Tantieme mit vierjähriger Laufzeit zu. Der Zielwert der mehrjährigen Tantieme wurde den Begünstigten jeweils individuell mitgeteilt.

Die Auszahlungshöhe der mehrjährigen Tantieme hängt zunächst davon ab, ob der Berechtigte nach der geplanten Abspaltung der Uniper AG im E.ON-Konzern oder im Uniper-Konzern tätig ist. Für Führungskräfte im E.ON-Konzern entspricht die Auszahlung dem Zielwert, wenn der Kurs der E.ON-Aktie am Ende der Laufzeit gleich dem Kurs der E.ON-Aktie nach der Abspaltung ist. Für Führungskräfte im Uniper-Konzern entspricht die Auszahlung dem Zielwert, wenn der Kurs der Uniper-Aktie am Ende der Laufzeit gleich dem Kurs der Uniper-Aktie nach der Abspaltung ist. Für den Fall, dass der Aktienkurs am Ende der Laufzeit höher oder niedriger als der Kurs nach der Abspaltung ist, erhöht oder vermindert sich der Auszahlungsbetrag gegenüber dem Zielwert im gleichen Verhältnis wie die Kursänderung, wobei eine Erhöhung maximal bis zur doppelten Höhe des Zielwerts möglich ist.

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. Dabei gilt jedoch die geplante Abspaltung der Uniper AG nicht als Change of Control. Wird das Dienst- oder Anstellungsverhältnis aus Gründen, die in der Sphäre des Begünstigten liegen, vor Ende der Laufzeit beendet, besteht kein Anspruch auf Auszahlung.

Sowohl die Ermittlung des Aktienkurses nach der Abspaltung 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.

Für die Bilanzierung wird, solange die geplante Abspaltung der Uniper AG noch nicht erfolgt ist, der Zielwert als Grundlage herangezogen.

Zum Bilanzstichtag beträgt die Rückstellung für die mehrjährige Tantieme 6,0 Mio €. Der Aufwand betrug im Geschäftsjahr 2015 6,7 Mio €.

Mitarbeiter

Im Berichtsjahr beschäftigte E.ON durchschnittlich 56.923 Mitarbeiter (2014: 59.538). Dabei sind durchschnittlich 1.178 (2014: 1.321) Auszubildende nicht berücksichtigt.

Nach Segmenten setzt sich die Mitarbeiterzahl wie folgt zusammen:

Mitarbeiter[1)]

	2015	2014
Erzeugung	6.520	8.262
Erneuerbare Energien	1.606	1.699
Globaler Handel	1.248	1.264
Exploration & Produktion	243	234
Deutschland	11.506	12.000
Weitere EU-Länder[2)]	24.823	25.345
Nicht-EU-Länder	5.209	5.232
Konzernleitung/Sonstige[3)]	5.768	5.502
Summe	**56.923**	**59.538**

1) ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende
2) ohne die als nicht fortgeführte Aktivitäten ausgewiesenen spanischen 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 2015 abgegeben und den Aktionären auf der Internetseite der Gesellschaft (www.eon.com) dauerhaft öffentlich zugänglich gemacht.

Honorare und Dienstleistungen des Abschlussprüfers

Für die in den Geschäftsjahren 2015 und 2014 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 €	2015	2014
Abschlussprüfung	22	21
Inland	*15*	*13*
Sonstige Bestätigungsleistungen	20	21
Inland	*15*	*18*
Steuerberatungsleistungen	1	1
Inland	–	–
Sonstige Leistungen	2	1
Inland	*2*	–
Summe	**45**	**44**
Inland	*32*	*31*

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 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 €	2015	2014
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	-6.378	-2.968
Abzüglich: Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-620	-25
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	**-6.998**	**-2.993**
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	1	-162
Abzüglich: Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-2	-5
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	**-1**	**-167**
Konzernüberschuss/-fehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE	**-6.999**	**-3.160**
in €		
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)		
aus fortgeführten Aktivitäten	-3,60	-1,55
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	0,00	-0,09
aus Konzernüberschuss/-fehlbetrag	**-3,60**	**-1,64**
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück	1.944	1.923

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 1. Jan. 2015	Währungsunterschiede	Veränderungen Konsolidierungskreis	Zugänge	Abgänge	Umbuchungen	31. Dez. 2015
Goodwill	**12.324**	**174**	**-555**	**0**	**0**	**0**	**11.943**
Marketingbezogene immaterielle Vermögenswerte	2	–	–	–	–	–	2
Kundenbezogene immaterielle Vermögenswerte	591	5	167	–	-47	1	717
Vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte	4.657	-106	-19	84	-17	65	4.664
Technologiebezogene immaterielle Vermögenswerte	740	5	21	53	-56	32	795
Selbst erstellte immaterielle Vermögenswerte	155	2	–	24	-15	46	212
Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer	**6.145**	**-94**	**169**	**161**	**-135**	**144**	**6.390**
Immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmbarer Nutzungsdauer	1.454	9	-451	1.532	-1.684	-36	824
Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögenswerte	223	13	23	362	-8	-287	326
Immaterielle Vermögenswerte	**7.822**	**-72**	**-259**	**2.055**	**-1.827**	**-179**	**7.540**
Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte	2.690	42	89	21	-126	-1	2.715
Bauten	6.674	-47	80	297	-507	60	6.557
Technische Anlagen und Maschinen	79.488	932	-1.427	2.830	-6.532	2.860	78.151
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	1.410	10	-14	91	-183	15	1.329
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	6.441	125	16	1.010	-486	-2.838	4.268
Sachanlagen	**96.703**	**1.062**	**-1.256**	**4.249**	**-7.834**	**96**	**93.020**

Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2015

in Mio €	Erzeugung	Erneuerbare Energien[5]	Globaler Handel	Exploration & Produktion	Deutschland	Weitere EU-Länder	Russland[6]	Konzernleitung/ Konsolidierung	E.ON-Konzern
Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2015	**4.321**	**1.698**	**1.084**	**1.808**	**796**	**1.248**	**857**	**0**	**11.812**
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	-87	-61	–	–	–	–	–	–	-148
Wertminderungen	-4.454	-38	–	-57	–	-25	-212	–	-4.786
Sonstige Veränderungen[1]	220	167	1	-834	–	67	-58	–	-437
Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2015	**0**	**1.766**	**1.085**	**917**	**796**	**1.290**	**587**	**0**	**6.441**
Wachstumsrate (in %)[2, 3]	0,0	1,5-2,0	1,5	–	1,5	–	4,0	–	–
Kapitalkosten (in %)[2, 3]	5,2-6,4	4,0-5,5	5,4	10,8	4,3	–	17,2	–	–
Sonstiges Anlagevermögen[4]									
Wertminderungen	-1.731	-244	-258	-1.026	-36	-41	-26	–	-3.362
Zuschreibungen	334	–	45	–	4	55	7	4	449

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 Abgangsgruppen enthalten (vergleiche hierzu auch Seite 147).
2) Wachstumsrate und Kapitalkosten für ausgewählte Cash Generating Units, deren jeweiliger Goodwill im Vergleich zum Buchwert des gesamten Goodwills wesentlich ist
3) Exploration & Produktion: Wachstumsrate und Kapitalkosten ausschließlich bezogen auf Exploration & Produktion Russland
4) Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen.
5) Das Segment Erneuerbare Energien besteht aus den beiden Cash Generating Units EC&R und Hydro. Die Netto-Buchwerte des Goodwills zum 31. Dezember 2015 betragen 1.359 Mio € beziehungsweise 407 Mio €.
6) Wachstumsrate und Kapitalkosten vor Steuern und in lokaler Währung

	Kumulierte Abschreibungen									Netto-Buchwerte
	1. Jan. 2015	Währungsunterschiede	Veränderungen Konsolidierungskreis	Zugänge	Abgänge	Umbuchungen	Wertminderungen	Zuschreibungen	31. Dez. 2015	31. Dez. 2015
	-512	**32**	**-236**	**0**	**0**	**0**	**-4.786**	**0**	**-5.502**	**6.441**
	-2	–	–	–	–	–	–	–	-2	0
	-342	-3	-167	-42	47	–	–	34	-473	244
	-1.615	20	16	-153	5	-1	-77	–	-1.805	2.859
	-571	-5	-26	-76	55	–	–	8	-615	180
	-81	-2	-1	-49	13	–	–	–	-120	92
	-2.611	**10**	**-178**	**-320**	**120**	**-1**	**-77**	**42**	**-3.015**	**3.375**
	-307	4	280	–	97	–	-137	45	-18	806
	-22	-2	-5	1	–	–	-14	–	-42	284
	-2.940	**12**	**97**	**-319**	**217**	**-1**	**-228**	**87**	**-3.075**	**4.465**
	-411	-4	1	-6	11	–	-36	4	-441	2.274
	-4.082	-14	-58	-156	457	4	-113	3	-3.959	2.598
	-48.815	-499	86	-2.486	6.300	-138	-2.762	348	-47.966	30.185
	-1.037	-9	10	-109	175	3	-1	–	-968	361
	-1.085	-7	–	-7	395	230	-222	7	-689	3.579
	-55.430	**-533**	**39**	**-2.764**	**7.338**	**99**	**-3.134**	**362**	**-54.023**	**38.997**

Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2015 – Darstellung Weitere EU-Länder

in Mio €	Großbritannien	Schweden	Tschechien	Ungarn	Übrige regionale Einheiten	Weitere EU-Länder
Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2015	**962**	**121**	**50**	**0**	**115**	**1.248**
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	–	–	–	–	–	–
Wertminderungen	–	–	–	–	-25	-25
Sonstige Veränderungen[1)]	59	3	3	–	2	67
Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2015	**1.021**	**124**	**53**	**0**	**92**	**1.290**
Sonstiges Anlagevermögen[2)]						
Wertminderungen	-1	-4	–	-5	-31	-41
Zuschreibungen	1	8	–	–	46	55

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 Abgangsgruppen enthalten (vergleiche hierzu auch Seite 147).
2) Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen.

Goodwill, immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen

in Mio €	Anschaffungs- oder Herstellungskosten						
	1. Jan. 2014	Währungs-unter-schiede	Verände-rungen Konsolidie-rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um-buchungen	31. Dez. 2014
Goodwill	**16.062**	**-276**	**-3.462**	**0**	**0**	**0**	**12.324**
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
Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer	**8.672**	**-876**	**-1.649**	**161**	**-235**	**72**	**6.145**
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
Immaterielle Vermögenswerte	**10.712**	**-871**	**-1.758**	**2.019**	**-2.307**	**27**	**7.822**
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	-11.168	2.072	-584	2.897	79.488
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
Sachanlagen	**106.965**	**-1.955**	**-12.146**	**4.660**	**-801**	**-20**	**96.703**

Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2014

in Mio €	Erzeugung	Erneu-erbare Energien[4]	Globaler Handel	Explora-tion & Produktion	Deutsch-land	Weitere EU-Länder	Russland[5]	Konzern-leitung/ Konsoli-dierung	E.ON-Konzern
Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2014	**4.294**	**1.846**	**1.084**	**1.835**	**806**	**1.434**	**1.367**	**0**	**12.666**
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	–	–	–	–	-10	14	–	–	4
Wertminderungen	-37	-91	–	–	–	–	–	–	-128
Sonstige Veränderungen[1]	64	-57	–	-27	–	-200	-510	–	-730
Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2014	**4.321**	**1.698**	**1.084**	**1.808**	**796**	**1.248**	**857**	**0**	**11.812**
Wachstumsrate (in %)[2]	0,0	0,0-2,0	1,5	1,5	–	–	3,5	–	–
Kapitalkosten (in %)[2]	6,5	5,6-6,1	5,8	7,4	–	–	15,0	–	–
Sonstiges Anlagevermögen[3]									
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.
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) 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 €.
5) Wachstumsrate und Kapitalkosten vor Steuern und in lokaler Währung

	Kumulierte Abschreibungen									Netto-Buchwerte
	1. Jan. 2014	Währungsunterschiede	Veränderungen Konsolidierungskreis	Zugänge	Abgänge	Umbuchungen	Wertminderungen	Zuschreibungen	31. Dez. 2014	31. Dez. 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	7.948	-2.944	231	-18	-3.621	23	-48.815	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**	**8.524**	**-3.230**	**338**	**-5**	**-4.802**	**31**	**-55.430**	**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
Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2014	**899**	**132**	**43**	**0**	**360**	**1.434**
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	–	-3	8	–	9	14
Wertminderungen	–	–	–	–	–	–
Sonstige Veränderungen[1)]	63	-8	-1	–	-254	-200
Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2014	**962**	**121**	**50**	**0**	**115**	**1.248**
Sonstiges Anlagevermögen[2)]						
Wertminderungen	-11	0	–	0	-36	-47
Zuschreibungen	–	1	–	–	–	1

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

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 bis 145.

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 2015 verwendeten Wachstumsraten entsprechen grundsätzlich den Inflationsraten in den jeweiligen Währungsräumen, in denen die Cash Generating Units getestet werden. Die für den Euroraum verwendete Inflationsrate betrug im Geschäftsjahr 1,5 Prozent (2014: 1,5 Prozent). Im Geschäftsjahr 2014 wurde im Segment Erneuerbare Energien grundsätzlich mit einer Wachstumsrate von 2 Prozent gerechnet. Die Einheiten Erzeugung und Hydro verwenden 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 4,0 und 10,8 Prozent (2014: 4,8 und 8,3 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 auf öffentlich verfügbaren Marktdaten sowie internen Einschätzungen.

Grundsätzlich geht E.ON im Jahr 2015 davon aus, dass sich ein Marktgleichgewicht ohne regulatorische Elemente nicht mehr einstellen wird. Entsprechende Vergütungselemente wurden berücksichtigt.

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 15 Jahren bestimmt. Die Kapitalkosten dieser Cash Generating Unit betragen auf Vorsteuerbasis 17,2 Prozent (Nachsteuerzinssatz: 13,7 Prozent; 2014: 15 beziehungsweise 12 Prozent), die Wachstumsrate beträgt 4 Prozent (2014: 3,5 Prozent).

Aus der Durchführung der Goodwill-Impairment-Tests im Geschäftsjahr 2015 ergab sich ein außerplanmäßiger Abschreibungsbedarf von 4,8 Mrd € (2014: 0 Mio €). Der betragsmäßig größte Einzelsachverhalt betrifft mit 4,5 Mrd € die Vollabschreibung des Goodwills in der globalen Einheit Erzeugung auf deren erzielbaren Betrag von 6,9 Mrd €. Diese Vollabschreibung ist im Wesentlichen auf eine verschlechterte Ertragsprognose zurückzuführen. Außerdem wurde Goodwill von rund

0,2 Mrd € in der Fokusregion Russland abgeschrieben. Bei dieser Einheit erfolgte eine ebenfalls durch eine verschlechterte Ertragsprognose bedingte Abschreibung auf den erzielbaren Betrag von 2,7 Mrd €.

Im Zusammenhang mit eingeleiteten Verkäufen wurden Wertminderungen auf den Goodwill der Disposal Group in Höhe von rund 0,7 Mrd € auf das britische und norwegische Nordseegeschäft der Einheit Exploration & Produktion auf Basis der erwarteten Kaufpreise erfasst.

Der Goodwill sämtlicher Cash Generating Units, deren jeweiliger Goodwill zum Bilanzstichtag 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. In der Cash Generating Unit Russland, bei der im Jahr 2015 eine Wertminderung auf den Goodwill erfasst worden ist, würde jede Verschlechterung der wesentlichen Annahmen, auf der das Management seine Bestimmung des erzielbaren Betrags der Cash Generating Units aufgebaut hat, zu einer höheren Unterdeckung des erzielbaren Betrags gegenüber dem Buchwert führen. So würde zum Beispiel eine Erhöhung der Kapitalkosten um einen Prozentpunkt zu einem weiteren Wertminderungsbedarf des Goodwills von 0,2 Mrd € führen. Bei der Einheit Exploration & Produktion Russland würde eine Erhöhung der Kapitalkosten um einen Prozentpunkt zu einem weiteren Wertminderungsbedarf des Goodwills von 0,1 Mrd € und eine Absenkung der wesentlichen Commodity-Preisannahme um 10 Prozentpunkte zu einem weiteren Wertminderungsbedarf des Goodwills von 0,3 Mrd € führen.

Auf das Sachanlagevermögen entfielen außerplanmäßige Abschreibungen von insgesamt 3,1 Mrd €. Wesentliche Beträge davon entfielen auf die globale Einheit Erzeugung mit 1,7 Mrd € und auf die globale Einheit Exploration & Produktion mit 0,9 Mrd € (siehe hierzu Textziffer 4). Innerhalb der globalen Einheit Erzeugung wurden Sachanlagen infolge niedrigerer erwarteter Stromerlöse in mehreren Ländern abgeschrieben. Die betragsmäßig größten außerplanmäßigen Wertminderungen betrafen dabei ein konventionelles Kraftwerk in Frankreich mit 0,4 Mrd € und in Großbritannien mit 0,2 Mrd € sowie ein konventionelles Kraftwerk in Deutschland und in den Niederlanden mit je 0,2 Mrd €. Daraus ergaben sich erzielbare Beträge in Frankreich in Höhe von 0,1 Mrd €, in Großbritannien in Höhe von 0,6 Mrd €, in Deutschland in Höhe von 1,1 Mrd € und in den Niederlanden in Höhe von 1,5 Mrd €. Ferner wurde in der Einheit Globaler Handel ein Gasspeicher um 0,2 Mrd € auf den erzielbaren Betrag von 0,1 Mrd € abgeschrieben.

Die außerplanmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte betrugen insgesamt 0,2 Mrd €. Dies geht im Wesentlichen auf die Entwicklung im Segment Exploration & Produktion zurück (0,1 Mrd €).

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. Wertaufholungen auf die in den Vorjahren erfassten Wertminderungen beliefen sich im Geschäftsjahr 2015 auf 0,4 Mrd €. Die betragsmäßig größte Wertaufholung wurde auf ein Kraftwerk in Großbritannien mit 0,2 Mrd € auf den erzielbaren Betrag von 1,0 Mrd € vorgenommen. Grund hierfür waren veränderte Erwartungen hinsichtlich der Preisentwicklung für CO_2-Zertifikate in Großbritannien.

Im Geschäftsjahr 2014 ergab sich aus der Durchführung der Goodwill-Impairment-Tests kein außerplanmäßiger Abschreibungsbedarf. Im Zusammenhang mit eingeleiteten Verkäufen wurden aber Wertminderungen auf den Goodwill in Höhe von 382 Mio € erfasst.

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 Kernkraftwerks 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.

Die Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte beliefen sich im Geschäftsjahr 2014 auf 176 Mio €. Hiervon entfallen 102 Mio € auf das Segment Erneuerbare Energien.

Die Wertaufholungen auf die in den Vorjahren erfassten gesamten Wertminderungen beliefen sich im Geschäftsjahr 2014 auf 257 Mio €. Hiervon entfielen 203 Mio € auf Emissionsrechte.

Immaterielle Vermögenswerte

Die planmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte betrugen 319 Mio € im Jahr 2015 (2014: 350 Mio €). Die Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte beliefen sich auf 228 Mio € (2014: 176 Mio €).

Zuschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte wurden im Berichtsjahr in Höhe von 87 Mio € (2014: 226 Mio €) vorgenommen. Hiervon entfallen 45 Mio € auf Preiseffekte bei Emissionszertifikaten.

In den immateriellen Vermögenswerten sind Emissionsrechte verschiedener Handelssysteme mit einem Buchwert von 442 Mio € (2014: 447 Mio €) enthalten.

Im Berichtsjahr wurden 34 Mio € (2014: 30 Mio €) Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen im Sinne von IAS 38 aufwandswirksam erfasst.

Zum 31. Dezember 2015 sind keine immateriellen Vermögenswerte aus der Explorationstätigkeit enthalten (2014: 299 Mio €). Sie werden zum Stichtag unter den zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten ausgewiesen (siehe auch Textziffer 4). Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte aus der Explorationstätigkeit wurden in Höhe von 136 Mio € erfasst (2014: 47 Mio €).

Sachanlagen

Im Berichtsjahr wurden Fremdkapitalzinsen in Höhe von 179 Mio € (2014: 162 Mio €) als Bestandteil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten der Sachanlagen aktiviert.

Die planmäßigen Abschreibungen auf Sachanlagen beliefen sich im Jahr 2015 auf 2.764 Mio € (2014: 3.230 Mio €). In Höhe von 3.134 Mio € (2014: 4.802 Mio €) wurden Wertminderungen auf Sachanlagen inklusive der zuvor genannten Sachverhalte erfasst. Zuschreibungen auf Sachanlagen wurden im Berichtsjahr in Höhe von 362 Mio € vorgenommen (2014: 31 Mio €).

Im Jahr 2015 unterlagen insbesondere Grundstücke und Gebäude sowie technische Anlagen und Maschinen in Höhe von 1.434 Mio € (2014: 1.926 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 geleasten 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 2015	2014
Grundstücke	4	4
Bauten	29	8
Technische Anlagen und Maschinen	717	725
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	93	103
Netto-Buchwert der aktivierten Leasinggegenstände	**843**	**840**

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

	Mindestleasingzahlungen		Enthaltener Zinsanteil		Barwerte	
in Mio €	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Fälligkeit bis 1 Jahr	103	100	57	56	46	44
Fälligkeit 1–5 Jahre	397	390	222	217	175	173
Fälligkeit über 5 Jahre	1.357	1.341	751	745	606	596
Summe	**1.857**	**1.831**	**1.030**	**1.018**	**827**	**813**

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 30 Mio € (2014: 57 Mio €) vereinnahmt. Die zukünftig zu vereinnahmenden Leasingraten aus Operating-Lease-Verhältnissen weisen nebenstehende Fälligkeitsstruktur auf:

E.ON als Leasinggeber – Operating Lease

in Mio €	2015	2014
Nominalwert der ausstehenden Leasingraten		
Fälligkeit bis 1 Jahr	14	13
Fälligkeit 1–5 Jahre	21	23
Fälligkeit über 5 Jahre	12	11
Summe	**47**	**47**

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

	31. Dezember 2015			31. Dezember 2014		
in Mio €	E.ON-Konzern	Assoziierte Unternehmen[1)]	Joint Ventures[1)]	E.ON-Konzern	Assoziierte Unternehmen[1)]	Joint Ventures[1)]
At equity bewertete Unternehmen	4.536	2.092	2.444	5.009	2.423	2.586
Beteiligungen	1.202	278	10	1.573	245	9
Langfristige Wertpapiere	4.724	–	–	4.781	–	–
Summe	**10.462**	**2.370**	**2.454**	**11.363**	**2.668**	**2.595**

1) Soweit assoziierte Unternehmen und Joint Ventures als Beteiligungen ausgewiesen werden, handelt es sich um assoziierte Unternehmen und Joint Ventures, 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 2015 betrugen die Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen 120 Mio € (2014: 491 Mio €).

Im Vorjahr war in diesen Wertminderungen mit 467 Mio € eine brasilianische Beteiligung im Segment „Weitere Nicht-EU-Länder" enthalten. 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.

Die Wertminderungen auf sonstige Finanzanlagen beliefen sich auf 72 Mio € (2014: 72 Mio €). Der Buchwert der sonstigen Finanzanlagen, die wertberichtigt sind, beträgt zum Geschäftsjahresende 376 Mio € (2014: 337 Mio €).

Von den langfristigen Wertpapieren sind 623 Mio € (2014: 729 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 1.045 Mio € (2014: 1.019 Mio €) und der Joint Ventures 371 Mio € (2014: 384 Mio €).

Die von E.ON vereinnahmten Beteiligungserträge der at equity bewerteten Unternehmen betrugen im Berichtsjahr 305 Mio € (2014: 301 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

	Assoziierte Unternehmen		Joint Ventures		Gesamt	
in Mio €	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Anteiliges Jahresergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	125	136	44	-478	169	-342
Anteiliges Other Comprehensive Income	3	-5	-10	10	-7	5
Anteiliges Gesamtergebnis	**128**	**131**	**34**	**-468**	**162**	**-337**

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 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 zum 31. Dezember

	Nord Stream AG		OAO Severneftegazprom		Gasag Berliner Gaswerke AG		Západoslovenská energetika a.s.	
in Mio €	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Langfristige Vermögenswerte	6.234	6.502	949	1.025	1.824	1.796	736	703
Kurzfristige Vermögenswerte	606	664	269	220	313	443	136	136
Kurzfristige Verbindlichkeiten (einschließlich Rückstellungen)	506	508	107	61	400	413	159	163
Langfristige Verbindlichkeiten (einschließlich Rückstellungen)	4.596	5.109	389	432	1.034	1.121	751	739
Eigenkapital	1.738	1.549	722	752	703	705	-38	-63
Anteilsquote in %	15,50	15,50	25,00	25,00	36,85	36,85	49,00	49,00
Anteiliges Eigenkapital	269	240	181	188	259	260	-19	-31
Konzernanpassungen	89	95	-1	9	58	56	212	216
Beteiligungsbuchwert	**358**	**335**	**180**	**197**	**317**	**316**	**193**	**185**

Wesentliche assoziierte Unternehmen – Ergebnisdaten

	Nord Stream AG		OAO Severneftegazprom		Gasag Berliner Gaswerke AG		Západoslovenská energetika a.s.	
in Mio €	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Umsatz	1.080	1.074	415	371	1.054	1.099	1.009	1.013
Jahresergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	395	346	114	67	52	33	88	87
Ausgeschüttete Dividende	321	535	29	41	31	57	–	52
Other Comprehensive Income	116	-219	–	–	-12	-39	1	-1
Gesamtergebnis	511	127	114	67	40	-6	89	86
Anteilsquote in %	15,50	15,50	25,00	25,00	36,85	36,85	49,00	49,00
Anteiliges Gesamtergebnis nach Steuern	79	20	29	17	15	-2	43	42
Anteiliges Jahresergebnis nach Steuern	61	54	29	17	19	12	43	43
Konzernanpassungen	-5	2	-16	-8	-3	-5	-5	-1
Equity-Ergebnis	**56**	**56**	**13**	**9**	**16**	**7**	**38**	**42**

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:

Wesentliches Joint Venture – Bilanzdaten zum 31. Dezember

	Enerjisa Enerji A.Ş.	
in Mio €	2015	2014
Langfristige Vermögenswerte	7.251	7.441
Kurzfristige Vermögenswerte	1.304	1.138
Kurzfristige Verbindlichkeiten (einschließlich Rückstellungen)	2.000	1.678
Langfristige Verbindlichkeiten (einschließlich Rückstellungen)	3.464	3.923
Zahlungsmittel und -äquivalente	81	78
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten	1.226	979
Langfristige Finanzverbindlichkeiten	2.741	3.146
Eigenkapital	3.091	2.978
Anteilsquote in %	50	50
Anteiliges Eigenkapital	1.545	1.489
Konzernanpassungen	528	713
Beteiligungsbuchwert	**2.073**	**2.202**

Wesentliches Joint Venture – Ergebnisdaten

	Enerjisa Enerji A.Ş.	
in Mio €	2015	2014
Umsatz	3.725	3.880
Jahresergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	90	-57
Zu- und Abschreibungen	-60	-27
Zinsaufwand/-ertrag	-233	-272
Ertragsteuern	-47	-17
Ausgeschüttete Dividende	–	–
Other Comprehensive Income	12	3
Gesamtergebnis	102	-54
Anteilsquote in %	50	50
Anteiliges Gesamtergebnis nach Steuern	51	-27
Anteiliges Jahresergebnis nach Steuern	45	-29
Konzernanpassungen	-48	-16
Equity-Ergebnis	**-3**	**-45**

Die wesentlichen assoziierten Unternehmen und das wesentliche Joint Venture 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 marktgängig sind, entfallen Buchwerte in Höhe von 82 Mio € (2014: 212 Mio €). Diese Anteile weisen Fair Values von 84 Mio € (2014: 227 Mio €) auf.

Von den Anteilen an assoziierten Unternehmen unterliegen zum Bilanzstichtag 538 Mio € (2014: 532 Mio €) Verfügungsbeschränkungen zur Sicherung von Fremdfinanzierungen.

Es liegen keine weiteren wesentlichen Restriktionen vor, die über die üblichen gesellschaftsrechtlichen und vertraglichen Regelungen hinausgehen.

(16) Vorräte

Das Vorratsvermögen setzt sich zum 31. Dezember 2015 und 2014 wie folgt zusammen:

Vorräte

in Mio €	31. Dezember 2015	2014
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	1.454	1.821
Handelswaren	978	1.432
Unfertige Leistungen und fertige Erzeugnisse	114	103
Summe	**2.546**	**3.356**

Rohstoffe, Handelswaren und fertige Erzeugnisse werden grundsätzlich nach der Durchschnittskostenmethode bewertet.

Die Wertberichtigungen im Jahr 2015 beliefen sich auf 309 Mio € (2014: 101 Mio €). Zuschreibungen erfolgten in Höhe von 21 Mio € (2014: 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 2015 Kurzfristig	31. Dezember 2015 Langfristig	31. Dezember 2014 Kurzfristig	31. Dezember 2014 Langfristig
Forderungen aus Finanzierungsleasing	45	564	43	602
Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte	1.448	3.007	1.333	2.931
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	**1.493**	**3.571**	**1.376**	**3.533**
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	11.213	–	11.800	–
Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten	11.108	5.102	10.199	3.517
Übrige betriebliche Vermögenswerte	3.010	432	2.312	430
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	**25.331**	**5.534**	**24.311**	**3.947**
Summe	**26.824**	**9.105**	**25.687**	**7.480**

Im Geschäftsjahr 2015 bestehen zugunsten E.ONs als Leasinggeber im Rahmen von Finanzierungsleasing nicht garantierte Restwerte in Höhe von 14 Mio € (2014: 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 303 Mio € (2014: 283 Mio €) und Einlagen für Börsentermingeschäfte in Höhe von 389 Mio € (2014: 301 Mio €). Darüber hinaus ist, basierend auf den Vorgaben von IFRIC 5, in den sonstigen finanziellen Vermögenswerten mit 2.281 Mio € (2014: 1.879 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 stellt sich wie folgt dar:

Altersstruktur Forderungen aus Lieferungen und Leistungen

in Mio €	2015	2014
Nicht wertgemindert und nicht überfällig	10.387	10.908
Nicht wertgemindert und überfällig	715	844
bis 60 Tage	*440*	*681*
von 61 bis 90 Tage	*70*	*22*
von 91 bis 180 Tage	*101*	*44*
von 181 bis 360 Tage	*73*	*32*
über 360 Tage	*31*	*65*
Nettowert wertberichtigte Forderungen	111	48
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	**11.213**	**11.800**

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 €	2015	2014
Stand zum 1. Januar	**-952**	**-1.065**
Veränderung Konsolidierungskreis	-47	134
Wertminderungen	-332	-313
Zuschreibungen	89	64
Abgänge	277	219
Sonstiges[1)]	-13	9
Stand zum 31. Dezember	**-978**	**-952**

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

	Bruttoinvestition in Finanzierungsleasing-Verhältnisse		Noch nicht realisierter Zinsertrag		Barwert der Mindestleasingzahlungen	
in Mio €	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Fälligkeit bis 1 Jahr	99	104	55	60	44	44
Fälligkeit 1–5 Jahre	368	381	185	198	183	183
Fälligkeit über 5 Jahre	552	637	170	219	382	418
Summe	**1.019**	**1.122**	**410**	**477**	**609**	**645**

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 2015	31. Dezember 2014
Wertpapiere und Festgeldanlagen	2.078	1.812
Kurzfristige Wertpapiere mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten	*2.020*	*1.749*
Festgeldanlagen mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten	*58*	*63*
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	923	1.064
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	5.189	3.191
Summe	**8.190**	**6.067**

Im Berichtsjahr existierten verfügungsbeschränkte Zahlungsmittel mit einer Fälligkeit von mehr als drei Monaten in Höhe von 4 Mio € (2014: 1 Mio €).

Darüber hinaus sind in den kurzfristigen Wertpapieren mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als drei Monaten Wertpapiere der VKE in Höhe von 435 Mio € (2014: 265 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 4.404 Mio € (2014: 2.434 Mio €) ausgewiesen, sofern sie nicht verfügungsbeschränkt 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 € (2014: 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 2015 betrug 1.952.396.600 (31. Dezember 2014: 1.932.736.845). Zum 31. Dezember 2015 befanden sich im Bestand der E.ON SE sowie einer Tochtergesellschaft 48.603.400 eigene Aktien (31. Dezember 2014: 68.263.155) mit einem Buchwert von 1.714 Mio € (entsprechend 2,43 Prozent beziehungsweise einem rechnerischen Anteil von 48.603.400 € des Grundkapitals).

Im Rahmen der Wahldividende für das Geschäftsjahr 2014 wurden Dividendenansprüche der Aktionäre in Höhe von 260 Mio € (2014: 305 Mio €) durch Ausgabe von 19.615.021 eigenen Aktien (2014: 24.008.788) bedient. Durch die Ausgabe eigener Aktien verringerte sich der Korrekturposten für eigene Anteile, bewertet mit historischen Anschaffungskosten, um 787 Mio € (2014: 964 Mio €). Gegenläufig wurde die Kapitalrücklage um 520 Mio € (2014: 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 7 Mio € (2014: 9 Mio €) belastet die Gewinnrücklagen.

Darüber hinaus wurden im Dezember 2015 für das Mitarbeiteraktienprogramm 1.670.000 Aktien zu einem Kaufpreis von 14.687.503,83 € über die Börse erworben. Dies entspricht 0,08 Prozent beziehungsweise einem rechnerischen Anteil von 1.670.000 € am Grundkapital. Für das Mitarbeiteraktienprogramm des laufenden Geschäftsjahres wurden insgesamt 1.419.934 Aktien an Mitarbeiter ausgegeben (2014: Entnahme von 919.064 Aktien aus dem Bestand). Zur Ausgabe von Aktien im Rahmen des Mitarbeiteraktienprogramms siehe auch Textziffer 11. Weiterhin wurden aus dem Bestand 1.065 Aktien im Rahmen von Gratifikationen an anspruchsberechtigte Mitarbeiter ausgegeben (2014: 630 Aktien). Darüber hinaus wurden im Dezember 293.735 Aktien über die Börse veräußert.

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 auszuschließen – 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.

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 %	Stimmrechte absolut
BlackRock Inc., Wilmington, USA	23. Dez. 2015	5%	21. Dez. 2015	indirekt	6,59	131.779.688

(20) Kapitalrücklage

Die Kapitalrücklage verringerte sich im Geschäftsjahr 2015 um 519 Mio € auf 12.558 Mio € (2014: 13.077 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 520 Mio € (2014: 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

	31. Dezember	
in Mio €	2015	2014
Gesetzliche Rücklagen	45	45
Andere Rücklagen	9.374	16.797
Summe	**9.419**	**16.842**

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 2015 auf insgesamt 3.673 Mio € (2014: 6.540 Mio €). Hiervon ist die gesetzliche Rücklage mit 45 Mio € (2014: 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 232 Mio € und liegt um 1 Mio € über den Anschaffungskosten von 231 Mio €. Der Unterschied von 1 Mio € entfällt mit 1,6 Mio € auf Werterhöhungen und mit 0,9 Mio € auf Wertminderungen. Unter Berücksichtigung aktiver latenter Steuern von 0,5 Mio € ergeben sich Werterhöhungen in Höhe von 2,1 Mio € und Wertminderungen von 0,9 Mio €. Diesem Mehrbetrag stehen frei verfügbare Rücklagen in ausreichender Höhe gegenüber. Eine Sperre in Bezug auf die vorgeschlagene Dividendenzahlung 2016 in Höhe von 976 Mio € besteht daher nicht.

Damit belaufen sich die grundsätzlich ausschüttbaren Gewinnrücklagen auf 3.626 Mio € (2014: 6.487 Mio €).

Für das Geschäftsjahr 2015 wird der Hauptversammlung die Ausschüttung einer Bardividende von 0,50 € je Aktie vorgeschlagen. Für das Geschäftsjahr 2014 wurde durch die Hauptversammlung am 7. Mai 2015 beschlossen, eine Dividende von 0,50 € je dividendenberechtigte Stückaktie auszuschütten. Bei einer Dividende von 0,50 € beträgt das Ausschüttungsvolumen 976 Mio € (2014: 966 Mio €).

Wie im Vorjahr hatten die Aktionäre auch im Jahr 2015 die Möglichkeit, ihren Dividendenanspruch entweder in bar zu erhalten oder teilweise gegen E.ON-Aktien zu tauschen. Aufgrund einer Annahmequote von rund 37 Prozent wurden 19.615.021 eigene Aktien ausgegeben. Die bar ausgeschüttete Dividende reduzierte sich damit auf 706 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 €	2015	2014
Stand zum 31. Dezember (brutto)	**-875**	**-725**
Steueranteil	7	4
Stand zum 31. Dezember (netto)	**-868**	**-721**

(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 2015	2014
Erzeugung	172	-29
Erneuerbare Energien	351	196
Globaler Handel	–	–
Exploration & Produktion	1	1
Deutschland	1.321	1.096
Weitere EU-Länder	374	427
Russland	166	220
Konzernleitung/Konsolidierung	263	217
Summe	**2.648**	**2.128**

Die Erhöhung der Anteile ohne beherrschenden Einfluss resultiert im Wesentlichen aus sonstigen betrieblichen Erträgen in Schweden im Bereich Erzeugung sowie einem Anteilsverkauf im Segment Erneuerbare Energien.

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
Stand zum 1. Januar 2014	**2**	**22**	**-294**	**-52**
Veränderung	2	4	-296	-186
Stand zum 31. Dezember 2014	**4**	**26**	**-590**	**-238**
Veränderung	2	-21	-41	92
Stand zum 31. Dezember 2015	**6**	**5**	**-631**	**-146**

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 zum 31. Dezember

	E.ON România Gruppe		E.ON Russia Gruppe		Avacon Gruppe	
in Mio €	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Anteile der Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss am Eigenkapital	356	359	166	220	721	604
Anteile der Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss am Eigenkapital (in %)[1)]	24,8	9,8	16,3	16,3	38,5	36,9
Ausgezahlte Dividenden an Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss	–	–	42	76	60	63
Operativer Cashflow	229	118	342	477	237	340
Langfristige Vermögenswerte	969	888	2.767	3.191	2.898	2.822
Kurzfristige Vermögenswerte	586	562	234	324	282	658
Langfristige Schulden	241	209	270	271	1.341	1.495
Kurzfristige Schulden	335	348	110	94	392	831

1) Anteile der Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss an der Führungsgesellschaft der jeweiligen Gruppe bzw. Segmentquote in Rumänien.

Tochterunternehmen mit wesentlichen nicht beherrschenden Anteilen – Ergebnisdaten

	E.ON România Gruppe		E.ON Russia Gruppe		Avacon Gruppe	
in Mio €	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Gewinnanteil der Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss	45	55	37	58	110	120
Umsatz	1.202	1.168	1.123	1.518	3.148	3.144
Jahresergebnis	115	121	15	355	271	306
Comprehensive Income	110	126	-271	-1.509	270	302

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 17,9 Mrd € stand zum 31. Dezember 2015 ein Planvermögen mit einem Fair Value von 13,7 Mrd € gegenüber. Dies entspricht einem Ausfinanzierungsgrad der Anwartschaften von 77 Prozent.

Neben dem ausgewiesenen Planvermögen wird durch die in den Konzernabschluss einbezogene VKE ein zusätzliches Vermögen in Höhe von 1,1 Mrd € (2014: 1,0 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 2015	2014
Anwartschaftsbarwert aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen		
Deutschland	11.453	12.799
Großbritannien	6.280	5.920
Übrige Länder	187	230
Summe	**17.920**	**18.949**
Fair Value des Planvermögens		
Deutschland	8.133	8.033
Großbritannien	5.554	5.296
Übrige Länder	25	46
Summe	**13.712**	**13.375**
Nettoverbindlichkeit/Nettovermögenswert (-) aus leistungsorientierten Versorgungsplänen		
Deutschland	3.320	4.766
Großbritannien	726	624
Übrige Länder	162	184
Summe	**4.208**	**5.574**
ausgewiesen als betriebliche Forderungen	*-2*	–
ausgewiesen als Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	*4.210*	*5.574*

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 (2014: 54.000), rund 17.000 ausgeschiedene Mitarbeiter mit unverfallbaren Ansprüchen (2014: 15.000) sowie rund 40.000 aktive Mitarbeiter (2014: 42.000). Die Veränderungen zum Vorjahr resultieren neben der üblichen Mitarbeiterfluktuation noch aus auslaufenden Restrukturierungsprogrammen. Der korrespondierende Anwartschaftsbarwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen ist mit 10,1 Mrd € Pensionären und Hinterbliebenen (2014: 10,4 Mrd €), mit 2,7 Mrd € ausgeschiedenen Mitarbeitern mit unverfallbaren Ansprüchen (2014: 2,6 Mrd €) und mit 5,1 Mrd € aktiven Mitarbeitern (2014: 5,9 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 Anwärter größtenteils beitragsorientierte Leistungszusagen. Daneben existieren einzelvertraglich noch Final-Pay-Zusagen sowie vereinzelt Festbetragszusagen.

Der größte Teil des dargestellten Verpflichtungsumfangs für aktive Anwärter 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 von Contractual Trust Arrangements (CTA) Planvermögen geschaffen. Der wesentliche Teil des Planvermögens wird durch den E.ON Pension Trust e.V. treuhänderisch gemäß den ihm vorgegebenen Anlagerichtlinien verwaltet. In Vorbereitung auf die geplante Abspaltung der Uniper wurde ein zusätzliches CTA geschaffen, dessen Planvermögen durch den Uniper Pension Trust e.V. treuhänderisch gemäß den ihm vorgegebenen Richtlinien verwaltet wird. Dabei wurden bestehende Planvermögen, die zur Deckung der Versorgungsverpflichtungen von deutschen Uniper-Gesellschaften dienen, aus dem E.ON-CTA in das Uniper-CTA übertragen. 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.

Im Rahmen der geplanten Abspaltung der Uniper wurden für die Uniper-Mitarbeiter separate Pension Trusts geschaffen. Die Uniper-Mitarbeiter können bis Ende Januar 2016 wählen, ihre bis zum 30. September 2015 erworbenen Ansprüche auf diese übertragen zu lassen oder im bestehenden Pension Trust zu belassen.

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. Die für das Jahr 2013 geplante Neubewertung des technischen Finanzierungsstatus wurde auf den Bewertungsstichtag 31. März 2015 vorgetragen und ersetzt die für das Jahr 2016 vorgesehene Neubewertung. Diese ist zum Bilanzstichtag noch nicht abgeschlossen.

Übrige Länder

Die verbleibenden Pensionsverpflichtungen teilen sich auf verschiedene internationale Aktivitäten des E.ON-Konzerns auf.

Diese Versorgungszusagen in Belgien, Frankreich, Russland, Schweden, 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

	2015				2014			
in Mio €	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
Stand Anwartschaftsbarwert zum 1. Januar	**18.949**	**12.799**	**5.920**	**230**	**15.179**	**9.574**	**4.926**	**679**
Dienstzeitaufwand für die im Geschäftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche	339	255	74	10	253	182	59	12
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand	30	16	16	-2	30	23	12	-5
Gewinne (-)/Verluste (+) aus Planabgeltungen	–	–	–	–	-1	–	–	-1
Zinsaufwand auf den Barwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen	489	251	232	6	607	365	231	11
Neubewertungen	-1.498	-1.424	-50	-24	3.733	3.099	567	67
Versicherungsmathematische Gewinne (-)/Verluste (+) aufgrund der Veränderung der demografischen Annahmen	*-98*	–	*-98*	–	*-14*	–	*-15*	*1*
Versicherungsmathematische Gewinne (-)/Verluste (+) aufgrund der Veränderung der finanziellen Annahmen	*-1.401*	*-1.380*	*-7*	*-14*	*3.794*	*3.143*	*579*	*72*
Versicherungsmathematische Gewinne (-)/Verluste (+) aufgrund erfahrungsbedingter Anpassungen	*1*	*-44*	*55*	*-10*	*-47*	*-44*	*3*	*-6*
Mitarbeiterbeiträge	1	–	1	–	1	–	1	–
Leistungszahlungen	-730	-447	-276	-7	-708	-444	-244	-20
Veränderungen Konsolidierungskreis	-16	5	–	-21	2	2	–	–
Währungsunterschiede	363	–	363	–	360	–	368	-8
Sonstige	-7	-2	–	-5	-507	-2	–	-505
Stand Anwartschaftsbarwert zum 31. Dezember	**17.920**	**11.453**	**6.280**	**187**	**18.949**	**12.799**	**5.920**	**230**

Die Versorgungsverpflichtungen in den übrigen Ländern entfallen größtenteils auf die E.ON-Konzerngesellschaften in Frankreich (2015: 116 Mio €; 2014: 134 Mio €).

Die im Jahr 2015 entstandenen saldierten versicherungsmathematischen Gewinne sind weitestgehend auf eine allgemeine Erhöhung der im E.ON-Konzern verwendeten Rechnungszinssätze zurückzuführen. Teilweise gegenläufig wirkte der Anstieg des Gehalts- und des Rententrends, die von den Konzerngesellschaften in Großbritannien bei der Bewertung des Verpflichtungsumfangs zum 31. Dezember 2015 zugrunde gelegt wurden.

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

	31. Dezember		
in Prozent	2015	2014	2013
Rechnungszinssatz			
Deutschland	2,70	2,00	3,90
Großbritannien	3,80	3,70	4,60
Gehaltstrend			
Deutschland	2,50	2,50	2,50
Großbritannien	3,20	3,10	3,40
Rententrend			
Deutschland[1)]	1,75	1,75	2,00
Großbritannien	3,00	2,90	3,10

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 Unternehmensanleihen mit einer der durchschnittlichen Laufzeit der jeweiligen Verpflichtung entsprechenden Duration.

Seit dem zweiten Quartal 2015 wurde die Bestimmung der Rechnungszinsen für die Euro-Währungszone dahingehend angepasst, dass die Ableitung der Zinsstruktur von hochrangigen Unternehmensanleihen („High Quality Corporate Bonds") im Rahmen der Extrapolation verfeinert wurde. Dies führt zum 31. Dezember 2015 zu einem Anstieg des Rechnungszinses in Deutschland von 20 Basispunkten. Infolgedessen kommt es zu einem korrespondierenden versicherungsmathematischen Gewinn in Höhe von 369 Mio €. Für das Geschäftsjahr 2016 führt dies in Deutschland zu einer leichten Verringerung des Netto-Zinsaufwands in Höhe von 3,4 Mio €.

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 2015, 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 2015		31. Dezember 2014	
Veränderung des Rechnungszinssatzes um (Basispunkte)	+50	-50	+50	-50
Veränderung in Prozent	*-7,44*	*8,44*	*-7,85*	*8,96*
Veränderung des Gehaltstrends um (Basispunkte)	+25	-25	+25	-25
Veränderung in Prozent	*0,44*	*-0,43*	*0,47*	*-0,46*
Veränderung des Rententrends um (Basispunkte)	+25	-25	+25	-25
Veränderung in Prozent	*1,79*	*-1,73*	*1,86*	*-1,79*
Veränderung der Sterbewahrscheinlichkeit um (Prozent)	+10	-10	+10	-10
Veränderung in Prozent	*-2,85*	*3,18*	*-2,96*	*3,32*

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 2015 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

	2015				2014			
in Mio €	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
Fair Value des Planvermögens, Stand zum 1. Januar	**13.375**	**8.033**	**5.296**	**46**	**11.761**	**6.789**	**4.596**	**376**
Zinsertrag auf das Planvermögen	374	163	210	1	514	294	217	3
Neubewertungen	-149	47	-199	3	480	185	282	13
Erfolgsneutrale Erträge (+)/Aufwendungen (-) aus dem Planvermögen ohne Beträge, die im Zinsertrag auf das Planvermögen enthalten sind	*-149*	*47*	*-199*	*3*	*480*	*185*	*282*	*13*
Mitarbeiterbeiträge	1	–	1	–	1	–	1	–
Arbeitgeberbeiträge	517	316	197	4	1.296	1.182	108	6
Leistungszahlungen	-704	-426	-276	-2	-668	-417	-244	-7
Veränderungen Konsolidierungskreis	-12	–	–	-12	–	–	–	–
Währungsunterschiede	325	–	325	–	334	–	336	-2
Sonstige	-15	–	–	-15	-343	–	–	-343
Fair Value des Planvermögens, Stand zum 31. Dezember	**13.712**	**8.133**	**5.554**	**25**	**13.375**	**8.033**	**5.296**	**46**

Die tatsächlichen Vermögenserträge aus dem Planvermögen betragen im Jahr 2015 in Summe 225 Mio € (2014: 994 Mio €).

Das Planvermögen entfällt zu einem geringen Teil auf eigene Finanzinstrumente (2015: 0,2 Mrd €; 2014: 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 2015 Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder	31. Dezember 2014 Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
Im aktiven Markt gelistetes Planvermögen								
Eigenkapitaltitel (Aktien)	18	22	12	2	21	25	14	1
Fremdkapitaltitel[1)]	46	47	45	37	55	46	67	48
davon Staatsanleihen	*35*	*30*	*43*	*1*	*37*	*24*	*58*	*2*
davon Unternehmensanleihen	*8*	*12*	*2*	*36*	*13*	*15*	*9*	*46*
Andere Investmentfonds	19	6	38	–	9	5	16	–
Summe	**83**	**75**	**95**	**39**	**85**	**76**	**97**	**49**
Nicht im aktiven Markt gelistetes Planvermögen								
Nicht börsengehandelte Eigenkapitaltitel	3	5	1	–	3	6	–	–
Fremdkapitaltitel	2	3	–	–	2	4	–	–
Immobilien	7	10	4	–	6	9	1	–
Qualifizierte Versicherungsverträge	–	–	–	59	–	–	–	29
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	3	5	–	–	4	5	2	–
Sonstige	2	2	–	2	–	–	–	22
Summe	**17**	**25**	**5**	**61**	**15**	**24**	**3**	**51**
Gesamt	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**

1) In Deutschland sind 5% (2014: 7%) 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 Inflationsschwankungen 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 Währungskurssicherung) 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 Vermögensverwalter 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 sowie in den betrieblichen Forderungen enthalten ist, setzt sich wie folgt zusammen:

Gesamtaufwand der leistungsorientierten Versorgungszusagen

	2015				2014			
in Mio €	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
Dienstzeitaufwand für die im Geschäftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche	339	255	74	10	253	182	59	12
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand	30	16	16	-2	30	23	12	-5
Gewinne (-)/Verluste (+) aus Planabgeltungen	–	–	–	–	-1	–	–	-1
Nettozinsaufwand (+)/-zinsertrag (-) auf die Nettoverbindlichkeit/den Nettovermögenswert aus leistungsorientierten Versorgungsplänen	115	88	22	5	93	71	14	8
Summe	**484**	**359**	**112**	**13**	**375**	**276**	**85**	**14**

In den nachzuverrechnenden Dienstzeitaufwendungen für die Jahre 2015 und 2014 sind weitestgehend Effekte im Zusammenhang mit Restrukturierungsmaßnahmen enthalten.

Zusätzlich zum Gesamtaufwand für leistungsorientierte Versorgungszusagen wurden im Jahr 2015 für ausschließlich beitragsorientierte Versorgungszusagen fest vereinbarte Beitragszahlungen an externe Versorgungsträger und ähnliche Dienstleister in Höhe von 89 Mio € (2014: 81 Mio €) geleistet.

Die Beiträge zu staatlichen Plänen betragen 0,3 Mrd € (2014: 0,3 Mrd €).

Darstellung der Beitrags- und Versorgungszahlungen

Im Jahr 2015 wurden zur Finanzierung der bestehenden leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen Arbeitgeberbeiträge in das Planvermögen in Höhe von 517 Mio € (2014: 1.296 Mio €) geleistet.

Für das folgende Geschäftsjahr werden insbesondere für die Finanzierung bestehender und neu entstandener Versorgungsanwartschaften konzernweit Arbeitgeberbeitragszahlungen in Höhe von 515 Mio € erwartet, die in Höhe von 143 Mio € auf ausländische Gesellschaften entfallen.

Im Jahr 2015 erfolgten Leistungszahlungen für die Erfüllung von leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen in Höhe von 730 Mio € (2014: 708 Mio €), wovon Auszahlungen in Höhe von 26 Mio € (2014: 40 Mio €) nicht aus dem Planvermögen erfolgten.

Für die zum 31. Dezember 2015 bestehenden leistungsorientierten Versorgungszusagen werden für die nächsten zehn Jahre folgende Leistungszahlungen prognostiziert:

Erwartete Leistungszahlungen

in Mio €	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
2016	744	467	265	12
2017	754	476	268	10
2018	769	485	274	10
2019	783	497	276	10
2020	801	509	282	10
2021–2025	4.229	2.707	1.473	49
Summe	**8.080**	**5.141**	**2.838**	**101**

Die gewichtete durchschnittliche Laufzeit (Duration) der im E.ON-Konzern bewerteten leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen beträgt zum 31. Dezember 2015 19,7 Jahre (2014: 20,1 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

	2015				2014			
in Mio €	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
Stand Nettoverbindlichkeit zum 1. Januar	**5.574**	**4.766**	**624**	**184**	**3.418**	**2.785**	**330**	**303**
Gesamtaufwand der leistungsorientierten Versorgungszusagen	484	359	112	13	375	276	85	14
Veränderungen aus den Neubewertungen	-1.349	-1.471	149	-27	3.253	2.914	285	54
Arbeitgeberbeiträge zum Planvermögen	-517	-316	-197	-4	-1.296	-1.182	-108	-6
Netto-Leistungszahlungen	-26	-21	–	-5	-40	-27	–	-13
Veränderungen Konsolidierungskreis	-4	5	–	-9	2	2	–	–
Währungsunterschiede	38	–	38	–	26	–	32	-6
Sonstige	8	-2	–	10	-164	-2	–	-162
Stand Nettoverbindlichkeit zum 31. Dezember	**4.208**	**3.320**	**726**	**162**	**5.574**	**4.766**	**624**	**184**

(25) Übrige Rückstellungen

Die übrigen Rückstellungen setzen sich wie folgt zusammen:

Übrige Rückstellungen

	31. Dezember 2015		31. Dezember 2014	
in Mio €	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	80	10.902	155	10.977
Vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	527	7.794	475	7.162
Verpflichtungen im Personalbereich	229	1.182	305	1.254
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen	67	1.805	41	2.105
Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen	1.085	186	554	208
Absatzmarktorientierte Verpflichtungen	409	108	381	208
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen	76	775	75	796
Sonstige	1.807	3.693	2.134	3.092
Summe	**4.280**	**26.445**	**4.120**	**25.802**

Nachfolgend wird die Entwicklung der übrigen Rückstellungen dargestellt:

Entwicklung der übrigen Rückstellungen

in Mio €	Stand zum 1. Januar 2015	Währungsunterschiede	Veränderungen Konsolidierungskreis	Aufzinsung/ Effekte aus Zinssatzänderungen	Zuführung	Inanspruchnahme	Umbuchung	Auflösung	Schätzungsänderungen	Stand zum 31. Dezember 2015
Nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	11.132	27	–	503	16	-58	-19	–	-619	10.982
davon Deutschland	*9.989*	–	–	*469*	*16*	*-58*	*-19*	–	*-619*	*9.778*
davon Schweden	*1.143*	*27*	–	*34*	–	–	–	–	–	*1.204*
Vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	7.637	24	–	342	49	-384	19	–	634	8.321
davon Deutschland	*6.578*	–	–	*310*	*38*	*-315*	*19*	–	*566*	*7.196*
davon Schweden	*1.059*	*24*	–	*32*	*11*	*-69*	–	–	*68*	*1.125*
Verpflichtungen im Personalbereich	1.559	1	18	-3	263	-368	6	-65	–	1.411
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen	2.146	36	-517	33	35	-53	–	-9	201	1.872
Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen	762	–	–	2	742	-211	–	-24	–	1.271
Absatzmarktorientierte Verpflichtungen	589	1	–	1	77	-66	-3	-82	–	517
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen	871	–	1	8	60	-55	–	-34	–	851
Sonstige	5.226	44	172	32	2.273	-1.550	-42	-655	–	5.500
Summe	**29.922**	**133**	**-326**	**918**	**3.515**	**-2.745**	**-39**	**-869**	**216**	**30.725**

Die Aufzinsung im Rahmen der Rückstellungsentwicklung ist im Finanzergebnis (vergleiche Textziffer 9) enthalten.

Die verwendeten Realzinssätze betragen im Kernenergiebereich nach landesspezifischer Ermittlung zum 31. Dezember 2015 0,9 Prozent (2014: 0,7 Prozent) in Deutschland und 3,0 Prozent (2014: 3,0 Prozent) in Schweden. Die zugrunde liegenden nominalen Diskontierungszinssätze betragen für Deutschland 4,4 Prozent (2014: 4,7 Prozent) und für Schweden 5,0 Prozent (2014: 5,0 Prozent). 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 nominale Zinssätze zwischen 0 und 2,53 Prozent (2014: 0 und 2,6 Prozent) zur Anwendung.

Rückstellungen für nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich

Die auf deutscher und schwedischer atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen in Höhe von 11,0 Mrd € 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.

Weiterhin sind Kosten für die Endlagerung der radioaktiven Abfälle enthalten. 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 Endlagervorausleistungsverordnung; dazu kommen die Mehrkosten im Rahmen des im Jahr 2013 in Kraft getretenen Standortauswahlgesetzes (StandAG). Von den Rückstellungen wurden 1.183 Mio € (2014: 1.125 Mio €) geleistete Anzahlungen an das Bundesamt für Strahlenschutz beziehungsweise das Bundesamt für kerntechnische 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 Sachverständigengutachten beziehungsweise -analysen aktualisiert. Bei der Bemessung der Rückstellungen in Deutschland wurden die Änderungen des Atomgesetzes vom 6. August 2011 berücksichtigt.

Für die deutschen Aktivitäten ergaben sich 2015 Schätzungsänderungen in Höhe von -619 Mio € (2014: 374 Mio €). Die Inanspruchnahmen beliefen sich auf 58 Mio € (2014: 59 Mio €), von denen sich 25 Mio € (2014: 24 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 im Jahr 2015 wie im Vorjahr keine Schätzungsänderungen und Inanspruchnahmen zu verzeichnen.

Rückstellungen für vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich

Die auf deutscher und schwedischer atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen in Höhe von 8,3 Mrd € 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 136 Mio € (2014: 161 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 2015 Schätzungsänderungen in Höhe von 566 Mio € (2014: 6 Mio €). Die Inanspruchnahmen beliefen sich auf 315 Mio € (2014: 419 Mio €), von denen sich 221 Mio € (2014: 287 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 68 Mio € (2014: 20 Mio €) zu verzeichnen. Die Inanspruchnahmen beliefen sich auf 69 Mio € (2014: 61 Mio €), von denen 27 Mio € (2014: 39 Mio €) auf das im Nachbetrieb befindliche Kernkraftwerk Barsebäck entfallen. Für die zugrunde liegenden Sachverhalte waren bereits Stilllegungs- und Rückbaukosten aktiviert.

Im Jahr 2015 wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie eine gutachtliche Stellungnahme zur Bewertung der Rückstellungen im Kernenergiebereich für die kernkraftwerksbetreibenden deutschen Energieversorgungsunternehmen (Stresstest) in Auftrag gegeben. Gegenstand der Begutachtung waren die Vollständigkeit der von den Energieversorgungsunternehmen zugrunde gelegten Aufgaben und Kostenarten, die Übereinstimmung der bilanzierten Rückstellungswerte mit den Referenzwerten bei korrekter Berechnung auf Basis der Realabzinsungsrate, die überblicksartige gruppenweise Darstellung der Vermögenswerte. Die Entsorgungsverpflichtungen für E.ON im Kernenergiebereich in Deutschland stellen sich in der Gliederung des Gutachtens wie folgt dar:

Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich in Deutschland nach technischen Kostenarten abzüglich geleisteter Anzahlungen

	31. Dezember	
in Mio €	2015	2014
Stilllegung und Rückbau	7.857	8.116
Behälter, Transporte, Betriebsabfälle, Sonstiges	2.902	2.519
Zwischenlagerung	2.205	1.804
Endlager Schacht Konrad	1.363	1.369
Endlager für hoch radioaktiven Abfall	2.647	2.759
Summe	**16.974**	**16.567**

Die vorgenannten Beträge basieren auf den von E.ON angewandten Kostenschätzungen und Realzinsen (2015: 0,9 Prozent; 2014: 0,7 Prozent), wobei in die Ableitung der Daten für das Jahr 2015 auch Erkenntnisse aus der gutachtlichen Stellungnahme eingeflossen sind. Der Anstieg des Realzinses resultiert aus der Konkretisierung der Rückbaustrategie für die deutschen Kernkraftwerke. Im Zuge dessen war die anzuwendende Kostensteigerungsrate neu zu beurteilen.

Von den im Jahr 2015 geleisteten Anzahlungen in Höhe von 1.319 Mio € (2014: 1.286 Mio €) entfallen 648 Mio € (2014: 651 Mio €) auf Vorausleistungen für das Endlagerprojekt Gorleben bis zum Jahr 2012 beziehungsweise 31 Mio € (2014: 16 Mio €) Kostenumlagen für den Auswahlprozess gemäß StandAG sowie 504 Mio € (2014: 458 Mio €) für das Endlager Schacht Konrad. Gegen die Vorausleistungs- beziehungsweise Kostenumlagebescheide sind Rechtsmittel eingelegt worden.

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 2015			31. Dezember 2014		
	Kurzfristig	Langfristig	Summe	Kurzfristig	Langfristig	Summe
Finanzverbindlichkeiten	**2.788**	**14.954**	**17.742**	**3.883**	**15.784**	**19.667**
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	2.375	–	2.375	2.185	–	2.185
Investitionszuschüsse	22	386	408	15	366	381
Baukostenzuschüsse von Energieabnehmern	232	1.803	2.035	217	1.856	2.073
Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten	10.779	4.786	15.565	9.908	3.868	13.776
Erhaltene Anzahlungen	141	203	344	245	252	497
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	11.262	1.168	12.430	12.045	1.462	13.507
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	**24.811**	**8.346**	**33.157**	**24.615**	**7.804**	**32.419**
Summe	**27.599**	**23.300**	**50.899**	**28.498**	**23.588**	**52.086**

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 2015 planmäßig um ein weiteres Jahr verlängert.

Zum Jahresende 2015 standen folgende Anleihen der EIF aus:

Wesentliche Anleihen der E.ON International Finance B.V.[1)]

Volumen in jeweiliger Währung	Anfängliche Laufzeit	Fälligkeit	Kupon
1.238 Mio EUR[2)]	7 Jahre	Jan 2016	5,500 %
900 Mio EUR	15 Jahre	Mai 2017	6,375 %
1.769 Mio EUR[3)]	10 Jahre	Okt 2017	5,500 %
2.000 Mio USD[4)]	10 Jahre	Apr 2018	5,800 %
850 Mio GBP[5)]	12 Jahre	Okt 2019	6,000 %
1.400 Mio EUR[6)]	12 Jahre	Mai 2020	5,750 %
975 Mio GBP[7)]	30 Jahre	Jun 2032	6,375 %
900 Mio GBP	30 Jahre	Okt 2037	5,875 %
1.000 Mio USD[4)]	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 1.500 Mio EUR auf 1.238 Mio EUR zurückgeführt.
3) Nach vorzeitigem Rückkauf wurde die Anleihe von ursprünglich 2.375 Mio EUR auf 1.769 Mio EUR zurückgeführt.
4) Anleihe unter Rule 144A/Regulation S.
5) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 600 Mio GBP auf 850 Mio GBP.
6) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 1.000 Mio EUR auf 1.400 Mio EUR.
7) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 850 Mio GBP auf 975 Mio GBP.

Zusätzlich ausstehend waren zum 31. Dezember 2015 Privatplatzierungen im Gesamtvolumen von rund 0,9 Mrd € (2014: 0,9 Mrd €) sowie Schuldscheindarlehen im Gesamtvolumen von rund 0,4 Mrd € (2014 0,6 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 2015 standen sowohl unter dem Euro-Commercial-Paper-Programm (2014: 401 Mio €) als auch unter dem US-Commercial-Paper-Programm (2014: 0 Mio €) keine Commercial Paper aus.

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. Im Jahr 2015 hat E.ON unter Zustimmung der Banken die mögliche Ausnutzung der zweiten Option zur Laufzeitverlängerung um ein Jahr, in das Jahr 2016, verschoben. 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 2015	Fälligkeit in 2016	Fälligkeit in 2017	Fälligkeit in 2018	Fälligkeit in 2019	Fälligkeit in 2020 bis 2026	Fälligkeit nach 2026
31. Dezember 2015	14.011	–	1.238	2.669	1.986	1.282	1.939	4.897
31. Dezember 2014	14.703	1.118	1.238	2.669	1.796	1.267	1.939	4.676

Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten

Die Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten setzen sich wie folgt zusammen:

Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten zum 31. Dezember

	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Globaler Handel	
in Mio €	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Anleihen	–	–	–	–	–	–
Commercial Paper	–	–	–	–	–	–
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	60	73	75	84	–	–
Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing	18	37	–	–	453	457
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.202	1.324	377	411	527	159
Finanzverbindlichkeiten	**1.280**	**1.434**	**452**	**495**	**980**	**616**

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten beinhalten unter anderem erhaltene Sicherheiten mit einem Fair Value von 115 Mio € (2014: 142 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 375 Mio € (2014: 638 Mio €) sowie Finanzgarantien in Höhe von 8 Mio € (2014: 11 Mio €) enthalten. Darüber hinaus beinhaltet der Posten erhaltene Margin-Zahlungen im Zusammenhang mit Börsentermingeschäften in Höhe von 525 Mio € (2014: 153 Mio €). Ebenfalls enthalten sind erhaltene Sicherheitsleistungen im Zusammenhang mit Lieferungen und Leistungen in Höhe von 18 Mio € (2014: 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 2015 auf 2.375 Mio € (2014: 2.185 Mio €).

Die noch nicht ertragswirksam gewordenen Investitionszuschüsse von 408 Mio € (2014: 381 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	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
	–	–	–	–	–	–	13.750	14.280	13.750	14.280
	–	–	–	–	–	–	–	401	–	401
	–	4	35	28	4	137	115	937	289	1.263
	–	–	246	220	22	1	88	98	827	813
	–	–	63	58	98	53	609	905	2.876	2.910
	0	**4**	**344**	**306**	**124**	**191**	**14.562**	**16.621**	**17.742**	**19.667**

Die Baukostenzuschüsse in Höhe von 2.035 Mio € (2014: 2.073 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 8.389 Mio € (2014: 9.661 Mio €) und Zinsverpflichtungen in Höhe von 571 Mio € (2014: 594 Mio €). Darüber hinaus sind in den übrigen betrieblichen Verbindlichkeiten die fortgeführten Stillhalterverpflichtungen für den Erwerb zusätzlicher Anteile an bereits konsolidierten Tochterunternehmen in Höhe von 260 Mio € (2014: 311 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 426 Mio € (2014: 452 Mio €) enthalten.

(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 2015 auf einen beizulegenden Zeitwert von 16 Mio € (2013: 48 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 Freistellungserklärungen in den meisten Fällen Bestandteil der jeweiligen Verkaufsverträge.

E.ON haftet darüber hinaus gesamtschuldnerisch aus Beteiligungen an Gesellschaften bürgerlichen Rechts, Personenhandelsgesellschaften 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 2015 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 2015 war die Haftung begrenzt auf einen Betrag in Höhe von 3.475 Mio SEK beziehungsweise 378 Mio € (2014: 3.394 Mio SEK beziehungsweise 361 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 2015 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 2015 besteht ein Bestellobligo für Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen in Höhe von 2,7 Mrd € (2014: 1,7 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 2015 auf 1,3 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

	Mindestleasingzahlungen	
in Mio €	2015	2014
Fälligkeit bis 1 Jahr	259	221
Fälligkeit 1–5 Jahre	550	539
Fälligkeit über 5 Jahre	697	795
Summe	**1.506**	**1.555**

Die in der Gewinn- und Verlustrechnung erfassten Aufwendungen aus solchen Verträgen betragen 211 Mio € (2014: 210 Mio €). Hierin sind im Geschäftsjahr 2015 entstandene und daher aufwandswirksam erfasste bedingte Mietzahlungen enthalten.

Weitere langfristige vertragliche Verpflichtungen bestehen im E.ON-Konzern zum 31. Dezember 2015 im Wesentlichen zur Abnahme fossiler Brennstoffe wie Erdgas, Braun- und Steinkohle. Die finanziellen Verpflichtungen aus diesen Abnahmeverträgen belaufen sich am 31. Dezember 2015 auf rund 220,9 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 7,7 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 gegenüber dem 31. Dezember 2014 ist ein preisbedingter Rückgang der Mindestabnahmeverpflichtung beim Gasbezug.

Vertragliche Verpflichtungen zur Stromabnahme bestehen zum 31. Dezember 2015 in Höhe von 3,4 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 1,5 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 2015 in Höhe von rund 6,4 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 0,4 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 2015 weitere finanzielle Verpflichtungen in Höhe von rund 2,9 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 1,2 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. Der Bundesgerichtshof hat in mehreren Urteilen über die Rechtsfolgen dieses Verstoßes im deutschen Recht befunden. Weitere Urteile zu diesem Komplex werden für das Jahr 2016 erwartet. Obwohl keine Konzernunternehmen an

diesen Vorlageverfahren unmittelbar beteiligt sind, besteht das Risiko, dass Ansprüche auf Rückforderung vereinnahmter Erhöhungsbeträge auch gegen Konzernunternehmen mit Erfolg durchgesetzt werden. 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.

Auf weitergehende Angaben zu den dargestellten Verfahren sowie den damit verbundenen Risiken und Maßnahmen wird insbesondere wegen der möglichen Beeinflussung des Verfahrensfortgangs verzichtet. E.ON macht insofern von den Regelungen des IAS 37.92 Gebrauch.

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.

Auf weitergehende Angaben zu den dargestellten Verfahren sowie den damit verbundenen Risiken und Maßnahmen wird insbesondere wegen der möglichen Beeinflussung des Verfahrensfortgangs verzichtet. E.ON macht insofern von den Regelungen des IAS 37.92 Gebrauch.

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. Nachdem die vorläufig gewährte Aussetzung der Steuer durch den Bundesfinanzhof zwischenzeitlich aufgehoben worden war, hat sich der Europäische Gerichtshof im Hinblick auf die ihm vorgelegten Fragen im Juni 2015 zugunsten der Europarechtskonformität der Steuer ausgesprochen. Die endgültige Entscheidung durch das Bundesverfassungsgericht steht noch aus.

Auf weitergehende Angaben zu den dargestellten Verfahren sowie den damit verbundenen Risiken und Maßnahmen wird insbesondere wegen der möglichen Beeinflussung des Verfahrensfortgangs verzichtet. E.ON macht insofern von den Regelungen des IAS 37.92 Gebrauch.

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 €	2015	2014
Nicht zahlungswirksame Investitionen und Finanzierungstätigkeiten		
Dotierung von externem Fondsvermögen für Pensionsverpflichtungen durch Übertragung von Termingeldern und Wertpapieren	–	623

Aus der Abgabe konsolidierter Beteiligungen und Aktivitäten sind E.ON als Gegenleistung im Berichtsjahr insgesamt 3.933 Mio € in bar zugeflossen (2014: 939 Mio €). In diesem Betrag sind abgelöste Konzerndarlehen in Höhe von 2.905 Mio € enthalten. Die mitveräußerten Zahlungsmittel betrugen 187 Mio € (2014: 27 Mio €). Der Verkauf dieser Aktivitäten führte zu Minderungen bei den Vermögenswerten von 6.351 Mio € (2014: 1.625 Mio €) sowie bei den Rückstellungen und Verbindlichkeiten von 5.225 Mio € (2014: 572 Mio €).

Die Kaufpreise für Tochterunternehmen betrugen im Berichtsjahr 0 Mio € (2014: 22 Mio €). Dementsprechend wurden keine Zahlungsmittel miterworben (2014: 1 Mio €).

Der operative Cashflow lag mit 6,2 Mrd € annähernd auf Vorjahresniveau. Bei nahezu unveränderter Mittelbindung im Nettoumlaufvermögen wurde der Rückgang des zahlungswirksamen Ergebnisbeitrags zum großen Teil durch niedrigere Nettozins- und -ertragsteuerzahlungen kompensiert.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten beträgt rund -0,3 Mrd € (2014: -3,2 Mrd €). Die Veränderung von rund 2,9 Mrd € ist mit 1,9 Mrd € auf höhere Einzahlungen aus Desinvestitionen zurückzuführen, die im Wesentlichen aus dem Verkauf der Aktivitäten in Spanien, der Bereiche Solar, Hydro und konventionelle Erzeugung in Italien, der norwegischen Explorationsaktivitäten sowie aus der Veräußerung der restlichen Anteile an der früheren E.ON Energy from Waste resultieren. Verstärkt wird dieser Effekt durch um 0,5 Mrd € geringere Auszahlungen für Investitionen in immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Beteiligungen sowie durch eine Abnahme der verfügungsbeschränkten Zahlungsmittel von 0,1 Mrd €, der im Vorjahr eine Zunahme von 0,4 Mrd € gegenüberstand.

Im Jahr 2015 betrug der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten -3,9 Mrd € (2014: -4,6 Mrd €). Die Veränderung von rund 0,7 Mrd € beruht im Wesentlichen auf einer um 0,4 Mrd € niedrigeren Nettorückführung von Finanzverbindlichkeiten, auf der gegenüber dem Vorjahr um rund 0,1 Mrd € zurückgegangenen Dividendenzahlung an die Aktionäre des E.ON-Konzerns sowie mit weiteren 0,1 Mrd € auf einer Erhöhung der Anteile Konzernfremder am Eigenkapital voll konsolidierter Konzerngesellschaften.

Aus der Explorationstätigkeit ergab sich ein operativer Cashflow in Höhe von -48 Mio € (2014: -49 Mio €) sowie ein Cashflow aus Investitionstätigkeit in Höhe von -63 Mio € (2014: -13 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 2015 sind bestehende Grundgeschäfte in Cashflow Hedges mit Laufzeiten bis zu 35 Jahre (2014: bis zu 23 Jahren) im Fremdwährungsbereich und mit Laufzeiten bis zu 10 Jahren (2014: bis zu zwölf Jahren) im Bereich der Zinssicherungen einbezogen.

Zum 31. Dezember 2015 ergab sich aus dem ineffektiven Teil von Cashflow Hedges ein Ertrag in Höhe von 6 Mio € (2014: Aufwand von 25 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[1] in die Gewinn- und Verlustrechnung – 2015

		Erwartete Gewinne/Verluste			
in Mio €	Buchwerte	2016	2017	2018–2020	>2020
OCI – Fremdwährungs-Cashflow-Hedges	70	–	32	8	-110
OCI – Zins-Cashflow-Hedges	759	-2	-2	-8	-747
OCI – Commodity-Cashflow-Hedges	–	–	–	–	–

1) OCI Other Comprehensive Income, Angaben vor Steuern

Zeitpunkt der Umgliederung aus dem OCI[1] in die Gewinn- und Verlustrechnung – 2014

		Erwartete Gewinne/Verluste			
in Mio €	Buchwerte	2015	2016	2017–2019	>2019
OCI – Fremdwährungs-Cashflow-Hedges[2]	202	–	24	17	-243
OCI – Zins-Cashflow-Hedges[2]	899	-8	-9	-22	-860
OCI – Commodity-Cashflow-Hedges	-1	1	–	–	–

1) OCI Other Comprehensive Income, Angaben vor Steuern
2) Vorjahreswerte wurden aufgrund einer erforderlichen Anpassung der Risikoklassifizierung umverteilt

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 -574 Mio € (2014: -974 Mio €).

Im Jahr 2015 wurde ein Ertrag von 499 Mio € (2014: Aufwand von 55 Mio €) dem Other Comprehensive Income zugeführt. Im gleichen Zeitraum wurde ein Aufwand von 348 Mio € (2014: Aufwand von 663 Mio €) in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert.

Net Investment Hedges

Zur Sicherung der Netto-Aktiva ausländischer Beteiligungen werden Devisentermingeschäfte, Devisenswaps, Währungsswaps und originäre Fremdwährungsdarlehen eingesetzt. Zum 31. Dezember 2015 wurden 746 Mio € (2014: 269 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 2015 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 ±10 Prozent würde zu einer theoretischen Minderung der Marktwerte um 44 Mio € beziehungsweise zu einem Anstieg um 45 Mio € führen.

Zu Jahresbeginn war ein Aufwand von 48 Mio € aus der Zugangsbewertung von Derivaten abgegrenzt. Nach Realisierungen von Erträgen in Höhe von 1 Mio € ergab sich zum Jahresende ein abgegrenzter Aufwand von 47 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

	31. Dezember 2015		31. Dezember 2014	
in Mio €	Nominalwert	Fair Value	Nominalwert	Fair Value
Devisentermingeschäfte	21.398,3	38,9	17.113,9	42,9
Zwischensumme	**21.398,3**	**38,9**	**17.113,9**	**42,9**
Währungsswaps	7.929,2	110,9	8.175,7	-134,6
Zins-/Währungsswaps	35,5	38,8	35,5	32,1
Zwischensumme	**7.964,7**	**149,7**	**8.211,2**	**-102,5**
Zinsswaps	1.786,0	-548,6	2.893,0	-558,2
Festzinszahler	*1.536,0*	*-590,1*	*2.393,0*	*-607,5*
Festzinsempfänger	*250,0*	*41,5*	*500,0*	*49,3*
Zinsoptionen	1.600,0	-248,3	2.000,0	-322,5
Zwischensumme	**3.386,0**	**-796,9**	**4.893,0**	**-880,7**
Sonstige Derivate	165,0	-0,8	208,0	9,8
Zwischensumme	**165,0**	**-0,8**	**208,0**	**9,8**
Summe	**32.914,0**	**-609,1**	**30.426,1**	**-930,5**

Gesamtvolumen der strom-, gas-, kohle-, öl- und emissionsrechtbezogenen Derivate

	31. Dezember 2015		31. Dezember 2014	
in Mio €	Nominalwert	Fair Value	Nominalwert	Fair Value
Stromtermingeschäfte	42.677,4	210,3	50.440,2	519,1
Börsengehandelte Stromtermingeschäfte	17.620,1	411,9	15.408,3	175,9
Stromswaps	1.694,4	38,4	2.462,8	49,1
Stromoptionen	196,2	-35,1	256,1	-27,8
Gastermingeschäfte	34.697,1	484,0	37.619,7	282,4
Börsengehandelte Gastermingeschäfte	12.344,1	249,2	9.723,6	72,2
Gasswaps	4.919,0	22,7	5.888,7	15,0
Gasoptionen	59,2	-15,2	68,3	19,0
Kohletermin- und -swapgeschäfte	1.190,0	17,5	1.807,0	1,8
Börsengehandelte Kohletermingeschäfte	12.953,3	-208,7	12.004,3	-296,4
Ölbezogene Derivate	968,5	-9,0	9.431,7	-72,1
Börsengehandelte ölbezogene Derivate	439,8	-6,1	4.711,2	31,4
Emissionsrechtbezogene Derivate	20,1	-8,0	–	–
Börsengehandelte emissionsrechtbezogene Derivate	651,4	38,0	808,0	84,7
Sonstige Derivate	51,7	21,2	38,8	-2,8
Börsengehandelte sonstige Derivate	112,7	43,3	103,9	18,2
Summe	**130.595,0**	**1.254,4**	**150.772,6**	**869,7**

(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 2015

in Mio €	Buchwerte	Summe Buchwerte im Anwendungsbereich des IFRS 7	Bewertungskategorien gemäß IAS 39[1]	Fair Value	Anhand von Börsenkursen ermittelt	Von Marktwerten abgeleitet
Beteiligungen	1.202	1.202	AfS	1.202	145	408
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	5.064	5.044		5.044	92	517
Forderungen aus Finanzierungsleasing	*609*	*609*	*n/a*	*609*	*92*	*517*
Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte	*4.455*	*4.435*	*LaR*	*4.435*	–	–
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	30.865	28.938		28.938	6.521	9.296
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	*11.213*	*11.213*	*LaR*	*11.213*	–	–
Derivate ohne Hedging-Beziehungen	*15.600*	*15.600*	*HfT*	*15.600*	*6.521*	*8.686*
Derivate mit Hedging-Beziehungen	*610*	*610*	*n/a*	*610*	–	*610*
Sonstige betriebliche Vermögenswerte	*3.442*	*1.515*	*LaR*	*1.515*	–	–
Wertpapiere und Festgeldanlagen	6.802	6.802	AfS	6.802	6.268	463
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	5.189	5.189	AfS	5.189	5.153	36
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	923	923	AfS	923	923	–
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	1.191	203	AfS	203	–	93
Summe Vermögenswerte	**51.236**	**48.301**		**48.301**	**19.102**	**10.813**
Finanzverbindlichkeiten	17.742	16.837		20.116	17.199	289
Anleihen	*13.750*	*13.750*	*AmC*	*16.655*	*16.655*	–
Commercial Paper	–	–	*AmC*	–	–	–
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	*289*	*289*	*AmC*	*289*	–	*289*
Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing	*827*	*827*	*n/a*	*1.201*	–	–
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	*2.876*	*1.971*	*AmC*	*1.971*	*544*	–
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	33.157	28.317		28.317	5.985	9.548
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	*2.375*	*2.375*	*AmC*	*2.375*	–	–
Derivate ohne Hedging-Beziehungen	*14.384*	*14.384*	*HfT*	*14.384*	*5.985*	*8.367*
Derivate mit Hedging-Beziehungen	*1.181*	*1.181*	*n/a*	*1.181*	–	*1.181*
Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32[2]	*686*	*686*	*AmC*	*686*	–	–
Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	*14.531*	*9.691*	*AmC*	*9.691*	–	–
Summe Verbindlichkeiten	**50.899**	**45.154**		**48.433**	**23.184**	**9.837**

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 2014

in Mio €	Buchwerte	Summe Buchwerte im Anwendungsbereich des IFRS 7	Bewertungskategorien gemäß IAS 39[1]	Fair Value	Anhand von Börsenkursen ermittelt	Von Marktwerten abgeleitet
Beteiligungen	1.573	1.573	AfS	1.573	120	320
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	4.909	3.739		4.032	99	546
Forderungen aus Finanzierungsleasing	*645*	*645*	*n/a*	*645*	*99*	*546*
Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte	*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
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	*11.800*	*11.800*	*LaR*	*11.800*	–	–
Derivate ohne Hedging-Beziehungen	*13.258*	*13.346*	*HfT*	*13.346*	*6.157*	*6.745*
Derivate mit Hedging-Beziehungen	*458*	*370*	*n/a*	*370*	–	*370*
Sonstige betriebliche Vermögenswerte	*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
Summe Vermögenswerte	**51.358**	**43.269**		**43.562**	**16.365**	**8.965**
Finanzverbindlichkeiten	19.667	19.222		23.213	18.824	1.664
Anleihen	*14.280*	*14.280*	*AmC*	*17.997*	*17.997*	–
Commercial Paper	*401*	*401*	*AmC*	*401*	–	*401*
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	*1.263*	*1.263*	*AmC*	*1.263*	–	*1.263*
Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing	*813*	*813*	*n/a*	*1.296*	–	–
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	*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
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	*2.185*	*2.185*	*AmC*	*2.185*	–	–
Derivate ohne Hedging-Beziehungen	*12.947*	*12.332*	*HfT*	*12.332*	*6.187*	*6.097*
Derivate mit Hedging-Beziehungen	*829*	*1.444*	*n/a*	*1.444*	–	*1.444*
Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32[2]	*764*	*764*	*AmC*	*764*	–	–
Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	*15.694*	*10.426*	*AmC*	*10.426*	–	–
Summe Verbindlichkeiten	**52.086**	**46.373**		**50.364**	**25.011**	**9.205**

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 62 Mio € (2014: 49 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 2015 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 19 Mio € in die Fair-Value-Stufe 3 umgegliedert und in Höhe von 37 Mio € aus der Stufe 3 in die Stufe 2 umgegliedert. Die im OCI erfassten Verluste resultieren aus einem marktbedingten Bewertungseffekt auf eine Beteiligung an einem schwedischen Kraftwerk. 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 2015	Käufe (inklusive Zugängen)	Verkäufe (inklusive Abgängen)	Abwicklung	Gewinne/ Verluste in der GuV	Umgliederungen in Stufe 3	Umgliederungen aus Stufe 3	Gewinne/ Verluste im OCI	Stand zum 31. Dezember 2015
Beteiligungen	1.133	53	-142	–	30	19	-37	-407	649
Derivative Finanzinstrumente	396	–	–	–	-35	–	–	–	361
Summe	**1.529**	**53**	**-142**	**0**	**-5**	**19**	**-37**	**-407**	**1.010**

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 2015

in Mio €	Bruttobetrag	Verrechneter Betrag	Bilanzwert	Bedingter Saldierungsbetrag (Netting Agreements)	Erhaltene/ Gegebene finanzielle Sicherheit	Nettowert
Finanzielle Vermögenswerte						
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	11.213	–	11.213	3.982	–	7.231
Zins- und Währungsderivate	1.436	–	1.436	–	115	1.321
Commodity-Derivate	14.774	–	14.774	6.213	478	8.083
Summe	**27.423**	**0**	**27.423**	**10.195**	**593**	**16.635**
Finanzielle Verbindlichkeiten						
Zins- und Währungsderivate	2.047	–	2.047	–	848	1.199
Commodity-Derivate	13.518	–	13.518	6.213	426	6.879
Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	14.531	–	14.531	3.982	–	10.549
Summe	**30.096**	**0**	**30.096**	**10.195**	**1.274**	**18.627**

Aufrechnungsvereinbarung finanzieller Vermögenswerte und Verbindlichkeiten zum 31. Dezember 2014

in Mio €	Bruttobetrag	Verrechneter Betrag	Bilanzwert	Bedingter Saldierungsbetrag (Netting Agreements)	Erhaltene/ Gegebene finanzielle Sicherheit	Nettowert
Finanzielle Vermögenswerte						
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
Summe	**25.516**	**0**	**25.516**	**8.505**	**264**	**16.747**
Finanzielle Verbindlichkeiten						
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
Summe	**29.470**	**0**	**29.470**	**4.195**	**1.309**	**23.966**

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 in den Verbindlichkeiten und Vermögenswerten gegenüber Kreditinstituten hinterlegten Sicherheitsleistungen begrenzen die Auslastung von Kreditlimiten bei der Marktbewertung von Zins- und Währungsderivaten und sind 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 2015

in Mio €	Mittelabflüsse 2016	Mittelabflüsse 2017	Mittelabflüsse 2018–2020	Mittelabflüsse ab 2021
Anleihen	2.088	3.347	5.837	9.830
Commercial Paper	–	–	–	–
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	161	35	77	49
Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing	103	166	231	1.357
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.362	34	469	1.068
Finanzgarantien	26	–	–	–
Mittelabflüsse Finanzverbindlichkeiten	**3.740**	**3.582**	**6.614**	**12.304**
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	2.329	–	–	–
Derivate (mit/ohne Hedging-Beziehungen)	32.623	12.532	6.962	–
Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32	162	5	109	410
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	9.611	2	6	2
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	**44.725**	**12.539**	**7.077**	**412**
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7	**48.465**	**16.121**	**13.691**	**12.716**

Cashflow-Analyse zum 31. Dezember 2014

in Mio €	Mittelabflüsse 2015	Mittelabflüsse 2016	Mittelabflüsse 2017–2019	Mittelabflüsse 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	–	–	–
Mittelabflüsse Finanzverbindlichkeiten	**4.744**	**2.180**	**7.872**	**13.431**
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
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	**47.548**	**14.538**	**2.483**	**543**
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7	**52.292**	**16.718**	**10.355**	**13.974**

Finanzgarantien wurden in einem Nominalvolumen von 26 Mio € (2014: 87 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 8 Mio € (2014: 11 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 ausübbaren Put-Optionen, dem frühesten Laufzeitband zugeordnet. Im Jahr 2015 wurden alle Covenants eingehalten.

Bei brutto erfüllten Derivaten (in der Regel Währungsderivate und Commodity-Derivate) stehen den Auszahlungen korrespondierende Mittel- beziehungsweise Warenzuflüsse gegenüber.

Das Nettoergebnis der Finanzinstrumente nach Bewertungskategorien gemäß IAS 39 stellt sich wie folgt dar:

Nettoergebnis nach Bewertungskategorien[1)]

in Mio €	2015	2014
Loans and Receivables	-496	-96
Available-for-Sale	977	722
Held-for-Trading	-450	1.166
Amortized Cost	-778	-1.070
Summe	**-747**	**722**

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 Bauzeitzinsen.

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 Risikosteuerung 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 2015 181 Mio € (2014: 143 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 2015 der Anteil der variabel verzinsten Finanzverbindlichkeiten 0 Prozent (2014: 7 Prozent). Das Volumen der Finanzverbindlichkeiten mit Zinsfestschreibung würde unter sonst gleichen Umständen von 14,1 Mrd € zum Jahresende 2015 über 12,2 Mrd € im Jahr 2016 auf 11,1 Mrd € im Jahr 2017 abnehmen.

Die effektive Zinsduration der Finanzverbindlichkeiten nach Berücksichtigung von Zinsderivaten betrug 9,6 Jahre zum 31. Dezember 2015 (2014: 7,4 Jahre). Die volumengewichtete Durchschnittsverzinsung der Finanzverbindlichkeiten nach Berücksichtigung von Zinsderivaten betrug 5,9 Prozent zum 31. Dezember 2015 (2014: 5,6 Prozent).

Der E.ON-Konzern hielt zum 31. Dezember 2015 Zinsderivate mit einem Nennwert von 3.386 Mio € (2014: 4.893 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 ±1 Prozentpunkt (über alle Währungen) würde die Zinsbelastung im Folgejahr nicht erhöhen beziehungsweise verringern (2014: keine Veränderung)

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 2015 1.042 Mio € (2014: 1.412 Mio €).

Der E.ON-Konzern hielt zum 31. Dezember 2015 strom-, gas-, kohle-, öl- und emissionsrechtbezogene Derivate mit einem Nennwert von 130.595 Mio € (2014: 150.773 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 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 Patronatserklärungen (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 6.304 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 44.121 Mio € (2014: 42.759 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 Limitherleitung 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 2015 vorwiegend von inländischen Konzerngesellschaften Kapitalanlagen in Höhe von insgesamt 5,4 Mrd € (2014: 5,4 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 189 Mio € (2014: 240 Mio €).

Zusätzlich verwaltet die Versorgungskasse Energie VVaG (VKE) zum Jahresende Finanzanlagen in Höhe von 1,1 Mrd € (2014: 1,0 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 58,0 Mio € (2014: 35,3 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 €	2015	2014
Erträge	**1.486**	**1.753**
Assoziierte Unternehmen	*1.246*	*1.480*
Gemeinschaftsunternehmen	*58*	*95*
Sonstige nahestehende Unternehmen	*182*	*178*
Aufwendungen	**1.416**	**1.697**
Assoziierte Unternehmen	*1.206*	*1.395*
Gemeinschaftsunternehmen	*21*	*102*
Sonstige nahestehende Unternehmen	*189*	*200*
Forderungen	**1.318**	**1.740**
Assoziierte Unternehmen	*675*	*1.057*
Gemeinschaftsunternehmen	*457*	*448*
Sonstige nahestehende Unternehmen	*186*	*235*
Verbindlichkeiten	**1.385**	**1.180**
Assoziierte Unternehmen	*989*	*737*
Gemeinschaftsunternehmen	*31*	*63*
Sonstige nahestehende Unternehmen	*365*	*380*

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 2015 gegenüber nahestehenden Unternehmen Verbindlichkeiten aus, von denen 393 Mio € (2014: 368 Mio €) aus Lieferungs- und Leistungsbeziehungen mit Gemeinschafts-Kernkraftwerken resultieren. Diese Verbindlichkeiten haben keine feste Laufzeit und werden mit 1 Prozent beziehungsweise 1-Monats-EURIBOR abzüglich 0,05 Prozent p.a. (2014: 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 10,8 Mio € (2014: 9,9 Mio €), für Leistungen aus Anlass der Beendigung des Dienstverhältnisses 5,6 Mio € (2014: 0 Mio €) sowie für Leistungen nach Beendigung des Dienstverhältnisses 3,0 Mio € (2014: 2,8 Mio €). Darüber hinaus sind im Berichtsjahr versicherungsmathematische Gewinne in Höhe von 9,3 Mio € (2014: versicherungsmathematische Verluste von 11,7 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 0,6 Mio € (2014: 6,0 Mio €).

Zum Bilanzstichtag beliefen sich die Rückstellungen für den E.ON Share Performance Plan und den E.ON Share Matching Plan auf 9,5 Mio € (2014: 10,4 Mio €).

Die Mitglieder des Aufsichtsrats erhielten im Berichtsjahr für ihre Tätigkeit eine Vergütung von 3,2 Mio € (2014: 3,1 Mio €). Den Arbeitnehmervertretern des Aufsichtsrats wurde im Rahmen der bestehenden Arbeitsverträge mit Tochtergesellschaften eine Vergütung in Höhe von insgesamt 0,5 Mio € (2014: 0,5 Mio €) gezahlt.

Detaillierte und individualisierte Angaben hinsichtlich der Vergütung finden sich im Vergütungsbericht auf den Seiten 82 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. Aus der regionalen Einheit Deutschland wurde das Handelsgeschäft im Bereich Großkunden in die globale Einheit Globaler Handel umgegliedert. Nach strategischer Überprüfung des Strom- und Gasvertriebs in Italien hat E.ON Anfang August 2015 entschieden, dieses Geschäft in der regionalen Einheit Italien weiterzuentwickeln. Die entsprechenden Vorjahresvergleichszahlen wurden angepasst.

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.

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 zehn 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, Italien und bis Dezember 2014 Spanien (zu den Einheiten Italien und Spanien siehe auch Textziffer 4). Zusätzlich dazu werden hier auch die Aktivitäten von E.ON Connecting Energies, die sich auf die Bereitstellung dezentraler Komplettlösungen konzentriert, ausgewiesen.

Unter den Nicht-EU-Ländern wird das Stromerzeugungsgeschäft in Russland als Fokusregion dargestellt. Darüber hinaus werden als „Weitere Nicht-EU-Länder" die Aktivitäten in Brasilien und in der Türkei 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.

Die Veränderung des EBITDA gegenüber dem Vorjahr resultiert vor allem aus dem laufenden Ergebnis der genannten Gesellschaft und insbesondere aus zinsbedingt höheren Rückstellungszuführungen. Gegenläufig wirken Konsolidierungseffekte im Zusammenhang mit der Rückstellungsbewertung von Emissionsrechten.

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 €	2015	2014
EBITDA[1)]	**7.557**	**8.376**
Planmäßige Abschreibung	-3.052	-3.561
Impairments (-)/Wertaufholungen (+)[2)]	-136	-120
EBIT[1)]	**4.369**	**4.695**
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-1.572	-1.613
Netto-Buchgewinne/-verluste	450	589
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-217	-133
Aufwendungen für Restrukturierung E.ON 2.0	-293	-363
Impairments (-)/Wertaufholungen (+)[2), 3)]	-8.430	-5.457
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	150	-116
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern	**-5.543**	**-2.398**
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-835	-570
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	**-6.378**	**-2.968**
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	1	-162
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	**-6.377**	**-3.130**
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE	*-6.999*	*-3.160*
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	*622*	*30*

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 2015 lagen die Netto-Buchgewinne rund 139 Mio € unter dem Vorjahresniveau. Die Buchgewinne resultierten vor allem aus der Veräußerung von Wertpapieren, der restlichen Anteile an E.ON Energy from Waste, der Explorations- und Produktionsaktivitäten in der norwegischen Nordsee, von Netzteilen in Deutschland sowie aus dem Verkauf von Aktivitäten in Italien und Finnland.

Der Vorjahreswert enthielt Buchgewinne 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.

Die gesamten Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement sind im Vergleich zum Vorjahr um 14 Mio € gestiegen. Die Aufwendungen fielen hierbei wie im Vorjahr im Wesentlichen im Rahmen der eingeleiteten internen Kostensenkungsprogramme und der strategischen Neuausrichtung an.

Die Ertragslage im Berichtszeitraum 2015 wurde insbesondere durch außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 8,8 Mrd € sowie Zuschreibungen in Höhe von 0,4 Mrd € geprägt. Der Anlass für den Wertminderungstest beruhte im Wesentlichen auf aktualisierten Annahmen zur langfristigen Entwicklung von Strom- und Primärenergiepreisen – gestützt auf renommierte Prognose-Institute und unsere eigenen Einschätzungen – sowie den politischen Rahmenbedingungen und deren Auswirkungen auf die erwartete Profitabilität. Die Wertberichtigungen mussten wir insbesondere bei unserer globalen Einheit Erzeugung vornehmen. Darüber hinaus fielen Wertberichtigungen in den Einheiten Exploration & Produktion, Erneuerbare Energien, Globaler Handel, Russland und in den weiteren EU-Ländern an. Im Jahr 2014 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 2015 resultierte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten ein positiver Effekt von 533 Mio € (2014: 540 Mio €). Ergebnisbelastend wirkten sich im Jahr 2015 insbesondere Kosten im Zusammenhang mit den Kraftwerken Oskarshamn und Ringhals aus, die durch Erträge aus der Weiterbelastung von Kosten an den Mitgesellschafter, die im Zusammenhang mit den Kraftwerksblöcken Oskarshamn 1 und 2 entstanden sind, ausgeglichen wurden. Weitere negative Effekte entstanden durch Wertberichtigungen auf Vorräte und Wertpapiere. Im Jahr 2014 belasteten Wertberichtigungen auf Gasvorräte, Wertpapiere und bei den Aktivitäten in den Nicht-EU-Ländern sowie Aufwendungen im Zusammenhang mit Anleiherückkäufen 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 €	2015	2014
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung	-1.330	-1.811
Neutraler Zinsaufwand (+)/-ertrag (-)	-242	198
Wirtschaftliches Zinsergebnis	**-1.572**	**-1.613**

Das wirtschaftliche Zinsergebnis lag im Wesentlichen aufgrund der Verbesserung der Netto-Finanzposition mit -1.572 Mio € über dem Vorjahresniveau (2014: -1.613 Mio €).

Konzerninterne Transaktionen werden grundsätzlich zu Marktpreisen getätigt.

Segmentinformationen nach Bereichen

in Mio €	Erzeugung 2015	Erzeugung 2014	Erneuerbare Energien 2015	Erneuerbare Energien 2014	Globaler Handel 2015	Globaler Handel 2014
Außenumsatz	1.488	2.561	646	682	72.747	67.967
Innenumsatz	6.049	7.724	1.840	1.715	15.115	15.359
Umsatzerlöse	**7.537**	**10.285**	**2.486**	**2.397**	**87.862**	**83.326**
EBITDA[1]	**1.472**	**2.215**	**1.346**	**1.500**	**223**	**106**
darin Equity-Ergebnis[2]	*60*	*53*	*16*	*-3*	*126*	*128*
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	**1.500**	**1.769**	**1.152**	**1.161**	**-145**	**693**
Investitionen	**563**	**862**	**1.106**	**1.222**	**113**	**115**

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 Weitere EU-Länder

in Mio €	Großbritannien 2015	Großbritannien 2014	Schweden 2015	Schweden 2014	Tschechien 2015	Tschechien 2014
Außenumsatz	9.515	9.303	1.947	2.136	2.107	2.093
Innenumsatz	31	43	88	87	117	128
Umsatzerlöse	**9.546**	**9.346**	**2.035**	**2.223**	**2.224**	**2.221**
EBITDA[1]	**384**	**384**	**589**	**622**	**279**	**290**
darin Equity-Ergebnis[2]	*–*	*–*	*5*	*7*	*5*	*5*
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	**543**	**546**	**710**	**601**	**289**	**322**
Investitionen	**155**	**121**	**405**	**331**	**140**	**141**

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 2015	Russland 2014	Weitere Nicht-EU-Länder 2015	Weitere Nicht-EU-Länder 2014	Nicht-EU-Länder 2015	Nicht-EU-Länder 2014
Außenumsatz	1.123	1.518	–	–	1.123	1.518
Innenumsatz	–	–	–	–	0	0
Umsatzerlöse	**1.123**	**1.518**	**0**	**0**	**1.123**	**1.518**
EBITDA[1]	**361**	**517**	**-39**	**-78**	**322**	**439**
darin Equity-Ergebnis[2]	*–*	*–*	*-9*	*-77*	*-9*	*-77*
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	**379**	**502**	**-22**	**-11**	**357**	**491**
Investitionen	**180**	**347**	**114**	**356**	**294**	**703**

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	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
	1.250	1.639	18.958	18.704	19.805	19.788	1.123	1.518	201	236	116.218	113.095
	481	479	379	465	701	799	–	–	-24.565	-26.541	0	0
	1.731	**2.118**	**19.337**	**19.169**	**20.506**	**20.587**	**1.123**	**1.518**	**-24.364**	**-26.305**	**116.218**	**113.095**
	895	**1.136**	**2.157**	**1.761**	**1.756**	**1.775**	**322**	**439**	**-614**	**-556**	**7.557**	**8.376**
	41	*9*	*113*	*82*	*48*	*63*	*-9*	*-77*	*1*	*1*	*396*	*256*
	925	**1.081**	**1.733**	**1.045**	**2.062**	**2.093**	**357**	**491**	**-545**	**-12**	**7.039**	**8.321**
	97	**64**	**881**	**745**	**1.035**	**883**	**294**	**703**	**85**	**43**	**4.174**	**4.637**

	Ungarn		Übrige regionale Einheiten		Weitere EU-Länder	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
	1.535	1.637	4.701	4.619	19.805	19.788
	2	1	463	540	701	799
	1.537	**1.638**	**5.164**	**5.159**	**20.506**	**20.587**
	207	**200**	**297**	**279**	**1.756**	**1.775**
	–	–	*38*	*51*	*48*	*63*
	187	**208**	**333**	**416**	**2.062**	**2.093**
	107	**102**	**228**	**188**	**1.035**	**883**

Segmentinformationen nach Bereichen – Darstellung nicht fortgeführter Aktivitäten

in Mio €	Spanien[3] 2015	Spanien[3] 2014
Außenumsatz	324	1.085
Innenumsatz	31	81
Umsatzerlöse	**355**	**1.166**
EBITDA[1]	**34**	**146**
darin Equity-Ergebnis[2]	–	–
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	**19**	**190**
Investitionen	**5**	**63**

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) Die spanischen Aktivitäten sind bereits im ersten Quartal 2015 abgegangen (vergleiche hierzu auch Textziffer 4).

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung vom operativen Cashflow vor Zinsen und Steuern zum operativen Cashflow:

Operativer Cashflow[1)]

in Mio €	2015	2014	Differenz
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	**7.039**	**8.321**	**-1.282**
Zinszahlungen	-756	-1.049	293
Ertragsteuerzahlungen	-150	-918	768
Operativer Cashflow	**6.133**	**6.354**	**-221**

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 €	2015	2014
Strom	54.522	56.089
Gas	56.602	51.198
Sonstige	5.094	5.808
Summe	**116.218**	**113.095**

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 €	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Außenumsatz nach Sitz des Kunden	40.176	41.605	35.376	32.854	3.329	3.279	35.671	32.551	1.666	2.806	116.218	113.095
Außenumsatz nach Sitz der Gesellschaften	92.797	86.867	9.882	9.700	2.169	2.357	11.023	12.319	347	1.852	116.218	113.095
Immaterielle Vermögenswerte	1.566	1.556	394	426	187	184	2.089	2.499	229	217	4.465	4.882
Sachanlagen	15.492	15.319	5.480	5.650	7.716	7.681	7.814	10.423	2.495	2.200	38.997	41.273
At equity bewertete Unternehmen	1.330	1.615	–	–	185	259	2.706	2.865	315	270	4.536	5.009

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 3,2 Mio € (2014: 3,1 Mio €).

Im Geschäftsjahr 2015 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 15,6 Mio € (2014: 16,2 Mio €) und enthalten die Grundvergütung, die Tantieme, die sonstigen Bezüge sowie die aktienbasierte Vergütung.[1)]

Die Gesamtbezüge der früheren Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen betrugen 15,8 Mio € (2014: 10,2 Mio €). Für die Pensionsverpflichtungen gegenüber früheren Vorstandsmitgliedern und ihren Hinterbliebenen sind 154,6 Mio € (2014: 175,0 Mio €) zurückgestellt.

Im Geschäftsjahr 2015 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 82 bis 95 dargestellt.

Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands finden sich auf der Seite 218.

(35) Sonstige wesentliche Sachverhalte

Am 1. Februar 2016 ist ein Feuer im Kesselhaus des Kraftwerksblocks 3 am Standort Berezovskaya in Russland ausgebrochen. Dadurch wurden wesentliche Komponenten des 800-MW-Kessels beschädigt und müssen ersetzt werden. Der Kraftwerksblock wird für Reparaturarbeiten mindestens 20 Monate außer Betrieb genommen, er wird keinen Strom erzeugen und einen erheblichen Teil der Kapazitätsmarge einbüßen. Das Management geht davon aus, dass keine zusätzlichen Bußgelder anfallen, obwohl in dieser Zeit keine Kapazität zur Verfügung gestellt werden kann. Derzeit bewertet das Management den Umfang des Schadens am Kraftwerksblock, um die Dauer des Stillstands zu beurteilen. Die Kosten für die Wiederherstellung werden auf mindestens 15 Mrd RUB geschätzt. Das Unternehmen ist gegen Baurisiken, Anlagen- und Maschinenschäden sowie Betriebsunterbrechungen versichert. Derzeit werden Untersuchungen unter Einbeziehung von Vertretern der Versicherungen durchgeführt, um zu prüfen, ob der Unfall durch einen Versicherungsvertrag abgedeckt ist und welcher Betrag von der Versicherung ausgeglichen wird. Das Management geht davon aus, dass ein erheblicher Teil des Schadens von der Versicherung ausgeglichen wird.

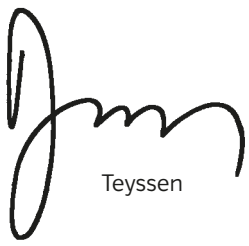
1) Herrn Schäfer wurde eine mehrjährige Tantieme für 2015 in Höhe von 636.000 € durch die Uniper AG gewährt. Diese ist in den Gesamtbezügen des Vorstands nicht enthalten.

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 29. Februar 2016

Der Vorstand



Teyssen

Birnbaum

Reutersberg

Sen

(36) Anteilsbesitzliste gemäß § 313 Abs. 2 HGB

Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2015)

Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %
:agile accelerator GmbH, DE, Düsseldorf[2)]	100,0
AB Svafo, SE, Stockholm[6)]	22,0
Abfallwirtschaft Dithmarschen GmbH, DE, Heide[6)]	49,0
Abfallwirtschaft Schleswig-Flensburg GmbH, DE, Schleswig[6)]	49,0
Abfallwirtschaft Südholstein GmbH (AWSH), DE, Elmenhorst[6)]	49,0
Abfallwirtschaftsgesellschaft Rendsburg-Eckernförde mbH, DE, Borgstedt[6)]	49,0
Abwasser und Service Burg, Hochdonn GmbH, DE, Burg[6)]	44,0
Abwasser und Service Mittelangeln GmbH, DE, Satrup[6)]	33,3
Abwasserbeseitigung Nortorf-Land GmbH, DE, Nortorf[6)]	49,0
Abwasserentsorgung Albersdorf GmbH, DE, Albersdorf[6)]	49,0
Abwasserentsorgung Amt Achterwehr GmbH, DE, Achterwehr[6)]	49,0
Abwasserentsorgung Bargteheide GmbH, DE, Bargteheide[6)]	27,0
Abwasserentsorgung Berkenthin GmbH, DE, Berkenthin[6)]	44,0
Abwasserentsorgung Bleckede GmbH, DE, Bleckede[6)]	49,0
Abwasserentsorgung Brunsbüttel GmbH (ABG), DE, Brunsbüttel[6)]	49,0
Abwasserentsorgung Friedrichskoog GmbH, DE, Friedrichskoog[6)]	49,0
Abwasserentsorgung Kappeln GmbH, DE, Kappeln[6)]	25,0
Abwasserentsorgung Kropp GmbH, DE, Kropp[6)]	25,0
Abwasserentsorgung Marne-Land GmbH, DE, Diekhusen-Fahrstedt[6)]	49,0
Abwasserentsorgung Schladen GmbH, DE, Schladen[6)]	49,0
Abwasserentsorgung Schöppenstedt GmbH, DE, Schöppenstedt[6)]	49,0
Abwasserentsorgung St. Michaelisdonn, Averlak, Dingen, Eddelak GmbH, DE, St. Michaelisdonn[6)]	25,1
Abwasserentsorgung Tellingstedt GmbH, DE, Tellingstedt[6)]	25,0
Abwasserentsorgung Uetersen GmbH, DE, Uetersen[6)]	49,0
Abwassergesellschaft Bardowick mbH & Co. KG, DE, Bardowick[6)]	49,0
Abwassergesellschaft Bardowick Verwaltungs-GmbH, DE, Bardowick[6)]	49,0
Abwassergesellschaft Gehrden mbH, DE, Gehrden[6)]	49,0
Abwassergesellschaft Ilmenau mbH, DE, Melbeck[6)]	49,0
Abwasserwirtschaft Fichtelberg GmbH, DE, Fichtelberg[6)]	25,0
Abwasserwirtschaft Kunstadt GmbH, DE, Burgkunstadt[6)]	30,0
Acme Group Limited, GB, Bury[2)]	100,0
Acme Technical Services Limited, GB, Bury[2)]	100,0
Adria LNG d.o.o. za izradu studija u likvidaciji, HR, Zagreb[6)]	39,2
Aerodis, S.A., FR, Paris[1)]	100,0
Åliden Vind AB, SE, Malmö[2)]	100,0
Amrum-Offshore West GmbH, DE, Düsseldorf[1)]	100,0
Anacacho Wind Farm, LLC, US, Wilmington[1)]	100,0
ANCO Sp. z o.o., PL, Jarocin[2)]	100,0
Aquila Power Investments Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
Aquila Sterling Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
AS Latvijas Gāze, LV, Riga[5)]	47,2
AV Packaging GmbH, DE, München[1)]	0,0
Avacon AG, DE, Helmstedt[1)]	61,5
Avacon Beteiligungen GmbH, DE, Helmstedt[1)]	100,0
Avacon Hochdrucknetz GmbH, DE, Helmstedt[1)]	100,0
Avacon Natur GmbH, DE, Sarstedt[1)]	100,0
Avon Energy Partners Holdings, GB, Coventry[2)]	100,0
AWE-Arkona-Windpark Entwicklungs-GmbH, DE, Hamburg[1)]	98,0
B.V. NEA, NL, Dodewaard[6)]	25,0
Barsebäck Kraft AB, SE, Löddeköpinge[2)]	100,0
BauMineral GmbH, DE, Herten[1), 8)]	100,0
Bayernwerk AG, DE, Regensburg[1)]	100,0
Bayernwerk Anlagentechnik Nord GmbH, DE, Regensburg[2)]	100,0
Bayernwerk Anlagentechnik Süd GmbH, DE, Regensburg[2)]	100,0
Bayernwerk Energiedienstleistungen Licht GmbH, DE, Regensburg[2)]	100,0
Bayernwerk Natur 1. Beteiligungs-GmbH, DE, Regensburg[2)]	100,0
Bayernwerk Natur GmbH, DE, Unterschleißheim[1)]	100,0
Bayernwerk Portfolio GmbH & Co. KG, DE, Regensburg[2)]	100,0
Bayernwerk Portfolio Verwaltungs GmbH, DE, Regensburg[1)]	100,0
BBL Company V.O.F., NL, Groningen[5)]	20,0
Bergeforsens Kraftaktiebolag, SE, Bispgården[5)]	40,0
Beteiligungsgesellschaft der Energieversorgungsunternehmen an der Kerntechnische Hilfsdienst GmbH GbR, DE, Eggenstein-Leopoldshofen[6)]	47,4
Beteiligungsgesellschaft e.disnatur mbH, DE, Potsdam[2)]	100,0
BHL Biomasse Heizanlage Lichtenfels GmbH, DE, Lichtenfels[6)]	25,1
BHO Biomasse Heizanlage Obernsees GmbH, DE, Hollfeld[6)]	40,7
BHP Biomasse Heizwerk Pegnitz GmbH, DE, Pegnitz[6)]	46,5
Bioenergie Bad Füssing GmbH & Co. KG, DE, Bad Füssing[6)]	25,0
Bioenergie Bad Füssing Verwaltungs-GmbH, DE, Bad Füssing[6)]	25,0
Bioenergie Merzig GmbH, DE, Merzig[2)]	51,0
Bioerdgas Hallertau GmbH, DE, Wolnzach[2)]	90,0
Bioerdgas Schwandorf GmbH, DE, Schwandorf[2)]	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 gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2015)

Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %
Biogas Ducherow GmbH, DE, Ducherow[2)]	80,0
Biogas Steyerberg GmbH, DE, Sarstedt[2)]	100,0
BIOPLYN Třeboň spol. s r.o., CZ, Třeboň[6)]	24,7
Bio-Wärme Gräfelfing GmbH, DE, Gräfelfing[6)]	40,0
Blackbriar Battery, LLC, US, Wilmington[2)]	100,0
Blåsjön Kraft AB, SE, Arbrå[5)]	50,0
BMV Energie Beteiligungs GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree[2)]	100,0
BMV Energie GmbH & Co. KG, DE, Fürstenwalde/Spree[6)]	41,8
Boiling Springs Wind Farm, LLC, US, Wilmington[2)]	100,0
Braila Power S.A., RO, Chiscani village[2)]	69,8
Brattmyrliden Vind AB, SE, Malmö[2)]	100,0
Broken Spoke Solar, LLC, US, Wilmington[2)]	100,0
Brunnshög Energi AB, SE, Malmö[2)]	100,0
BTB Bayreuther Thermalbad GmbH, DE, Bayreuth[6)]	33,3
Bursjöliden Vind AB, SE, Malmö[2)]	100,0
Bützower Wärme GmbH, DE, Bützow[6)]	20,0
Carbiogas b.v., NL, Nuenen[6)]	33,3
Cardinal Wind Farm LLC, US, Wilmington[2)]	100,0
Cattleman Wind Farm, LLC, US, Wilmington[2)]	100,0
Celle-Uelzen Netz GmbH, DE, Celle[1)]	97,5
Celsium Sp. z o.o., PL, Skarżysko-Kamienna[2)]	87,8
Centrale Solare di Fiumesanto S.r.l., IT, Sassari[2)]	100,0
Českomoravská distribuce s.r.o., CZ, České Budějovice[6)]	50,0
Champion WF Holdco, LLC, US, Wilmington[1)]	100,0
Champion Wind Farm, LLC, US, Wilmington[1)]	100,0
CHN Contractors Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
CHN Electrical Services Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
CHN Group Ltd, GB, Coventry[2)]	100,0
CHN Special Projects Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
Citigen (London) Limited, GB, Coventry[1)]	100,0
Colbeck's Corner, LLC, US, Wilmington[1)]	100,0
Colonia-Cluj-Napoca-Energie S.R.L., RO, Cluj-Napoca[6)]	33,3
Cremlinger Energie GmbH, DE, Cremlingen[6)]	49,0
CT Services Holdings Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
Dampfversorgung Ostsee-Molkerei GmbH, DE, Wismar[6)]	50,0
DD Brazil Holdings S.à r.l., LU, Luxemburg[1)]	100,0
DD Turkey Holdings S.à r.l., LU, Luxemburg[1)]	100,0
Deutsche Flüssigerdgas Terminal oHG, DE, Essen[2)]	90,0
Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen AG & Co. oHG, DE, Gorleben[6)]	42,5
DFTG – Deutsche Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Essen[2)]	90,0
Donau-Wasserkraft Aktiengesellschaft, DE, München[1)]	100,0
DOTI Deutsche-Offshore-Testfeld- und Infrastruktur-GmbH & Co. KG, DE, Oldenburg[5)]	26,3
DOTI Management GmbH, DE, Oldenburg[6)]	26,3
DOTTO MORCONE S.r.l., IT, Mailand[2)]	100,0
Drivango GmbH, DE, Düsseldorf[2)]	100,0
Dutchdelta Finance S.à r.l., LU, Luxemburg[1)]	100,0
E WIE EINFACH GmbH, DE, Köln[1)]	100,0
e.dialog Netz GmbH, DE, Potsdam[2)]	100,0
E.DIS AG, DE, Fürstenwalde/Spree[1)]	67,0
e.discom Telekommunikation GmbH, DE, Rostock[2)]	100,0
e.disnatur Erneuerbare Energien GmbH, DE, Potsdam[1)]	100,0
e.distherm Wärmedienstleistungen GmbH, DE, Schönefeld[1)]	100,0
e.kundenservice Netz GmbH, DE, Hamburg[1)]	100,0
E.ON (Cross-Border) Pension Trustees Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
E.ON 10. Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf[2)]	100,0
E.ON Anlagenservice GmbH (seit 2016 Uniper Anlagenservice GmbH), DE, Gelsenkirchen[1)]	100,0
E.ON Asset Management GmbH & Co. EEA KG, DE, Grünwald[1), 8)]	100,0
E.ON Austria GmbH, AT, Wien[1)]	75,1
E.ON Bayern Verwaltungs AG, DE, München[2)]	100,0
E.ON Belgium N.V., BE, Brüssel[1)]	100,0
E.ON Benelux CCS Project B.V. (seit 2016 Uniper Benelux CCS Project B.V.), NL, Rotterdam[2)]	100,0
E.ON Benelux Geothermie B.V. (in liquidation), NL, Rotterdam[2)]	100,0
E.ON Benelux Holding b.v. (seit 2016 Uniper Benelux Holding B.V.), NL, Rotterdam[1)]	100,0
E.ON Benelux Levering b.v., NL, Eindhoven[1)]	100,0
E.ON Benelux N.V. (seit 2016 Uniper Benelux N.V.), NL, Rotterdam[1)]	100,0
E.ON Beteiligungen GmbH, DE, Düsseldorf[1), 8)]	100,0
E.ON Bioerdgas GmbH, DE, Essen[1)]	100,0
E.ON Biofor Sverige AB, SE, Malmö[1)]	100,0
E.ON Brasil Energia LTDA., BR, City of São Paulo[2)]	100,0
E.ON Business Services (UK) Limited, GB, Coventry[1)]	100,0
E.ON Business Services Benelux B.V., NL, Rotterdam[2)]	100,0
E.ON Business Services Berlin GmbH, DE, Berlin[2)]	100,0
E.ON Business Services Cluj S.R.L., RO, Cluj-Napoca[2)]	100,0
E.ON Business Services Czech Republic s.r.o., CZ, České Budějovice[2)]	100,0
E.ON Business Services GmbH, DE, Hannover[1)]	100,0
E.ON Business Services Hannover GmbH, DE, Hannover[2)]	100,0
E.ON Business Services Hungary Kft., HU, Budapest[2)]	100,0
E.ON Business Services Iași S.R.L., RO, Iași[2)]	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 gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2015)

Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %
E.ON Business Services Italia S.r.l., IT, Mailand[2)]	100,0
E.ON Business Services Regensburg GmbH, DE, Regensburg[2)]	100,0
E.ON Business Services Slovakia spol. s.r.o., SK, Bratislava[2)]	51,0
E.ON Business Services Sverige AB, SE, Malmö[2)]	100,0
E.ON Carbon Sourcing North America LLC, US, Wilmington[2)]	100,0
E.ON Česká republika, s.r.o., CZ, České Budějovice[1)]	100,0
E.ON Citiri Contoare S.A., RO, Târgu Mureş[2)]	100,0
E.ON Climate & Renewables Canada Ltd., CA, Saint John[1)]	100,0
E.ON Climate & Renewables Carbon Sourcing Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
E.ON Climate & Renewables France Solar S.A.S. (seit 2016 Uniper Climate & Renewables France Solar S.A.S.), FR, Paris[1)]	100,0
E.ON Climate & Renewables GmbH, DE, Essen[1)]	100,0
E.ON Climate & Renewables Italia S.r.l., IT, Mailand[1)]	100,0
E.ON Climate & Renewables North America LLC, US, Wilmington[1)]	100,0
E.ON Climate & Renewables Services GmbH, DE, Essen[2)]	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Biomass Limited, GB, Coventry[1)]	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Blyth Limited, GB, Coventry[1)]	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Developments Limited, GB, Coventry[1)]	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Humber Wind Limited, GB, Coventry[1)]	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Limited, GB, Coventry[1)]	100,0
E.ON Climate & Renewables UK London Array Limited, GB, Coventry[1)]	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Offshore Wind Limited, GB, Coventry[1)]	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Operations Limited, GB, Coventry[1)]	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Robin Rigg East Limited, GB, Coventry[1)]	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Robin Rigg West Limited, GB, Coventry[1)]	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Wind Limited, GB, Coventry[1)]	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Zone Six Limited, GB, Coventry[1)]	100,0
E.ON Commodity DMCC, AE, Dubai[2)]	100,0
E.ON Connecting Energies GmbH, DE, Essen[1), 8)]	100,0
E.ON Connecting Energies Italia S.r.l., IT, Mailand[2)]	100,0
E.ON Connecting Energies Limited, GB, Coventry[1)]	100,0
E.ON Connecting Energies SAS, FR, Paris[2)]	100,0
E.ON Czech Holding AG, DE, München[1), 8)]	100,0
E.ON Danmark A/S, DK, Frederiksberg[1)]	100,0
E.ON Dél-dunántúli Áramhálózati Zrt., HU, Pécs[1)]	100,0
E.ON Dél-dunántúli Gázhálózati Zrt., HU, Pécs[1)]	100,0
E.ON Distribuce, a.s., CZ, České Budějovice[1)]	100,0
E.ON Distributie România S.A., RO, Târgu Mureş[1)]	68,1
E.ON E&P Algeria GmbH, DE, Düsseldorf[1)]	100,0
E.ON E&P UK Energy Trading Limited, GB, London[1)]	100,0
E.ON E&P UK EU Limited, GB, London[1)]	100,0
E.ON E&P UK Limited, GB, London[1)]	100,0
E.ON edis Contracting GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree[2)]	100,0
E.ON edis energia Sp. z o.o., PL, Warschau[1)]	100,0
E.ON Elektrárne s.r.o., SK, Trakovice[1)]	100,0
E.ON Elnät Kramfors AB, SE, Malmö[1)]	100,0
E.ON Elnät Stockholm AB, SE, Malmö[1)]	100,0
E.ON Elnät Sverige AB, SE, Malmö[1)]	100,0
E.ON Energetikai Tanácsadó Kft., HU, Budapest[2)]	100,0
E.ON Energia S.p.A., IT, Mailand[1)]	100,0
E.ON Energiakereskedelmi Kft, HU, Budapest[1)]	100,0
E.ON Energiaszolgáltató Kft., HU, Budapest[1)]	100,0
E.ON Energiatermelő Kft., HU, Debrecen[1)]	100,0
E.ON Energie 25. Beteiligungs-GmbH, DE, München[2)]	100,0
E.ON Energie 38. Beteiligungs-GmbH, DE, München[2)]	100,0
E.ON Energie AG, DE, Düsseldorf[1), 8)]	100,0
E.ON Energie Deutschland GmbH, DE, München[1)]	100,0
E.ON Energie Deutschland Holding GmbH, DE, München[1)]	99,8
E.ON Energie Dialog GmbH, DE, Potsdam[2)]	100,0
E.ON Energie Kundenservice GmbH, DE, Landshut[1)]	100,0
E.ON Energie Odnawialne Sp. z o.o., PL, Szczecin[1)]	100,0
E.ON Energie Real Estate Investment GmbH, DE, München[2)]	100,0
E.ON Energie România S.A., RO, Târgu Mureş[1)]	54,8
E.ON Energie, a.s., CZ, České Budějovice[1)]	100,0
E.ON Energienetze Berlin GmbH, DE, Berlin[2)]	100,0
E.ON Energies Renouvelables S.A.S. (seit 2016 Uniper Energies Renouvelables S.A.S.), FR, Paris[1)]	100,0
E.ON Energihandel Nordic AB, SE, Malmö[1)]	100,0
E.ON Energy Gas (Eastern) Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
E.ON Energy Gas (Northwest) Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
E.ON Energy Projects GmbH, DE, München[1)]	100,0
E.ON Energy Sales GmbH (seit 2016 Uniper Energy Sales GmbH), DE, Düsseldorf[1)]	100,0
E.ON Energy Sales Polska Sp. z o.o. (seit 2016 Uniper Energy Sales Polska Sp. z o.o.), PL, Warschau[2)]	100,0
E.ON Energy Services, LLC, US, Wilmington[1)]	100,0
E.ON Energy Solutions GmbH, DE, Unterschleißheim[2)]	100,0
E.ON Energy Solutions Limited, GB, Coventry[1)]	100,0
E.ON Energy Southern Africa (Pty) Ltd., ZA, Johannesburg[2)]	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 gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2015)

Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %
E.ON Energy Storage GmbH (seit 2016 Uniper Storage Innovation GmbH), DE, Essen[2]	100,0
E.ON Energy Trading NL Staff Company 2 B.V. (seit 2016 Uniper Energy Trading NL Staff Company 2 B.V.), NL, Rotterdam[2]	100,0
E.ON Energy Trading NL Staff Company B.V. (seit 2016 Uniper Energy Trading NL Staff Company B.V.), NL, Rotterdam[2]	100,0
E.ON Energy Trading S.p.A., IT, Mailand[1]	100,0
E.ON Energy Trading Srbija d.o.o. (seit 2016 Uniper Energy Trading Srbija d.o.o.), RS, Belgrad[2]	100,0
E.ON Erőművek Termelő és Üzemeltető Kft. (seit 2016 Uniper Hungary Energetikai Kft.), HU, Budapest[1]	100,0
E.ON Észak-dunántúli Áramhálózati Zrt., HU, Győr[1]	100,0
E.ON Exploration & Production GmbH (seit 2016 Uniper Exploration & Production GmbH), DE, Düsseldorf[1, 8]	100,0
E.ON Fastigheter Sverige AB, SE, Malmö[1]	100,0
E.ON Fernwärme GmbH (seit 2016 Uniper Wärme GmbH), DE, Gelsenkirchen[1]	100,0
E.ON Finanzanlagen GmbH, DE, Düsseldorf[1, 8]	100,0
E.ON First Future Energy Holding B.V., NL, Rotterdam[2]	100,0
E.ON Försäljning Sverige AB, SE, Malmö[1]	100,0
E.ON France Energy Solutions S.A.S (seit 2016 Uniper France Energy Solutions S.A.S), FR, Paris[1]	100,0
E.ON France Power S.A.S (seit 2016 Uniper France Power S.A.S), FR, Paris[1]	100,0
E.ON France S.A.S. (seit 2016 Uniper France S.A.S.), FR, Paris[1]	100,0
E.ON Fünfundzwanzigste Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf[1]	100,0
E.ON Gas Mobil GmbH, DE, Essen[2]	100,0
E.ON Gas Storage GmbH (seit 2016 Uniper Energy Storage GmbH), DE, Essen[1]	100,0
E.ON Gas Sverige AB, SE, Malmö[1]	100,0
E.ON Gashandel Sverige AB, SE, Malmö[1]	100,0
E.ON Gasification Development AB, SE, Malmö[1]	100,0
E.ON Gazdasági Szolgáltató Kft., HU, Győr[1]	100,0
E.ON Generation Belgium N.V. (seit 2016 Uniper Generation Belgium N.V.), BE, Vilvoorde[1]	100,0
E.ON Generation GmbH (seit 2016 Uniper Generation GmbH), DE, Hannover[1]	100,0
E.ON Global Commodities Canada Inc. (seit 2016 Uniper Global Commodities Canada Inc.), CA, Toronto[2]	100,0
E.ON Global Commodities North America LLC (seit 2016 Uniper Global Commodities North America LLC), US, Wilmington[1]	100,0
E.ON Global Commodities SE (seit 2016 Uniper Global Commodities SE), DE, Düsseldorf[1]	100,0
E.ON Global Commodities UK Limited (seit 2016 Uniper Global Commodities UK Limited), GB, Coventry[2]	100,0
E.ON Gruga Geschäftsführungsgesellschaft mbH, DE, Düsseldorf[2]	100,0
E.ON Gruga Objektgesellschaft mbH & Co. KG, DE, Düsseldorf[1, 8]	100,0
E.ON Hálózati Szolgáltató Kft. „v.a.", HU, Pécs[2]	100,0
E.ON Human Resources International GmbH, DE, Hannover[1, 8]	100,0
E.ON Hungária Energetikai Zártkörűen Működő Részvénytársaság, HU, Budapest[1]	100,0
E.ON Iberia Holding GmbH, DE, Düsseldorf[1, 8]	100,0
E.ON Inhouse Consulting GmbH, DE, Essen[2]	100,0
E.ON Innovation Co-Investments Inc., US, Wilmington[1]	100,0
E.ON Insurance Services GmbH, DE, Essen[2]	100,0
E.ON INTERNATIONAL FINANCE B.V., NL, Rotterdam[1]	100,0
E.ON Invest GmbH, DE, Grünwald[2]	100,0
E.ON IT UK Limited, GB, Coventry[2]	100,0
E.ON Italia S.p.A., IT, Mailand[1]	100,0
E.ON Kärnkraft Finland AB, FI, Kajaani[2]	100,0
E.ON Kernkraft GmbH, DE, Hannover[1]	100,0
E.ON Közép-dunántúli Gázhálózati Zrt., HU, Nagykanizsa[1]	99,8
E.ON Kundsupport Sverige AB, SE, Malmö[1]	100,0
E.ON Limited, GB, Coventry[2]	100,0
E.ON Mälarkraft Värme AB, SE, Örebro[1]	99,8
E.ON Metering GmbH, DE, Unterschleißheim[2]	100,0
E.ON NA Capital LLC, US, Wilmington[1]	100,0
E.ON New Build & Technology B.V. (seit 2016 Uniper Technologies B.V.), NL, Rotterdam[2]	100,0
E.ON Nord Sverige AB, SE, Stockholm[1]	100,0
E.ON Nordic AB, SE, Malmö[1]	100,0
E.ON North America Finance, LLC, US, Wilmington[1]	100,0
E.ON Off Grid Solution GmbH, DE, Düsseldorf[2]	100,0
E.ON Pension Fund S.C.S., LU, Luxemburg[2]	100,0
E.ON Perspekt GmbH, DE, Düsseldorf[2]	100,0
E.ON Portfolio Solution GmbH (seit 2016 Uniper Market Solutions GmbH), DE, Düsseldorf[2]	100,0
E.ON Power Innovation Pty Ltd, AU, Brisbane[2]	100,0
E.ON Power Plants Belgium BVBA, BE, Brüssel[2]	100,0
E.ON Produktion Danmark A/S, DK, Frederiksberg[1]	100,0
E.ON Produzione S.p.A., IT, Sassari[1]	100,0
E.ON Project Earth Limited, GB, Coventry[1]	100,0
E.ON RAG Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, Düsseldorf[1]	100,0
E.ON RE Investments LLC, US, Wilmington[1]	100,0
E.ON Real Estate GmbH, DE, Essen[2]	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 gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2015)

Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %
E.ON Regenerabile România S.R.L., RO, Iași[2)]	100,0
E.ON Retail Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
E.ON Rhein-Ruhr Ausbildungs-GmbH, DE, Essen[2)]	100,0
E.ON Risk Consulting GmbH (seit 2016 Uniper Risk Consulting GmbH), DE, Düsseldorf[1)]	100,0
E.ON România S.R.L., RO, Târgu Mureş[1)]	100,0
E.ON Ruhrgas Austria GmbH, AT, Wien[1)]	100,0
E.ON Ruhrgas BBL B.V. (seit 2016 Uniper Ruhrgas BBL B.V.), NL, Rotterdam[1)]	100,0
E.ON Ruhrgas GPA GmbH, DE, Essen[1), 8)]	100,0
E.ON Ruhrgas International GmbH (seit 2016 Uniper Ruhrgas International GmbH), DE, Essen[1), 8)]	100,0
E.ON Ruhrgas Nigeria Limited, NG, Abuja[2)]	100,0
E.ON Ruhrgas Portfolio GmbH, DE, Essen[1), 8)]	100,0
E.ON Russia Beteiligungs GmbH (seit 2016 Uniper Russia Beteiligungs GmbH), DE, Düsseldorf[2)]	100,0
E.ON Russia Holding GmbH (seit 2016 Uniper Russia Holding GmbH), DE, Düsseldorf[1), 8)]	100,0
E.ON Sechzehnte Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf[1), 8)]	100,0
E.ON Service GmbH, DE, Essen[2)]	100,0
E.ON Servicii Clienti S.R.L., RO, Târgu Mureş[1)]	100,0
E.ON Servicii S.R.L., RO, Târgu Mureş[1)]	100,0
E.ON Servicii Tehnice S.R.L., RO, Târgu Mureş[1)]	100,0
E.ON Servisní, s.r.o., CZ, České Budějovice[1)]	100,0
E.ON Slovensko, a.s., SK, Bratislava[1)]	100,0
E.ON Smart Living AB, SE, Malmö[1)]	100,0
E.ON Sverige AB, SE, Malmö[1)]	100,0
E.ON Technologies (Ratcliffe) Limited (seit 2016 Uniper Technologies Limited), GB, Coventry[1)]	100,0
E.ON Technologies GmbH (seit 2016 Uniper Technologies GmbH), DE, Gelsenkirchen[1)]	100,0
E.ON Tiszántúli Áramhálózati Zrt., HU, Debrecen[1)]	100,0
E.ON Trend s.r.o. (seit 2016 Uniper Trend s.r.o.), CZ, České Budějovice[1)]	100,0
E.ON Ügyfélszolgálati Kft., HU, Budapest[1)]	100,0
E.ON UK CHP Limited, GB, Coventry[1)]	100,0
E.ON UK CoGeneration Limited, GB, Coventry[1)]	100,0
E.ON UK Directors Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
E.ON UK Energy Lincoln Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
E.ON UK Energy Markets Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
E.ON UK Energy Services Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
E.ON UK Holding Company Limited, GB, Coventry[1)]	100,0
E.ON UK Industrial Shipping Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
E.ON UK Pension Trustees Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
E.ON UK plc, GB, Coventry[1)]	100,0
E.ON UK Property Services Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
E.ON UK PS Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
E.ON UK Secretaries Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
E.ON UK Technical Services Limited, GB, Edinburgh[2)]	100,0
E.ON UK Trustees Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
E.ON US Corporation, US, Wilmington[1)]	100,0
E.ON US Energy LLC, US, Wilmington[1)]	100,0
E.ON US Holding GmbH, DE, Düsseldorf[1), 8)]	100,0
E.ON Varme Danmark ApS, DK, Frederiksberg[1)]	100,0
E.ON Värme Sverige AB, SE, Malmö[1)]	100,0
E.ON Värme Timrå AB, SE, Sundsvall[1)]	90,9
E.ON Verwaltungs AG Nr. 1, DE, München[2)]	100,0
E.ON Verwaltungs SE, DE, Düsseldorf[2)]	100,0
E.ON Wind Denmark AB, SE, Malmö[2)]	100,0
E.ON Wind Kårehamn AB, SE, Malmö[1)]	100,0
E.ON Wind Norway AB, SE, Malmö[2)]	100,0
E.ON Wind Resources AB, SE, Malmö[2)]	100,0
E.ON Wind Services A/S, DK, Rødby[1)]	100,0
E.ON Wind Sweden AB, SE, Malmö[1)]	100,0
E.ON Zweiundzwanzigste Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf[2)]	100,0
East Midlands Electricity Distribution Holdings, GB, Coventry[2)]	100,0
East Midlands Electricity Share Scheme Trustees Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
EASYCHARGE.me GmbH, DE, Düsseldorf[2)]	100,0
EBY Immobilien GmbH & Co. KG, DE, Regensburg[2)]	100,0
EBY Port 1 GmbH, DE, München[1)]	100,0
EBY Port 3 GmbH, DE, Regensburg[1)]	100,0
EBY Port 5 GmbH, DE, Regensburg[2)]	100,0
EC&R Asset Management, LLC, US, Wilmington[1)]	100,0
EC&R Canada Ltd., CA, Saint John[1)]	100,0
EC&R Development, LLC, US, Wilmington[1)]	100,0
EC&R Energy Marketing, LLC, US, Wilmington[1)]	100,0
EC&R Ft. Huachuca Solar, LLC, US, Wilmington[2)]	100,0
EC&R Grandview Holdco LLC, US, Wilmington[2)]	100,0
EC&R Investco EPC Mgmt, LLC, US, Wilmington[2)]	100,0
EC&R Investco Mgmt, LLC, US, Wilmington[1)]	100,0
EC&R Investco Mgmt II, LLC, US, Wilmington[1)]	100,0
EC&R Magicat Holdco, LLC, US, Wilmington[1)]	100,0
EC&R NA Solar PV, LLC, US, Wilmington[1)]	100,0
EC&R O&M, LLC, US, Wilmington[1)]	100,0
EC&R Panther Creek Wind Farm III, LLC, US, Wilmington[1)]	100,0
EC&R QSE, LLC, US, Wilmington[1)]	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 gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2015)

Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %
EC&R Services, LLC, US, Wilmington[1]	100,0
EC&R Sherman, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
EC&R Solar Development, LLC, US, Wilmington[1]	100,0
Economy Power Limited, GB, Coventry[1]	100,0
EEP 2. Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, München[2]	100,0
EFG Erdgas Forchheim GmbH, DE, Forchheim[6]	24,9
EFR CEE Szolgáltató Kft., HU, Budapest[6]	25,0
EFR Europäische Funk-Rundsteuerung GmbH, DE, München[6]	39,9
EGC UAE SUPPLY & PROCESSING LTD FZE, AE, Fujairah free zone[2]	100,0
Elektrizitätsnetzgesellschaft Grünwald mbH & Co. KG, DE, Grünwald[6]	49,0
Elektrizitätswerk Schwandorf GmbH, DE, Schwandorf[2]	100,0
Elevate Wind Holdco, LLC, US, Wilmington[4]	50,0
ELICA S.r.l., IT, Mailand[2]	100,0
Elmregia GmbH, DE, Schöningen[6]	49,0
Első Magyar Szélerőmű Kft., HU, Kulcs[2]	74,7
Elverket Vallentuna AB, SE, Vallentuna[5]	43,4
EME Distribution No. 2 Limited, GB, Coventry[2]	100,0
ENACO Energieanlagen- und Kommunikationstechnik GmbH, DE, Maisach[6]	26,0
Energetika Malenovice, a.s., CZ, Zlín-Malenovice[2]	100,0
Energetyka Cieplna Opolszczyzny S.A., PL, Opole[6]	46,7
Energia Eolica Sud S.r.l., IT, Mailand[2]	100,0
Energie und Wasser Potsdam GmbH, DE, Potsdam[5]	35,0
Energie und Wasser Wahlstedt/Bad Segeberg GmbH & Co. KG (ews), DE, Bad Segeberg[6]	50,1
Energie-Agentur Weyhe GmbH, DE, Weyhe[6]	50,0
Energieerzeugungswerke Geesthacht GmbH, DE, Geesthacht[6]	33,4
Energienetze Bayern GmbH, DE, Regensburg[1]	100,0
Energienetze Schaafheim GmbH, DE, Regensburg[2]	100,0
Energie-Pensions-Management GmbH, DE, Hannover[2]	100,0
Energieversorgung Alzenau GmbH (EVA), DE, Alzenau[6]	69,5
Energieversorgung Buching-Trauchgau (EBT) Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Halblech[6]	50,0
Energieversorgung Pfaffenhofen GmbH & Co.KG, DE, Pfaffenhofen[2]	100,0
Energieversorgung Pfaffenhofen Verwaltungs GmbH, DE, Pfaffenhofen[2]	100,0
Energieversorgung Putzbrunn GmbH & Co. KG, DE, Putzbrunn[6]	50,0
Energieversorgung Putzbrunn Verwaltungs GmbH, DE, Putzbrunn[6]	50,0
Energieversorgung Sehnde GmbH, DE, Sehnde[6]	30,0
Energieversorgung Vechelde GmbH & Co KG, DE, Vechelde[6]	49,0

Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %
Energie-Wende-Garching GmbH & Co. KG, DE, Garching[6]	50,0
Energie-Wende-Garching Verwaltungs-GmbH, DE, Garching[6]	50,0
Energiewerke Isernhagen GmbH, DE, Isernhagen[6]	49,0
Energiewerke Osterburg GmbH, DE, Osterburg (Altmark)[6]	49,0
Energy Collection Services Limited, GB, Coventry[2]	100,0
Enerji Almanya GmbH, DE, Düsseldorf[2]	100,0
Enerjisa Enerji A.Ş., TR, Istanbul[4]	50,0
EPS Polska Holding Sp. z o.o., PL, Warschau[1]	100,0
Ergon Energia S.r.l. in liquidazione, IT, Brescia[6]	50,0
Ergon Holding Company Limited, GB, Coventry[2]	100,0
Ergon Holdings Ltd, MT, St. Julians[1]	100,0
Ergon Insurance Ltd, MT, St. Julians[1]	100,0
Ergon Nominees Limited, GB, Coventry[2]	100,0
Ergon Overseas Holdings Limited, GB, Coventry[1]	100,0
ESN EnergieSystemeNord GmbH, DE, Schwentinental[6]	47,5
etatherm GmbH, DE, Potsdam[6]	25,5
Etzel Gas-Lager GmbH & Co. KG, DE, Friedeburg[5]	75,2
Etzel Gas-Lager Management GmbH, DE, Friedeburg[6]	75,2
EVG Energieversorgung Gemünden GmbH, DE, Gemünden am Main[6]	49,0
EVU Services GmbH, DE, Neumünster[2]	100,0
EWC Windpark Cuxhaven GmbH, DE, München[6]	50,0
ews Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Bad Segeberg[6]	50,2
Exporting Commodities International LLC, US, Marlton[5]	49,0
EZV Energie- und Service GmbH & Co. KG Untermain, DE, Wörth am Main[6]	28,9
EZV Energie- und Service Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Wörth am Main[6]	28,8
Falkenbergs Biogas AB, SE, Malmö[2]	65,0
Farma Wiatrowa Barzowice Sp. z o.o., PL, Warschau[1]	100,0
Fernwärmeversorgung Freising Gesellschaft mit beschränkter Haftung (FFG), DE, Freising[6]	50,0
FIDELIA Holding LLC, US, Wilmington[1]	100,0
Fitas Verwaltung GmbH & Co. Dritte Vermietungs-KG, DE, Pullach im Isartal[2]	90,0
FITAS Verwaltung GmbH & Co. REGIUM-Objekte KG, DE, Pullach im Isartal[2]	90,0
Flatlands Wind Farm, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
Forest Creek Investco, Inc., US, Wilmington[1]	100,0
Forest Creek WF Holdco, LLC, US, Wilmington[1]	100,0
Forest Creek Wind Farm, LLC, US, Wilmington[1]	100,0
Fortuna Solar, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
Freya Bunde-Etzel GmbH & Co. KG, DE, Essen[4]	60,0
Gasag Berliner Gaswerke Aktiengesellschaft, DE, Berlin[5]	36,9
Gasnetzgesellschaft Laatzen-Süd mbH, DE, Laatzen[6]	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 gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2015)

Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %
Gasspeicher Lehrte GmbH, DE, Helmstedt[2)]	100,0
Gas-Union GmbH, DE, Frankfurt am Main[5)]	23,6
Gasversorgung Bad Rodach GmbH, DE, Bad Rodach[6)]	50,0
Gasversorgung Ebermannstadt GmbH, DE, Ebermannstadt[6)]	50,0
Gasversorgung im Landkreis Gifhorn GmbH (GLG), DE, Wolfsburg[1)]	95,0
Gasversorgung Unterfranken Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Würzburg[5)]	49,0
Gasversorgung Vorpommern GmbH, DE, Trassenheide[6)]	49,0
Gasversorgung Wismar Land GmbH, DE, Lübow[6)]	49,0
Gasversorgung Wunsiedel GmbH, DE, Wunsiedel[6)]	50,0
Gelsenberg GmbH & Co. KG, DE, Düsseldorf[1), 8)]	100,0
Gelsenberg Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf[2)]	100,0
Gelsenwasser Beteiligungs-GmbH, DE, München[2)]	100,0
Gem. Ges. zur Förderung des E.ON Energy Research Center mbH, DE, Aachen[6)]	50,0
Gemeindewerke Gräfelfing GmbH & Co. KG, DE, Gräfelfing[6)]	49,0
Gemeindewerke Gräfelfing Verwaltungs GmbH, DE, Gräfelfing[6)]	49,0
Gemeindewerke Leck GmbH, DE, Leck[6)]	49,9
Gemeindewerke Uetze GmbH, DE, Uetze[6)]	49,0
Gemeindewerke Wedemark GmbH, DE, Wedemark[6)]	49,0
Gemeindewerke Wietze GmbH, DE, Wietze[6)]	49,0
Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde GmbH & Co. oHG, DE, Emmerthal[1)]	100,0
Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde Management GmbH, DE, Emmerthal[2)]	83,2
Gemeinschaftskernkraftwerk Isar 2 GmbH, DE, Essenbach[2)]	75,0
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH, DE, Vohburg[1)]	50,2
Gemeinschaftskraftwerk Kiel Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Kiel[6)]	50,0
Gemeinschaftskraftwerk Veltheim Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Porta Westfalica[1)]	66,7
Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH & Co. oHG, DE, Emmerthal[1)]	66,7
Geothermie-Wärmegesellschaft Braunau-Simbach mbH, AT, politische Gemeinde Braunau am Inn[6)]	20,0
Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH, DE, Kiel[6)]	33,3
GfS Gesellschaft für Simulatorschulung mbH, DE, Essen[6)]	41,7
GHD Bayernwerk Natur GmbH & Co. KG, DE, Dingolfing[2)]	75,0
GLG Netz GmbH, DE, Gifhorn[1)]	100,0
Global Private Equity Select S.C.S., LU, Luxemburg[2)]	100,0
Global Property Select S.C.S., LU, Luxemburg[2)]	100,0
GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH, DE, Essen[6)]	48,0
GOLLIPP Bioerdgas GmbH & Co KG, DE, Gollhofen[6)]	50,0
GOLLIPP Bioerdgas Verwaltungs GmbH, DE, Gollhofen[6)]	50,0
Gondoskodás-Egymásért Alapítvány, HU, Debrecen[2)]	100,0
Grandview Wind Farm, LLC, US, Wilmington[4)]	50,0
Grandview Wind Farm III, LLC, US, Wilmington[2)]	100,0
Grandview Wind Farm IV, LLC, US, Wilmington[2)]	100,0
Grandview Wind Farm V, LLC, US, Wilmington[2)]	100,0
Green Sky Energy Limited, GB, Bury[1)]	100,0
GrönGas Partner A/S, DK, Hirtshals[6)]	50,0
Hamburg Netz GmbH, DE, Hamburg[1)]	74,9
Hamburger Hof Versicherungs-Aktiengesellschaft, DE, Düsseldorf[2)]	100,0
Hams Hall Management Company Limited, GB, Coventry[6)]	46,6
HanseWerk AG, DE, Quickborn[1)]	66,5
HanseWerk Natur GmbH, DE, Hamburg[1)]	100,0
Harzwasserwerke GmbH, DE, Hildesheim[5)]	20,8
Havelstrom Zehdenick GmbH, DE, Zehdenick[6)]	49,0
Heat & Power S.r.l., IT, Tortona[2)]	100,0
Heizwerk Holzverwertungsgenossenschaft Stiftland eG & Co. oHG, DE, Neualbenreuth[6)]	50,0
HGC Hamburg Gas Consult GmbH, DE, Hamburg[2)]	100,0
Hochtemperatur-Kernkraftwerk GmbH (HKG), Gemeinsames europäisches Unternehmen, DE, Hamm[6)]	26,0
Högbytorp Kraftvärme AB, SE, Malmö[2)]	100,0
Holford Gas Storage Limited, GB, Edinburgh[1)]	100,0
Holsteiner Wasser GmbH, DE, Neumünster[6)]	50,0
HSN Magdeburg GmbH, DE, Magdeburg[1)]	74,9
Hydropower Evolutions GmbH, DE, Düsseldorf[2)]	100,0
Inadale Wind Farm, LLC, US, Wilmington[1)]	100,0
Induboden GmbH, DE, Düsseldorf[2)]	100,0
Induboden GmbH & Co. Grundstücksgesellschaft OHG, DE, Düsseldorf[2)]	100,0
Induboden GmbH & Co. Industriewerte OHG, DE, Düsseldorf[2)]	100,0
Industriekraftwerk Greifswald GmbH, DE, Kassel[6)]	49,0
Industry Development Services Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
InfraServ-Bayernwerk Gendorf GmbH, DE, Burgkirchen/Alz[6)]	50,0
Infrastrukturgesellschaft Stadt Nienburg/Weser mbH, DE, Nienburg/Weser[6)]	49,9
Intelligent Maintenance Systems Limited, GB, Milton Keynes[6)]	25,0
Interesco S.r.l., IT, Diano D'Alba[2)]	100,0
Inwestycyjna Spólka Energetyczna-IRB Sp. z o.o., PL, Warschau[6)]	50,0
Iron Horse Battery Storage, LLC, US, Wilmington[2)]	100,0
Javelin Global Commodities Holdings LLP, GB, London[6)]	28,0

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 gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2015)

Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %
Jihočeská plynárenská, a.s., CZ, České Budějovice[2)]	100,0
Kalmar Energi Försäljning AB, SE, Kalmar[6)]	40,0
Kalmar Energi Holding AB, SE, Kalmar[5)]	50,0
Kärnkraftsäkerhet & Utbildning AB, SE, Nyköping[6)]	33,0
Kasson Manteca Solar LLC, US, Wilmington[2)]	100,0
Kernkraftwerk Brokdorf GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg[4)]	80,0
Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg[5)]	33,3
Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH, DE, Gundremmingen[5)]	25,0
Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg[3)]	50,0
Kernkraftwerk Stade GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg[1)]	66,7
Kernkraftwerke Isar Verwaltungs GmbH, DE, Essenbach[1)]	100,0
KGW – Kraftwerk Grenzach-Wyhlen GmbH, DE, München[1)]	69,8
Klåvbens AB, SE, Olofström[6)]	50,0
Kokereigasnetz Ruhr GmbH, DE, Essen[1)]	100,0
Kolbäckens Kraft KB, SE, Sundsvall[1)]	100,0
Komáromi Kogenerációs Erőmű Kft., HU, Győr[2)]	100,0
KommEnergie Erzeugungs GmbH, DE, Eichenau[6)]	100,0
KommEnergie GmbH, DE, Eichenau[6)]	67,0
Kommunale Energieversorgung GmbH Eisenhüttenstadt, DE, Eisenhüttenstadt[6)]	49,0
Kommunale Klimaschutzgesellschaft Landkreis Celle gemeinnützige GmbH, DE, Celle[6)]	25,0
Kommunale Klimaschutzgesellschaft Landkreis Uelzen gemeinnützige GmbH, DE, Celle[6)]	25,0
Kraftwerk Buer GbR, DE, Gelsenkirchen[6)]	50,0
Kraftwerk Burghausen GmbH, DE, München[1)]	100,0
Kraftwerk Hattorf GmbH, DE, München[1)]	100,0
Kraftwerk Marl GmbH, DE, München[1)]	100,0
Kraftwerk Plattling GmbH, DE, München[1)]	100,0
Kraftwerk Schkopau Betriebsgesellschaft mbH, DE, Schkopau[1)]	55,6
Kraftwerk Schkopau GbR, DE, Schkopau[1)]	58,1
KSG Kraftwerks-Simulator-Gesellschaft mbH, DE, Essen[6)]	41,7
Kurgan Grundstücks-Verwaltungsgesellschaft mbH & Co. oHG, DE, Grünwald[1)]	90,0
LandE GmbH, DE, Wolfsburg[1)]	69,6
Landwehr Wassertechnik GmbH, DE, Schöppenstedt[2)]	100,0
Langerlo N.V., BE, Genk[2)]	100,0
Lighting for Staffordshire Holdings Limited, GB, Coventry[1)]	60,0
Lighting for Staffordshire Limited, GB, Coventry[1)]	100,0
Lillo Energy NV, BE, Beveren/Antwerpen[6)]	50,0
Limfjordens Bioenergi ApS, DK, Frederiksberg[2)]	78,0
Limited Liability Company E.ON IT, RU, Moskau[2)]	100,0
London Array Limited, GB, Coventry[6)]	30,0
LSW Energie Verwaltungs-GmbH, DE, Wolfsburg[6)]	57,0
LSW Holding GmbH & Co. KG, DE, Wolfsburg[5)]	57,0
LSW Holding Verwaltungs-GmbH, DE, Wolfsburg[6)]	57,0
LSW Netz Verwaltungs-GmbH, DE, Wolfsburg[6)]	57,0
Lubmin-Brandov Gastransport GmbH, DE, Essen[1)]	100,0
LUMEN DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY, s.r.o., CZ, České Budějovice[6)]	34,0
LUMEN SYNERGY s.r.o., CZ, České Budějovice[6)]	34,0
Luna Lüneburg GmbH, DE, Lüneburg[6)]	49,0
Maasvlakte CCS Project B.V., NL, Rotterdam[6)]	50,0
Magic Valley Wind Farm II, LLC, US, Wilmington[2)]	100,0
Magicat Holdco, LLC, US, Wilmington[5)]	20,0
Mainkraftwerk Schweinfurt Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, München[2)]	75,0
Maricopa East Solar PV, LLC, US, Wilmington[2)]	100,0
Maricopa East Solar PV 2, LLC, US, Wilmington[2)]	100,0
Maricopa Land Holding, LLC, US, Wilmington[2)]	100,0
Maricopa West Solar PV 2, LLC, US, Wilmington[2)]	100,0
Matrix Control Solutions Limited, GB, Bury[1)]	100,0
MEON Pensions GmbH & Co. KG, DE, Grünwald[1), 8)]	100,0
MEON Verwaltungs GmbH, DE, Grünwald[2)]	100,0
METHA-Methanhandel GmbH, DE, Essen[1)]	100,0
MFG Flughafen-Grundstücksverwaltungsgesellschaft mbH & Co. Gamma oHG i. L., DE, Grünwald[2)]	90,0
Midlands Electricity Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
Midlands Gas Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
Midlands Generation (Overseas) Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
Midlands Power (UK) Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
Midlands Power International Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
Midlands Sales Limited, GB, Coventry[2)]	100,0
Mittlere Donau Kraftwerke Aktiengesellschaft, DE, München[2)]	60,0
Montan GmbH Assekuranz-Makler, DE, Düsseldorf[6)]	44,3
Mosoni-Duna Menti Szélerőmű Kft., HU, Győr[2)]	100,0
Munnsville Investco, LLC, US, Wilmington[1)]	100,0
Munnsville WF Holdco, LLC, US, Wilmington[1)]	100,0
Munnsville Wind Farm, LLC, US, Wilmington[1)]	100,0
Nahwärme Ascha GmbH, DE, Regensburg[2)]	90,0
Naranjo Battery, LLC, US, Wilmington[2)]	100,0
Netz- und Windservice (NWS) GmbH, DE, Schwerin[2)]	100,0
Netzanschluss Mürow Oberdorf GbR, DE, Bremerhaven[6)]	34,8
Netzgesellschaft Bad Münder GmbH & Co. KG, DE, Bad Münder[6)]	49,0
Netzgesellschaft Barsinghausen GmbH & Co. KG, DE, Barsinghausen[6)]	49,0
Netzgesellschaft Gehrden mbH, DE, Gehrden[6)]	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 gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2015)

Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %
Netzgesellschaft Hemmingen mbH, DE, Hemmingen[6]	49,0
Netzgesellschaft Hildesheimer Land GmbH & Co. KG, DE, Giesen[6]	49,0
Netzgesellschaft Hildesheimer Land Verwaltung GmbH, DE, Giesen[6]	49,0
Netzgesellschaft Hohen Neuendorf Strom GmbH & Co. KG, DE, Hohen Neuendorf[6]	49,0
Netzgesellschaft Ronnenberg GmbH & Co. KG, DE, Ronnenberg[6]	49,0
Netzgesellschaft Schwerin mbH (NGS), DE, Schwerin[6]	40,0
Netzgesellschaft Stuhr/Weyhe mbH, DE, Weyhe[2]	100,0
Netzgesellschaft Syke GmbH, DE, Syke[6]	49,0
Neumünster Netz Beteiligungs-GmbH, DE, Neumünster[1]	50,1
New Cogen Sp. z o. o., PL, Warschau[2]	96,0
Nord Stream AG, CH, Zug[5]	15,5
NORD-direkt GmbH, DE, Neumünster[2]	100,0
Nordzucker Bioerdgas GmbH & Co. KG, DE, Braunschweig[2]	50,0
Nordzucker Bioerdgas Verwaltung-GmbH, DE, Braunschweig[2]	50,0
Northern Orchard Solar PV, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
Ö.F. Östersjöfrakt AB, SE, Örebro[2]	80,0
OAO E.ON Russia, RU, Surgut[1]	83,7
OAO Severneftegazprom, RU, Krasnoselkup[5]	25,0
OAO Shaturskaya Upravlyayuschaya Kompaniya, RU, Shatura[1]	51,0
Obere Donau Kraftwerke Aktiengesellschaft, DE, München[2]	60,0
Oebisfelder Wasser und Abwasser GmbH, DE, Oebisfelde[6]	49,0
Offshore Trassenplanungs GmbH i. L., DE, Hannover[2]	50,0
Offshore-Windpark Beta Baltic GmbH, DE, Hamburg[2]	100,0
Offshore-Windpark Delta Nordsee GmbH, DE, Hamburg[2]	100,0
OHA B.V., NL, Eindhoven[2]	53,3
OKG AB, SE, Oskarshamn[1]	54,5
OLT Offshore LNG Toscana S.p.A., IT, Mailand[4]	48,2
OOO E.ON Connecting Energies, RU, Moskau[1]	100,0
OOO E.ON E&P Russia (seit 2016 Uniper NefteGaz LLC), RU, Moskau[2]	100,0
OOO E.ON Engineering, RU, Moskau[2]	100,0
OOO Noginskiy Teplovoy Zentr, RU, Moskau[1]	67,0
OOO Uniper, RU, Shatura[2]	100,0
Oskarshamns Energi AB, SE, Oskarshamn[5]	50,0
PannonWatt Energetikai Megoldások ZRt., HU, Győr[6]	49,9
Panther Creek Solar, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
Panther Creek Wind Farm I&II, LLC, US, Wilmington[1]	100,0
Paradise Cut Battery, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
Pecém II Participações S.A., BR, Rio de Janeiro[4]	50,0
PEG Infrastruktur AG, CH, Zug[1]	100,0
Peißenberger Kraftwerksgesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Peißenberg[2]	100,0
Peißenberger Wärmegesellschaft mbH, DE, Peißenberg[6]	50,0
Perstorps Fjärrvärme AB, SE, Perstorp[6]	50,0
Phelps Solar, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
Pioneer Trail Wind Farm, LLC, US, Wilmington[1]	100,0
Pipkin Ranch Wind Farm, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
Portfolio EDL GmbH, DE, Helmstedt[1, 8]	100,0
Powergen (East Midlands) Investments, GB, Coventry[2]	100,0
Powergen (East Midlands) Loan Notes, GB, Coventry[2]	100,0
Powergen Group Holdings Limited, GB, Coventry[2]	100,0
Powergen Group Investments, GB, Coventry[2]	100,0
Powergen Holdings B.V., NL, Amsterdam[1]	100,0
Powergen Holdings S.à r.l., LU, Luxemburg[2]	100,0
Powergen International Limited, GB, Coventry[1]	100,0
Powergen Limited, GB, Coventry[1]	100,0
Powergen LS SE, GB, Coventry[1]	100,0
Powergen Luxembourg Holdings S.À R.L., LU, Luxemburg[1]	100,0
Powergen Power No. 1 Limited, GB, Coventry[2]	100,0
Powergen Power No. 2 Limited, GB, Coventry[2]	100,0
Powergen Retail Supply Limited, GB, Coventry[2]	100,0
Powergen Serang Limited, GB, Coventry[2]	100,0
Powergen UK Holding Company Limited, GB, Coventry[2]	100,0
Powergen UK Investments, GB, Coventry[1]	100,0
Powergen UK Limited, GB, Coventry[2]	100,0
Powergen UK Securities, GB, Coventry[2]	100,0
Powergen US Holdings Limited, GB, Coventry[1]	100,0
Powergen US Investments, GB, Coventry[1]	100,0
Powergen US Securities Limited, GB, Coventry[1]	100,0
Powergen Weather Limited, GB, Coventry[2]	100,0
Promec Sp. z o.o., PL, Skarżysko-Kamienna[2]	100,0
Purena Consult GmbH, DE, Wolfenbüttel[2]	100,0
Purena GmbH, DE, Wolfenbüttel[1]	94,1
Pyron Wind Farm, LLC, US, Wilmington[1]	100,0
Raab Karcher Electronic Systems Limited, GB, Coventry[2]	100,0
RAG-Beteiligungs-Aktiengesellschaft, AT, Maria Enzersdorf[5]	30,0
Rampion Offshore Wind Limited, GB, Coventry[1]	50,1
Rauschbergbahn Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Ruhpolding[2]	77,4
RDE Regionale Dienstleistungen Energie GmbH & Co. KG, DE, Würzburg[2]	100,0
RDE Verwaltungs-GmbH, DE, Würzburg[2]	100,0
REGAS GmbH & Co KG, DE, Regensburg[6]	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 gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2015)

Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %
REGAS Verwaltungs-GmbH, DE, Regensburg[6]	50,0
REGENSBURGER ENERGIE- UND WASSERVERSORGUNG AG, DE, Regensburg[6]	35,5
regiolicht GmbH, DE, Helmstedt[2]	89,8
Regnitzstromverwertung Aktiengesellschaft, DE, Erlangen[6]	33,3
REWAG REGENSBURGER ENERGIE- UND WASSERVERSORGUNG AG & CO KG, DE, Regensburg[5]	35,5
RGE Holding GmbH, DE, Essen[1, 8]	100,0
Rhein-Main-Donau Aktiengesellschaft, DE, München[1]	77,5
Ringhals AB, SE, Varberg[5]	29,6
R-KOM Regensburger Telekommunikationsgesellschaft mbH & Co. KG, DE, Regensburg[6]	20,0
R-KOM Regensburger Telekommunikationsverwaltungsgesellschaft mbH, DE, Regensburg[6]	20,0
RMD Wasserstraßen GmbH, DE, München[2]	100,0
RMD-Consult GmbH Wasserbau und Energie, DE, München[2]	100,0
Rødsand 2 Offshore Wind Farm AB, SE, Malmö[5]	20,0
Roscoe WF Holdco, LLC, US, Wilmington[1]	100,0
Roscoe Wind Farm, LLC, US, Wilmington[1]	100,0
Rosengård Invest AB, SE, Malmö[6]	25,0
RuhrEnergie GmbH, EVR, DE, Gelsenkirchen[1]	100,0
S.C. Salgaz S.A., RO, Salonta[2]	60,1
Safetec Entsorgungs- und Sicherheitstechnik GmbH, DE, Heidelberg[2]	100,0
Sand Bluff WF Holdco, LLC, US, Wilmington[1]	100,0
Sand Bluff Wind Farm, LLC, US, Wilmington[1]	100,0
SBI Jordberga AB, SE, Linköping[6]	20,0
Scarweather Sands Limited, GB, Coventry[6]	50,0
SCF2 S.r.l., IT, Rom[2]	100,0
Schleswig-Holstein Netz AG, DE, Quickborn[1]	93,5
Schleswig-Holstein Netz GmbH, DE, Rendsburg[2]	100,0
Schleswig-Holstein Netz Verwaltungs-GmbH, DE, Quickborn[1]	100,0
SEC A Sp. z o.o., PL, Szczecin[2]	100,0
SEC B Sp. z o.o., PL, Szczecin[2]	100,0
SEC Barlinek Sp. z o.o., PL, Barlinek[2]	100,0
SEC C Sp. z o.o., PL, Szczecin[2]	100,0
SEC D Sp. z o.o., PL, Szczecin[2]	100,0
SEC Dębno Sp. z.o.o., PL, Dębno[2]	100,0
SEC E Sp. z o.o., PL, Szczecin[2]	100,0
SEC Energia Sp. z o.o., PL, Szczecin[2]	100,0
SEC F Sp. z o.o., PL, Szczecin[2]	100,0
SEC G Sp. z o.o., PL, Szczecin[2]	100,0
SEC HR Sp. z o.o., PL, Szczecin[2]	100,0
SEC Łobez Sp. z o.o., PL, Łobez[2]	100,0
SEC Myślibórz Sp. z o.o., PL, Myślibórz[2]	89,9

Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %
SEC Połczyn-Zdrój Sp. z o.o., PL, Połczyn-Zdrój[2]	100,0
SEC Słubice Sp. z o.o., PL, Słubice[2]	100,0
SEC Strzelce Krajeńskie Sp. z o.o., PL, Strzelce Krajeńskie[2]	100,0
SERVICE plus GmbH, DE, Neumünster[2]	100,0
Service Plus Recycling GmbH, DE, Neumünster[2]	100,0
Servicii Energetice pentru Acasa – SEA Complet S.A., RO, Târgu Mureş[6]	48,0
Settlers Trail Wind Farm, LLC, US, Wilmington[1]	100,0
ŠKO ENERGO, s.r.o., CZ, Mladá Boleslav[6]	21,0
ŠKO-ENERGO FIN, s.r.o., CZ, Mladá Boleslav[5]	42,5
Snow Shoe Wind Farm, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
Société des Eaux de l'Est S.A., FR, Saint-Avold (Creutzwald)[6]	25,0
Söderåsens Bioenergi AB, SE, Malmö[2]	63,3
Solar Energy s.r.o., CZ, Znojmo[6]	25,0
Sollefteåforsens AB, SE, Sundsvall[5]	50,0
Sönderjysk Biogas Bevtoft A/S, DK, Vojens[6]	50,0
Sønderjysk Biogasproduktion I/S, DK, Vojens[6]	50,0
SPIE Energy Solutions Harburg GmbH, DE, Hamburg[6]	35,0
SQC Kvalificeringscentrum AB, SE, Stockholm[6]	33,3
Städtische Betriebswerke Luckenwalde GmbH, DE, Luckenwalde[6]	29,0
Städtische Werke Magdeburg GmbH & Co. KG, DE, Magdeburg[5]	26,7
Städtische Werke Magdeburg Verwaltungs-GmbH, DE, Magdeburg[6]	26,7
Stadtnetze Neustadt a. Rbge. GmbH & Co. KG, DE, Neustadt a. Rbge.[6]	24,9
Stadtnetze Neustadt a. Rbge. Verwaltungs-GmbH, DE, Neustadt a. Rbge.[6]	24,9
Stadtversorgung Pattensen GmbH & Co. KG, DE, Pattensen[6]	49,0
Stadtversorgung Pattensen Verwaltung GmbH, DE, Pattensen[6]	49,0
Stadtwerke Bad Bramstedt GmbH, DE, Bad Bramstedt[6]	36,0
Stadtwerke Barth GmbH, DE, Barth[6]	49,0
Stadtwerke Bayreuth Energie und Wasser GmbH, DE, Bayreuth[5]	24,9
Stadtwerke Bergen GmbH, DE, Bergen[6]	49,0
Stadtwerke Blankenburg GmbH, DE, Blankenburg[6]	30,0
Stadtwerke Bogen GmbH, DE, Bogen[6]	41,0
Stadtwerke Bredstedt GmbH, DE, Bredstedt[6]	49,9
Stadtwerke Burgdorf GmbH, DE, Burgdorf[6]	49,0
Stadtwerke Ebermannstadt Versorgungsbetriebe GmbH, DE, Ebermannstadt[6]	25,0
Stadtwerke Eggenfelden GmbH, DE, Eggenfelden[6]	49,0
Stadtwerke Frankfurt (Oder) GmbH, DE, Frankfurt (Oder)[5]	39,0
Stadtwerke Garbsen GmbH, DE, Garbsen[6]	24,9

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 gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2015)

Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %
Stadtwerke Geesthacht GmbH, DE, Geesthacht[6]	24,9
Stadtwerke Husum GmbH, DE, Husum[6]	49,9
Stadtwerke Lübz GmbH, DE, Lübz[6]	25,0
Stadtwerke Ludwigsfelde GmbH, DE, Ludwigsfelde[6]	29,0
Stadtwerke Neunburg vorm Wald Strom GmbH, DE, Neunburg vorm Wald[6]	24,9
Stadtwerke Niebüll GmbH, DE, Niebüll[6]	49,9
Stadtwerke Parchim GmbH, DE, Parchim[6]	25,2
Stadtwerke Premnitz GmbH, DE, Premnitz[6]	35,0
Stadtwerke Pritzwalk GmbH, DE, Pritzwalk[6]	49,0
Stadtwerke Ribnitz-Damgarten GmbH, DE, Ribnitz-Damgarten[6]	39,0
Stadtwerke Schwedt GmbH, DE, Schwedt/Oder[6]	37,8
Stadtwerke Tornesch GmbH, DE, Tornesch[6]	49,0
Stadtwerke Vilshofen GmbH, DE, Vilshofen[6]	41,0
Stadtwerke Wismar GmbH, DE, Wismar[5]	49,0
Stadtwerke Wittenberge GmbH, DE, Wittenberge[6]	22,7
Stadtwerke Wolfenbüttel GmbH, DE, Wolfenbüttel[6]	26,0
Stadtwerke Wolmirstedt GmbH, DE, Wolmirstedt[6]	49,4
Statco Six Limited, GB, London[2]	100,0
Stella Wind Farm, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
Stella Wind Farm II, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
Stensjön Kraft AB, SE, Stockholm[5]	50,0
Stockton Solar I, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
Stockton Solar II, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
store-x Storage Capacity Exchange GmbH, DE, Leipzig[6]	32,0
Strom Germering GmbH, DE, Germering[2]	90,0
Stromnetz Kulmbach GmbH & Co. KG, DE, Kulmbach[2]	100,0
Stromnetz Kulmbach Verwaltungs GmbH, DE, Kulmbach[2]	100,0
Stromnetz Weiden i. d. OPf. GmbH & Co. KG, DE, Weiden i. d. OPf.[6]	49,0
Stromnetzgesellschaft Bad Salzdetfurth-Diekholzen mbH & Co. KG, DE, Bad Salzdetfurth[6]	49,0
Stromnetzgesellschaft Barsinghausen GmbH & Co. KG, DE, Barsinghausen[6]	49,0
Stromversorgung Angermünde GmbH, DE, Angermünde[6]	49,0
Stromversorgung Ruhpolding Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Ruhpolding[2]	100,0
Stromversorgung Unterschleißheim GmbH & Co. KG, DE, Unterschleißheim[6]	49,0
Stromversorgung Unterschleißheim Verwaltungs GmbH, DE, Unterschleißheim[6]	49,0
strotög GmbH Strom für Töging, DE, Töging am Inn[6]	50,0
StWB Stadtwerke Brandenburg an der Havel GmbH & Co. KG, DE, Brandenburg an der Havel[5]	36,8
StWB Verwaltungs GmbH, DE, Brandenburg an der Havel[6]	36,8
SüdWasser GmbH, DE, Erlangen[2]	100,0
Surschiste, S.A., FR, Mazingarbe[2]	100,0
Svensk Kärnbränslehantering AB, SE, Stockholm[6]	34,0
Svenskt Gastekniskt Center AB, SE, Malmö[6]	30,0
SVH Stromversorgung Haar GmbH, DE, Haar[6]	50,0
SVI-Stromversorgung Ismaning GmbH, DE, Ismaning[6]	25,1
SVO Holding GmbH, DE, Celle[1]	50,1
SVO Vertrieb GmbH, DE, Celle[1]	100,0
SWN Stadtwerke Neustadt GmbH, DE, Neustadt bei Coburg[6]	25,1
SWS Energie GmbH, DE, Stralsund[5]	49,0
Sydkraft AB, SE, Malmö[1]	100,0
Sydkraft Försäkring AB, SE, Malmö[1]	100,0
Sydkraft Hydropower AB, SE, Sundsvall[1]	100,0
Sydkraft Nuclear Power AB, SE, Malmö[1]	100,0
Sydkraft Thermal Power AB, SE, Malmö[1]	100,0
Szczecińska Energetyka Cieplna Sp. z o.o., PL, Szczecin[1]	66,5
Szombathelyi Erőmű Zrt., HU, Győr[2]	55,0
Szombathelyi Távhőszolgáltató Kft., HU, Szombathely[6]	25,0
Tech Park Solar, LLC, US, Wilmington[1]	100,0
Teplárna Tábor, a.s., CZ, Tábor[1]	51,9
Terminal Alpi Adriatico S.r.l., IT, Rom[2]	100,0
The Power Generation Company Limited, GB, Coventry[2]	100,0
Thermondo GmbH, DE, Berlin[6]	20,2
Thor Cogeneration Limited, GB, Coventry[2]	100,0
Thor Holdings Limited, GB, Coventry[2]	100,0
Three Rocks Solar, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
Tierra Blanca Wind Farm, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
Tipton Wind, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
Tishman Speyer Real Estate Venture VI Parallel (ON), L.P., US, New York[2]	99,0
TPG Wind Limited, GB, Coventry[6]	50,0
Twin Forks Wind Farm, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
TXU Europe (AH Online) Limited, GB, Coventry[2]	100,0
TXU Europe (AHG) Limited, GB, Coventry[2]	100,0
TXU Europe (AHGD) Limited, GB, Coventry[2]	100,0
TXU Europe (AHST) Limited, GB, Coventry[2]	100,0
Überlandwerk Leinetal GmbH, DE, Gronau[6]	48,0
Umspannwerk Miltzow-Mannhagen GbR, DE, Sundhagen[6]	22,2
Umwelt- und Wärmeenergiegesellschaft Strasburg mbH, DE, Potsdam[2]	100,0
Union Grid s.r.o., CZ, Prag[6]	34,0
Uniper AG, DE, Düsseldorf[1]	100,0
Uniper Beteiligungs GmbH, DE, Düsseldorf[1]	100,0
Uniper Energy Storage Limited, GB, Coventry[1]	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 gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2015)

Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %
Uniper Energy Trading UK Staff Company Limited, GB, Coventry[1]	100,0
Uniper Global Commodities London Ltd., GB, London[2]	100,0
Uniper GmbH, DE, Essen[2]	100,0
Uniper GmbH, DE, Gelsenkirchen[2]	100,0
Uniper GmbH, DE, Hannover[2]	100,0
Uniper Holding GmbH, DE, Düsseldorf[1]	100,0
Uniper Infrastructure B.V., NL, Rotterdam[2]	100,0
Uniper Kraftwerke GmbH, DE, Düsseldorf[1]	100,0
Uniper LNG Kraftstoff GmbH, DE, Düsseldorf[2]	100,0
Uniper UK Corby Limited, GB, Coventry[1]	100,0
Uniper UK Cottam Limited, GB, Coventry[1]	100,0
Uniper UK Gas Limited, GB, Coventry[1]	100,0
Uniper UK Ironbridge Limited, GB, Coventry[1]	100,0
Uniper UK Limited, GB, Coventry[1]	100,0
Uniper UK Trustees Limited, GB, Coventry[2]	100,0
Untere Iller AG, DE, Landshut[2]	60,0
Uranit GmbH, DE, Jülich[4]	50,0
Utilities Center Maasvlakte Leftbank b.v., NL, Rotterdam[1]	100,0
Utility Debt Services Limited, GB, Coventry[2]	100,0
Valencia Solar LLC, US, Tucson[1]	100,0
Valverde Wind Farm, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
VEBA Electronics LLC, US, Wilmington[1]	100,0
VEBACOM Holdings LLC, US, Wilmington[2]	100,0
Venado Wind Farm, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
Versorgungsbetrieb Waldbüttelbrunn GmbH, DE, Waldbüttelbrunn[6]	49,0
Versorgungsbetriebe Helgoland GmbH, DE, Helgoland[6]	49,0
Versorgungskasse Energie (VVaG), DE, Hannover[1]	79,3
Versuchsatomkraftwerk Kahl GmbH, DE, Karlstein[6]	20,0
Veszprém-Kogeneráció Energiatermelő Zrt., HU, Győr[2]	100,0
Vici Wind Farm, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
Visioncash, GB, Coventry[1]	100,0
Volkswagen AG Preussen Elektra AG Offene Handelsgesellschaft, DE, Wolfsburg[6]	95,0
Wärme- und Wasserversorgung Friedensstadt GmbH, DE, Trebbin[6]	50,0
Wärmeversorgung Schenefeld GmbH, DE, Schenefeld[6]	40,0
Wärmeversorgungsgesellschaft Königs Wusterhausen mbH, DE, Königs Wusterhausen[2]	50,1
Warmtebedrijf Exploitatie N.V., NL, Rotterdam[6]	50,0
Wasser- und Abwassergesellschaft Vienenburg mbH, DE, Vienenburg[6]	49,0
Wasserkraft Baierbrunn GmbH, DE, Unterschleißheim[2]	100,0
Wasserkraft Farchet GmbH, DE, Bad Tölz[2]	60,0
Wasserkraftnutzung im Landkreis Gifhorn GmbH, DE, Müden/Aller[6]	50,0
Wasserversorgung Sarstedt GmbH, DE, Sarstedt[6]	49,0
Wasserwerk Gifhorn Beteiligungs-GmbH, DE, Gifhorn[6]	49,8
Wasserwerk Gifhorn GmbH & Co KG, DE, Gifhorn[6]	49,8
Wasserwirtschafts- und Betriebsgesellschaft Grafenwöhr GmbH, DE, Grafenwöhr[6]	49,0
WEA Schönerlinde GbR mbH Kiepsch & Bosse & Beteiligungsges. e.disnatur mbH, DE, Berlin[2]	70,0
Weißmainkraftwerk Röhrenhof Aktiengesellschaft, DE, Bad Berneck[2]	93,5
Werk Kraft GmbH, DE, Unterschleißheim[2]	100,0
West of the Pecos Solar LLC, US, Wilmington[2]	100,0
Western Gas Limited, GB, Coventry[2]	100,0
WEVG Salzgitter GmbH & Co. KG, DE, Salzgitter[1]	50,2
WEVG Verwaltungs GmbH, DE, Salzgitter[2]	50,2
Wildcat Wind Farm II, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
Wildcat Wind Farm III, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
Windenergie Leinetal GmbH & Co. KG, DE, Freden[6]	26,2
Windenergie Leinetal Verwaltungs GmbH, DE, Freden[6]	24,9
Windenergie Osterburg GmbH & Co. KG, DE, Osterburg (Altmark)[2]	100,0
Windenergie Osterburg Verwaltungs GmbH, DE, Osterburg (Altmark)[2]	100,0
WINDENERGIEPARK WESTKÜSTE GmbH, DE, Kaiser-Wilhelm-Koog[2]	80,0
Windkraft Gerolsbach GmbH & Co. KG, DE, Gerolsbach[6]	23,2
Windpark Anhalt-Süd (Köthen) OHG, DE, Potsdam[2]	83,3
Windpark Mutzschen OHG, DE, Potsdam[2]	77,8
Windpark Naundorf OHG, DE, Potsdam[2]	66,7
WIT Ranch Wind Farm, LLC, US, Wilmington[2]	100,0
WVM Wärmeversorgung Maßbach GmbH, DE, Maßbach[6]	22,2
Yorkshire Windpower Limited, GB, Coventry[6]	50,0
ZAO Gazprom YRGM Development, RU, Salekhard[1]	25,0
Západoslovenská energetika a.s. (ZSE), SK, Bratislava[5]	49,0
Zenit-SIS GmbH, DE, Düsseldorf[2]	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 gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2015)

Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %
Sondervermögen	
ASF, DE, Düsseldorf[1)]	100,0
E.ON Treasury, DE, Düsseldorf[1)]	100,0
HANSEFONDS, DE, Düsseldorf[1)]	100,0
OB 2, DE, Düsseldorf[1)]	100,0
OB 4, DE, Düsseldorf[1)]	100,0
OB 5, DE, Düsseldorf[1)]	100,0
VKE-FONDS, DE, Düsseldorf[1)]	100,0

Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %	Eigenkapital Mio €	Ergebnis Mio €
Übrige Beteiligungen			
BKW Energie AG, CH, Bern[7), 9)]	6,6	1.425,8	209,7
ENEVA S.A., BR, Rio de Janeiro[7), 9)]	12,3	267,4	-420,8
e-werk Sachsenwald GmbH, DE, Reinbek[7)]	16,0	27,2	3,7
Forsmarks Kraftgrupp AB, SE, Östhammar[7)]	8,5	37,3	0,8
GasLINE Telekommunikationsnetzgesellschaft deutscher Gasversorgungsunternehmen mbH & Co. KG, DE, Straelen[7)]	10,0	39,4	49,0
GKL-Gemeinschaftskraftwerk Hannover-Linden GmbH, DE, Hannover[7)]	10,0	9,2	0,0
HEW HofEnergie+Wasser GmbH, DE, Hof[7)]	19,9	22,1	0,0
infra fürth gmbh, DE, Fürth[7)]	19,9	68,1	0,0
Mellansvensk Kraftgrupp AB, SE, Stockholm[7)]	5,4	8,5	0,0
Stadtwerke Bamberg Energie- und Wasserversorgungs GmbH, DE, Bamberg[7)]	10,0	30,1	0,0
Stadtwerke Straubing Strom und Gas GmbH, DE, Straubing[7)]	19,9	7,2	0,0
Stadtwerke Wertheim GmbH, DE, Wertheim[7)]	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

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
- Novartis AG (stellvertretender Vorsitzender, bis 27. Februar 2015)

Erhard Ott
(bis 7. Mai 2015)
Angestellter ver.di, stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE

Andreas Scheidt
(seit 7. Mai 2015)
Stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE
Mitglied im ver.di-Bundesvorstand, Leiter des Fachbereichs Ver- und Entsorgung

Clive Broutta
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, bis 25. März 2015)
- 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.

Alle Angaben beziehen sich – wenn nicht anders angegeben – auf den 31. Dezember 2015, bei unterjährig ausgeschiedenen Organmitgliedern auf den Tag ihres Ausscheidens.
- Aufsichtsratsmandate gemäß § 100 Abs. 2 AktG
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

René Obermann
Partner bei Warburg Pincus LLC
- ThyssenKrupp AG
- CompuGroup Medical AG (seit 20. März 2015)
- Spotify Technology S.A.

Eberhard Schomburg
(bis 31. Dezember 2015)
Vorsitzender des SE-Betriebsrats (bis 17. Dezember 2015) und des Konzernbetriebsrats (bis 15. Dezember 2015)
- E.ON Kraftwerke GmbH (bis 4. Dezember 2015)
- E.ON Generation GmbH (stellvertretender Vorsitzender, bis 31. Dezember 2015)

Fred Schulz
Erster Stellvertreter des Vorsitzenden des Konzernbetriebsrats, Gesamtbetriebsratsvorsitzender der E.DIS AG
- E.DIS AG
- Szczecińska Energetyka Cieplna Sp. z o.o.

Dr. Karen de Segundo
Juristin
- British American Tobacco plc
- Lonmin plc (bis 29. Januar 2015)
- Pöyry Oyj (bis 10. März 2016)

Dr. Theo Siegert
Geschäftsführender Gesellschafter de Haen-Carstanjen & Söhne
- Henkel AG & Co. KGaA
- Merck KGaA
- DKSH Holding Ltd.
- E. Merck KG

Elisabeth Wallbaum
(seit 1. Januar 2016)
Referentin SE-Betriebsrat und Konzernbetriebsrat E.ON SE

Ausschüsse des Aufsichtsrats

Präsidialausschuss
Werner Wenning, Vorsitzender
Erhard Ott (bis 7. Mai 2015), stellvertretender Vorsitzender
Andreas Scheidt (seit 7. Mai 2015), stellvertretender Vorsitzender
Prof. Dr. Ulrich Lehner, stellvertretender Vorsitzender
Eberhard Schomburg (bis 31. Dezember 2015)
Fred Schulz (seit 1. Januar 2016)

Prüfungs- und Risikoausschuss
Dr. Theo Siegert, Vorsitzender
Eberhard Schomburg (bis 31. Dezember 2015), stellvertretender Vorsitzender
Fred Schulz (stellvertretender Vorsitzender seit 1. Januar 2016)
Thies Hansen (seit 1. Januar 2016)
Werner Wenning

Finanz- und Investitionsausschuss
Werner Wenning, Vorsitzender
Thies Hansen (bis 31. Dezember 2015), stellvertretender Vorsitzender
Eugen-Gheorghe Luha (stellvertretender Vorsitzender seit 1. Januar 2016)
Clive Broutta (seit 1. Januar 2016)
Dr. Karen de Segundo

Nominierungsausschuss
Werner Wenning, Vorsitzender
Prof. Dr. Ulrich Lehner, stellvertretender Vorsitzender
Dr. Karen de Segundo

Alle Angaben beziehen sich – wenn nicht anders angegeben – auf den 31. Dezember 2015, bei unterjährig ausgeschiedenen Organmitgliedern auf den Tag ihres Ausscheidens.
- Aufsichtsratsmandate gemäß § 100 Abs. 2 AktG
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

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
Strategie & Unternehmensentwicklung, Personal, Investor Relations, Politik & Kommunikation, Revision, Türkei, Gesundheit/Sicherheit & Umweltschutz, Nachhaltigkeit, Projekt One2two

- Deutsche Bank AG
- Salzgitter AG (bis 15. September 2015)
- Uniper AG[1] (seit 18. Dezember 2015)

Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum
Geb. 1967 in Ludwigshafen,
Mitglied des Vorstands seit 2013
Verteilung und Vertrieb, Koordination regionale Einheiten, Energiewirtschaft, Politik & Regulierung, Beratung, IT

- E.ON Business Services GmbH[1] (Vorsitz, seit 1. Juni 2015)
- E.ON Czech Holding AG[1] (Vorsitz, seit 13. Juni 2015)
- E.ON Global Commodities SE[1] (bis 31. Dezember 2015) (Vorsitz bis 6. September 2015)
- E.ON Technologies GmbH[1] (Vorsitz, bis 21. August 2015)
- Georgsmarienhütte Holding GmbH
- E.ON Sverige AB[2] (Vorsitz, seit 18. Juni 2015)
- E.ON Hungária Zrt.[2] (Vorsitz, seit 1. Juni 2015)

Dr. Bernhard Reutersberg
Geb. 1954 in Düsseldorf,
Mitglied des Vorstands seit 2010
Kundenlösungen, Dezentrale Erzeugung, Digitale Transformation, Technologie & Innovation, Programm E.ON 2.0

- E.ON Czech Holding AG[1] (Vorsitz, bis 12. Juni 2015)
- Uniper AG[1] (Vorsitz, seit 18. Dezember 2015)
- E.ON España S.L.[2] (bis 25. März 2015)
- E.ON Hungária Zrt.[2] (Vorsitz, bis 31. Mai 2015)
- E.ON Italia S.p.A.[2] (bis 30. Juni 2015)
- E.ON Sverige AB[2] (Vorsitz, bis 18. Juni 2015)
- Nord Stream AG (bis 31. Mai 2015)
- OAO E.ON Russia[2] (Vorsitz seit 2. Juli 2015)
- Uniper Benelux Holding B.V.[2] (Vorsitz, bis 31. Dezember 2015)
- Uniper France S.A.S.[2] (Vorsitz, bis 4. Januar 2016)

Michael Sen
Geb. 1968 in Korschenbroich,
Mitglied des Vorstands seit 2015
Finanzen, Mergers & Acquisitions, Rechnungswesen & Controlling, Recht & Compliance, Steuern, Business Services Finance, Exploration & Produktion, Einkauf & Immobilien-Management

- Uniper AG[1] (seit 18. Dezember 2015)

Klaus Schäfer
Geb. 1967 in Regensburg,
Mitglied des Vorstands seit 2013
(bis 31. Dezember 2015)
Erzeugung, Globaler Handel, Engineering & Großprojekte, Commercial Operations, Brasilien, Russland, Uniper-Aufbau

- E.ON Business Services GmbH[1] (Vorsitz, bis 31. Mai 2015)
- E.ON Global Commodities SE[1] (Vorsitz, seit 7. September 2015)
- E.ON Generation GmbH[1] (Vorsitz, seit 21. November 2015)
- Uniper Kraftwerke GmbH[1] (Vorsitz, seit 4. Dezember 2015)
- E.ON Italia S.p.A.[2] (Vorsitz, vom 30. Juni 2015 bis 8. Januar 2016)
- Nord Stream AG (seit 1. Juni 2015)

Jørgen Kildahl
Geb. 1963 in Bærum, Norwegen,
Mitglied des Vorstands seit 2010
(bis 30. September 2015)

- E.ON Global Commodities SE[1] (bis 31. August 2015)
- ENEVA S.A. (Vorsitz, bis 28. November 2015)
- Höegh LNG Holdings Ltd (seit 15. September 2015)
- eSmart systems AS (seit 17. September 2015)
- OAO E.ON Russia[2] (Vorsitz bis 2. Juli 2015)

Mike Winkel
Geb. 1970 in Neubrandenburg,
Mitglied des Vorstands seit 2013
(bis 31. Mai 2015)

- E.ON Generation GmbH[1] (Vorsitz, bis 31. Mai 2015)
- E.ON Sverige AB[2] (bis 31. Mai 2015)
- OAO E.ON Russia[2]

Alle Angaben beziehen sich – wenn nicht anders angegeben – auf den 31. Dezember 2015, bei unterjährig ausgeschiedenen Organmitgliedern auf den Tag ihres Ausscheidens.

- 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 2015 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, 29. Februar 2016

E.ON SE
Der Vorstand

Teyssen Birnbaum

Reutersberg Sen

Mehrjahresübersicht[1)]

in Mio €	2011	2012	2013	2014	2015
Umsatz und Ergebnis					
Umsatz	112.954	132.093	119.615	113.095	116.218
EBITDA[2)]	9.293	10.771	9.191	8.376	7.557
EBIT[2)]	5.438	7.012	5.642	4.695	4.369
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	-1.861	2.613	2.459	-3.130	-6.377
Konzernüberschuss/-fehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE	-2.219	2.189	2.091	-3.160	-6.999
Wertentwicklung					
ROACE (in %)	8,4	11,1	9,2	8,6	9,4
Kapitalkosten vor Steuern (in %)	8,3	7,7	7,5	7,4	6,7
Value Added[3)]	90	2.139	1.031	640	1.251
Vermögensstruktur					
Langfristige Vermögenswerte	102.221	96.563	95.580	83.065	73.612
Kurzfristige Vermögenswerte	50.651	43.863	36.750	42.625	40.081
Gesamtvermögen	152.872	140.426	132.330	125.690	113.693
Kapitalstruktur					
Eigenkapital	39.613	38.820	36.638	26.713	19.077
Gezeichnetes Kapital	*2.001*	*2.001*	*2.001*	*2.001*	*2.001*
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	*3.876*	*3.862*	*2.915*	*2.128*	*2.648*
Langfristige Schulden	67.129	65.027	63.179	63.335	61.172
Rückstellungen	*25.672*	*28.601*	*28.153*	*31.376*	*30.655*
Finanzverbindlichkeiten	*24.029*	*21.937*	*18.051*	*15.784*	*14.954*
Übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges	*17.428*	*14.489*	*16.975*	*16.175*	*15.563*
Kurzfristige Schulden	46.130	36.579	32.513	35.642	33.444
Rückstellungen	*4.985*	*4.049*	*4.353*	*4.120*	*4.280*
Finanzverbindlichkeiten	*5.885*	*4.007*	*4.673*	*3.883*	*2.788*
Übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges	*35.260*	*28.523*	*23.487*	*27.639*	*26.376*
Gesamtkapital	152.872	140.426	132.330	125.690	113.693
Cashflow/Investitionen					
Operativer Cashflow[4)]	6.610	8.808	6.260	6.354	6.133
Zahlungswirksame Investitionen	6.524	6.997	7.992	4.637	4.174
Kennziffern					
Eigenkapitalquote (in %)	26	28	28	21	17
Deckung des langfristig gebundenen Vermögens (in %) (langfristiges Kapital in Prozent des langfristig gebundenen Vermögens)	104	108	104	108	109
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (31. Dezember)	36.520	35.845	32.218	33.394	27.714
Debt Factor[5)]	3,9	3,3	3,5	4,0	3,7
Operativer Cashflow in Prozent des Umsatzes	5,9	6,7	5,2	5,6	5,3
Aktie					
Ergebnis je Aktie in € (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	-1,16	1,15	1,10	-1,64	-3,60
Eigenkapital[6)] je Aktie (in €)	18,76	18,33	17,68	12,72	8,42
Höchstkurs (in €)	25,11	19,52	14,71	15,46	14,74
Tiefstkurs (in €)	12,88	13,80	11,94	12,56	7,13
Jahresendkurs[7)] (in €)	16,67	14,09	13,42	14,20	8,93
Dividende je Aktie[8)] (in €)	1,00	1,10	0,60	0,50	0,50
Dividendensumme	1.905	2.097	1.145	966	976
Marktkapitalisierung[7), 9)] (in Mrd €)	31,8	26,9	25,6	27,4	17,4
Langfristiges Rating der E.ON SE					
Moody's	A3	A3	A3	A3	Baa1
Standard & Poor's	A	A-	A-	A-	BBB+
Mitarbeiter					
Mitarbeiter (31. Dezember)	78.889	72.083	61.327	58.811	56.490

1) ab 2013 um nicht fortgeführte Aktivitäten und die Anwendung von IFRS 10, 11 und IAS 32 angepasste Werte · 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 2015 · 9) auf Basis ausstehender Aktien

Rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung

	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Deutschland		Weitere EU-Länder		Nicht-EU-Länder		E.ON-Konzern	
31. Dezember in MW	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Kernenergie	4.128	5.403	–	–	–	–	–	–	–	–	4.128	5.403
Braunkohle	500	500	–	–	–	–	–	–	–	–	500	500
Steinkohle	3.064	4.976	–	–	–	–	–	–	–	–	3.064	4.976
Erdgas	3.334	3.414	–	–	106	107	–	–	–	–	3.440	3.521
Öl	1.003	1.003	–	–	102	102	–	–	–	–	1.105	1.105
Wasserkraft	–	–	1.904	1.904	19	21	–	–	–	–	1.923	1.925
Windkraft	–	–	462	174	8	5	–	–	–	–	470	179
Sonstige	–	–	–	–	27	31	–	–	–	–	27	31
Inland	**12.029**	**15.296**	**2.366**	**2.078**	**262**	**266**	**–**	**–**	**–**	**–**	**14.657**	**17.640**
Kernenergie	2.504	2.799	–	–	–	–	–	–	–	–	2.504	2.799
Braunkohle	–	–	–	–	–	–	30	30	1.895	1.263	1.925	1.293
Steinkohle	4.816	6.273	–	–	–	–	–	–	–	–	4.816	6.273
Erdgas	5.513	12.172	–	–	–	–	1.357	1.468	7.050	7.050	13.920	20.690
Öl	1.383	1.714	–	–	–	–	–	–	–	–	1.383	1.714
Wasserkraft	–	–	1.773	3.017	–	–	32	32	–	–	1.805	3.049
Windkraft	–	–	3.967	4.216	–	–	3	2	–	–	3.970	4.218
Sonstige	72	812	30	130	–	–	253	253	–	–	355	1.195
Ausland	**14.288**	**23.770**	**5.770**	**7.363**	**–**	**–**	**1.675**	**1.785**	**8.945**	**8.313**	**30.678**	**41.231**
Summe	**26.317**	**39.066**	**8.136**	**9.441**	**262**	**266**	**1.675**	**1.785**	**8.945**	**8.313**	**45.335**	**58.871**

Voll konsolidierte Kraftwerksleistung

	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Deutschland		Weitere EU-Länder		Nicht-EU-Länder		E.ON-Konzern	
31. Dezember in MW	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Kernenergie	4.471	5.746	–	–	–	–	–	–	–	–	4.471	5.746
Braunkohle	900	900	–	–	–	–	–	–	–	–	900	900
Steinkohle	2.902	4.916	–	–	–	–	–	–	–	–	2.902	4.916
Erdgas	3.755	3.875	–	–	82	85	–	–	–	–	3.837	3.960
Öl	1.003	1.003	–	–	102	102	–	–	–	–	1.105	1.105
Wasserkraft	–	–	1.981	1.985	7	7	–	–	–	–	1.988	1.992
Windkraft	–	–	501	213	–	–	–	–	–	–	501	213
Sonstige	–	–	–	–	24	32	–	–	–	–	24	32
Inland	**13.031**	**16.440**	**2.482**	**2.198**	**215**	**226**	**–**	**–**	**–**	**–**	**15.728**	**18.864**
Kernenergie	1.873	2.511	–	–	–	–	–	–	–	–	1.873	2.511
Braunkohle	–	–	–	–	–	–	20	20	2.263	1.509	2.283	1.529
Steinkohle	4.816	6.273	–	–	–	–	–	–	–	–	4.816	6.273
Erdgas	5.513	12.322	–	–	–	–	967	931	8.419	8.419	14.899	21.672
Öl	1.383	1.714	–	–	–	–	–	–	–	–	1.383	1.714
Wasserkraft	–	–	1.579	2.824	–	–	33	33	–	–	1.612	2.856
Windkraft	–	–	3.530	3.609	–	–	–	–	–	–	3.530	3.609
Sonstige	72	812	30	57	–	–	253	253	–	–	355	1.122
Ausland	**13.657**	**23.632**	**5.139**	**6.490**	**–**	**–**	**1.273**	**1.237**	**10.682**	**9.928**	**30.751**	**41.286**
Summe	**26.688**	**40.072**	**7.621**	**8.688**	**215**	**226**	**1.273**	**1.237**	**10.682**	**9.928**	**46.479**	**60.151**

Anteil der Primärenergieträger an der Eigenerzeugung

	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Deutschland		Weitere EU-Länder		Nicht-EU-Länder		E.ON-Konzern	
in Mrd kWh	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Kernenergie	37,5	43,1	–	–	–	–	–	–	–	–	37,5	43,1
Braunkohle	2,9	2,9	–	–	–	–	–	–	–	–	2,9	2,9
Steinkohle	13,1	17,9	–	–	–	–	–	–	–	–	13,1	17,9
Erdgas/Öl	1,6	1,1	–	–	0,1	0,2	–	–	–	–	1,7	1,3
Wasserkraft	–	–	4,7	4,7	–	–	–	–	–	–	4,7	4,7
Windkraft	–	–	0,9	0,3	–	–	–	–	–	–	0,9	0,3
Sonstige	–	–	–	–	0,4	0,3	–	–	–	–	0,4	0,3
Inland	**55,1**	**65,0**	**5,6**	**5,0**	**0,5**	**0,5**	**–**	**–**	**–**	**–**	**61,2**	**70,5**
Kernenergie	12,2	12,3	–	–	–	–	–	–	–	–	12,2	12,3
Braunkohle	–	–	–	–	–	–	0,2	0,2	9,0	10,0	9,2	9,2
Steinkohle	23,9	29,5	–	–	–	–	–	–	–	–	23,9	29,5
Erdgas/Öl	15,1	16,9	–	–	–	–	2,0	2,7	44,8	50,2	61,9	69,8
Wasserkraft	–	–	9,9	9,5	–	–	–	–	–	–	9,9	9,5
Windkraft	–	–	9,8	11,8	–	–	–	–	–	–	9,8	11,8
Sonstige	–	1,8	–	0,2	–	–	0,4	0,6	–	–	0,4	2,6
Ausland	**51,2**	**60,5**	**19,7**	**21,5**	**–**	**–**	**2,6**	**3,5**	**53,8**	**59,2**	**127,3**	**144,7**
Summe	**106,3**	**125,5**	**25,3**	**26,5**	**0,5**	**0,5**	**2,6**	**3,5**	**53,8**	**59,2**	**188,5**	**215,2**
in Prozent												
Kernenergie	35	35	–	–	–	–	–	–	–	–	20	20
Braunkohle	3	2	–	–	–	–	–	–	–	–	2	1
Steinkohle	12	14	–	–	–	–	–	–	–	–	7	9
Erdgas/Öl	2	1	–	–	20	40	–	–	–	–	1	1
Wasserkraft	–	–	19	18	–	–	–	–	–	–	2	2
Windkraft	–	–	3	1	–	–	–	–	–	–	–	–
Sonstige	–	–	–	–	80	60	–	–	–	–	–	–
Inland	**52**	**52**	**22**	**19**	**100**	**100**	**–**	**–**	**–**	**–**	**32**	**33**
Kernenergie	12	10	–	–	–	–	–	–	–	–	6	6
Braunkohle	–	–	–	–	–	–	8	6	17	15	5	4
Steinkohle	22	24	–	–	–	–	–	–	–	–	13	14
Erdgas/Öl	14	13	–	–	–	–	77	77	83	85	34	33
Wasserkraft	–	–	39	36	–	–	–	–	–	–	5	4
Windkraft	–	–	39	45	–	–	–	–	–	–	5	5
Sonstige	–	1	–	–	–	–	15	17	–	–	–	1
Ausland	**48**	**48**	**78**	**81**	**–**	**–**	**100**	**100**	**100**	**100**	**68**	**67**
Summe	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**

Strombeschaffung[1]

	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Globaler Handel[2]		Deutschland[2]		Weitere EU-Länder		Nicht-EU-Länder		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
in Mrd kWh	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Eigenerzeugung	106,3	125,5	25,3	26,5	–	–	0,5	0,5	2,6	3,5	53,8	59,2	–	–	188,5	215,2
Bezug	21,2	28,0	5,8	5,5	658,5	646,9	88,7	85,5	128,9	136,4	5,0	4,8	-300,8	-325,9	607,3	581,2
Gemeinschaftskraftwerke	*10,1*	*13,2*	*2,0*	*1,6*	–	–	–	–	*0,2*	*0,2*	–	–	–	–	*12,3*	*15,0*
Globaler Handel/Fremde	*11,1*	*14,8*	*3,8*	*3,9*	*658,5*	*646,9*	*88,7*	*85,5*	*128,7*	*136,2*	*5,0*	*4,8*	*-300,8*	*-325,9*	*595,0*	*566,2*
Summe	**127,5**	**153,5**	**31,1**	**32,0**	**658,5**	**646,9**	**89,2**	**86,0**	**131,5**	**139,9**	**58,8**	**64,0**	**-300,8**	**-325,9**	**795,8**	**796,4**
Betriebsverbrauch, Netzverlust etc.	-1,4	-1,6	–	-0,9	–	–	-3,8	-3,9	-7,6	-7,8	-2,1	-2,0	–	–	-14,9	-16,2
Stromabsatz	**126,1**	**151,9**	**31,1**	**31,1**	**658,5**	**646,9**	**85,4**	**82,1**	**123,9**	**132,1**	**56,7**	**62,0**	**-300,8**	**-325,9**	**780,9**	**780,2**

1) bereinigt um nicht fortgeführte Aktivitäten
2) angepasst um E.ON Energy Sales

Stromabsatz[1]

	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Globaler Handel[2]		Deutschland[2]		Weitere EU-Länder		Nicht-EU-Länder		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
in Mrd kWh	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Privat- und kleinere Geschäftskunden	–	–	–	–	–	–	18,9	19,2	45,2	45,4	–	–	–	–	64,1	64,6
Industrie- und Geschäftskunden	3,3	3,6	–	–	8,3	6,6	14,0	14,4	67,2	70,2	–	–	–	–	92,8	94,8
Vertriebspartner	23,8	28,4	4,5	5,6	14,5	20,0	44,8	44,7	0,1	0,2	–	–	–	–	87,7	98,9
Kundengruppen	**27,1**	**32,0**	**4,5**	**5,6**	**22,8**	**26,6**	**77,7**	**78,3**	**112,5**	**115,8**	**–**	**–**	**–**	**–**	**244,6**	**258,3**
Großhandelsmarkt/ Globaler Handel	99,0	119,9	26,6	25,5	635,7	620,3	7,7	3,8	11,4	16,3	56,7	62,0	-300,8	-325,9	536,3	521,9
Summe	**126,1**	**151,9**	**31,1**	**31,1**	**658,5**	**646,9**	**85,4**	**82,1**	**123,9**	**132,1**	**56,7**	**62,0**	**-300,8**	**-325,9**	**780,9**	**780,2**

1) bereinigt um nicht fortgeführte Aktivitäten
2) angepasst um E.ON Energy Sales

Gasabsatz[1]

	Globaler Handel[2]		Deutschland[2]		Weitere EU-Länder		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
in Mrd kWh	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Privat- und kleinere Geschäftskunden	–	–	25,0	22,2	80,5	77,4	–	–	105,5	99,6
Industrie- und Geschäftskunden	60,1	61,1	19,2	21,4	38,4	38,3	–	–	117,7	120,8
Vertriebspartner	212,0	221,6	11,3	12,7	1,5	1,5	–	–	224,8	235,8
Kundengruppen	**272,1**	**282,7**	**55,5**	**56,3**	**120,4**	**117,2**	**–**	**–**	**448,0**	**456,2**
Großhandelsmarkt/Globaler Handel	1.707,2	1.216,9	1,9	0,4	16,7	14,9	-452,0	-517,4	1.273,8	714,8
Summe	**1.979,3**	**1.499,6**	**57,4**	**56,7**	**137,1**	**132,1**	**-452,0**	**-517,4**	**1.721,8**	**1.171,0**

1) bereinigt um nicht fortgeführte Aktivitäten
2) angepasst um E.ON Energy Sales

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_2-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 Rentenentwicklungen). 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
www.eon.com

Für Journalisten
T 02 01-1 84-42 36
presse@eon.com

Für Analysten und Aktionäre
T 02 01-1 84-28 04
investorrelations@eon.com

Für Anleiheinvestoren
T 02 01-1 84-65 26
creditorrelations@eon.com

Produktion & Satz: Jung Produktion, Düsseldorf
Druck: Charterhouse Print Management Deutschland

Das für diesen Geschäftsbericht verwendete Papier wurde aus Zellstoffen hergestellt, die aus verantwortungsvoll bewirtschafteten und gemäß den Bestimmungen des Forest Stewardship Council zertifizierten Forstbetrieben stammen.

Finanzkalender

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
15. März 2017	Veröffentlichung des Geschäftsberichts 2016
10. Mai 2017	Zwischenbericht Januar – März 2017
10. Mai 2017	Hauptversammlung 2017
9. August 2017	Zwischenbericht Januar – Juni 2017
8. November 2017	Zwischenbericht Januar – September 2017