

Geschäftsbericht 2018

e-on

E.ON-Konzern in Zahlen

in Mio €	2018	2017	+/- %
Umsatz ¹	30.253	37.965	-20
Bereinigtes EBITDA ^{1, 2}	4.840	4.955	-2
– reguliertes Geschäft	2.783	2.742	+1
– quasi-reguliertes und langfristig kontrahiertes Geschäft	895	828	+8
– marktbestimmtes Geschäft	1.162	1.385	-16
Bereinigtes EBIT ^{1, 2}	2.989	3.074	-3
– reguliertes Geschäft	1.750	1.677	+4
– quasi-reguliertes und langfristig kontrahiertes Geschäft	494	486	+2
– marktbestimmtes Geschäft	745	911	-18
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	3.524	4.180	-16
Konzernüberschuss/-fehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE	3.223	3.925	-18
Bereinigter Konzernüberschuss ^{1, 2}	1.505	1.427	+5
Investitionen ¹	3.523	3.308	+6
Operativer Cashflow ^{1, 3}	2.853	-2.952	–
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern ^{1, 4}	4.087	-2.235	–
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (31. 12.) ¹	16.580	19.248	-14
Debt Factor ⁵	3,4	3,9	-0,5 ⁶
Eigenkapital	8.518	6.708	+27
Bilanzsumme	54.324	55.950	-3
ROCE (in %) ¹	10,4	10,6	-0,2 ⁷
Kapitalkosten vor Steuern (in %)	6,4	6,4	–
Kapitalkosten nach Steuern (in %)	4,7	4,7	–
Value Added ¹	1.145	1.211	-5
Mitarbeiter (31. 12.) ¹	43.302	42.699	+1
– Anteil Frauen (in %)	32	32	–
– Anteil Frauen in Führungspositionen (in %)	21,2	19,6	+1,6 ⁷
– Durchschnittliche Fluktuationsrate (in %)	4,8	4,6	+0,2 ⁷
– Durchschnittsalter der Mitarbeiter	42	42	–
– TRIF ⁸	2,5	2,3	+9
Ergebnis je Aktie ^{9, 10} (in €)	1,49	1,84	-19
Ergebnis je Aktie aus bereinigtem Konzernüberschuss ^{1, 9, 10} (in €)	0,69	0,67	+3
Eigenkapital je Aktie ^{9, 11} (in €)	2,66	1,85	+44
Dividende je Aktie ¹² (in €)	0,43	0,30	+43
Dividendensumme	932	650	+43
Marktkapitalisierung ¹¹ (in Mrd €)	18,7	19,6	-5

1 enthält auch den nicht fortgeführten Geschäftsbereich im Segment Erneuerbare Energien (vergleiche Textziffer 4 im Anhang)

2 bereinigt um nicht operative Effekte (siehe Glossar)

3 entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit

4 entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit vor Zinsen und Steuern

5 Verhältnis zwischen wirtschaftlicher Netto-Verschuldung und bereinigtem EBITDA

6 Veränderung in absoluten Werten

7 Veränderung in Prozentpunkten

8 bezogen auf die E.ON-Mitarbeiter (Definition siehe Kapitel Mitarbeiter)

9 Anteil der Gesellschafter der E.ON SE

10 auf Basis ausstehender Aktien (gewichteter Durchschnitt)

11 auf Basis ausstehender Aktien zum 31. Dezember

12 für das jeweilige Geschäftsjahr; Vorschlag für 2018

Inhalt

4	Brief des Vorstandsvorsitzenden
6	Bericht des Aufsichtsrats
14	E.ON-Aktie
18	Strategie und Ziele
22	Zusammengefasster Lagebericht
22	Grundlagen des Konzerns
22	Geschäftsmodell
24	Steuerungssystem
25	Innovation
26	Wirtschaftsbericht
26	Gesamtwirtschaftliche und branchenbezogene Rahmenbedingungen
29	Geschäftsentwicklung
29	Ertragslage
34	Finanzlage
38	Vermögenslage
39	Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage der E.ON SE
41	Weitere finanzielle und nichtfinanzielle Leistungsindikatoren
41	– Wertmanagement
43	– Mitarbeiter
50	Prognosebericht
52	Risiko- und Chancenbericht
60	Geschäftsfelder
68	Internes Kontrollsystem zum Rechnungslegungsprozess
70	Übernahmerelevante Angaben
73	Corporate-Governance-Bericht
73	Konzernerklärung zur Unternehmensführung
82	Vergütungsbericht
100	Gesonderter zusammengefasster nichtfinanzieller Bericht
114	Konzernabschluss
114	Gewinn- und Verlustrechnung
115	Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen
116	Bilanz
118	Kapitalflussrechnung
120	Entwicklung des Konzerneigenkapitals
122	Anhang
216	Anteilsbesitzliste
232	Weitere Informationen
232	Versicherung der gesetzlichen Vertreter
233	Bestätigungsvermerk
240	Prüfungsvermerk zum zusammengefassten nichtfinanziellen Bericht
242	Aufsichtsratsmitglieder
244	Vorstandsmitglieder
245	Mehrjahresübersicht
246	Finanzglossar
253	Finanzkalender

**Brief des
Vorstandsvorsitzenden**

**Bericht des
Aufsichtsrats**

Liebe Aktionäre,



Dr. Johannes Teyssen,
Vorstandsvorsitzender

Sie haben uns bei der Hauptversammlung im Mai 2018 mit großer Mehrheit grünes Licht dafür gegeben, innogy zu übernehmen und Ihrer E.ON so ein noch klareres Profil und noch bessere Wachstumschancen zu geben. Wir werden das Energieunternehmen sein, das sich vollständig der neuen Energiewelt verschreibt, in der Klimaschutz und Kundennutzen Hand in Hand gehen. Ihr Vertrauen bedeutet für mich und meine Kollegen im Vorstand die Verpflichtung, die Vision einer neuen E.ON konsequent mit Leben zu füllen.

Vor rund einem Jahr haben wir mit RWE vereinbart, im Rahmen eines weitreichenden Tauschs von Vermögenswerten und Geschäftsaktivitäten den gesamten von RWE gehaltenen innogy-Anteil von 76,8 Prozent auf E.ON und im Gegenzug den größten Teil unseres Geschäfts mit Erneuerbaren Energien auf RWE zu übertragen. Seither haben wir alle Zwischenziele wie geplant erreicht. Im Juni haben wir den übrigen innogy-Aktionären ein freiwilliges Übernahmeangebot für ihre Aktien gemacht. Dabei wurden uns rund 9,4 Prozent der Aktien angedient. Mit diesem Ergebnis sind wir sehr zufrieden. Auch bei der Vorbereitung der Integration und dem kartellrechtlichen Genehmigungsverfahren liegen wir voll im Zeitplan.

Im Januar haben wir mit der Anmeldung der Transaktion bei der EU-Kommission einen weiteren Meilenstein erreicht. Wir sind fest davon überzeugt, dass die Übernahme von innogy insgesamt wettbewerbsrechtlich unbedenklich ist und ab Mitte des Jahres vollzogen werden kann. Wir haben zudem bereits eine ganze Reihe von Entscheidungen zur künftigen Struktur der neuen E.ON getroffen. Klar ist beispielsweise, dass Ihr Unternehmen weiter E.ON heißen, seinen Sitz in Essen und eine sehr kundennahe Struktur haben soll. Wir wollen zudem unsere Innovationsfähigkeit weiter stärken, alle unsere Netzgesellschaften wollen wir so führen, wie wir es bei E.ON erfolgreich tun. Diese frühen Entscheidungen werden uns helfen, die Transaktion nach der Freigabe aus Brüssel schneller abzuschließen. Auch gehen wir weiter davon aus, dass das definierte Synergiepotenzial von 600 bis 800 Millionen Euro in voller Höhe ab 2022 realisiert werden kann. Die geplanten Integrationsmaßnahmen sollen dabei, wie bisher in den beteiligten Unternehmen gute Tradition, sozial verträglich erfolgen.

In Zukunft wird sich die neue E.ON als erstes europäisches Unternehmen ausschließlich auf intelligente Netze und innovative Kundenlösungen konzentrieren. So wollen wir das Wachstumspotenzial in der neuen Energiewelt noch besser erschließen und E.ON so auch für Sie, unsere Aktionäre, noch attraktiver machen.

Wir denken die neue E.ON radikal vom Kunden her. Allein unsere Kunden – von der Gemeinde über das Unternehmen bis zu privaten Haushalten – entscheiden, wie erfolgreich wir in der neuen Energiewelt sein werden. Sie definieren, welche Energieprodukte und -lösungen wichtig sind und wem sie ihr Energieprojekt oder das Management ihres Energienetzes anvertrauen. Es ist allein diese Sichtweise, die uns leitet. Wir wollen und werden unseren Kunden das Beste liefern, was es in der neuen, digitalen Energiewelt gibt. Wie weit sind wir mit der Realisierung dieses Anspruchs gekommen?

E.ON geht mit einem starken Ergebnis und Optimismus in das neue Geschäftsjahr und die nächsten Schritte der innogy-Übernahme! Im dritten Jahr in Folge haben wir operativ und finanziell erneut eine hervorragende Leistung abgerufen. Das bereinigte EBIT des Geschäftsjahres 2018 lag mit rund 3,0 Milliarden Euro wie erwartet

nur leicht unter dem des Vorjahres und damit am oberen Rand der prognostizierten Bandbreite. Der bereinigte Konzernüberschuss lag mit 1,5 Milliarden Euro sogar leicht über dem des Vorjahres und ebenfalls am oberen Rand des Ausblicks. Was mich für die Zukunft besonders optimistisch macht: 2018 war erneut ein operativ starkes Jahr – unser Ergebnis wurde ganz überwiegend von der Verbesserung unseres Geschäfts getrieben.

Dabei ist unser Geschäftsfeld Energienetze unbestritten das Rückgrat des Konzernergebnisses und steuerte einen stabilen Ergebnisbeitrag von 1,8 Milliarden Euro bei. In diesem regulierten Geschäft spielt Effizienz die entscheidende Rolle für die Profitabilität. Was mich besonders stolz macht: In Deutschland hat die Bundesnetzagentur all unseren regionalen Netzgesellschaften im letzten Benchmark einen besonders hohen Effizienzwert von 100 Prozent bescheinigt. Sie zählen damit erneut zu den effizientesten der fast 900 Stromnetzbetreiber in Deutschland. Zwei unserer Gesellschaften wurde zudem ein zusätzlicher Effizienzbonus zugestanden, um den sich in der nächsten Regulierungsperiode ihre Erlöse erhöhen. Das aber reicht uns nicht. Durch Ausbau und Digitalisierung schaffen wir schon heute intelligente Verteilnetze, die eine wirksame Verzahnung von Strom, Wärme und Mobilität ermöglichen und so die Grundlage dafür bilden, dass aus der Stromerzeugungswende von heute eine echte Energiewende der Zukunft wird. Das allerdings setzt voraus, dass die Politik in Berlin und Brüssel endlich die dafür notwendigen Entscheidungen fällt. Statt eines Flickenteppichs von klima- und energiepolitischen Regelungen und Förderungen wäre eine Belastung des Ausstoßes von Kohlendioxid der richtige Weg. Wenn dies europaweit nicht möglich sein sollte, dann muss national gehandelt werden. Hierfür werden wir uns als Anwalt der Kunden einsetzen, denn nur dann lohnen sich die Anstrengungen unserer Kunden, ihre Anlagen klimafreundlich zu modernisieren.

Unsere Kunden haben sich längst den Zielen der Energiewende verschrieben. Sie setzen zunehmend auf innovative, effiziente und dezentrale Lösungen. Wir liefern ihnen dazu die Anlagen, Produkte und die Services. Hier ist das Geschäft zwar kleinteilig und der Wettbewerb hart, aber wir sind ein gefragter Partner von Kommunen, Gewerbe und Industrie. Wir konnten in nahezu allen Märkten unsere Kundenbasis weiter vergrößern. Selbst im besonders wettbewerbsintensiven Endkundengeschäft konnten wir im letzten Jahr unsere Kundenzahl insgesamt stabil halten und in Deutschland unter dem Strich sogar rund 100.000 Kunden hinzugewinnen. Hierzu trägt mit Sicherheit auch bei, dass wir unseren Service deutlich verbessert haben und die Kundenzufriedenheit, die wir regelmäßig messen, weiter deutlich gestiegen ist. Und mit neuen strategischen Partnerschaften – zum Beispiel mit Microsoft – gewinnen wir zudem weiter an Profil in der neuen Energiewelt.

Im Geschäftsfeld Erneuerbare Energien ist es uns gelungen, ein ausgesprochen starkes Ergebnis zu erzielen, obwohl die Windausbeute schlecht war. Der hohe, um 15 Prozent gesteigerte Ergebnisbeitrag und die hohe Motivation der Kolleginnen und Kollegen zeigen, dass wir bei E.ON eine großartige Leistungskultur haben, auf die wir stolz sein können. Es ist diese Leistungskultur, die uns überall ein wenig besser macht als viele Wettbewerber und die mir die Gewissheit gibt, dass wir die Energiewelt der Zukunft aktiv gestalten werden.

Unsere Erfolgsgeschichte wollen wir fortschreiben. Für das Jahr 2019 erwarten wir ein bereinigtes EBIT zwischen 2,9 und 3,1 Milliarden Euro und einen bereinigten Konzernüberschuss zwischen 1,4 und 1,6 Milliarden Euro. Auch die positive Entwicklung der Dividende soll sich fortsetzen. Für das Geschäftsjahr 2018 werden wir der Hauptversammlung eine feste Dividende von 43 Cent pro Aktie vorschlagen. Für das Geschäftsjahr 2019 beabsichtigen wir eine feste Dividende von 46 Cent vorzuschlagen. Der hohe Anteil regulierter Geschäfte und das klare Bekenntnis zu einer zuverlässigen Ausschüttungspolitik machen E.ON zu einem hochattraktiven Investment, auch wieder für langfristige, an Nachhaltigkeit orientierte Investoren.

Wir haben uns eine solide Ausgangsposition erarbeitet, um die Chancen der grünen, dezentralen und digitalen Energiewelt noch besser zu nutzen. Unser Anspruch ist und bleibt, unseren Kunden und Ihnen, unseren Aktionärinnen und Aktionären, die großen Chancen der neuen Energiewelt optimal zu erschließen. Was meinen Kollegen im Vorstand und mir insbesondere in der vor uns liegenden Zeit besonders wichtig ist: Führung und kulturelle Weiterentwicklung sind zentral dafür, dass die Integration von innogy gelingt und das Neue erfolgreicher wird als die Summe der Teile. Der Erfolg steht und fällt mit unserer Bereitschaft zu lernen und den Wandel aktiv zu gestalten. Dass E.ON diese Aufgabe gelingen wird, davon bin ich überzeugt. Auch bei innogy spüre ich die Bereitschaft, sich auf Neues einzulassen. Wir haben bei E.ON Kolleginnen und Kollegen mit großem Know-how und Engagement, die sich jeden Tag für die Leistungsfähigkeit und die Neuausrichtung des Unternehmens einsetzen. Und wir als Vorstandsteam sind überzeugt, dass Offenheit und Vielfalt, gegenseitiger Respekt und eine starke Leistungskultur entscheidend dafür sind, dass die neue E.ON noch kundenorientierter und erfolgreicher wird. Für unsere Kunden, unsere Mitarbeiter und für Sie, unsere Aktionäre.

Mit herzlichen Grüßen



Dr. Johannes Teyssen

Liebe Aktionäre,



**Dr. Karl-Ludwig Kley,
Vorsitzender des Aufsichtsrats**

2018 hat E.ON erneut deutsche Industriegeschichte geschrieben. Der im März gefasste Beschluss zur Übernahme der innogy SE soll der Beginn eines neuen Kapitels in der Unternehmensgeschichte werden. Auch konnten wir die restlichen Anteile an der Uniper SE veräußern und damit die endgültige Trennung von der konventionellen Energieerzeugung abschließen. Der Aufsichtsrat dankt dem Vorstand und allen Mitarbeitern für die gewaltigen Anstrengungen, die mit der Neuausrichtung des Unternehmens verbunden waren und sind.

Der Aufsichtsrat hat im Geschäftsjahr 2018 seine Aufgaben und Pflichten nach Gesetz, Satzung und Geschäftsordnung umfassend und sorgfältig wahrgenommen. Er hat sich eingehend mit der Lage des Unternehmens beschäftigt. Besonderen Raum nahmen dabei die Konsequenzen der sich ständig verändernden energiepolitischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ein.

Der Aufsichtsrat hat den Vorstand bei der Führung des Unternehmens intensiv beraten und dessen Tätigkeit kontinuierlich überwacht. Dabei hat er sich von der Recht-, Zweck- und Ordnungsmäßigkeit der Unternehmensführung überzeugt. In alle Geschäftsvorgänge von besonderer Bedeutung für das Unternehmen war er unmittelbar eingebunden und hat diese auf Basis der Berichte des Vorstands ausführlich erörtert. In sechs ordentlichen Sitzungen hat er sich mit allen für das Unternehmen relevanten Fragen befasst. Insbesondere hat er die Übernahme der innogy SE und den damit verbundenen Tausch von Geschäftsaktivitäten mit der RWE AG, den Abschluss der Veräußerung der verbleibenden Anteile an der Uniper SE, die Weiterentwicklung der Konzernstrategie sowie die Mittelfristplanung für die Jahre 2019 bis 2021 erörtert. Zwei Aufsichtsratsmitglieder waren im Jahr 2018 an einzelnen Sitzungsteilnahmen gehindert, im Übrigen nahmen sämtliche Mitglieder an allen Sitzungen des Aufsichtsrats teil. Die individualisierte Aufstellung der Sitzungsteilnahme finden Sie auf Seite 76 des Geschäftsberichts.

Der Vorstand hat den Aufsichtsrat regelmäßig und zeitnah sowohl schriftlich als auch mündlich umfassend über wesentliche Geschäftsvorgänge informiert. Der Aufsichtsrat hatte ausreichend Gelegenheit, sich im Plenum und in den Ausschüssen aktiv mit den Berichten, Anträgen und Beschlussvorschlägen des Vorstands auseinanderzusetzen. Soweit dies nach Gesetz, Satzung oder Geschäftsordnung erforderlich war, hat er nach eingehender Prüfung und Beratung der Beschlussvorschläge des Vorstands sein Votum abgegeben.

Darüber hinaus fand während des gesamten Geschäftsjahres ein regelmäßiger Informationsaustausch zwischen dem Aufsichtsratsvorsitzenden und den Mitgliedern des Vorstands, insbesondere dem Vorstandsvorsitzenden, statt. Über besonders relevante Themen war der Aufsichtsratsvorsitzende jederzeit informiert. Zu den Mitgliedern des Aufsichtsrats hat er auch außerhalb der Sitzungen Kontakt gehalten. Der Aufsichtsrat war stets über die aktuelle operative Entwicklung der Konzerngesellschaften, die wesentlichen Geschäftsvorgänge, die Entwicklung der Finanzkennzahlen und anstehende Entscheidungen informiert.

Übernahme der innogy SE und weitreichender Tausch von Geschäftsaktivitäten mit RWE

Der Aufsichtsrat hat sich in der Sitzung im März 2018 umfassend mit der geplanten Übernahme der innogy SE befasst. Der Vorstand hat dem Aufsichtsrat unter Hinzuziehung externer Berater detailliert die Struktur und die Ausgestaltung der geplanten Übernahme dargestellt und dabei sowohl die finanziellen Parameter als auch die wesentlichen ökonomischen und strategischen Aspekte der Vereinbarung mit RWE beleuchtet. Der Aufsichtsrat hat sich auf dieser Grundlage davon überzeugt, dass diese Entscheidung die richtige für das Unternehmen war und ist. Die Transaktion war auch Gegenstand aller weiteren Sitzungen des Aufsichtsrats im vergangenen Jahr. Der Vorstand hat den Aufsichtsrat darin fortlaufend unter anderem zum aktuellen Stand des öffentlichen Übernahmeverfahrens, des Fusionskontrollverfahrens sowie zum Fortschritt der Integrationsvorbereitungen informiert.

Veräußerung der verbleibenden Uniper-Anteile und Weiterentwicklung der Konzernstrategie

In seiner Sitzung im Januar 2018 hat der Aufsichtsrat der Entscheidung des Vorstands zugestimmt, E.ONs verbleibende Uniper-Anteile von 46,65 Prozent an das finnische Energieunternehmen Fortum zu veräußern. Mit der Zahlung des Kaufpreises durch Fortum und der Freigabe durch die Kartellbehörden im Juni wurde die Entscheidung, das konventionelle Erzeugungsgeschäft abzuspalten, endgültig vollzogen.

Der Aufsichtsrat hat sich intensiv mit der Weiterentwicklung der Konzernstrategie befasst. In der Sitzung im September hat er sich auf die zukünftige Ausrichtung der Geschäftsbereiche Energienetze und Kundenlösungen konzentriert. E.ON wird weiterhin als Netzbetreiber ein verlässlicher Partner von Gesellschaft und Politik auf dem Weg zur erfolgreichen Bewältigung der Energiewende sein. Neben den notwendigen Investitionen in Erhalt und Ausbau der Netze fokussiert sich E.ON auf die Entwicklung innovativer Lösungen, die mit dem Netzbetrieb verknüpft sind. Im Bereich der Kundenlösungen wird E.ON weiterhin als führender

Anbieter von Energielösungen für Privat- und Geschäftskunden sowie von Städten und Gemeinden agieren. Der Bereich der Wärmelösungen wurde als weiterer strategischer Schwerpunkt identifiziert. Die Befriedigung der Bedürfnisse ihrer Kunden in einer effizienten, intelligent gesteuerten und nachhaltigen Energiewelt ist dabei E.ONs Ziel.

Weitere zentrale Themen der Beratung des Aufsichtsrats

Ein weiteres zentrales Thema der Beratungen des Aufsichtsrats waren die politischen und regulatorischen Entwicklungen in den Ländern, in denen E.ON aktiv ist. Neben der gesamt- und wirtschaftspolitischen Lage in den einzelnen Staaten standen dabei vor allem die europäische und deutsche Energiepolitik und die jeweiligen Auswirkungen auf die Geschäftsfelder von E.ON im Fokus. Insbesondere hat der Aufsichtsrat den bevorstehenden Austritt Großbritanniens aus der Europäischen Union und die wirtschaftlichen Folgen der unterschiedlichen Austrittsszenarien für E.ON diskutiert. Darüber hinaus hat sich der Aufsichtsrat wiederholt mit der Einführung einer Preisobergrenze für Stromtarife in Großbritannien befasst. Ferner waren die Entwicklung der makroökonomischen Bedingungen und des Strommarkts in der Türkei Gegenstand der Beratungen im Aufsichtsrat.

Weiterhin hat sich der Aufsichtsrat im Hinblick auf das aktuelle operative Geschäft ausführlich mit den nationalen und internationalen Energiemärkten, den für E.ON wichtigen Währungen, den Auswirkungen des Niedrigzinsumfeldes auf E.ON sowie der wirtschaftlichen Lage des Konzerns und seiner Gesellschaften im Allgemeinen beschäftigt. Er hat die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage, die zukünftige Dividendenpolitik, die Beschäftigungsentwicklung sowie die Ergebnischancen und -risiken der E.ON SE und des Konzerns behandelt. Ferner hat er mit dem Vorstand eingehend die Mittelfristplanung des Konzerns für die Jahre 2019 bis 2021 erörtert. Dem Aufsichtsrat wurden zudem regelmäßig die Entwicklungen im Bereich Gesundheit, (Arbeits-)Sicherheit und Umweltschutz – hier insbesondere der Verlauf der wesentlichen Unfallkennzahlen – sowie die Entwicklung der Auszubildendenzahlen und Maßnahmen zur Förderung der Diversität dargestellt.

Umfassend hat der Aufsichtsrat auch die aktuellen Entwicklungen der Kerngeschäfte von E.ON erörtert. Gegenstand der Befassungen waren dabei unter anderem die regulatorischen Rahmenbedingungen in den einzelnen Märkten, die Entwicklung der Kundenzahlen, neue Kundenlösungen sowie die Digitalisierung unseres Geschäfts. Weiterhin berichtete der Vorstand über den erfolgreichen Börsengang des türkischen Netz- und Vertriebsgeschäfts (Enerjisa Enerji A.Ş.) Anfang Februar 2018.

Darüber hinaus hat der Aufsichtsrat den zukünftigen Finanzierungsbedarf von E.ON diskutiert und, soweit erforderlich, Beschlüsse gefasst. Er hat ferner die aktuelle und zukünftige Ratingsituation der Gesellschaft regelmäßig mit dem Vorstand diskutiert. Schließlich hat er die nichtfinanzielle Berichterstattung des Konzerns (CSR) auf Rechtmäßigkeit, Ordnungsgemäßheit und Zweckmäßigkeit geprüft und gebilligt. Der Bericht definiert die Themen Klimaschutz, Arbeitssicherheit und Gesundheit, Vielfalt, Versorgungssicherheit, Kundenzufriedenheit, die allgemeine Bedeutung von Menschenrechten sowie die allgemeine Bedeutung von Compliance als für E.ON wesentlich und beschreibt hierzu jeweils Konzepte, Kennzahlen und Risikoeinschätzungen.

Die erhaltenen Tätigkeitsberichte der Ausschüsse des Aufsichtsrats wurden eingehend diskutiert.

Corporate Governance

Der Aufsichtsrat hat auch im Geschäftsjahr 2018 die Umsetzung der Vorschriften des Deutschen Corporate Governance Kodex (DCGK) bei E.ON pflichtgemäß behandelt.

In der zum Jahresende abgegebenen Entsprechenserklärung hat er – gemeinsam mit dem Vorstand – erklärt, dass den vom Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz im amtlichen Teil des Bundesanzeigers bekannt gemachten Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex“ (Fassung vom 7. Februar 2017) uneingeschränkt entsprochen wird und seit Abgabe der letzten Erklärung am 18. Dezember 2017 uneingeschränkt entsprochen wurde.

Die aktuelle Fassung der Entsprechenserklärung finden Sie im Corporate-Governance-Bericht auf Seite 73, die jeweils aktuelle Entsprechenserklärung sowie frühere Fassungen sind im Internet unter www.eon.com veröffentlicht.

Im Geschäftsjahr 2018 bestand bei einem Mitglied des Aufsichtsrats durch eines seiner weiteren Mandate ein Interessenkonflikt im Zusammenhang mit der innogy-Transaktion. Das Mitglied hat das betreffende Mandat dem Vorsitzenden gegenüber vor der Sitzung am 11. März 2018 ordnungsgemäß angezeigt und das Mandat noch vor Beginn der Sitzung offiziell niedergelegt und damit den Interessenkonflikt aufgelöst. Zudem bestand bei zwei Mitgliedern wegen weiterer Mandate ein Interessenkonflikt im Zusammenhang mit einer möglichen Transaktion. Die Mitglieder haben dies vor der Sitzung am 18. Dezember 2018 ordnungsgemäß angezeigt und an der Befassung des Aufsichtsrats nicht teilgenommen. Im Übrigen lagen dem Aufsichtsrat keine Anzeichen für Interessenkonflikte von Vorstands- und Aufsichtsratsmitgliedern vor.

Im abgelaufenen Geschäftsjahr wurden zwei umfassende Aus- und Fortbildungsveranstaltungen zu ausgewählten operativen Themen des E.ON-Geschäfts für die Mitglieder des Aufsichtsrats durchgeführt.

Die Ziele für die Zusammensetzung des Aufsichtsrats inklusive eines Kompetenzprofils und eines Diversitätskonzepts gemäß Ziffer 5.4.1 des Deutschen Corporate Governance Kodex und § 289f Abs. 2 Nr. 6 HGB sowie der Stand ihrer Umsetzung sind im Corporate-Governance-Bericht auf den Seiten 76 bis 78 abgedruckt.

Turnusgemäß hat der Aufsichtsrat im Jahr 2018 eine Effizienzprüfung zur Arbeit des Aufsichtsrats durchgeführt. Aus den Anregungen der Aufsichtsratsmitglieder wurden Maßnahmen zur Verbesserung der Arbeit des Aufsichtsrats abgeleitet und umgesetzt. Im Wesentlichen zielen die Maßnahmen auf eine Verbesserung der Diskussionskultur und damit einhergehend auf die zeitliche Entzerrung der Gremiensitzungen sowie die Ausweitung der Vorbesprechungen mit Anteilseigner- und Arbeitnehmervertretern ab. Zudem sollen künftig branchenspezifische und technologische Trends noch stärker in den Berichten des Vorstands analysiert werden.

Eine Übersicht über die Teilnahme der Aufsichtsratsmitglieder an den Sitzungen des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse finden Sie auf Seite 76.

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 78 und 79. Im gesetzlich zulässigen Rahmen hat der Aufsichtsrat Beschlusszuständigkeiten an die Ausschüsse übertragen. Über Gegenstand und Ergebnis der Sitzungen berichtete der beziehungsweise die jeweilige Ausschussvorsitzende regelmäßig in der folgenden Sitzung des Aufsichtsrats an das Aufsichtsratsplenum.

Der Präsidialausschuss des Aufsichtsrats hat im Geschäftsjahr 2018 insgesamt drei Mal getagt sowie ein schriftliches Beschlussverfahren durchgeführt. Sämtliche Mitglieder nahmen an allen Sitzungen und Verfahren des Ausschusses teil. Insbesondere wurden in diesem Gremium die Sitzungen des Aufsichtsrats vorbereitet. In der Sitzung im März hat der Ausschuss die geplante Übernahme von innogy intensiv diskutiert. Weiterhin hat der Präsidialausschuss wesentliche Personalangelegenheiten, insbesondere im Zusammenhang mit den Vergütungsangelegenheiten des Vorstands, diskutiert. Daneben hat der Ausschuss den Beschluss des Aufsichtsrats zur Bestellung von Dr. Thomas König als Vorstandsmitglied vorbereitet sowie auf Vorschlag des Vorstands Änderungen in dessen Geschäftsverteilung beschlossen. Zudem hat sich der Präsidialausschuss fortlaufend über den Stand der Erreichung der Vorstandsziele für das Jahr 2018 unterrichten lassen. Ferner hat der Ausschuss die Ergebnisse der Effizienzprüfung diskutiert. Schließlich hat sich der Präsidialausschuss mit der Mittelfristplanung für den Zeitraum 2019 bis 2021 befasst.

Der Investitions- und Innovationsausschuss kam in vier Sitzungen zusammen. Alle Mitglieder waren bei allen Sitzungen anwesend. Der Ausschuss befasste sich unter anderem mit der geplanten Veräußerung der verbleibenden Uniper-Anteile sowie mit den vom Vorstand geplanten Finanzierungsmaßnahmen. Der Ausschuss bereitete in den Sitzungen insbesondere die entsprechenden Beschlüsse des Aufsichtsrats vor oder entschied selbst, soweit er zuständig war. Schließlich waren Innovationsthemen aus den Geschäftsfeldern Energienetze und Kundenlösungen Gegenstand der Beratungen. Der Ausschuss diskutierte dabei ausführlich die Chancen und Risiken ausgewählter innovativer Geschäftstätigkeiten.

Der Prüfungs- und Risikoausschuss hielt im Geschäftsjahr 2018 vier Sitzungen ab. Alle Mitglieder nahmen an allen Sitzungen 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 2017 nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) sowie den Zwischenabschlüssen der E.ON SE im Jahr 2018. Der

Ausschuss erörterte den Vorschlag zur Wahl des Abschlussprüfers für das Geschäftsjahr 2018 sowie die entsprechenden Zwischenabschlüsse 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. Zudem wurde ein Beschluss im Hinblick auf die Pflichtrotation des Abschlussprüfers gefasst. 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. Der Ausschuss hat sich außerdem intensiv mit den Marktgegebenheiten, den langfristigen Veränderungen der Märkte und den sich daraus ergebenden Konsequenzen für die Werthaltigkeit von E.ONs Aktivitäten befasst. Die Prüfung der Risikolage und Risikotragfähigkeit des Unternehmens sowie 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 2018 sowie der Prüfungsplanung und der Festlegung der Prüfungsschwerpunkte für 2019. 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. Regelmäßig wurden im Ausschuss der aktuelle Stand und die Entwicklung des E.ON-Ratings erörtert. Weitere Themen waren die Veräußerung der verbleibenden Uniper-Anteile, der Fortschritt der Windparkprojekte von E.ON, die Relevanz von Cyberrisiken für das E.ON-Geschäft, die Steuerentwicklung im Konzern, meldepflichtige Ereignisse im E.ON-Konzern, Finanzierungs- und Versicherungsfragen sowie der gesonderte zusammengefasste nichtfinanzielle Bericht.

Der Nominierungsausschuss tagte im Jahr 2018 ein Mal und führte ein schriftliches Beschlussverfahren durch. Daran nahmen jeweils alle Mitglieder des Ausschusses teil. Gegenstand des Beschlussverfahrens sowie der Sitzung waren die Vorbereitung der Wahlen zum Aufsichtsrat und dessen Erweiterung.

Prüfung und Feststellung des Jahresabschlusses zum 31. Dezember 2018, Billigung des Konzernabschlusses, Gewinnverwendungsvorschlag

Der Jahresabschluss der E.ON SE zum 31. Dezember 2018, 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 GmbH, 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 Aufgabe erfüllt.

Den handelsrechtlichen Jahresabschluss, den Konzernabschluss und den zusammengefassten Lagebericht der E.ON SE sowie den Vorschlag des Vorstands für die Verwendung des Bilanzgewinns hat der Aufsichtsrat – 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 12. März 2019 ausführlich besprochen. Dabei hat er auch die Auswirkungen des Abschlusses der Transaktionsvereinbarung mit RWE auf den Jahresabschluss ausführlich betrachtet. Der Abschlussprüfer stand für ergänzende Fragen und Auskünfte zur Verfügung. Der Aufsichtsrat hat festgestellt, dass auch nach dem abschließenden Ergebnis seiner Prüfungen keine Einwände bestehen. Daher hat er den Bericht des Abschlussprüfers zustimmend zur Kenntnis genommen.

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

Den Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands, der eine Dividende von 0,43 € pro dividendenberechtigter Aktie vorsieht, hat der Aufsichtsrat auch im Hinblick auf die Liquidität der Gesellschaft sowie ihre Finanz- und Investitionsplanung geprüft. Nach Prüfung und Abwägung aller Argumente schließt er sich dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands an.

Darüber hinaus hat der Aufsichtsrat den gesonderten zusammengefassten nicht-finanziellen Bericht geprüft und gebilligt.

Personelle Veränderungen im Vorstand

Mit Wirkung zum 1. Juni 2018 hat der Aufsichtsrat Herrn Dr. Thomas König zum Mitglied des Vorstands der Gesellschaft bestellt.

Die Ressortzuständigkeiten des Vorstands der E.ON SE zum 31. Dezember 2018 entnehmen Sie dem Geschäftsbericht auf Seite 244.

Personelle Veränderungen im Aufsichtsrat

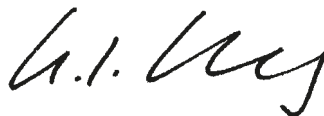
Im Zuge der von der Hauptversammlung 2018 beschlossenen Verkleinerung des Aufsichtsrats von achtzehn auf vierzehn Mitglieder sind mit Wirkung zum 9. Mai 2018 auf Anteilseignerseite Prof. Dr. Ulrich Lehner, Dr. Theo Siegert und Baroness Denise Kingsmill sowie auf Arbeitnehmerseite Tibor Gila und Silvia Šmátralová aus dem Aufsichtsrat ausgeschieden. Auf Arbeitnehmerseite war Thies Hansen bereits zum 31. Dezember 2017 ausgeschieden. Auf Anteilseignerseite wurde Klaus Fröhlich mit Wirkung zum 29. Mai 2018 und auf Arbeitnehmerseite Szilvia Pinczésné Márton mit Wirkung zum 9. Mai 2018 neu in den Aufsichtsrat gewählt.

Neubesetzung der Ausschüsse des Aufsichtsrats

Mit Wirkung zum 29. Mai 2018 wurde Klaus Fröhlich neu in den Investitions- und Innovationsausschuss gewählt. Carolina Dybeck Happe hat den Ausschuss mit Wirkung zum 9. Mai 2018 verlassen. Im Prüfungs- und Risikoausschuss wurde auf Anteilseignerseite mit Wirkung zum 9. Mai 2018 Carolina Dybeck Happe neu und auf Arbeitnehmerseite Elisabeth Wallbaum mit Wirkung zum 9. Mai 2018 sowie Fred Schulz mit Wirkung zum 29. Mai 2018 wieder in den Ausschuss gewählt. Fred Schulz, der im Rahmen der Neuwahlen zum Aufsichtsrat aufschiebend bedingt auf die Eintragung der Vergrößerung des Aufsichtsrats ins Handelsregister als Mitglied des Aufsichtsrats wiederbestellt wurde, ist zudem mit Wirkung zum 29. Mai 2018 wieder in den Präsidialausschuss gewählt worden. Darüber hinaus wurde Andreas Schmitz mit Wirkung zum 9. Mai 2018 zum Vorsitzenden des Prüfungs- und Risikoausschusses gewählt. Erich Clementi wurde mit seiner Wahl zum stellvertretenden Vorsitzenden des Aufsichtsrats mit Wirkung zum 9. Mai 2018 zugleich Mitglied im Präsidialausschuss und im Nominierungsausschuss.

Essen, den 12. März 2019
Der Aufsichtsrat

Mit freundlichen Grüßen



Dr. Karl-Ludwig Kley
Vorsitzender

E.ON-Aktie

Entwicklung der E.ON-Aktie 2018

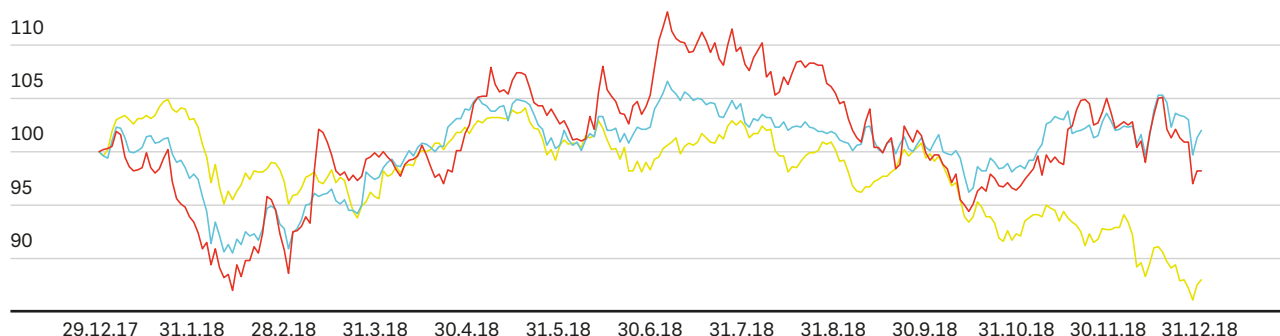
Am Ende des Jahres 2018 lag der Kurs der E.ON-Aktie (inklusive wiederangelegter Dividende) um 2 Prozent unter dem Kurs zum Jahresende 2017 und entwickelte sich damit etwas schlechter

als der Branchenindex STOXX Utilities (+2 Prozent), aber besser als der europäische Aktienindex EURO STOXX 50 (-12 Prozent).

Performance der E.ON-Aktie

in Prozent

— E.ON — EURO STOXX¹ — STOXX Utilities¹



1 auf Basis Performance-Index

Kennzahlen zur E.ON-Aktie

in € je Aktie	2018	2017
Ergebnis ¹ (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	1,49	1,84
Ergebnis aus bereinigtem Konzernüberschuss ^{1,2}	0,69	0,67
Dividende ³	0,43	0,30
Dividendensumme ³ (in Mio €)	932	650
Höchstkurs ⁴	9,93	10,69
Tiefstkurs ⁴	7,89	6,64
Jahresendkurs ⁴	8,63	9,06
Anzahl ausstehender Aktien (in Mio)	2.167	2.167
Marktkapitalisierung ⁵ (in Mrd €)	18,7	19,6
Umsatz E.ON-Aktien ⁶ (in Mrd €)	28,9	26,3

1 auf Basis ausstehender Aktien (gewichteter Durchschnitt)

2 bereinigt um nicht operative Effekte

3 für das jeweilige Geschäftsjahr; Vorschlag für 2018

4 Xetra

5 auf Basis ausstehender Aktien zum 31. Dezember

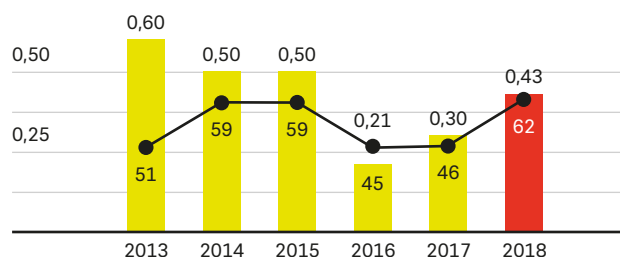
6 an allen deutschen Börsen inklusive Xetra

Dividende

Für das Geschäftsjahr 2018 wird der Hauptversammlung die Ausschüttung einer Bardividende in Höhe von 0,43 € je Aktie vorgeschlagen (Vorjahr: 0,30 €). Die Ausschüttungsquote, gemessen am bereinigten Konzernüberschuss, liegt damit bei 62 Prozent. Bezogen auf den Jahresendkurs 2018 beträgt die Dividendenrendite 5,0 Prozent.

Dividendenentwicklung

€ pro Aktie — Dividende — Ausschüttungsquote¹ (%)

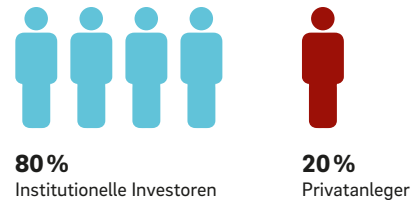


1 Ausschüttungsquote bezogen auf den bereinigten Konzernüberschuss; nicht um nicht fortgeführte Aktivitäten angepasst

Aktionärsstruktur

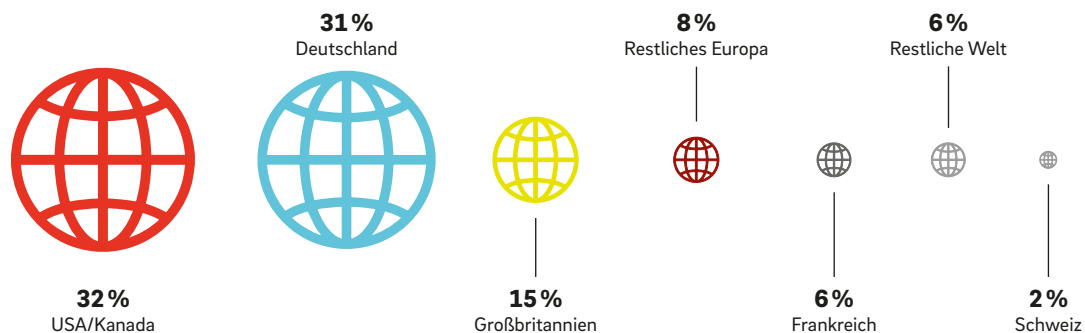
Im Rahmen von E.ONs Aktionärsstrukturanalyse entfallen auf Basis der gesamten identifizierten Aktionäre (ohne eigene Aktien) rund 80 Prozent auf institutionelle Investoren und rund 20 Prozent auf private Anleger. Rund 31 Prozent befinden sich im Inlandsbesitz und rund 69 Prozent im Auslandsbesitz.

Aktionärsstruktur: institutionelle Investoren vs. Privatanleger¹



¹ Prozentwerte auf Basis der gesamten identifizierten Aktionäre (ohne eigene Aktien)
 Quellen: Aktienregister und Ipreo (Stand 31. Dezember 2018)

Aktionärsstruktur: geografische Verteilung¹



¹ Prozentwerte auf Basis der gesamten identifizierten Aktionäre (ohne eigene Aktien)
 Quellen: Aktienregister und Ipreo (Stand 31. Dezember 2018)

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.

Das Jahr 2018 stand ganz im Zeichen der angekündigten Übernahme von innogy. Wie gewohnt, haben wir unsere Aktionäre kontinuierlich über erreichte Maßnahmen und Fortschritte im Verlauf der Transaktion informiert.

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

Strategie und Ziele

Unsere Strategie: Partner für die neue Energiewelt

Die E.ON-Strategie richtet das Unternehmen konsequent auf eine durch zunehmend selbstständige und aktive Kunden geprägte neue Energiewelt aus. Die geplante Akquisition von innogy und der geplante Verkauf des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien an RWE stärken diese strategische Ausrichtung. Wir setzen auf eine sich zunehmend elektrifizierende und vom Kunden getriebene Energiewelt und fokussieren uns künftig auf Energienetze für eine dezentrale Energiewelt und stärker auf Nachhaltigkeit und Energieeffizienz ausgerichtete Kundenlösungen.

E.ON ergreift mit der geplanten Akquisition von innogy die Initiative und nutzt zum Vorteil von Kunden, Mitarbeitern, Geschäftspartnern, Aktionären und Gesellschaft die großen Chancen, die sich aus der Transformation der Energiewelt ergeben. Dies erfolgt unter anderem mithilfe von kontinuierlichen Innovationen, einer klaren Nachhaltigkeitsorientierung, einer Weiterentwicklung der digitalen Basis im gesamten Konzern und einer starken Marke. Weiterhin stellen Gesundheit und Sicherheit unabdingbare Werte für unser Unternehmen dar mit dem klaren Ziel, Unfälle zu vermeiden und Belastungen für die Gesundheit unserer Mitarbeiter zu verringern.

Transaktion mit RWE

Im März 2018 vereinbarten E.ON und RWE im Rahmen eines weitreichenden Tauschs von Vermögenswerten und Geschäftsaktivitäten, den gesamten von RWE gehaltenen innogy-Anteil von 76,8 Prozent auf E.ON und alle wesentlichen Erneuerbare-Energie-Aktivitäten von E.ON auf RWE zu übertragen. Im Rahmen eines öffentlichen Übernahmeangebots durch E.ON an die übrigen Anteilseigner von innogy wurden zusätzlich 9,4 Prozent der innogy-Aktien angedient (vergleiche die Seiten 22 und 23 im zusammengefassten Lagebericht für weitere Details der geplanten Transaktion).

Nach Abschluss der Transaktion wird sich E.ON auf die Geschäftsbereiche der regulierten, leistungsstarken Energienetze und der innovativen Kundenlösungen fokussieren. Dabei kann E.ON die eigene Expertise und Innovationskraft in diesen Bereichen mit derjenigen von innogy kombinieren. Zusätzlich erlaubt die Übernahme von innogy die Realisierung von signifikanten Kostenvorteilen.

Die geplante Akquisition ist ein grundlegender Schritt in der Umsetzung der E.ON-Strategie und bietet eine Gelegenheit, die strategischen Ziele im Rahmen der finanziellen Möglichkeiten zu verwirklichen. In den Geschäftsbereichen Energienetze und Kundenlösungen kann Erfolg nur durch einen konsequenten Kundenfokus (Kommunen, Privatkunden und Geschäftskunden) sichergestellt werden. Neue dezentrale Kundenlösungen basieren sowohl auf einem tiefen Verständnis des Kundengeschäfts als auch der Energienetze. Stabiles reguliertes Anlagevermögen im Netzbereich in Verbindung mit Wachstumschancen bei den Kundenlösungen stellt ein attraktives und ausgewogenes Portfolio dar.

Das Geschäft mit Erneuerbaren Energien ist weltweit zunehmend einem Marktpreisrisiko ausgesetzt und muss stärker direkt am Großhandelsmarkt agieren. Zudem wird das Geschäft globaler und die Anforderungen an eine Mindestgröße steigen. Durch den Zusammenschluss mit der Erneuerbare-Energien-Sparte von innogy wird für E.ONs Erneuerbare-Energien-Geschäft bei RWE eine größere Plattform geschaffen, welche die notwendige Größe bietet, die für eine erfolgreiche internationale Geschäftsentwicklung unabdingbar ist.

Ziele und Geschäftsfelder

E.ON konzentriert sich künftig auf Energienetze und Kundenlösungen. Mit der klaren Fokussierung auf zwei starke Säulen will E.ON bevorzugter Partner für Energie- und Kundenlösungen werden:

- **Energienetze:** Verteilnetze verbinden unsere Kunden miteinander und stellen das Rückgrat einer erfolgreichen Energiewende dar. Durch die Integration von innogy wird E.ON künftig Verteilnetze in acht europäischen Ländern mit einer regulierten Kapitalbasis von 34 Mrd € betreiben. Ein komplexes, zunehmend von lokaler Energieerzeugung geprägtes System, das Strommarkt, Wärmemarkt und Verkehr verbindet, ist ohne intelligente Verteilnetze nicht möglich. Dies bedeutet, dass Energienetze sich von reinen Verteilern zu intelligenten Plattformen entwickeln, die Prozesse, Daten und Anlagen integrieren. E.ON ist schon heute führend bei der Effizienz ihrer Netze und wird hier auch in Zukunft Maßstäbe setzen.
- **Kundenlösungen:** Gestärkt durch die Integration des Kundenlösungsgeschäfts von innogy beabsichtigt E.ON, mit künftig rund 50 Millionen Kunden zum bevorzugten Partner der öffentlichen, gewerblichen und privaten Kunden zu werden und für diese Mehrwert zu schaffen. Es ist unser Anspruch, das Produkt- und Dienstleistungsangebot für innovative Wärmelösungen, Energieeffizienz, dezentrale Erzeugung und Speicherung sowie nachhaltige Mobilitätslösungen kontinuierlich zu verbessern oder neu zu definieren. Grundlagen hierfür sind ein zu jeder Zeit überzeugendes Kundenerlebnis, eine starke Digitalorientierung und eine hohe Servicequalität.

Ressourcen und Fähigkeiten

Jede funktionale Säule basiert auf einer unabhängigen und tragfähigen Geschäftslogik. Zusätzlich bietet die Verbindung der beiden künftigen Geschäftsbereiche im Unternehmen deutliche Vorteile. So kann E.ON ein übergreifendes Verständnis der Transformation der Energiesysteme und der Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Teilmärkten in regionalen und lokalen Energieversorgungssystemen entwickeln und nutzen. Wir sehen bereits heute, dass Kundenlösungen und Energienetze in einer

zunehmend dezentralen und digitalen Energiewelt enger zusammenwachsen. Beispielsweise legen intelligente Zähler schon heute die Grundlage für neue kommerzielle Angebote im Vertrieb, einschließlich zeitbasierter Stromtarife und Energieeffizienzlösungen.

Durch die künftige Ausrichtung auf zwei Kerngeschäftsfelder kann E.ON die bestehenden Stärken und Vorteile bewahren und weiterentwickeln. Beispiele hierfür sind die hervorragenden Leistungen beim Management von Energienetzen und bei der konsequenten Weiterentwicklung unserer Kundenlösungen. Das Kundenlösungsgeschäft war 2018 von mehreren Neuerungen im Bereich der Wärmeversorgung, der Elektromobilität, der Energieeffizienz und der Speicherung geprägt. Im Bereich der Wärmeversorgung konnte E.ON gemeinsam mit den Berliner Stadtwerken die Konzession für die Wärme- und Kälteversorgung im Areal des derzeitigen Flughafens Berlin-Tegel mit einem Konzept für ein neuartiges Niedrigtemperaturnetz gewinnen. Auch die Großforschungseinrichtung European Spallation Source (ESS) in Lund, Schweden, wählte E.ON als Partner für eine nachhaltige Bereitstellung von Kälte, Wärme und Druckluft aus.

Im Bereich der Elektromobilität konnte E.ON in Deutschland Ende 2018 ihren Kunden bereits über 4.000 Ladepunkte anbieten. Ende 2018 trat E.ON der globalen EV100-Initiative bei, welche sich für einen schnelleren Übergang hin zur Elektromobilität einsetzt, und verpflichtet sich, alle eigenen Fahrzeuge bis 3,5 Tonnen bis 2030 auf Batteriefahrzeuge umzustellen. Weitere Meilensteine in diesem Bereich im Jahr 2018 waren der Markteintritt in Norwegen, die strategische Partnerschaft mit Nissan und die Einführung einer digitalen Plattform, welche die Erreichbarkeit und Benutzerfreundlichkeit des Ladenetzes von E.ON steigert. E.ON setzte sich zudem auf dem Gebiet der Energieeffizienz gemeinsam mit der europäischen Kreditwirtschaft dafür ein, die Finanzierung von Energieeffizienzmaßnahmen für Immobilienbesitzer durch standardisierte Hypotheken zu vereinfachen und damit zusätzliche Anreize für einen effizienteren Energieverbrauch zu setzen. Im Bereich der Energiespeicher ermöglicht E.ON seit Anfang 2018 ihren Kunden mit PV-Anlagen, 100 Prozent des selbst erzeugten Solarstroms ohne eigene Batterie durch die E.ON SolarCloud zu nutzen.

Auch im Netzgeschäft standen verschiedene Neuerungen im Jahr 2018 im Vordergrund. Im Rahmen des EU-Projekts InterFlex testet die E.ON-Tochter Avacon einen Smart Grid Hub, der Anlagen wie Solarpanels und Batteriespeicher aus der Ferne steuern kann und so für einen stabilen und kostengünstigen Netzbetrieb sorgt. In Tschechien startete E.ON im Jahr 2018 das Projekt ACON (Again Connected Networks), welches zum Ziel hat, die Verteilnetze im Grenzgebiet zwischen Tschechien und der Slowakei zu verstärken und durch den Einsatz von neuer Informationstechnologie (smart grid) zu modernisieren.

Konzerninitiativen

Das Jahr 2018 war geprägt von der Vereinbarung mit RWE, dennoch wurden wesentliche Konzerninitiativen weitergeführt und neue ins Leben gerufen, um die Wettbewerbsfähigkeit und Kundennähe von E.ON zu stärken. Damit nimmt E.ON eine wichtige Weichenstellung für den nachhaltigen Unternehmenserfolg in den kommenden Jahren vor. Alle Initiativen sind auf zeitnahe Ergebnisse und schnelle Umsetzung ausgelegt. Beispielsweise seien zwei Initiativen aufgeführt:

- Mit dem Ende 2016 gestarteten Programm „Phoenix“ gestaltete E.ON die Strukturen des Hauptsitzes und der Unterstützungsfunktionen kundennäher und reduziert unnötige Bürokratie und Ineffizienz. E.ON stärkt die kundennahen Funktionen in ihrer Entscheidungskompetenz und ermöglicht eine schnellere Entscheidung und Umsetzung. Das Programm wurde im Jahr 2018 erfolgreich umgesetzt und konnte die Kostenbasis entscheidend verringern.
- Nachhaltigkeit ist nicht nur ein wichtiger Faktor für die Ausrichtung unserer Konzernstrategie, sondern auch für unser eigenes Handeln. Zur Unterstreichung der Nachhaltigkeitsorientierung hat der Vorstand sich im Jahr 2018 zu den Sustainable Development Goals (SDGs) der UN bekannt. E.ON leistet durch ihre Geschäftstätigkeit einen direkten Beitrag zur Erreichung der Ziele 7 „Bezahlbare und saubere Energie“, 11 „Nachhaltige Städte und Gemeinden“ und 13 „Maßnahmen zum Klimaschutz“. In diesem Zusammenhang hat E.ON eine Klimaschutz-Initiative gestartet, die das Ziel verfolgt, alle E.ON-Gebäude bis 2030 klimaneutral zu versorgen.

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.



Zusammengefasster Lagebericht

- **Bereinigtes EBIT und bereinigter Konzernüberschuss am oberen Ende der prognostizierten Bandbreiten**
- **Wirtschaftliche Netto-Verschuldung deutlich gesunken**
- **Dividende in Höhe von 0,43 € pro Aktie für das Geschäftsjahr 2018 vorgeschlagen**
- **Transaktion mit RWE zum Erwerb von innogy bei der EU-Kommission angemeldet**
- **Für das Jahr 2019 bereinigtes EBIT zwischen 2,9 und 3,1 Mrd € und bereinigter Konzernüberschuss zwischen 1,4 und 1,6 Mrd € erwartet**

Grundlagen des Konzerns

Geschäftsmodell

E.ON ist ein privates Energieunternehmen mit rund 43.000 Mitarbeitern, das von der Konzernleitung in Essen geführt wird. Der Konzern ist in drei operative Geschäftsfelder – Energienetze, Kundenlösungen und Erneuerbare Energien – gegliedert. Daneben werden die nicht strategischen Aktivitäten als Nicht-Kerngeschäft ausgewiesen.

Konzernleitung

Hauptaufgabe der Konzernleitung ist die Führung des E.ON-Konzerns. Dazu zählen die strategische Weiterentwicklung des Konzerns sowie die Steuerung und Finanzierung des bestehenden Geschäftsportfolios. Aufgaben, die in diesem Zusammenhang unter anderem wahrgenommen werden, sind die länder- und marktübergreifende Optimierung des Gesamtgeschäfts unter finanziellen, strategischen und Risikogesichtspunkten sowie das Stakeholdermanagement.

Energienetze

Im Geschäftsfeld Energienetze werden die Verteilnetze für Strom und Gas und die damit verbundenen Aktivitäten zusammengefasst. Wir betreiben Energienetze in den regionalen Märkten Deutschland, Schweden und Zentraleuropa Ost/Türkei. Zentraleuropa Ost/Türkei umfasst die Geschäftstätigkeiten in Tschechien, Ungarn, Rumänien, der Slowakei und der Türkei. Zu den Hauptaufgaben in diesem Geschäftsfeld gehören der sichere Betrieb der Strom- und Gasnetze, die Durchführung aller erforderlichen Instandhaltungs- und Wartungsmaßnahmen sowie die Erweiterung der Strom- und Gasnetze, oft im Zusammenhang mit der Realisierung von Kundenanschlüssen.

Kundenlösungen

Das Geschäftsfeld Kundenlösungen bildet die Plattform zur aktiven Gestaltung der europäischen Energiewende gemeinsam mit unseren Kunden. Es umfasst die Versorgung der Kunden in Europa (ohne die Türkei) mit Strom, Gas und Wärme sowie ihre Versorgung mit Produkten und Dienstleistungen, unter anderem zur Steigerung der Energieeffizienz und Energieautarkie. Unsere Aktivitäten sind auf die individuellen Bedürfnisse der Kunden in den Bereichen Privatkunden, kleine und mittelständische sowie große Geschäftskunden und Kunden der öffentlichen Hand ausgerichtet. Dabei ist der E.ON-Konzern insbesondere in den Märkten Deutschland, Großbritannien, Schweden, Italien, Tschechien, Ungarn und Rumänien vertreten. Ferner ist hier E.ON Connecting Energies mit der Bereitstellung dezentraler Komplettlösungen für unsere Kunden zugeordnet.

Erneuerbare Energien

Im Geschäftsfeld Erneuerbare Energien fassen wir unsere Windparks auf dem Festland (Onshore-Wind) und auf See (Offshore-Wind) sowie die Solarparks zusammen. E.ON nimmt die Planung, den Bau und den Betrieb sowie die Steuerung der jeweiligen Stromerzeugungsanlagen wahr. Die Vermarktung der gewonnenen Energie erfolgt teils im Rahmen von Anreizsystemen für Erneuerbare Energien, teils über langfristige Stromlieferverträge an Großabnehmer und teils im Rahmen von direkter Vermarktung in den jeweiligen Märkten. Der größte Teil des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien wird seit dem 30. Juni 2018 als nicht fortgeführte Aktivität ausgewiesen (weitere Erläuterungen enthalten die Seiten 22 und 23 im zusammengefassten Lagebericht sowie Textziffer 4 im Anhang).

Nicht-Kerngeschäft

Im Nicht-Kerngeschäft weisen wir die nicht strategischen Aktivitäten des E.ON-Konzerns aus. Dies betrifft den Betrieb der deutschen Kernkraftwerke, die von unserer operativen Einheit PreussenElektra gesteuert werden, und das Erzeugungsgeschäft in der Türkei.

Besondere Ereignisse im Berichtszeitraum

Tausch von Geschäftsaktivitäten mit RWE

Die E.ON SE hat am 12. März 2018 mit der RWE AG den Erwerb der von RWE gehaltenen 76,8-Prozent-Beteiligung an der innogy SE vereinbart. Der Erwerb soll im Rahmen eines weitreichenden Tauschs von Geschäftsaktivitäten und Beteiligungen erfolgen. In diesem Zusammenhang wird E.ON an RWE den größten Teil des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien und die von der E.ON-Tochter PreussenElektra gehaltenen Minderheitsbeteiligungen an den von RWE betriebenen Kernkraftwerken Emsland und Gundremmingen übertragen. Bestimmte im Segment Erneuerbare Energien ausgewiesene Geschäftsaktivitäten von e.disnatur in Deutschland und Polen sowie ein 20-Prozent-Anteil am Offshore-Windpark Rampion verbleiben dagegen im E.ON-Konzern. Im Tausch gegen die innogy-Beteiligung wird RWE eine Beteiligung an der E.ON SE in Höhe von durchgerechnet 16,67 Prozent im Wege einer 20-prozentigen Kapitalerhöhung gegen Sacheinlage aus bestehendem genehmigtem Kapital gewährt. RWE wird zusätzlich eine Barzahlung an E.ON in Höhe von 1,5 Mrd € leisten. Darüber hinaus erhält RWE innogys Gas-speichergeschäft sowie den Anteil am österreichischen Energieversorger Kelag. Die Durchführung der Transaktion, welche im Januar 2019 bei der EU-Kommission angemeldet wurde, erfolgt in mehreren Schritten und steht unter dem Vorbehalt üblicher kartellrechtlicher Freigaben.

Erneuerbare Energien

Die übergelassenen Geschäfte im Segment Erneuerbare Energien werden seit dem 30. Juni 2018 als nicht fortgeführte Aktivität gemäß IFRS 5 ausgewiesen (vergleiche Textziffer 4 im Anhang für weitere Informationen). Bis zur endgültigen Übertragung an RWE werden die Aktivitäten in unserem Geschäftsbereich Erneuerbare Energien allerdings unverändert weitergeführt. Für Zwecke der internen Steuerung werden diese Aktivitäten daher weiterhin vollständig in die relevanten Steuerungsgrößen einbezogen. Hierfür werden auch die gemäß IFRS 5 anzuhaltenden planmäßigen Abschreibungen und die Equity-Fortschreibung der nicht fortgeführten Aktivitäten fortgesetzt und entsprechend berücksichtigt. Die Darstellung der steuerungsrelevanten Kennzahlen und des Umsatzes im zusammengefassten Lagebericht enthält somit auch die Bestandteile, die auf die nicht fortgeführten Aktivitäten im Bereich der Erneuerbaren Energien entfallen. Überleitungen dieser Größen auf die Angaben in der Gewinn- und Verlustrechnung, der Bilanz und der Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns enthalten die Seiten 32 bis 34 im zusammengefassten Lagebericht sowie Textziffer 33 im Anhang.

Minderheitsbeteiligungen an Kernkraftwerken

Neben der Übertragung des größten Teils des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien erwirbt RWE im Rahmen der Vereinbarung die von E.ON gehaltenen Minderheitsbeteiligungen an den von RWE betriebenen Kernkraftwerken der Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH und der Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH. Die in dem Segment Nicht-Kerngeschäft enthaltenen Minderheitsbeteiligungen sowie damit zusammenhängende Schulden werden seit dem 30. Juni 2018 als Abgangsgruppe klassifiziert.

Freiwilliges öffentliches Übernahmeangebot für die Aktien der innogy SE

E.ON hat am 27. April 2018 nach Freigabe der Angebotsunterlage durch die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) das freiwillige öffentliche Übernahmeangebot für die Aktien der innogy SE veröffentlicht. Die weitere Annahmefrist für das Übernahmeangebot endete am 25. Juli 2018. Zusätzlich zum vereinbarten Kauf der RWE-Beteiligung an innogy von 76,8 Prozent wurden 9,4 Prozent der innogy-Aktien angedient.

Zur Finanzierung des freiwilligen öffentlichen Übernahmeangebots hat E.ON eine Akquisitionsfinanzierung über ursprünglich 5 Mrd € abgeschlossen. Diese stellt die Finanzierung des Erwerbs von innogy-Aktien sicher, die nicht im Eigentum von RWE liegen. Unter Berücksichtigung der Annahmequote des freiwilligen öffentlichen Übernahmeangebots hat E.ON die Akquisitionsfinanzierung auf 1,75 Mrd € reduziert.

Grundsatzvereinbarungen von innogy mit E.ON beziehungsweise RWE

Am 18. Juli 2018 hat innogy mit E.ON einerseits und mit RWE andererseits zwei rechtlich bindende Vereinbarungen zur geplanten Integration von innogy in E.ON und zur geplanten Integration des Geschäftsbereichs Erneuerbare Energien von innogy in RWE geschlossen. Demnach soll die geplante Transaktion in einem transparenten Prozess umgesetzt werden, bei dem alle Mitarbeiter fair und möglichst gleich behandelt werden – unabhängig davon, welchem Unternehmen sie bisher angehören. Zudem soll bei den Integrationen den Stärken der jeweiligen Unternehmen Rechnung getragen werden. Essen soll als Sitz und Standort der Zentrale der neuen E.ON beibehalten werden. innogy wird die zügige Umsetzung der geplanten Transaktion zwischen RWE und E.ON positiv begleiten und unterstützen.

Verkauf Uniper-Beteiligung

Im September 2017 haben E.ON und das Energieunternehmen Fortum Corporation, Espoo, Finnland, eine Vereinbarung getroffen, wonach E.ON Anfang 2018 Fortum den 46,65-prozentigen Anteil an Uniper andienen konnte. Bis Ende September 2017 wurde der Anteil an Uniper als assoziiertem Unternehmen nach der Equity-Methode in den Konzernabschluss einbezogen. Seitdem erfolgte ein Ausweis der Uniper-Beteiligung als zur Veräußerung gehaltener Vermögenswert. Im Januar 2018 hat E.ON entschieden, die Option zur Andienung der Uniper-Anteile auszuüben. Nach Erhalt der erforderlichen kartellrechtlichen Genehmigungen wurde die Transaktion am 26. Juni 2018 vollzogen. E.ON sind in diesem Zusammenhang liquide Mittel von insgesamt 3,8 Mrd € zugeflossen. Aus dem Abgang der Beteiligung und der Ausbuchung von derivativen Finanzinstrumenten entstanden Erträge von insgesamt 1,1 Mrd €. Weitere Informationen enthält Textziffer 4 im Anhang.

Änderungen in der Segmentberichterstattung

Anfang des Jahres 2018 haben wir einige strukturelle Veränderungen vorgenommen. Das Erzeugungsgeschäft in der Türkei wird jetzt im Nicht-Kerngeschäft berichtet. Innerhalb des Geschäftsbereichs Kundenlösungen wird das deutsche Wärmegeschäft nicht mehr unter Deutschland, sondern im Bereich Sonstiges ausgewiesen. Ferner werden bisher im Bereich Konzernleitung/Sonstiges enthaltene Kosten für den weiteren Aufbau des Geschäfts mit neuen digitalen Produkten und Dienstleistungen sowie innovativen Projekten den operativen Einheiten im Bereich Kundenlösungen zugeordnet. Die Vorjahreswerte wurden entsprechend angepasst. Die strukturellen Änderungen waren bereits in der im Geschäftsbericht 2017 enthaltenen Ergebnisprognose für das Jahr 2018 berücksichtigt.

IFRS 9 „Finanzinstrumente“ und IFRS 15 „Erlöse aus Verträgen mit Kunden“

Im Jahr 2018 wurden die Rechnungslegungsstandards IFRS 9 „Finanzinstrumente“ und IFRS 15 „Erlöse aus Verträgen mit Kunden“ erstmals angewendet. Die aus der Erstanwendung resultierenden Auswirkungen im E.ON-Konzernabschluss zum 31. Dezember 2018, insbesondere im Bereich der Umsatzerlöse und Materialaufwendungen sowie der Wertminderungen auf finanzielle Vermögenswerte, werden in Textziffer 2 des Anhangs näher erläutert.

Verkauf E.ON Elektrárne

Am 26. Juli 2018 hat E.ON die Anteile an E.ON Elektrárne s.r.o. an Západoslovenská energetika a.s. (ZSE) veräußert. Über den Kaufpreis wurde Stillschweigen vereinbart. Im Zuge der Transaktion kam es auch zu der Rückzahlung von Gesellschafterdarlehen. Die ZSE ist im Besitz des slowakischen Staates (51 Prozent) sowie des E.ON-Konzerns (insgesamt 49 Prozent). E.ON Elektrárne s.r.o. hält in ihrem Vermögen vor allem das Gas- und Dampfkraftwerk Malženice.

Verkauf E.ON Gas Sverige

Der E.ON-Konzern hat am 25. April 2018 – mit rückwirkender wirtschaftlicher Wirkung zum 1. Januar 2018 – den Verkauf seiner schwedischen Gasverteilnetz-Gesellschaft E.ON Gas Sverige AB abgeschlossen. Käufer war der European Diversified Infrastructure Fund II.

Verkauf Hamburg Netz

Die im vergangenen Jahr mit der Freien und Hansestadt Hamburg vereinbarte Übertragung der Anteile an der Hamburg Netz GmbH (74,9 Prozent) wurde zum 1. Januar 2018 vollzogen. Der Zahlungsmittelzufluss erfolgte bereits im Jahr 2017.

Börsengang Enerjisa Enerji

Am 8. Februar 2018 wurde ein 20-Prozent-Anteil (E.ON-Anteil 10 Prozentpunkte) von Enerjisa Enerji A.Ş. erfolgreich an die Börse gebracht. Der Ausgabekurs belief sich dabei auf 6,25 TRY pro 100 Aktien. Enerjisa Enerji A.Ş. behält weiterhin den Status eines Gemeinschaftsunternehmens von E.ON und Sabanci mit einem Anteil von jeweils 40 Prozent. Der Abgangserfolg aus dieser Transaktion wurde durch die Realisierung kumulierter negativer Wechselkurseffekte mehr als kompensiert.

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 und allen Prozessen.

Wesentliche Steuerungskennzahlen

Unsere wesentlichen Kennzahlen zur Steuerung des operativen Geschäfts sind das bereinigte EBIT und die zahlungswirksamen Investitionen. Weitere wesentliche Kennzahlen zur Steuerung des E.ON-Konzerns sind neben der Cash Conversion Rate auch der ROCE, der bereinigte Konzernüberschuss beziehungsweise das darauf basierende Ergebnis je Aktie (Earnings per Share) und der Debt Factor. Die Darstellung der steuerungsrelevanten Kennzahlen im zusammengefassten Lagebericht enthält auch die Bestandteile, die auf die nicht fortgeführten Aktivitäten im Bereich der Erneuerbaren Energien entfallen (vergleiche die Seiten 22 und 23 im zusammengefassten Lagebericht für weitere Informationen).

Zur internen Steuerung und als wichtigster Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts wird ein um nicht operative Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen und Steuern (bereinigtes EBIT) verwendet. Der E.ON-Vorstand ist überzeugt, dass das bereinigte EBIT die geeignete Kennzahl für die Bestimmung des Erfolgs eines Geschäfts ist, weil diese Kennzahl den operativen Ertrag einzelner Geschäfte unabhängig von nicht operativen Einflüssen sowie Zinsen und Steuern darstellt. Zu den Bereinigungen zählen Netto-Buchgewinne, bestimmte Aufwendungen für Restrukturierungen, Wertberichtigungen, die stichtagsbezogene Marktbewertung von Derivaten sowie das sonstige nicht operative Ergebnis (siehe auch Erläuterungen auf den Seiten 31 bis 33 des zusammengefassten Lageberichts und in Textziffer 33 des Anhangs).

Die zahlungswirksamen Investitionen entsprechen den Auszahlungen für Investitionen, die wir in der Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns zeigen. Dabei werden auch die nicht fortgeführten Aktivitäten im Geschäftsbereich Erneuerbare Energien einbezogen.

Die Cash Conversion Rate berechnet sich aus dem Verhältnis von operativem Cashflow vor Zinsen und Steuern und dem bereinigten EBITDA. Diese Kennzahl weist darauf hin, ob aus dem operativen Ergebnis ausreichend Liquidität generiert wird.

Der ROCE (Return on Capital Employed) 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 bereinigten EBIT und dem durchschnittlich gebundenen Kapital (Capital Employed) berechnet.

Mit dem bereinigten Konzernüberschuss weisen wir eine Ergebnisgröße nach Zinsen, Steuern vom Einkommen und vom Ertrag sowie Anteilen ohne beherrschenden Einfluss aus, die ebenfalls um nicht operative Effekte bereinigt ist (siehe auch Erläuterungen auf der Seite 33 des zusammengefassten Lageberichts).

Die Kapitalstruktur bei E.ON wird mittels des Verschuldungsfaktors (Debt Factor) gesteuert (siehe auch Kapitel Finanzstrategie auf Seite 34). Der Debt Factor ermittelt sich aus dem Verhältnis der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung zu unserem bereinigten EBITDA und stellt damit eine dynamische Verschuldungsmessgröße dar. Hierbei schließt die wirtschaftliche Netto-Verschuldung neben den Netto-Finanzschulden auch die Pensions- und Entsorgungsverpflichtungen ein.

Weitere Kennzahlen

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 Ländern, in denen wir tätig sind – darzustellen. Beispiele für weitere finanzielle Kennzahlen sind der operative Cashflow und der Wertbeitrag (Value Added). Im Zusammenhang mit Nachhaltigkeit verwenden wir beispielsweise die Kennzahl Total Recordable Injury Frequency (TRIF), die die Anzahl der gemeldeten arbeitsbedingten Unfälle und Berufserkrankungen misst. Erläuterungen zu dieser Kennzahl befinden sich im Kapitel Mitarbeiter.

Darüber hinaus gibt es Kennzahlen, die für E.ON als kundenorientiertes Unternehmen wichtig sind. So sehen wir beispielsweise die Fähigkeit, neue Kunden zu gewinnen und bestehende zu halten, als entscheidend für den Erfolg unseres Unternehmens an.

Dabei wird mit dem Net Promoter Score (NPS) die Bereitschaft der Kunden gemessen, das Unternehmen an einen Freund oder Kollegen weiterzuempfehlen. Im Nachhaltigkeitsbericht und im gesonderten zusammengefassten nichtfinanziellen Bericht wird der NPS als Teil des Managementansatzes beschrieben.

Diese weiteren Kennzahlen liegen aber nicht im Fokus der laufenden Steuerung unserer Geschäfte.

Innovation

Die Innovationsaktivitäten bei E.ON richten sich, gemäß der Unternehmensstrategie, konsequent auf die neue Energiewelt mit selbstständigen und aktiven Kunden, erneuerbarer und dezentraler Energieerzeugung, Energieeffizienz, lokalen Energiesystemen und digitalen Lösungen aus. Die Innovationsaktivitäten im Konzern konzentrieren sich deshalb auf folgende Schwerpunkte:

- Vertriebs- und Kundenlösungen: Entwicklung neuer Geschäftsmodelle in der dezentralen Energieversorgung, der Energieeffizienz und bei der Mobilität.
- Erneuerbare Erzeugung: Erhöhung der Kosteneffizienz bei bestehenden Windenergie- und Solaranlagen sowie die Erforschung neuer Technologien im Bereich Erneuerbare Energien.
- Infrastruktur und Energienetze: Entwicklung von Lösungen zur Energiespeicherung und -verteilung in zunehmend dezentralen und volatilen Erzeugungssystemen.
- Intelligente Nutzung von Energie und Energiesystemen: Erforschung von potenziellen fundamentalen Veränderungen in Energiesystemen sowie der Rolle von Daten in der neuen Energiewelt.

Strategische Co-Investitionen

Wir wollen 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. 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 junge, innovative Unternehmen und E.ON erhält Zugang zu neuen Geschäftsmodellen und partizipiert an der Wertsteigerung dieser Unternehmen.

Im Jahr 2018 haben wir in Sight Machine, Lumenaza, tado° und Virta investiert.

Sight Machine ist ein US-amerikanisches Software-Start-up, das eine Internet-of-Things-fähige digitale Fertigungsplattform geschaffen hat, die künstliche Intelligenz, maschinelles Lernen und fortschrittliche Analysen einsetzt. Die helfen unseren B2B-Kunden, kritische Herausforderungen in Bezug auf Qualität, Produktivität und Visualisierung zu bewältigen.

Lumenaza ist ein deutscher Softwareanbieter für die neue dezentrale und digitalisierte Energiewelt. Als „Utility-in-a-Box“ kann die Software nahezu alle Funktionen, die im Energiemarkt benötigt werden, modular anbieten. Lumenaza ermöglicht es, alle Teilnehmer der neuen Energiewelt auf einem einzigen digitalen Marktplatz zu vernetzen und intelligent zu verwalten. Lumenaza bietet damit einen Peer-to-Peer-Energiemarkt.

tado° ist ein deutsches Unternehmen, das die Art und Weise, wie Energie zu Hause genutzt wird, neu definiert und für mehr Komfort, Einsparungen und mehr Wohlbefinden sorgt. Mit seinen intelligenten Thermostaten für Heizung und Klima arbeitet tado° als Klimaassistent zu Hause mit Funktionen wie Geofencing, Wetteranpassung, Erkennung offener Fenster, Luftkomfort und Reparaturservice für Kessel.

Virta ist ein finnisches Unternehmen, das eine leistungsstarke Softwareplattform anbietet, die Elektrofahrzeuge mit der Ladeinfrastruktur und dem Energiesystem verbindet. E.ON nutzt Virta als Basis für ihre Angebote an B2B-Kunden und ergänzt ihre Entgeltangebote nun mithilfe von Virta um wertschöpfende Dienstleistungen wie Vehicle-to-Grid-Services.

Partnerschaft mit Universitäten

Unsere Innovationsaktivitäten umfassen Partnerschaften mit Universitäten und Forschungseinrichtungen, um Forschungsprojekte in unterschiedlichen Themengebieten durchzuführen. Wesentliches Ziel der Zusammenarbeit ist es, die Potenziale der Einsparung von Energie und nachhaltiger Energieversorgung zu erforschen und daraus neue Angebote und Lösungen für Kunden zu entwickeln. Die Kooperation im E.ON Energy Research Center an der RWTH Aachen konzentriert sich auf die Gebiete Erneuerbare Energien, zukunftsfähige Stromnetze und effiziente Gebäudetechnik.

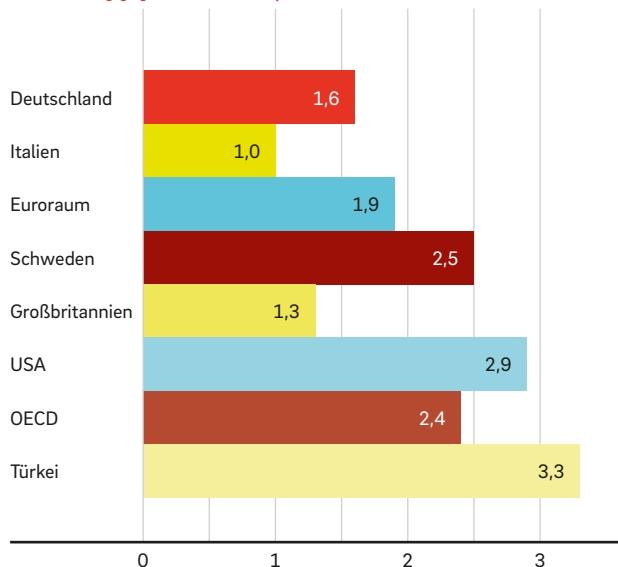
Gesamtwirtschaftliche und branchenbezogene Rahmenbedingungen

Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die OECD geht davon aus, dass die Weltwirtschaft im Jahr 2018 eine Wachstumsspitze erlebt hat. Während der Arbeitsmarkt sich weiterhin durch eine stabile Entwicklung hervorhebt, sollen Risiken im internationalen Handeln und im privaten Investitionsbereich eine leichte Dämpfung hervorrufen. Das globale Wirtschaftswachstum wird für das Jahr 2018 auf 3,7 Prozent geschätzt.

Entwicklung des realen Bruttoinlandsprodukts 2018

Veränderung gegenüber dem Vorjahr in Prozent



Quelle: OECD 2018

Energiepolitisches Umfeld

International

Auf der 24. Klimaschutzkonferenz in Kattowitz vom 2. bis zum 15. Dezember 2018 stand weiterhin die Festsetzung von Maßnahmen zum Erreichen des 2°C-Ziels im Vordergrund. Die Konferenz vereinbarte ein gemeinsames Regelbuch, welches grundlegende Richtlinien zur Umsetzung des Paris-Abkommens beinhaltet und entsprechende Berichtspflichten definiert.

Europa

Die EU hat im Jahr 2018 im Prozess der Umsetzung der im Energie- und Klimapaket „Saubere Energie für alle Europäer“ enthaltenen Maßnahmen wichtige Fortschritte gemacht. Mit der Verabschiedung der Governance-Verordnung wurde ein neues Instrument zum Monitoring der Klimapolitik der einzelnen Mitgliedstaaten eingeführt, das diese dazu verpflichtet, bis Ende 2019 nationale Energie- und Klimapläne für die Periode 2021 bis 2030 vorzulegen. Mit den Neufassungen der Energieeffizienz- und der Erneuerbare-Energien-Richtlinie sind auch neue EU-weite verbindliche Ziele eingeführt. Bis 2030 soll eine Energieeinsparung von 32,5 Prozent gegenüber dem prognostizierten Primärenergieverbrauch sowie ein Anteil von 32 Prozent Erneuerbaren Energien am Brutto-Endenergieverbrauch der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr erreicht werden. Eine Überprüfung und gegebenenfalls Anpassung der Zielvorgaben ist für das Jahr 2023 vorgesehen.

Im Gegensatz zu den durchgeführten Aktualisierungen wurde von einer Revision der verbindlichen Dekarbonisierungsziele abgesehen. Die neu beschlossenen Ziele für Energieeffizienz und Anteile Erneuerbarer Energien sollen bereits zu einer erhöhten Emissionsreduktion von 45 Prozent im Vergleich zu 1990 führen. Zum Ende des Jahres 2018 einigte sich die EU auf Emissionsreduktionsziele für den Personenverkehr. Die zwischen dem EU-Parlament, der EU-Kommission und den Mitgliedstaaten geführte Diskussion resultierte in einer Reduktionsvorgabe für CO₂-Emissionen bis 2030 von 37,5 Prozent bezogen auf das Jahr 2021.

Deutschland

Im Nachgang zur Bundestagswahl 2017 haben sich CDU, CSU und SPD für die Fortsetzung der Großen Koalition entschieden. Im Koalitionsvertrag wurden die Klimaziele für 2030 und 2050 bestätigt. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch soll bis 2030 auf etwa 65 Prozent erhöht werden. Die Energienetze sollen mit einem ambitionierten Maßnahmenplan modernisiert und ausgebaut werden. Dabei wird die gestiegene Bedeutung der Verteilnetze anerkannt. Der Spielraum für digitale Geschäftsmodelle soll erweitert werden. Gleichzeitig soll der Datenschutz eine hohe Priorität erhalten.

Zur Verfolgung der Klimaschutzpläne wurde am 6. Juni 2018 die „Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ von der deutschen Regierung berufen. Die Kommission erarbeitete Maßnahmen zur strukturellen Entwicklung der Braunkohleregionen in Deutschland und entwarf einen Zeitplan

und insbesondere ein Enddatum für den deutschen Kohleausstieg. Am 26. Januar 2019 wurde der Abschlussbericht vorgelegt, in dem die Kommission der Bundesregierung empfiehlt, den vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038 umzusetzen. Der Ausstieg soll schrittweise erfolgen. So wird vorgeschlagen, dass im Jahr 2022 nur noch Braun- und Steinkohlekraftwerke mit jeweils insgesamt 15 GW Erzeugungskapazität ins Stromnetz einspeisen sollen. Im Jahr 2030 sollen dann nur noch Braunkohlekraftwerke mit einer Kapazität von 9 GW und Steinkohlekraftwerke mit einer Kapazität von 8 GW zur Stromversorgung beitragen. Der Ausstiegsplan soll in regelmäßigen Abständen überprüft werden. Im Jahr 2032 soll zudem die Möglichkeit bestehen, den vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung auf das Jahr 2035 vorzuziehen.

Zu Beginn des Jahres 2018 wurde die privilegierte Eigenversorgungsregelung für KWK-Neuanlagen, die nach dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden, eingestellt. Diese Maßnahme wurde, basierend auf einer Grundsatzvereinbarung zwischen der EU-Kommission und der Bundesregierung, im Verlauf des Jahres für Anlagen mit einer Leistung kleiner als 1 MW oder größer als 10 MW wieder rückwirkend aufgehoben und von der EU beihilferechtlich genehmigt. Diese Anlagen zahlen weiterhin nur 40 Prozent der EEG-Umlage. KWK-Neuanlagen mit einer Größe zwischen 1 und 10 MW müssen je nach Vollbenutzungstundenzahl der Anlagen zwischen 40 Prozent und 100 Prozent der EEG-Umlage bezahlen, sofern sie nicht zur Eigenversorgung von privilegierten Unternehmen verwendet werden.

Zum Ende des Jahres 2018 verabschiedeten der Bundestag und der Bundesrat das Energiesammelgesetz, welches verschiedene Änderungen an energiebezogenen Gesetzestexten wie dem EEG und dem Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetz (KWKG) vorsieht. Neben der Verlängerung der privilegierten Eigenversorgungsregelung für KWK-Neuanlagen, beinhaltet das Energiesammelgesetz auch Änderungen, die die im Koalitionsvertrag erwähnten Sonderausschreibungen im Onshore- und Fotovoltaikbereich in Höhe von 4 GW beinhalten. Die Sonderausschreibungen werden in den Jahren 2019 bis 2021 durchgeführt. Weiterhin wird mit dem Energiesammelgesetz die Vergütung von Solaranlagen mit einer Größe zwischen 40 kW und 750 kW bis April 2019 schrittweise auf 8,9 ct/kWh reduziert.

Großbritannien

Am 25. November 2018 haben die britische Regierung und die Europäische Union nach einer Phase von Verhandlungen das Rücknahmeabkommen und die politische Erklärung über die künftigen Beziehungen zwischen dem Vereinigten Königreich und der EU förmlich genehmigt. Wenn das Abkommen vom Unterhaus genehmigt wird, wird es in britisches Recht umgesetzt und dann von der EU vor dem 29. März 2019 ratifiziert. Für den Fall, dass die Vereinbarung vom Unterhaus abgelehnt wird, können verschiedene Szenarien in Betracht gezogen werden, die von einer überarbeiteten Vereinbarung über ein mögliches zweites Referendum beim Verlassen der EU bis hin zu einem ungeordneten „No-Deal“-Ausstieg reichen. Es besteht nach wie vor eine erhebliche Unsicherheit über die Details des Austritts.

Das Gericht der Europäischen Union hat die Entscheidung der EU-Kommission, die Einführung eines Kapazitätsmarktes in Großbritannien zu billigen, für nichtig erklärt; somit befindet sich der britische Kapazitätsmarkt derzeit in einer Stillhaltephase. Bis zur Wiedererlangung der Genehmigung staatlicher Beihilfen können keine weiteren Kapazitätsauktionen durchgeführt und keine Kapazitätsszahlungen an Marktteilnehmer geleistet werden, die Verträge aus früheren Auktionen halten. Die britische Regierung arbeitet mit der Kommission zusammen, um ihre Unterstützung zu unterstützen und eine rechtzeitige Wiedereinführung des Kapazitätsmarktes zu erreichen. Es ist zum jetzigen Zeitpunkt unklar, welche Auswirkungen der Brexit auf die Zuständigkeit der Europäischen Kommission für den zukünftigen britischen Kapazitätsmarkt haben könnte.

Italien

Die italienische Regierung strebt für 2030 ein Durchdringungsziel von 55 Prozent der Erneuerbaren Energien an. Um dieses Ziel zu erreichen, plant die Regierung die Umsetzung eines direkten Subventionssystems, das kurzfristig auf zweiseitigen Differenzkontrakten und langfristig auf einem effizienten Sektor für Strombezugsverträge basiert. Parallel zum Wachstum der Erneuerbaren Energien steht der italienische Markt vor einem Rückgang der thermisch installierten Leistung. Um die Versorgungssicherheit und die Angemessenheit des Systems zu gewährleisten und den Kohleabbau fortzusetzen, wurde von der italienischen Regierung die Schaffung eines Kapazitätsmarktes vorgeschlagen. Obwohl die Europäische Kommission die neueste Version der Verordnung im Februar 2018 genehmigt hat, ist der Zeitplan für die Umsetzung noch ungewiss. Der Grund dafür ist der von der italienischen Regierung im September 2018

verhängte vorübergehende Stopp, da die potenzielle Gefahr besteht, dass der vorgeschlagene Mechanismus Schadstoffe emittierende Technologien wie Kohlekraftwerke begünstigt.

Schweden

Die schwedische Energiepolitik konzentriert sich auf das parteiübergreifende Energieabkommen 2016, das eine langfristige Energiepolitik für ein vollständig erneuerbares Stromsystem vorsieht. Die Vereinbarung umfasst eine Reihe von klimapolitischen Maßnahmen, darunter das Ziel, bis zum Jahr 2040 100 Prozent Strom aus Erneuerbaren Energien zu erzeugen. Das wichtigste politische Instrument, das Zertifikatsmarktsystem, hat zu einem erheblichen Ausbau der Windkraftkapazitäten und zur Umstellung von fossilen Brennstoffen auf Biomasse geführt. Seit Oktober 2018 sind fast 9,5 TWh neue Windkraftkapazität im Bau. Das Ziel für neue Erneuerbare Energien im Jahr 2030 wird voraussichtlich bereits Anfang der 2020er-Jahre erreicht. Im September 2018 fanden Parlamentswahlen statt. Die Regierungsbildung wurde im Januar 2019 abgeschlossen.

Zentralosteuropa

Der rumänische Strommarkt ist seit dem 1. Januar 2018 vollständig liberalisiert. Basierend auf einer Regierungsverordnung, die seit dem 29. Dezember 2018 in Kraft ist, wird die Stromversorgung der Haushalte für den Zeitraum vom 1. März 2019 bis 28. Februar 2022 jedoch unter den Bedingungen der rumänischen Energieregulierungsbehörde durchgeführt. Darüber hinaus legte das rumänische Energieministerium im September 2018 seinen Entwurf einer Energiestrategie für den Zeitraum von 2018 bis 2030 im Hinblick auf 2050 vor, in dem eine Reihe von Projekten von strategischem nationalem Interesse aufgeführt sind, darunter bedeutende Investitionen in Kern- und Wasserkraftwerke. Ungarn hat angekündigt, die Kohleverstromung bis 2030 auslaufen zu lassen. Unterstützt wird dies durch ein bereits bestehendes und ein zweites Kernkraftwerk (Paks II), das sich in der Vorbereitungsphase des Baus befindet. Die Slowakei bereitet mithilfe der Weltbank eine nationale Strategie zur Senkung des CO₂-Ausstoßes im Jahr 2050 vor, die durch die geplante Inbetriebnahme von zwei Kernkraftwerken unterstützt werden könnte. Tschechien betrachtet die Kernenergie auch als Übergangspfad von der Kohleverstromung und strebt eine Entscheidung über den Bau und die Finanzierung eines neuen Blocks in einem ihrer Kernkraftwerke in naher Zukunft an.

Geschäftsentwicklung

Im Geschäftsjahr 2018 hat sich das operative Geschäft weiter positiv entwickelt. Im Vergleich zum Berichtszeitraum 2017 lag der Umsatz dennoch mit 30,3 Mrd € um 7,7 Mrd € unter dem Vorjahreswert. Dieser Rückgang resultierte weitgehend aus geänderten Bilanzierungsregeln für bestimmte Vergütungen zur Förderung Erneuerbarer Energien, die im Rahmen der Einführung von IFRS 15 erstmals im Jahr 2018 zur Anwendung kamen. Die betreffenden Umlagen sind fortan nicht mehr brutto, sondern saldiert mit den korrespondierenden Materialaufwendungen auszuweisen.

Das bereinigte EBIT für den Konzern lag mit 3,0 Mrd € um 0,1 Mrd € unter dem Vorjahresniveau. Der bereinigte Konzernüberschuss stieg um rund 0,1 Mrd € auf 1,5 Mrd €. Damit lagen bereinigtes EBIT und bereinigter Konzernüberschuss am oberen Ende der von uns prognostizierten Bandbreiten von 2,8 bis 3,0 Mrd € beziehungsweise 1,3 bis 1,5 Mrd €. Darüber hinaus hatten wir das Ziel, eine Cash Conversion Rate von mindestens 80 Prozent zu erreichen. Diese Kennzahl berechnet sich aus dem Verhältnis von operativem Cashflow vor Zinsen und Steuern (4,1 Mrd €) und bereinigtem EBITDA (rund 4,8 Mrd €). Damit lag die Cash Conversion Rate bei 84 Prozent. Der ROCE betrug 10,4 Prozent. Damit liegt diese Kennzahl leicht über dem von uns genannten Ziel von 8 bis 10 Prozent.

Unsere Investitionen in Höhe von 3,5 Mrd € lagen über dem Vorjahresniveau von 3,3 Mrd €, aber unter der Größenordnung von 3,8 Mrd €, die wir im Rahmen unserer Prognose für das Jahr 2018 vorgesehen hatten. Die Abweichung ist hauptsächlich auf eine veränderte Projektplanung in den Geschäftsfeldern Kundenlösungen und Erneuerbare Energien zurückzuführen.

Der operative Cashflow aus fortgeführten und nicht fortgeführten Aktivitäten stieg mit 2,9 Mrd € deutlich gegenüber dem Vorjahreswert von -3,0 Mrd €. Dieser Anstieg resultierte vor allem aus der im Juli 2017 an den Fonds zur Finanzierung der kern-technischen Entsorgung geleisteten Zahlung. Gegenläufig wirkte sich die im Jahr 2017 erstattete Kernbrennstoffsteuer aus.

Unternehmenserwerbe, -veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten im Jahr 2018

Die folgenden wesentlichen Transaktionen haben wir im Jahr 2018 durchgeführt. Ausführliche Beschreibungen befinden sich in Textziffer 4 des Anhangs:

- Ausweis wesentlicher Teile des Segments Erneuerbare Energien als nicht fortgeführte Aktivität im Zusammenhang mit der geplanten Transaktion mit RWE
- Verkauf des 46,65-Prozent-Anteils an Uniper
- Verkauf E.ON Gas Sverige
- Verkauf Hamburg Netz

Im Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten sind im Jahr 2018 zahlungswirksame Desinvestitionen in Höhe von 4.306 Mio € (Vorjahr: 750 Mio €) enthalten.

Ertragslage

Umsatz

Im Jahr 2018 lag der Umsatz mit 30,3 Mrd € um 7,7 Mrd € unter dem Vorjahreswert. Ein Umsatzrückgang in Höhe von 7,9 Mrd € ist auf die neue Regelung zur Bilanzierung von Umsatzerlösen (IFRS 15) zurückzuführen. Im Geschäftsfeld Energienetze sank der Umsatz um 8,2 Mrd €. Gründe hierfür waren vor allem die vorgenannten Saldierungseffekte im Zusammenhang mit IFRS 15 in Deutschland und Tschechien sowie die Abgabe von Gasaktivitäten in Deutschland und Schweden. Bei den Kundenlösungen stieg der Umsatz um rund 0,6 Mrd €. Ursachen waren insbesondere Preiserhöhungen und witterungsbedingt gestiegene Absatzmengen in Großbritannien. Darüber hinaus trugen höhere Verkaufspreise in Schweden, Italien und Ungarn sowie die Übertragung des Gasgeschäfts vom Bereich Energienetze in Schweden zum Umsatzanstieg bei. Dagegen wirkten sich die im Rahmen des IFRS 15 vorzunehmenden Saldierungseffekte in Tschechien und das Auslaufen von Beschaffungsverträgen für die erfolgte Übertragung von Großhandelskunden auf Uniper in Deutschland negativ aus. Im Geschäftsfeld Erneuerbare Energien nahm der Umsatz im Vergleich zum Vorjahr um 150 Mio € zu. Gründe waren vor allem die gestiegene Eigenerzeugung infolge der erstmals ganzjährigen Einbeziehung von Windparks in den USA sowie der Inbetriebnahme von einem neuen Windpark in Großbritannien. Im Nicht-Kerngeschäft ging der Umsatz vor allem aufgrund von gesunkenen Vermarktungspreisen sowie des Wegfalls von Einmaleffekten im Zusammenhang mit einem Klageverfahren um 186 Mio € zurück. Der Umsatz im Bereich Konzernleitung/Sonstiges resultiert im Wesentlichen aus konzerninternen IT-, Finanz- und Personaldienstleistungen. Der Umsatzrückgang im Vergleich zum Vorjahr ist unter anderem Folge des ausgelaufenen Servicevertrags mit Uniper.

Umsatz¹

in Mio €	4. Quartal			1.–4. Quartal		
	2018	2017	+/- %	2018	2017	+/- %
Energienetze ²	2.355	4.123	-43	8.769	16.990	-48
Kundenlösungen	6.320	6.091	+4	22.127	21.576	+3
Erneuerbare Energien	541	474	+14	1.754	1.604	+9
Nicht-Kerngeschäft	416	355	+17	1.399	1.585	-12
Konzernleitung/Sonstiges	144	234	-38	644	796	-19
Konsolidierung	-1.169	-1.249	–	-4.440	-4.586	–
E.ON-Konzern	8.607	10.028	-14	30.253	37.965	-20

1 Enthält auch den nicht fortgeführten Geschäftsbereich im Segment Erneuerbare Energien. Die Umsatzerlöse der fortgeführten Aktivitäten betrugen im Geschäftsjahr 2018 29,6 Mrd € (Vorjahr: 37,3 Mrd €).

2 Nach Saldierung der Erlöse und Aufwendungen aus dem EEG-Einspeisemodell in Deutschland; die Vorquartale wurden entsprechend angepasst (vergleiche Textziffer 2 im Anhang).

Weitere Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung

Die anderen aktivierten Eigenleistungen belaufen sich auf 394 Mio € (2017: 513 Mio €) und resultieren im Wesentlichen aus aktivierten Leistungen im Zusammenhang mit IT- Projekten und Netzinvestitionen.

Die sonstigen betrieblichen Erträge fallen mit 5.107 Mio € um 31 Prozent niedriger aus als im Vorjahr (7.371 Mio €). Der Rückgang resultiert im Wesentlichen aus der im Vorjahr vereinnahmten Rückerstattung von gezahlten Kernbrennstoffsteuern (rund 2,85 Mrd €). Zudem entstanden aus dem Verkauf von Wertpapieren niedrigere Gewinne als im Vorjahr. Während die Erträge aus Währungskursdifferenzen mit 1.607 Mio € um 18 Prozent sanken, stiegen die Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten mit 1.303 Mio € um 120 Prozent gegenüber dem Vorjahr (593 Mio €). Korrespondierende Positionen aus Währungskursdifferenzen und derivativen Finanzinstrumenten befinden sich in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen. Darüber hinaus ist in den Erträgen aus derivativen Finanzinstrumenten des Jahres 2018 die Ausbuchung eines Derivats im Zusammenhang mit vertraglichen Rechten und Pflichten aus der Veräußerung der Uniper-Anteile enthalten. Aus der Veräußerung von Beteiligungen ergaben sich Erträge in Höhe von 899 Mio €, darin sind mit 593 Mio € enthalten die Veräußerung des verbliebenen Uniper-Anteils an Fortum sowie die Veräußerungen von Hamburg Netz mit 154 Mio € und E.ON Gas Sverige AB mit 134 Mio €.

Der Materialaufwand lag mit 22.813 Mio € deutlich unter dem Niveau des Vorjahres (29.961 Mio €). Der Rückgang ist im Wesentlichen auf die beschriebenen Saldierungseffekte im Zusammenhang mit der Erstanwendung von IFRS 15 im Jahr 2018 zurückzuführen.

Der Personalaufwand lag mit 2.460 Mio € um 573 Mio € unter dem Wert des Vorjahres (3.033 Mio €). Der Rückgang resultiert im Wesentlichen aus geringeren Aufwendungen für die Programme der strategischen Neuausrichtung und Reorganisation aus Vorjahren. Zudem führte eine Anpassung der Pensionszusagen in Großbritannien zu negativen nachzuverrechnenden Dienstzeitaufwendungen.

Die Abschreibungen haben sich gegenüber der Vorjahresvergleichsperiode von 1.700 Mio € auf 1.575 Mio € deutlich verringert, was vor allem auf einen Rückgang außerplanmäßiger Abschreibungen zurückzuführen ist. Die planmäßigen Abschreibungen entfielen im Berichtsjahr insbesondere auf das Segment Energienetze. Außerplanmäßige Abschreibungen wurden im Jahr 2018 vor allem im Geschäftsfeld Kundenlösungen in Großbritannien vorgenommen.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen lagen mit 4.550 Mio € um 28 Prozent unter dem Niveau des Vorjahres (6.279 Mio €). Insbesondere die Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten sanken signifikant von 1.828 Mio € auf 630 Mio €. Die Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen betrugen 1.626 Mio € (Vorjahr: 1.668 Mio €). Des Weiteren sanken die sonstigen betrieblichen Aufwendungen durch die im Vorjahr enthaltene Verpflichtung zur Weiterreichung von Teilen der rück- erstatteten Kernbrennstoffsteuer an Minderheitsgesellschafter von Gemeinschaftskraftwerken (327 Mio €).

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen lag mit 269 Mio € deutlich unter dem Niveau des Vorjahrs (720 Mio €). Im Geschäftsjahr 2018 waren im Gegensatz zum Vorjahr keine Ergebnisbestandteile der Uniper SE im Equity-Ergebnis enthalten (Vorjahr: 466 Mio €). Gegenläufig erhöhten sich insgesamt die Ergebnisbeiträge aus den Aktivitäten in der Türkei (Enerjisa Enerji: -56 Mio €; Enerjisa Üretim: +96 Mio €).

Bereinigtes EBIT

Im Jahr 2018 nahm unser bereinigtes EBIT im Kerngeschäft um 74 Mio € gegenüber dem Vorjahreswert ab. Im Geschäftsfeld Energienetze sank das Ergebnis um 190 Mio €. Gründe waren vor allem der Wegfall eines positiven Einmaleffektes aus dem regulierungsbedingten Zeitversatz bei der Verrechnung von Personalnebenkosten, der Verkauf von Hamburg Netz und der Beginn der dritten Regulierungsperiode im Bereich Gas in Deutschland. Zusätzlich belastete im Bereich Zentraleuropa Ost/Türkei der verschlechterte Equity-Beitrag unserer Beteiligung Enerjisa Enerji in der Türkei das Ergebnis. Diese Effekte wurden teilweise aufgrund einer verbesserten Bruttomarge im Bereich Strom durch Tarifierhöhungen in Schweden kompensiert. Bei den Kundenlösungen lag das bereinigte EBIT 66 Mio € unter dem Vorjahresniveau. Ursachen waren insbesondere die weiterhin herausfordernden Marktbedingungen, witterungsbedingt gesunkene Absatzmengen im Strombereich, regulatorische Effekte und gestiegene Restrukturierungsaufwendungen in Großbritannien sowie die Nichtverfügbarkeit eines Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerks im Bereich Kundenlösungen Sonstige, welches für einen Kunden betrieben wird. Dagegen wirkte sich in Schweden die Übertragung des Gasgeschäfts vom Bereich Energienetze positiv aus. In Deutschland lag das bereinigte EBIT vor allem aufgrund einer gestiegenen Bruttomarge im Strom- und Gasvertriebsgeschäft deutlich über dem Vorjahreswert. Im Geschäftsfeld Erneuerbare Energien nahm das bereinigte EBIT um 67 Mio € zu. Gründe hierfür waren insbesondere die gestiegene Eigenzeugung infolge der erstmals ganzjährigen Einbeziehung von Windparks in den USA sowie die Inbetriebnahme eines neuen Windparks in Großbritannien.

Das bereinigte EBIT für den Konzern lag um 85 Mio € unter dem Vorjahreswert. Gründe waren neben den bereits genannten Effekten im Kerngeschäft gesunkene Vermarktungspreise und Einmaleffekte bei PreussenElektra. Letzteres wurde durch einen höheren Ergebnisbeitrag des türkischen Erzeugungsgeschäfts nahezu vollständig kompensiert.

E.ON erwirtschaftet einen hohen Anteil des bereinigten EBIT in sehr stabilen Geschäftsfeldern. Insgesamt resultierte der überwiegende Anteil am bereinigten EBIT im Jahr 2018 aus dem regulierten und quasi-regulierten beziehungsweise langfristig kontrahierten Geschäft.

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 Erlösbestandteile (Preis und/oder Menge) durch gesetzliche Vorgaben oder individualvertragliche Vereinbarungen mittel- bis langfristig in hohem Maße fixiert sind. Hierbei handelt es sich beispielsweise um Teile des Segments Erneuerbare Energien mit entsprechenden Anreizmechanismen oder den Verkauf von kontrahierter Erzeugungsleistung.

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

Bereinigtes EBIT

in Mio €	4. Quartal			1.–4. Quartal		
	2018	2017	+/- %	2018	2017	+/- %
Energienetze	372	531	-30	1.844	2.034	-9
Kundenlösungen	53	137	-61	413	479	-14
Erneuerbare Energien	238	206	+16	521	454	+15
Konzernleitung/Sonstiges	-73	-43	–	-153	-275	–
Konsolidierung	-21	-3	–	-18	-11	–
Bereinigtes EBIT Kerngeschäft	569	828	-31	2.607	2.681	-3
Nicht-Kerngeschäft	68	129	-47	382	393	-3
Bereinigtes EBIT	637	957	-33	2.989	3.074	-3

Konzernüberschuss/-fehlbetrag

Der Anteil der Gesellschafter der E.ON SE am Konzernüberschuss und das entsprechende Ergebnis je Aktie für das Jahr 2018 betrugen 3,2 Mrd € beziehungsweise 1,49 €. Dem standen im Vorjahr ein Konzernüberschuss von 3,9 Mrd € und ein Ergebnis je Aktie von 1,84 € gegenüber.

Das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten wird gemäß IFRS 5 in der Gewinn- und Verlustrechnung gesondert ausgewiesen und enthält den Ergebnisbeitrag der nicht fortgeführten Geschäftsaktivitäten im Segment Erneuerbare Energien. Weitere Informationen hierzu befinden sich in Textziffer 4 des Anhangs.

Der Steueraufwand betrug 46 Mio € (2017: 803 Mio €). Im Jahr 2018 ergab sich eine Steuerquote von 1 Prozent (2017: 16 Prozent). Im Berichtsjahr führten höhere steuerfreie beziehungsweise nicht steuerbelastend wirkende Ergebnisbestandteile und Auflösungen von Steuerrückstellungen für Vorjahre zu einer Minderung der Steuerquote. Wesentliche Veränderungen der Steuerquote gegenüber dem Vorjahr beruhen darüber hinaus auf den im Jahr 2017 eingetretenen Einmaleffekten aus der Erstattung der Kernbrennstoffsteuer sowie der daraus resultierenden Ertragsteuerbelastung in Deutschland. Die

Kernbrennstoffsteuereffekte führten zu einer Nutzung von steuerlichen Verlustvorträgen und unterlagen der sogenannten Mindestbesteuerung.

Das Finanzergebnis reduzierte sich um 0,7 Mrd € gegenüber dem Vorjahr. Dies ist im Wesentlichen auf Prozesszinsen zurückzuführen, die im Vorjahr in Verbindung mit der Rückzahlung der Kernbrennstoffsteuer erstattet wurden.

Im Geschäftsjahr 2018 lagen die Netto-Buchgewinne deutlich über dem Vorjahreswert. Der Anstieg resultierte im Wesentlichen aus der Veräußerung der Uniper-Beteiligung, von Hamburg Netz und von E.ON Gas Sverige. Der Börsengang von Enerjisa Enerji in der Türkei führte dagegen insgesamt zu einem Buchverlust. Dagegen waren im Vorjahr Erträge aus dem Verkauf einer Beteiligung im Bereich Kundenlösungen in Schweden enthalten. Zusätzlich lagen die Erträge aus dem Abgang von Wertpapieren deutlich unter dem Wert des Vorjahres.

Die Aufwendungen für Restrukturierung sind im Vergleich zum Vorjahr deutlich gesunken. Der Rückgang ist unter anderem auf einen wesentlich geringeren Aufwand im Zusammenhang mit konzernweiten Kostensenkungsprogrammen zurückzuführen.

Konzernüberschuss/-fehlbetrag

in Mio €	4. Quartal		1.–4. Quartal	
	2018	2017	2018	2017
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	369	277	3.524	4.180
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE	303	219	3.223	3.925
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	66	58	301	255
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-116	127	-286	-23
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	253	404	3.238	4.157
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-152	263	46	803
Finanzergebnis	215	111	669	-28
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern	316	778	3.953	4.932
Beteiligungsergebnis	-24	-48	44	-5
EBIT	292	730	3.997	4.927
Nicht operative Bereinigungen	110	27	-1.521	-2.293
Netto-Buchgewinne (-)/-verluste (+)	2	-87	-857	-375
Aufwendungen für Restrukturierung	12	367	64	539
Marktbewertung derivativer Finanzinstrumente	295	471	-610	954
Wertberichtigungen (+)/Wertaufholungen (-)	61	171	61	171
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-260	-895	-179	-3.582
Umgegliedertes Geschäft Erneuerbare Energien (bereinigtes EBIT)	235	200	513	440
Bereinigtes EBIT	637	957	2.989	3.074
Wertberichtigungen (+)/Wertaufholungen (-)	27	33	45	72
Planmäßige Abschreibungen	414	356	1.475	1.488
Umgegliedertes Geschäft Erneuerbare Energien (planmäßige Abschreibungen, Wertberichtigungen und Wertaufholungen)	87	69	331	321
Bereinigtes EBITDA	1.165	1.415	4.840	4.955

Dagegen sind im Geschäftsjahr 2018 erstmals auch Aufwendungen im Zusammenhang mit dem geplanten Erwerb von innogy enthalten.

Aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten, mit denen das operative Geschäft gegen Preisschwankungen abgesichert wird, sowie sonstigen Derivaten resultierte zum 31. Dezember 2018 ein positiver Effekt von 610 Mio € (Vorjahr: -954 Mio €). Der positive Wert im Jahr 2018 ist im Wesentlichen auf die im zweiten Quartal erfolgte Ausbuchung von derivativen Finanzinstrumenten im Zusammenhang mit vertraglichen Rechten und Pflichten aus der Veräußerung der Uniper-Anteile zurückzuführen. Weitere Effekte ergaben sich, wie im Vorjahr, aus der Absicherung von Preisschwankungen, insbesondere im Geschäftsfeld Kundenlösungen.

Im Berichtszeitraum 2018 fielen Wertberichtigungen insbesondere in den Bereichen Kundenlösungen in Großbritannien und E.ON Connecting Energies an. Im Vorjahr wurden Wertberichtigungen vor allem im Bereich Kundenlösungen in Großbritannien vorgenommen.

Der signifikante Rückgang im sonstigen nicht operativen Ergebnis ist vor allem auf die im Vorjahr enthaltene Erstattung der Kernbrennstoffsteuer zurückzuführen. Darüber hinaus ist im Jahr 2017 auch der Equity-Ergebnisbeitrag von Uniper enthalten. Seit Ende September 2017 wurde Uniper als zur Veräußerung gehaltener Vermögenswert ausgewiesen. Eine Equity-Fortschreibung erfolgte seitdem nicht mehr.

Bereinigter Konzernüberschuss

Der Konzernüberschuss wird wie das EBIT durch nicht operative Effekte, wie zum Beispiel die Marktbewertung von Derivaten, beeinflusst. Mit dem bereinigten Konzernüberschuss weist E.ON eine Ergebnisgröße nach Zinsen, Steuern vom Einkommen und vom Ertrag sowie Anteilen ohne beherrschenden Einfluss aus, die um nicht operative Effekte bereinigt ist. Zu den Bereinigungen zählen neben den Effekten aus der Marktbewertung von Derivaten auch Buchgewinne und -verluste aus Desinvestitionen, bestimmte Restrukturierungsaufwendungen, sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge (nach Steuern und Anteilen ohne beherrschenden Einfluss), sofern von wesentlicher Bedeutung, und das neutrale Zinsergebnis, das sich aus dem auf nicht operative Effekte entfallenden Zinsergebnis ergibt. Darüber hinaus sind die um nicht operative Effekte bereinigten Ergebnisbeiträge der nicht fortgeführten Aktivitäten im Segment Erneuerbare Energien so enthalten, als wären Ausweis und Bewertung nicht gemäß IFRS 5 erfolgt. Die Seiten 22 und 23 des zusammengefassten Lageberichts und die Textziffern 4 und 33 im Anhang enthalten diesbezüglich weitere Erläuterungen.

Der E.ON-Vorstand verwendet diese Kennzahl grundsätzlich im Zusammenhang mit einer kontinuierlichen Dividendenpolitik und strebt dabei eine stetig wachsende Dividende je Aktie an. Im Zusammenhang mit dem geplanten Erwerb von innogy im Rahmen eines weitreichenden Tauschs von Geschäftsaktivitäten mit RWE sehen wir vor, für das Geschäftsjahr 2018 der Hauptversammlung eine Dividende von 0,43 € pro Aktie vorzuschlagen. Darüber hinaus beabsichtigen Vorstand und Aufsichtsrat der E.ON SE im Rahmen der geltenden Dividendenpolitik, den Aktionären für das Geschäftsjahr 2019 eine Dividende von 0,46 € pro Aktie vorzuschlagen.

Bereinigter Konzernüberschuss

in Mio €	4. Quartal		1.–4. Quartal	
	2018	2017	2018	2017
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern	316	778	3.953	4.932
Beteiligungsergebnis	-24	-48	44	-5
EBIT	292	730	3.997	4.927
Nicht operative Bereinigungen	110	27	-1.521	-2.293
Umgegliedertes Geschäft Erneuerbare Energien (bereinigtes EBIT)	235	200	513	440
Bereinigtes EBIT	637	957	2.989	3.074
Zinsergebnis	-191	-62	-713	33
Neutraler Zinsaufwand (+)/Zinsertrag (-)	53	-87	174	-703
Umgegliedertes Geschäft Erneuerbare Energien (operatives Zinsergebnis)	-36	-20	-135	-74
Betriebliches Ergebnis vor Steuern	463	788	2.315	2.330
Steuern auf das betriebliche Ergebnis	-126	-631	-544	-970
Anteile ohne beherrschenden Einfluss am betrieblichen Ergebnis	-54	-93	-221	-278
Umgegliedertes Geschäft Erneuerbare Energien (Steuern und Fremdanträge auf das betriebliche Ergebnis)	14	398	-45	345
Bereinigter Konzernüberschuss	297	462	1.505	1.427

Finanzlage

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

Finanzstrategie

Unsere Finanzstrategie fokussiert auf die Kapitalstruktur. Im Vordergrund steht hierbei, stets einen dem Schuldenstand angemessenen Zugang zum Kapitalmarkt zu gewährleisten.

Wir verfolgen das Ziel, mit der angestrebten Kapitalstruktur dauerhaft ein starkes Rating von BBB/Baa zu sichern.

Die Kapitalstruktur bei E.ON wird mittels des Verschuldungsfaktors (Debt Factor) gesteuert. Der Debt Factor ermittelt sich aus dem Verhältnis der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung zu unserem bereinigten EBITDA und stellt damit eine dynamische Messgröße für die Verschuldung dar. Hierbei schließt die wirtschaftliche Netto-Verschuldung neben den Netto-Finanzschulden auch die Pensions- und Entsorgungsverpflichtungen ein. Für Zwecke der internen Steuerung enthält die Darstellung der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung auch die Bestandteile, die auf die nicht fortgeführten Aktivitäten im Bereich der Erneuerbaren Energien entfallen. Zusätzlich sind die dem E.ON-Anteil entsprechenden Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen für die Kernkraftwerke Emsland und Gundremmingen der Preussen-Elektra, die als Abgangsgruppe ausgewiesen werden, enthalten (vergleiche Textziffer 4 im Anhang für weitere Informationen).

Aufgrund des anhaltenden Niedrigzinsumfelds fallen bei der Bewertung der Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen zum Teil negative Realzinsen an. Dadurch liegt, wie in den Vorjahren, der Rückstellungswert über dem Verpflichtungsbetrag, der sich zum 31. Dezember 2018 ohne die Berücksichtigung von Diskontierungs- und Kosteneskalationseffekten ergeben würde. Dies schränkt die Steuerungsrelevanz der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung ein. Um eine sinnvolle Steuerungskennzahl und eine adäquate Darstellung der Verschuldung zu erhalten, berücksichtigt E.ON seit dem Geschäftsjahresende 2016 bei wesentlichen Rückstellungswerten, die auf Basis eines negativen Realzinses berechnet wurden, den Verpflichtungsbetrag zum Bilanzstichtag anstatt des Bilanzwerts bei der Berechnung der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung.

Ohne Berücksichtigung der innogy-Übernahme würde E.ON als mittelfristige Steuerungsgröße einen Debt Factor von 4 anstreben. Der Debt Factor wird nach Vollzug der innogy-Transaktion für die zukünftige E.ON angepasst.

Am 31. Dezember 2018 lag der Debt Factor aufgrund der im nächsten Absatz beschriebenen Entwicklung der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung mit 3,4 unterhalb des mittelfristigen Ziels von 4,0.

Wirtschaftliche Netto-Verschuldung

Im Vergleich zum 31. Dezember 2017 (19,2 Mrd €) sank die wirtschaftliche Netto-Verschuldung um rund 2,7 Mrd € auf 16,6 Mrd €. Diese Entwicklung ist insbesondere auf den Verkaufserlös aus der Uniper-Beteiligung zurückzuführen. Des Weiteren wurden Finanzverbindlichkeiten in Höhe von 2 Mrd € planmäßig durch liquide Mittel getilgt.

Die Entwicklung der Netto-Finanzposition wurde auch durch die Auflösung der Versorgungskasse Energie VVaG i. L. (VKE i. L.) und die im ersten Quartal 2018 vorgenommene Übertragung des Deckungsvermögens in die Anschlusslösungen beeinflusst. Die Einbringung eines wesentlichen Teils dieses Vermögens in das Contractual Trust Arrangement (CTA) wirkte sich in der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung nur geringfügig aus, da in nahezu gleicher Höhe eine Saldierung mit Pensionsrückstellungen erfolgte. Die Übertragung des verbleibenden Vermögens der VKE i. L. an sonstige Beteiligungen und Dritte wurde in der Netto-Finanzposition durch die positiven Effekte aus dem Verkauf der Anteile an Hamburg Netz kompensiert.

Wirtschaftliche Netto-Verschuldung

in Mio €	31. Dezember	
	2018	2017
Liquide Mittel	5.423	5.160
Langfristige Wertpapiere	2.295	2.749
Finanzverbindlichkeiten	-10.721	-13.021
Effekte aus Währungssicherung	-28	114
Netto-Finanzposition	-3.031	-4.998
Pensionsrückstellungen	-3.261	-3.620
Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen ¹	-10.288	-10.630
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung	-16.580	-19.248
Bereinigtes EBITDA	4.840	4.955
Verschuldungsfaktor (Debt Factor)	3,4	3,9

¹ Der Wert der Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen entspricht nicht den bilanzierten Werten fortgeführter und nicht fortgeführter Aktivitäten (31. Dezember 2018: 11.889 Mio €; 31. Dezember 2017: 11.673 Mio €), da bei der Ermittlung der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung teilweise auf Verpflichtungsbeträge abgestellt wird.

Überleitung wirtschaftliche Netto-Verschuldung

in Mio €	31. Dezember	
	2018	2017
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung	-16.580	-19.248
Umgegliedertes Geschäft Erneuerbare Energien und PreussenElektra	1.961	–
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (fortgeführte Aktivitäten)	-14.619	-19.248

Finanzierungspolitik und -maßnahmen

Für die Finanzierungspolitik von E.ON ist der jederzeitige Zugang zu unterschiedlichen Finanzierungsquellen von großer Bedeutung. Dies stellen wir mit einer möglichst breiten Diversifikation der Investoren durch die Nutzung verschiedener Märkte und Instrumente sicher. Dabei werden Anleihen mit solchen Laufzeiten ausgegeben, die zu einem möglichst ausgeglichenen Fälligkeitsprofil führen. Darüber hinaus werden großvolumige Benchmark-Anleihen gegebenenfalls mit kleineren, opportunistischen Anleihen kombiniert. Im Regelfall werden externe Finanzierungen von der E.ON SE durchgeführt und die Mittel innerhalb des Konzerns weitergeleitet. In der Vergangenheit wurden externe Finanzierungen auch von der niederländischen Finanzierungsgesellschaft E.ON International Finance B.V. (EIF) unter Garantie der E.ON SE durchgeführt. Im Laufe des Geschäftsjahres 2018 wurden Fälligkeiten in Höhe von 2,0 Mrd € vollständig zurückgezahlt. Dagegen standen keine Neuemissionen von Schuldtiteln.

Finanzverbindlichkeiten

in Mrd €	31. Dezember	
	2018	2017
Anleihen ¹	9,0	10,7
in EUR	4,0	4,0
in GBP	3,8	3,9
in USD	0,9	2,5
in JPY	0,2	0,2
in sonstigen Währungen	0,1	0,1
Schuldscheindarlehen	0,1	0,4
Sonstige Verbindlichkeiten	1,6	1,9
Summe	10,7	13,0

1 inklusive Privatplatzierungen

Alle derzeit ausstehenden Anleihen der E.ON SE und der E.ON International Finance B.V. (EIF) wurden mit Ausnahme der im Jahr 2008 begebenen US-Anleihe unter dem Dokumentationsrahmen des Debt-Issuance-Programms emittiert. Ein Debt-Issuance-Programm vereinfacht die zeitlich flexible Emission von Schuldtiteln in Form von öffentlichen und privaten Platzierungen an Investoren. Das Debt-Issuance-Programm der E.ON SE wurde zuletzt im April 2018 mit einem Programmrahmen von insgesamt 35 Mrd € erneuert (hiervon waren zum Jahresende 2018 rund 9,0 Mrd € genutzt). Die E.ON SE strebt im Jahr 2019 eine Erneuerung des Programms an.

Neben dem Debt-Issuance-Programm stehen uns ein Euro-Commercial-Paper-Programm mit einem Volumen von 10 Mrd € und ein US-Dollar-Commercial-Paper-Programm in Höhe von 10 Mrd US-\$ zur Verfügung, unter denen wir jeweils kurzfristige Schuldverschreibungen begeben können. Zum Jahresende 2018 standen erneut keine Commercial Paper aus.

Daneben steht E.ON die am 13. November 2017 abgeschlossene syndizierte Kreditlinie mit einem Volumen von 2,75 Mrd € und einer Laufzeit von fünf Jahren – zuzüglich zweier Optionen zur Verlängerung um jeweils ein weiteres Jahr – zur Verfügung. Die erste Option zur Verlängerung der Kreditlinie um ein weiteres Jahr wurde im November 2018 ausgeübt. Diese Kreditlinie ist nicht gezogen, sondern dient vielmehr als verlässliche und nachhaltige Liquiditätsreserve des Konzerns. Die Kreditlinie wird von 18 Banken zur Verfügung gestellt, die E.ONs Kernbankengruppe bilden.

Zur Finanzierung des freiwilligen öffentlichen Übernahmeangebots für die Aktien der innogy SE hat E.ON eine Akquisitionsfinanzierung über ursprünglich 5 Mrd € abgeschlossen. Diese stellt die Finanzierung des Erwerbs von innogy-Aktien sicher, die nicht im Eigentum von RWE liegen. Unter Berücksichtigung der Annahmquote des freiwilligen öffentlichen Übernahmeangebots hat E.ON die Akquisitionsfinanzierung auf 1,75 Mrd € reduziert.

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 Langfrist-Ratings von BBB beziehungsweise Baa2 bewertet. Der Ausblick ist bei beiden Ratings stabil. Die Ratingeinstufungen erfolgten in beiden Fällen auf Basis der Erwartung, dass E.ON innogy übernimmt einen für diese Ratings erforderlichen Verschuldungsgrad kurz- bis mittelfristig einhalten wird. Die Kurzfrist-Ratings liegen bei A-2 (S&P) beziehungsweise P-2 (Moody's).

Ratings der E.ON SE

	Langfristiges Rating	Kurzfristiges Rating	Ausblick
Moody's	Baa2	P-2	stabil
Standard & Poor's	BBB	A-2	stabil

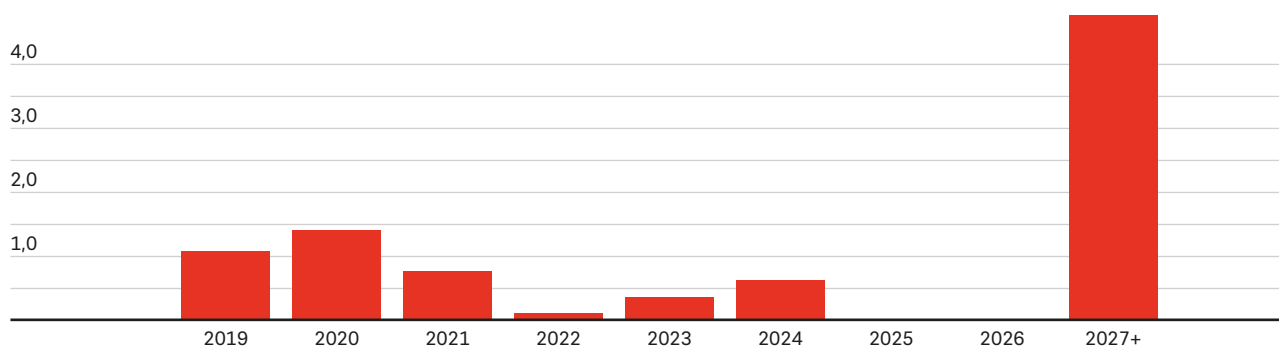
E.ON ist bestrebt, dem Vertrauen der Ratingagenturen und Investoren mit einer klaren Strategie und einer transparenten Kommunikation jederzeit Rechnung zu tragen. Zu diesem

Zweck veranstaltet E.ON Debt Investor Updates in den großen Finanzzentren Europas und ein jährliches Informationstreffen für E.ONs Kernbankengruppe.

Anleihen und Schuldscheindarlehen der E.ON SE und der E.ON International Finance B.V. – Fälligkeitsstruktur

in Mrd €

Stand: 31. Dezember 2018



Investitionen

Im Jahr 2018 lagen die Investitionen im Kerngeschäft und für den gesamten Konzern über dem Vorjahresniveau. Auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte entfielen rund 3,0 Mrd € (Vorjahr: 3,1 Mrd €). Die Investitionen in Beteiligungen betrugen 493 Mio € gegenüber 232 Mio € im Vorjahr.

Im Geschäftsfeld Energienetze lagen die Investitionen deutlich über dem Vorjahresniveau. In Deutschland investierten wir mit 802 Mio € deutlich mehr als im Vorjahr (703 Mio €). Dies ist vor allem auf die Erweiterung, Modernisierung und Erneuerung der Stromnetze zurückzuführen. In Schweden lagen die Investitionen auf Vorjahresniveau. Im Bereich Zentraleuropa Ost/Türkei wurden 83 Mio € mehr als im Jahr 2017 investiert. Der Zuwachs ist insbesondere auf eine Verschiebung von Investitionsprojekten – insbesondere für Ersatzinvestitionen – zwischen den Geschäftsfeldern Energienetze und Kundenlösungen in Tschechien zurückzuführen.

Investitionen

in Mio €	2018	2017	+/- %
Energienetze	1.597	1.419	+13
Kundenlösungen	637	596	+7
Erneuerbare Energien	1.037	1.225	-15
Konzernleitung/Sonstiges	86	53	+62
Konsolidierung	-3	1	-
Investitionen Kerngeschäft	3.354	3.294	+2
Nicht-Kerngeschäft	169	14	-
Investitionen E.ON-Konzern	3.523	3.308	+6

Im Geschäftsfeld Kundenlösungen übertrafen die Investitionen das Vorjahresniveau um 41 Mio €. In Schweden investierten wir vor allem deutlich mehr in die Instandhaltung, die Modernisierung und den Ausbau bestehender Anlagen sowie in das Wärmeverteilnetz. Dagegen führte die bereits genannte Verschiebung von Investitionsprojekten zwischen den Geschäftsfeldern Energienetze und Kundenlösungen in Tschechien zu deutlich geringeren Investitionen. Im Bereich E.ON Connecting Energies investierten wir zusätzlich in dezentrale Kraftwerke an Kundenstandorten. In Deutschland und Großbritannien lagen die Investitionen insgesamt auf dem Niveau des Vorjahres.

Im Geschäftsfeld Erneuerbare Energien lagen die Investitionen um 188 Mio € unter dem Vorjahreswert. Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte gingen um 286 Mio € gegenüber dem Vorjahr zurück. Grund hierfür war vor allem die Fertigstellung der großen Neubauprojekte Radford's Run und Bruenning's Breeze sowie Rampion, die Ende 2017 beziehungsweise im April 2018 ans Netz gingen. Die Investitionen in Beteiligungen stiegen insbesondere aufgrund höherer Zahlungen in das Projekt Arkona um insgesamt 98 Mio €.

Die Investitionen im Nicht-Kerngeschäft lagen 155 Mio € über dem Vorjahresniveau. Der Anstieg resultierte vor allem aus einer Kapitalerhöhung bei der Equity-Beteiligung Enerjisa Üretim in der Türkei. Die hierfür notwendigen Finanzmittel wurden aus den Zuflüssen aus dem Börsengang von Enerjisa Enerji gedeckt.

Cashflow

Der operative Cashflow vor Zinsen und Steuern aus fortgeführten und nicht fortgeführten Aktivitäten war mit 4,1 Mrd € um 6,3 Mrd € höher als im Vorjahreszeitraum. Wesentlicher Faktor für diesen Anstieg war die im Juli 2017 geleistete Zahlung von rund 10,3 Mrd € an den Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung. Gegenläufig wirkten die im Juni 2017 erstattete Kernbrennstoffsteuer von rund 2,85 Mrd € sowie positive Effekte im Working Capital des Vorjahres. Der operative Cashflow aus fortgeführten und nicht fortgeführten Aktivitäten reduzierte sich zusätzlich aufgrund höherer Zins- und Steuerzahlungen.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter und nicht fortgeführter Aktivitäten betrug rund +1,0 Mrd € gegenüber -0,4 Mrd € im Vorjahreszeitraum. Hier wirkte sich insbesondere der Verkauf der Anteile an der Uniper SE (+3,8 Mrd €) aus. Gegenläufig wurde die Entwicklung durch im Vorjahresvergleich geringere Nettoeinzahlungen aus dem Verkauf von Wertpapieren beziehungsweise der Veränderung von Finanzforderungen (-1,9 Mrd €) beeinflusst sowie durch einen Anstieg der zahlungswirksamen Investitionen (-0,2 Mrd €).

Cashflow¹

in Mio €	2018	2017
Operativer Cashflow	2.853	-2.952
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	4.087	-2.235
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	1.011	-391
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-2.637	540

1 aus fortgeführten und nicht fortgeführten Aktivitäten

Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter und nicht fortgeführter Aktivitäten lag mit -2,6 Mrd € um 3,1 Mrd € unter dem Vergleichswert des Vorjahres von +0,5 Mrd €. Dies lag insbesondere an der im ersten Halbjahr 2017 begebenen Anleihe von 2,0 Mrd € sowie an der im Jahr 2017 durchgeführten Kapitalerhöhung von rund 1,35 Mrd €. Ferner war der Auszahlungsbetrag der Dividende der E.ON SE im Jahr 2018 um rund 0,3 Mrd € höher als im Vorjahr. Gegenläufig wirkten geringere Auszahlungen aus der Tilgung von Anleihen.

Vermögenslage

Die Bilanzsumme lag mit 54,3 Mrd € rund 1,6 Mrd € beziehungsweise drei Prozent unter dem Wert zum Jahresende 2017. Das langfristige Vermögen (30,9 Mrd €) lag 9,3 Mrd € unter dem Niveau vom 31. Dezember 2017. Zu dieser Entwicklung trug insbesondere die Umgliederung der Aktivitäten im Geschäftsfeld Erneuerbare Energien, die an RWE übertragen werden sollen, bei. Hierdurch wurden langfristige Vermögenswerte in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte umgebucht, die im kurzfristigen Bereich auszuweisen sind. Insbesondere das Sachanlagevermögen reduzierte sich infolge des geänderten Ausweises deutlich.

Das kurzfristige Vermögen erhöhte sich von 15,8 Mrd € auf 23,4 Mrd € (+48 Prozent). Der Anstieg des kurzfristigen Vermögens ergibt sich im Wesentlichen aus der bereits genannten Umgliederung von Vermögenswerten im Bereich Erneuerbare Energien in Höhe von 11,3 Mrd €. Gegenläufig wirkt sich der Abgang der Uniper-Beteiligung in Höhe von 3,0 Mrd € in den zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten aus.

Die Eigenkapitalquote (einschließlich der Anteile ohne beherrschenden Einfluss) belief sich am 31. Dezember 2018 auf 16 Prozent und weist damit im Vergleich zum 31. Dezember 2017 eine Steigerung um vier Prozentpunkte auf. Zu dieser Entwicklung trug vor allem der positive Konzernüberschuss des Geschäftsjahres 2018 bei. Gegenläufig wirkten sich die

ausgeschütteten Dividenden in Höhe von 0,9 Mrd € sowie die aufgrund geänderter versicherungsmathematischer Prämissen vorgenommene Neubewertung der Pensionsverpflichtungen mit 0,5 Mrd € aus. Das auf die Anteilseigner der E.ON SE entfallende Eigenkapital beträgt zum 31. Dezember 2018 rund 5,8 Mrd €, während auf Anteile ohne beherrschenden Einfluss ein Eigenkapital von rund 2,8 Mrd € entfällt.

Der Rückgang der langfristigen Schulden (-13 Prozent beziehungsweise -4,7 Mrd €) resultierte ebenfalls aus der Umgliederung von Geschäftsaktivitäten der Erneuerbaren Energien in nicht fortgeführte Aktivitäten. Zusätzlich wurden auch die Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen für die Kernkraftwerke Emsland und Gundremmingen, die auch an RWE übertragen werden sollen, in den kurzfristigen Bereich umgebucht. Darüber hinaus verminderten sich die Rückstellungen für Pensionsverpflichtungen.

Die kurzfristigen Schulden (15,3 Mrd €) lagen neun Prozent über dem Stand zum 31. Dezember 2017. Im Wesentlichen wirkten sich hier vor allem die bereits genannten Effekte aus der Umgliederung von Schulden in den Bereichen Erneuerbare Energien und PreussenElektra aus. Gegenläufig wirkten sich das Auslaufen einer Anleihe in US-Dollar im April 2018 in Höhe von circa 1,7 Mrd € sowie der Rückgang der betrieblichen Verbindlichkeiten aus.

Konzernbilanzstruktur

in Mio €	31. Dez. 2018	%	31. Dez. 2017	%
Langfristige Vermögenswerte	30.883	57	40.164	72
Kurzfristige Vermögenswerte	23.441	43	15.786	28
Aktiva	54.324	100	55.950	100
Eigenkapital	8.518	16	6.708	12
Langfristige Schulden	30.545	56	35.198	63
Kurzfristige Schulden	15.261	28	14.044	25
Passiva	54.324	100	55.950	100

Weitere Erläuterungen zur Vermögenslage befinden sich im Anhang zum Konzernabschluss.

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

Der Jahresabschluss der E.ON SE ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB) und der Verordnung über das Statut der Europäischen Gesellschaft (SE) in Verbindung mit dem Aktiengesetz (AktG) sowie des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) aufgestellt.

Bilanz der E.ON SE (Kurzfassung)

in Mio €	31. Dezember	
	2018	2017
Sachanlagen	10	12
Finanzanlagen	33.241	37.358
Anlagevermögen	33.251	37.370
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	7.472	7.697
Übrige Forderungen	1.932	1.349
Liquide Mittel	3.041	2.025
Umlaufvermögen	12.445	11.071
Rechnungsabgrenzungsposten	28	36
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	–	1
Gesamtvermögen	45.724	48.478
Eigenkapital	9.432	9.029
Rückstellungen	1.480	2.127
Anleihen	2.000	2.000
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	32.456	34.350
Übrige Verbindlichkeiten	354	970
Rechnungsabgrenzungsposten	2	2
Gesamtkapital	45.724	48.478

Die Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage der E.ON SE als Konzernmuttergesellschaft ist durch das Beteiligungsergebnis geprägt. Zu diesem positiven Beteiligungsergebnis haben insbesondere die phasengleich vereinnahmte Ausschüttung aus dem Bilanzgewinn der E.ON Beteiligungen GmbH beigetragen, welcher aus der Auflösung der Kapitalrücklage resultierte und als Beteiligungsertrag in Höhe von 2.320 Mio € ergebniswirksam vereinnahmt wurde, sowie die Erträge aus der Gewinnabführung der E.ON Beteiligungen GmbH mit 725 Mio €. Dagegen wirkten sich vor allem die Aufwendungen aus Verlustübernahmen der E.ON Finanzanlagen GmbH in Höhe von 1.017 Mio € und der E.ON US Holding GmbH in Höhe von 787 Mio € negativ aus.

Die Veränderung der Verbindlichkeiten resultierte im Wesentlichen aus der bereits genannten Ausschüttung aus dem Bilanzgewinn der E.ON Beteiligungen GmbH sowie gegenläufig aus dem Verkauf der Uniper-Aktien an das Energieunternehmen Fortum Corporation, Espoo, Finnland, durch die E.ON Beteiligungen GmbH im Juni 2018 in Höhe von 3,8 Mrd €, der im Rahmen des Cashpoolings zu einem Anstieg der konzerninternen Verbindlichkeiten geführt hat. In diesem Zusammenhang und unter Berücksichtigung der Rückzahlung von fälligen Ausleihungen und der Auszahlung einer Dividende von 650 Mio € ergab sich insgesamt eine Erhöhung der liquiden Mittel um 1.016 Mio €.

Ferner hat sich das Finanzanlagevermögen im Wesentlichen bedingt durch die genannte Rückzahlung von Ausleihungen in Höhe von 755 Mio € und den erfolgsneutral erfassten Anteil der Ausschüttung aus dem Bilanzgewinn der E.ON Beteiligungen GmbH in Höhe von 3.480 Mio € reduziert.

Die Veränderung des Eigenkapitals ergab sich aus dem Jahresüberschuss sowie aus der im Geschäftsjahr gezahlten Dividende.

Informationen zu eigenen Anteilen befinden sich in Textziffer 19 des Anhangs.

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

in Mio €	2018	2017
Beteiligungsergebnis	1.171	4.676
Zinsergebnis	-140	-1.368
Übrige Aufwendungen und Erträge	-225	-497
Steuern	247	-171
Jahresüberschuss	1.053	2.640
Einstellung in die Gewinnrücklagen	–	-1.320
Bilanzgewinn	1.053	1.320

Die positive Entwicklung im Zinsergebnis ist vor allem auf den im Vorjahr durchgeführten Marktwertausgleich zurückzuführen, der infolge der konzerninternen Umstrukturierung der Verbindlichkeiten durch die Übertragung von Darlehen auf die E.ON Finanzholding SE & Co. KG entstanden ist.

Der negative Saldo aus den übrigen Aufwendungen und Erträgen resultierte überwiegend aus Aufwendungen für bezogene Fremdleistungen mit 171 Mio €, aus dem Personalaufwand mit 138 Mio €, aus – per Saldo – Währungskursverlusten von 106 Mio € zuzüglich Aufwendungen für Beratungs- und Prüfungskosten mit 93 Mio € sowie aus Erträgen aus der erforderlichen Anpassung der Rückstellungen für bestimmte Rekultivierungs- und Sanierungsverpflichtungen von Vorgängergesellschaften in Höhe von insgesamt 271 Mio €.

Für Steuern vom Einkommen und Ertrag ergab sich im Jahr 2018 insgesamt ein Steuerertrag von rund 248 Mio €. Unter Anwendung der Mindestbesteuerung ergab sich für 2018 eine festzusetzende Körperschaftsteuer in Höhe von 14 Mio € nebst Solidaritätszuschlag in Höhe von rund 1 Mio € sowie eine Gewerbesteuer in Höhe von 10 Mio €. Für Vorjahre ergab sich ein Steuerertrag von 273 Mio €.

Der Vorstand schlägt der Hauptversammlung am 14. Mai 2019 vor, aus dem Bilanzgewinn eine Dividende von 0,43 € je dividendenberechtigten Stückaktie auszuschütten und den Restbetrag in Höhe von 121 Mio € auf neue Rechnung vorzutragen.

Der Gewinnverwendungsvorschlag berücksichtigt die dividendenberechtigten Aktien zum Zeitpunkt der Aufstellung des Jahresabschlusses am 28. Februar 2019.

Darüber hinaus beabsichtigen Vorstand und Aufsichtsrat der E.ON SE im Rahmen der geltenden Dividendenpolitik, den Aktionären für das Geschäftsjahr 2019 eine Dividende von 0,46 € pro Aktie vorzuschlagen.

Der vom Abschlussprüfer PricewaterhouseCoopers GmbH, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Düsseldorf, mit einem 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 2018 hat zu keiner Veränderung der Kapitalkosten nach Steuern von 4,7 Prozent geführt. Dies lässt sich im Wesentlichen auf ein nahezu unverändertes allgemeines Zinsniveau – und somit einen stabilen, risikolosen Zinssatz und eine konstante Marktrisikoprämie – zurückführen. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Herleitung der Kapitalkosten vor und nach Steuern.

Kapitalkosten

	2018	2017
Risikoloser Zinssatz	1,25 %	1,25 %
Marktrisikoprämie ¹	6,25 %	6,25 %
Unverschuldeter Beta-Faktor	0,48	0,50
Verschuldeter Beta-Faktor ²	0,95	1,01
Eigenkapitalkosten nach Steuern	7,20 %	7,50 %
Durchschnittlicher Steuersatz	27 %	27 %
Eigenkapitalkosten vor Steuern	9,9 %	10,3 %
Fremdkapitalkosten vor Steuern	2,9 %	2,4 %
Grenzsteuersatz	27 %	27 %
Fremdkapitalkosten nach Steuern	2,10 %	1,80 %
Anteil Eigenkapital	50 %	50 %
Anteil Fremdkapital	50 %	50 %
Kapitalkosten nach Steuern	4,70 %	4,70 %
Kapitalkosten vor Steuern	6,40 %	6,40 %

1 Die Marktrisikoprämie entspricht der langfristigen Überrendite des Aktienmarkts im Vergleich zu risikofreien Staatsanleihen.

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 ROCE und Value Added

Der ROCE ist eine Kapitalrendite vor Steuern und wird als Quotient aus unserem bereinigten EBIT und dem durchschnittlich gebundenen Kapital (Ø Capital Employed) berechnet.

Das durchschnittlich gebundene Kapital 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 zu Buchwerten berücksichtigt. Firmenwerte aus Akquisitionen (Goodwill) fließen mit ihren Anschaffungswerten ein, solange sie als werthaltig zu betrachten sind. Unterjährige Portfolioänderungen werden bei der Ermittlung des durchschnittlich gebundenen Kapitals berücksichtigt. Für Zwecke der internen Steuerung enthält das durchschnittlich gebundene Kapital auch die Bestandteile, die auf die nicht fortgeführten Aktivitäten im Bereich der Erneuerbaren Energien entfallen.

Marktbewertungen der übrigen Beteiligungen und der Derivate werden nicht im durchschnittlich gebundenen Kapital 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:

$$\text{Value Added} = (\text{ROCE} - \text{Kapitalkosten}) \times \text{Ø Capital Employed}$$

Renditeentwicklung im Geschäftsjahr 2018

Der Rückgang des ROCE von 10,6 Prozent im Jahr 2017 auf 10,4 Prozent im Jahr 2018 ergibt sich aus dem gesunkenen bereinigten EBIT und dem gestiegenen Capital Employed. Insgesamt liegt der ROCE mit 10,4 Prozent über den im Vergleich zum Vorjahr konstanten Kapitalkosten vor Steuern, sodass sich ein Value Added von rund 1,15 Mrd € ergibt.

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

Return on Capital Employed (ROCE)

in Mio €	2018	2017
Sachanlagen, immaterielle Vermögensgegenstände und Goodwill ¹	30.915	30.345
Beteiligungen	4.263	4.339
Anlagevermögen	35.178	34.684
Vorräte	710	794
Übrige unverzinsliche Vermögenswerte/Verbindlichkeiten inklusive aktiver/passiver Rechnungsabgrenzungsposten und latenter Steuern ²	-4.862	-5.688
Umlaufvermögen	-4.152	-4.893
Unverzinsliche Rückstellungen ³	-1.655	-1.541
Capital Employed der fortgeführten und nicht fortgeführten Aktivitäten⁴	29.371	28.250
Ø Capital Employed ⁵ der fortgeführten und nicht fortgeführten Aktivitäten ⁴	28.811	29.112
Bereinigtes EBIT⁶	2.989	3.074
ROCE⁷	10,4 %	10,6 %
Kapitalkosten vor Steuern	6,4 %	6,4 %
Value Added⁸	1.145	1.211

1 Die abschreibbaren langfristigen Vermögenswerte werden zu Buchwerten berücksichtigt. Firmenwerte aus Akquisitionen (Goodwill) fließen mit ihren Anschaffungswerten ein, solange sie als werthaltig zu betrachten sind.

2 Übrige unverzinsliche Vermögenswerte/Verbindlichkeiten berücksichtigen beispielsweise die Ertragsteueransprüche und Ertragsteuern sowie die Forderungen und Verbindlichkeiten aus Derivaten.

3 Zu den unverzinslichen Rückstellungen zählen kurzfristige Rückstellungen, beispielsweise aus absatz- und beschaffungsmarktorientierten Verpflichtungen. Insbesondere Pensions- und Entsorgungsrückstellungen werden nicht in Abzug gebracht.

4 Für Zwecke der internen Steuerung enthält das durchschnittlich gebundene Kapital auch die Bestandteile, die auf die nicht fortgeführten Aktivitäten im Bereich der Erneuerbaren Energien entfallen.

5 Um unterjährige Schwankungen in der Kapitalbindung besser abzubilden, ermitteln wir das durchschnittliche Capital Employed grundsätzlich als Mittelwert von Jahresanfangs- und -endbestand.

6 Um nicht operative Effekte bereinigt. Für Zwecke der internen Steuerung enthält das bereinigte EBIT auch den EBIT-Beitrag, der auf die nicht fortgeführten Aktivitäten im Bereich der Erneuerbaren Energien entfällt.

7 ROCE = bereinigtes EBIT/Ø Capital Employed

8 Value Added = (ROCE – Kapitalkosten vor Steuern) x Ø Capital Employed

Mitarbeiter

People-Strategie

E.ONs People-Strategie soll unabhängig davon sein, wie wir das Geschäft strukturieren und wie sich unsere strategischen Prioritäten ändern, um den Kundenanforderungen gerecht zu werden.

Unsere drei People-Strategie-Schwerpunkte sind gleich geblieben: „Unsere Mitarbeiter auf die Zukunft vorbereiten“, „Neue Möglichkeiten schaffen“ und „Leistung anerkennen“. Diese Schwerpunkte haben wir auch 2018 durch eine Kombination aus lokalen Aktivitäten und die Durchführung von konzernweiten Projekten weiter mit Leben gefüllt:

- Fortführung der Implementierung des konzernweiten Rahmenmodells „grow@E.ON“ zur persönlichen und fachlichen Weiterentwicklung unserer Mitarbeiter und Führungskräfte (Auf die Zukunft vorbereiten)
- Entwicklung und Einführung einer konzernweiten „Employee Value Proposition“ (Neue Möglichkeiten schaffen)
- Nutzung sogenannter YES!-Awards – ein Instrument, mit dem wir außerordentliche Erfolge zeitlich unmittelbar anerkennen und Mitarbeiter weiter motivieren (Leistung anerkennen)

Zusätzlich haben wir die Digitalisierung im Personalbereich weiter vorangetrieben. Insbesondere die Grundkomponenten von „grow@E.ON“ wurden in modernen und zukunftsweisenden IT-Plattformen realisiert, die cloudbasierte Zugriffe ermöglichen.

Zusammenarbeit mit der Mitbestimmung

Die partnerschaftliche Zusammenarbeit mit der Mitbestimmung hat bei E.ON eine lange Tradition und ist damit Teil unserer E.ON-Kultur.

Unternehmen und SE-Betriebsrat der E.ON SE – bestehend aus Vertretern aller europäischen Länder, in denen E.ON aktiv ist – arbeiten auf europäischer Ebene eng zusammen. Dabei ist der SE-Betriebsrat der E.ON SE gemäß der „SE-Vereinbarung“ bei grenzüberschreitenden Themen zu informieren und anzuhören. Dem frühzeitigen und offenen Austausch bei mitarbeiterrelevanten Themen kommt bei der Zusammenarbeit eine besondere Bedeutung zu.

Die 2014 mit dem Konzernbetriebsrat in Deutschland verabschiedete „Sozialpartnerschaftsvereinbarung“ legt wichtige 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.

Sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene sind somit die Voraussetzungen für einen vertrauensvollen, respektvollen und transparenten Dialog zwischen Unternehmen und Mitbestimmung gegeben. Zum Nutzen unserer Mitarbeiter sowie unserer Unternehmen ist das gemeinsame Ziel von Unternehmen und Mitbestimmung, diese bewährte partnerschaftliche Zusammenarbeit fortzusetzen und weiterzuentwickeln.

innogy-Integration und Einbindung der Mitbestimmung

In Phasen der Veränderung kommt der Sozialpartnerschaft eine besonders wichtige Bedeutung zu. Auch die geplante Integration von innogy in den E.ON-Konzern wird in enger und partnerschaftlicher Zusammenarbeit zwischen Unternehmen und Mitbestimmung erfolgen. Darauf haben sich Vorstand, SE-Betriebsrat und Konzernbetriebsrat von E.ON bereits im Juli in einer wichtigen Eckpunktevereinbarung verständigt. Sie gilt länderübergreifend für alle europäischen E.ON-Unternehmen.

Die Eckpunktevereinbarung sieht im Kern vor, dass Unternehmen und Arbeitnehmervertreter die enge und partnerschaftliche Zusammenarbeit bei konzernweiten Veränderungsprojekten auch im Zuge der geplanten Integration von innogy fortsetzen. Sie schreibt zudem wesentliche Grundsätze der sozialen Absicherung für Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter fest, für die es Veränderungen geben wird. Außerdem regelt die Vereinbarung verbindlich und zukunftsweisend die wesentlichen betrieblichen Rahmenbedingungen für die Einbindung der Arbeitnehmervertreter und den Umgang mit Veränderungen im Integrationsprozess der kommenden Jahre.

Zu den konkreten Vereinbarungen gehört unter anderem:

- Zusicherung von frühzeitiger und umfassender Transparenz im Rahmen des Projektes
- Besonderes und vollumfängliches Augenmerk auf erforderliche Qualifizierungen von Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern
- Das gemeinsame Ziel, bei notwendigen Organisationsveränderungen zu einvernehmlichen Lösungen zwischen den Sozialpartnern zu kommen
- Stellenzuordnung und -besetzung erfolgt unter Berücksichtigung der Belange schwerbehinderter Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter

- Grundsätzlich wirtschaftlich gleichwertige Überführung von bestehenden Arbeitsbedingungen
- Der Ausbildung junger Menschen kommt weiterhin eine besondere Bedeutung zu
- Bestehende Regelungen zur sozialen Flankierung gelten fort, es sei denn, diese werden durch andere Regelungen abgelöst

Im November sind der Konzernbetriebsrat und der SE-Betriebsrat der innogy der Eckpunktevereinbarung beigetreten. Mit diesem Beitritt zu der Vereinbarung steht fest, dass die Vereinbarungen für alle Beschäftigten der künftigen E.ON gelten werden, unabhängig von dem Unternehmen, in dem sie bis zur geplanten Integration gearbeitet haben. Der Beitritt ist Ausdruck einer engen und vertrauensvollen Zusammenarbeit zwischen E.ON und innogy auch auf Ebene der Mitbestimmungsgremien. Auch Vertreter der Mitbestimmung von innogy werden – sobald rechtlich zulässig – in die Projektarbeit sowie in die Gestaltung strategisch-übergreifender Prozesse eingebunden.

Mitarbeiterentwicklung und Arbeitsbedingungen

Unser Ziel ist es, talentierte Mitarbeiter für unser Unternehmen zu gewinnen und ihnen ein Arbeitsumfeld zu bieten, in dem sie ihr Bestes geben können. Insbesondere in Zeiten des Umbruchs bietet uns unsere Personalstrategie („People-Strategie“) hierbei Orientierung. Ihre drei Schwerpunktbereiche – „Unsere Mitarbeiter auf die Zukunft vorbereiten“, „Neue Möglichkeiten schaffen“ und „Leistung anerkennen“ – sind wesentliche Bausteine, wenn es darum geht, auch weiterhin attraktive Arbeitsbedingungen zu bieten sowie die persönliche und fachliche Weiterentwicklung unserer Mitarbeiter zu fördern. Ein entscheidendes Element für die Mitarbeiterentwicklung ist „grow@E.ON“, ein unternehmensweiter Kompetenzrahmen, der in alle unsere personalbezogenen Abläufe integriert ist. Damit stellen wir sicher, dass wir die passenden Mitarbeiter rekrutieren, an unser Unternehmen binden und ihre Weiterentwicklung fördern, sodass der Erfolg von E.ON auch künftig gesichert ist. Wir bieten verschiedene Karrierewege an. Das macht uns zu einem attraktiven Arbeitgeber sowohl für Menschen, die eine Fachkarriere anstreben, als auch für solche, die sich breiter aufstellen möchten.

Im Jahr 2018 haben wir unsere Personalarbeit dezentralisiert, um näher am Geschäft zu sein. Eine wichtige Aufgabe der Konzernpersonalabteilung ist das Personalmanagement für die 100 leitenden Führungspositionen unseres Unternehmens. Hierzu zählen der Aufbau von Führungskräften, die Besetzung von Stellen, die Nachfolgeplanung und ein langfristiges Talentmanagement. Jede Einheit muss über eigene Verfahren verfügen, um Talente zu erkennen und zu fördern und Nachfolgeplanung

zu betreiben. Die Geschäftsleitungen der Einheiten sind unter anderem dafür zuständig sicherzustellen, dass alle neuen Mitarbeiter an einer Einführungsveranstaltung teilnehmen und in wichtigen Themen wie Gesundheit und Sicherheit geschult werden. Hierfür können die Einheiten auf standardisierte E-Learning-Module von E.ON zurückgreifen. Diese E-Learnings und andere virtuelle Lernmittel sowie Kurse und Schulungsprogramme werden vom HR Business Solutions Team der Konzernpersonalabteilung angeboten. E-Learning ist eine effektive, flexible und zeitgemäße Methode zur Weiterbildung unserer Mitarbeiter.

Der Senior Vice President HR wird regelmäßig dazu eingeladen, in Vorstandssitzungen Mitarbeiterthemen zu diskutieren. Der Vorstand bespricht zudem den aktuellen Stand des Talentpools bei jeder Besetzung von Top-Executive-Positionen. Darüber hinaus verschafft sich der Gesamtvorstand ein- bis zweimal pro Jahr ein Bild vom gesamten Talentpool und bezieht dabei auch die unteren Führungsebenen mit ein.

Damit wir unseren Mitarbeitern innerhalb unseres dezentralen Konzepts einen einheitlichen Bezugsrahmen bieten können, hat die Personalabteilung 2017 gemeinsam mit dem Vorstand von E.ON die „People Commitments“ entwickelt und verabschiedet. Sie umfassen zwölf zentrale Grundsätze zu unserem Werteverständnis und zum Umgang mit unseren Mitarbeitern, die für den gesamten E.ON-Konzern verbindlich sind. Auch der SE-Betriebsrat der E.ON SE steht uneingeschränkt hinter den Grundsätzen. Die Einheiten setzen die „People Commitments“ gemäß den jeweiligen rechtlichen, kulturellen und geschäftlichen Gegebenheiten um. Unsere „People Guidelines“ und unsere „People Commitments“ umfassen eine ganze Reihe von Richt- und Leitlinien, beispielsweise Vereinbarungen über Arbeit im Homeoffice und flexible Arbeitszeitmodelle, wie längere Auszeiten (Sabbaticals), Teilzeitarbeit oder Sonderurlaube. Unsere internationale Transferrichtlinie regelt die zeitweilige Entsendung unserer Mitarbeiter ins Ausland. Eine Auslandsentsendung dauert im Schnitt zwei bis drei Jahre.

Wir ergreifen diverse Maßnahmen, um unseren Mitarbeitern ein attraktives Arbeitsumfeld und gute Entwicklungsmöglichkeiten zu bieten. E.ON bildet in einer Vielzahl von Ausbildungsberufen und dualen Studiengängen aus. Beispiele für unsere Aktivitäten in diesem Bereich sind die E.ON-Ausbildungsinitiativen vor Ort. In diesem Rahmen werden Schulprojekte, Praktika und Lehrgänge angeboten, die junge Schulabgänger in Deutschland beim Einstieg ins Berufsleben unterstützen sollen. Beim „E.ON Graduate Program“ (EGP) durchlaufen hoch qualifizierte Universitätsabsolventen ein 24-monatiges Traineeprogramm. In

dieser Zeit lernen sie drei bis sechs unterschiedliche Konzern-einheiten und -abteilungen von E.ON kennen und erhalten so einen umfassenden Überblick über unser Unternehmen. 2018 wurde das EGP in Großbritannien, Schweden, Tschechien, Ungarn und Rumänien angeboten.

Unser Verfahren zur Einstellung von Führungspersonal wird im ganzen Konzern eingesetzt. Es ist darauf ausgerichtet, die Besetzung der leitenden Managementpositionen zu verbessern, die Einstellung transparenter zu gestalten und Chancengleichheit zu gewährleisten. Hauptbestandteil dieses Verfahrens ist eine Konferenz zur Stellenbesetzung, die alle zwei Wochen stattfindet. Dort kommen Personalverantwortliche aus verschiedenen Unternehmensbereichen zusammen, um über offene Stellen und mögliche Kandidaten zu diskutieren. Darüber hinaus führen wir eine jährliche Managementbewertung durch. Auf diese Weise können wir die kontinuierliche fachliche Weiterentwicklung unserer Führungskräfte gewährleisten und Transparenz in Bezug auf unsere aktuelle Personalsituation und den künftigen Bedarf schaffen.

Unserer Ansicht nach bedarf es einer attraktiven Gesamtvergütung mit entsprechenden Zusatzleistungen, um unsere Mitarbeiter angemessen zu entlohnen. In den Vergütungssystemen nahezu aller Mitarbeiter im Konzern ist daher eine vom Unternehmensergebnis abhängige Komponente enthalten. Sie orientiert sich häufig an denselben Kennzahlen, die auch für die Vergütung des Vorstands von Bedeutung sind.

Ein konstruktives, auf gegenseitigem Vertrauen beruhendes und partnerschaftliches Verhältnis zur Mitbestimmung hat bei E.ON Tradition (siehe Abschnitt zur Zusammenarbeit mit der Mitbestimmung). Die partnerschaftliche Zusammenarbeit bildet die Grundlage für eine erfolgreiche betriebliche Sozialpartnerschaft.

Diversity

Vielfalt stellt ein wichtiges Element der Wettbewerbsfähigkeit von E.ON auch in der Zukunft dar, denn Vielfalt und eine wertschätzende Unternehmenskultur sind zentrale Treiber für Kreativität und Innovationen. Dies ist auch zentraler Aspekt in unserer E.ON-Vision. 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. Wir fördern und nutzen diese Vielfalt im Unternehmen gezielt und schaffen ein integratives Umfeld. Denn dies ist wichtig für unseren Erfolg: Studien belegen, dass gemischte Teams bessere Leistungen bringen als homogene Gruppen. 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. Darüber hinaus ermöglicht die Vielfalt unserer Belegschaft im Unternehmen uns auch, auf die spezifischen Bedürfnisse und Anforderungen unserer Kunden noch besser einzugehen. Bereits 2006 haben wir eine konzernweite Leitlinie für Chancengleichheit und Vielfalt bei E.ON verabschiedet. Dieses Bekenntnis zu mehr Vielfalt bei E.ON wurde Ende 2016 gemeinsam mit dem SE-Betriebsrat der E.ON SE noch einmal erneuert.

Mit der im April 2018 vom E.ON-Vorstand, dem Konzernbetriebsrat der E.ON SE und der Konzernschwerbehindertenvertretung der E.ON SE unterzeichneten Konzern-Inklusionsvereinbarung wurde eine starke Grundlage für die Eingliederung von Menschen mit Behinderung bei E.ON geschaffen.

Das Bekenntnis zu Fairness und Wertschätzung gegenüber ihren Mitarbeitern hat E.ON bereits 2008 öffentlich mit der Unterzeichnung der „Charta der Vielfalt“ bekräftigt. E.ON gehört damit zu einem Unternehmensnetzwerk von circa 2.700 Mitunterzeichnern, die sich zum wirtschaftlichen Nutzen von Vielfalt sowie zu Toleranz, Fairness und Wertschätzung bekennen.

Unsere Vielfalt basiert dabei auf einem ganzheitlichen Ansatz, der alle Diversity-Dimensionen umfasst, um Chancengleichheit für alle Mitarbeiter sicherzustellen und Vielfalt individuell zu fördern und zu nutzen. Die Dimensionen Geschlecht, Alter und Internationalität bilden jedoch unseren Schwerpunkt.

Auch im vergangenen Jahr haben wir zahlreiche Maßnahmen zur Förderung der Vielfalt bei E.ON ergriffen. Ein wichtiger Bestandteil unserer Maßnahmen ist die Karriereentwicklung von weiblichen Führungskräften. Wir haben uns neue ambitionierte Ziele gegeben, um den Anteil an Frauen in Führungspositionen zu erhöhen. Bis 2026 wollen wir den Anteil an Frauen in der Gesamtbelegschaft von 32 Prozent (Stand 31. Dezember 2016) auch in den Führungskräfteebenen widerspiegeln. Neben konkreten Zielvorgaben für jede einzelne Konzerneinheit, die in regelmäßigen Abständen überprüft werden, gibt es eine konzernweite Recruiting- und Besetzungsrichtlinie für Positionen im Führungskräftebereich. Danach ist im Besetzungsprozess jeweils mindestens ein Mann und eine Frau auf der finalen Shortlist für eine vakante Position im Führungskräftebereich zu benennen. So haben wir konzernweit den Frauenanteil in Führungspositionen von gut 11 Prozent im Jahr 2010 auf 21,2 Prozent Ende 2018 erhöht (deutschlandweit von knapp 9 auf 15,9 Prozent).

Unterstützende Maßnahmen wie Mentoring-Programme für Führungsnachwuchskräfte, Coaching, Unconscious Bias Trainings, Bereitstellung von Kitaplätzen oder flexible Arbeitsmodelle sind in unseren Unternehmensbereichen seit Jahren fest etabliert und tragen damit den unterschiedlichen Bedürfnissen der Mitarbeiter Rechnung. Eine 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.

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 2018 waren im E.ON-Konzern weltweit 43.302 Mitarbeiter, 899 Auszubildende sowie 132 Vorstände und Geschäftsführer beschäftigt. Die Zahl der Mitarbeiter ist damit im Vergleich zum 31. Dezember 2017 leicht (+1,4 Prozent) gestiegen.

Mitarbeiter¹

Personen	31. Dezember		+/- %
	2018	2017	
Energienetze	17.896	17.379	+3
Kundenlösungen	19.692	19.519	+1
Erneuerbare Energien	1.374	1.206	+14
Konzernleitung/Sonstiges ²	2.447	2.683	-9
Mitarbeiter Kerngeschäft	41.409	40.787	+2
Nicht-Kerngeschäft	1.893	1.912	-1
Mitarbeiter E.ON-Konzern	43.302	42.699	+1

¹ ohne Vorstände, Geschäftsführer und Auszubildende

² einschließlich E.ON Business Services

Hauptursache für den Anstieg der Mitarbeiterzahl im Geschäftsfeld Energienetze sind die Besetzung von Vakanzen zum Ausbau des Geschäftes – in Deutschland überwiegend durch Auszubildende, die ihre Berufsausbildung erfolgreich abgeschlossen haben – sowie die Integration von vormals externen Tätigkeiten in Rumänien. In Tschechien erfolgte zudem die Übernahme von Mitarbeitern, die vorher dem Geschäftsfeld Kundenlösungen zugehörig waren. Gegenläufig wirkte sich der Verkauf der Hamburg Netz GmbH aus.

Wesentlichen Einfluss auf den Anstieg der Mitarbeiteranzahl im Geschäftsfeld Kundenlösungen hatten Übergänge von Beschäftigten, welche vorher dem Geschäftsfeld Konzernleitung/Sonstiges zugehörig waren, sowie Neueinstellungen in Tschechien, Rumänien und Schweden. Gegenläufig wirkten sich Restrukturierungsprojekte in Deutschland und insbesondere in Großbritannien aus.

Der Ausbau von Onshore-Aktivitäten, insbesondere in den USA, von Offshore-Aktivitäten in Deutschland und Großbritannien sowie der Unterstützungsfunktionen führte zu einem Personalaufbau im Geschäftsfeld Erneuerbare Energien.

Im Geschäftsfeld Konzernleitung/Sonstiges hatten Übergänge von Beschäftigten in andere Geschäftsfelder, insbesondere Kundenlösungen, wesentlichen Einfluss auf den deutlichen Rückgang der Mitarbeiteranzahl. Des Weiteren trug das Reorganisationsprogramm Phoenix zum Mitarbeiterrückgang bei.

Das Nicht-Kerngeschäft spiegelt die Aktivitäten der deutschen Kernenergie wider. Der Grund für den Rückgang der Mitarbeiterzahl ist der stetige Organisationsumbau vom Leistungs- in den Rückbaubetrieb mit weniger Personalbedarf.

Geografische Struktur

Der Anteil der im Ausland tätigen Mitarbeiter (27.399) ist mit 63 Prozent gegenüber dem Vorjahr (62 Prozent) geringfügig gestiegen.

Mitarbeiter nach Regionen¹

	Personen		FTE ³	
	31. Dez. 2018	31. Dez. 2017	31. Dez. 2018	31. Dez. 2017
Deutschland	15.903	16.138	15.400	15.635
Großbritannien	9.502	9.975	9.077	9.504
Rumänien	6.427	5.711	6.363	5.648
Ungarn	5.244	5.081	5.234	5.073
Tschechien	2.771	2.563	2.758	2.549
Schweden	2.058	1.990	2.027	1.968
USA	681	585	679	585
Weitere Länder ²	716	656	703	647

1 ohne Vorstände, Geschäftsführer und Auszubildende

2 unter anderem Polen, Italien, Dänemark etc.

3 Vollzeitäquivalent

Anteil weiblicher Beschäftigter, Altersstruktur, Teilzeitbeschäftigung

Der Frauenanteil an der Belegschaft lag zum 31. Dezember 2018, wie im Vorjahr, bei insgesamt 32 Prozent.

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

Frauenanteil

in Prozent	2018	2017
Energienetze	21	20
Kundenlösungen	43	43
Erneuerbare Energien	20	21
Konzernleitung/Sonstiges ¹	49	45
Kerngeschäft	32	32
Nicht-Kerngeschäft	13	13
E.ON-Konzern	32	32

1 einschließlich E.ON Business Services

Altersstruktur

in Prozent zum Jahresende	2018	2017
bis 30 Jahre	19	18
zwischen 31 und 50 Jahren	53	54
über 50 Jahre	28	28

Insgesamt waren am Jahresende im E.ON-Konzern 3.328 Mitarbeiter in Teilzeit beschäftigt, davon 2.673 Frauen (80 Prozent). Die Teilzeitquote betrug somit 8 Prozent.

Teilzeitquote

in Prozent	2018	2017
Energienetze	5	5
Kundenlösungen	10	11
Erneuerbare Energien	3	3
Konzernleitung/Sonstiges ¹	12	12
Kerngeschäft	7	8
Nicht-Kerngeschäft	8	6
E.ON-Konzern	8	8

1 einschließlich E.ON Business Services

Die auf freiwilligen Kündigungen basierende Fluktuation lag im Konzerndurchschnitt bei 4,8 Prozent und ist damit gegenüber dem Vorjahr (4,6 Prozent) geringfügig gestiegen.

Fluktuationsquote

in Prozent	2018	2017
Energienetze	1,8	1,7
Kundenlösungen	7,2	6,7
Erneuerbare Energien	8,7	9,3
Konzernleitung/Sonstiges ¹	7,6	8,6
Kerngeschäft	4,9	4,8
Nicht-Kerngeschäft	1,6	2,1
E.ON-Konzern	4,8	4,6

1 einschließlich E.ON Business Services

Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz

Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz haben bei uns höchste Priorität. Im Jahr 2018 konnten wir den TRIF für unsere Mitarbeiter mit 2,5 im Vergleich zum Vorjahr (2,3) auf ähnlich niedrigem Niveau halten.

Der TRIF misst die Anzahl der gemeldeten arbeitsbedingten Unfälle – einschließlich tödlicher Unfälle – und Berufserkrankungen pro eine Million Arbeitsstunden. Enthalten sind ebenfalls Dienstwegeunfälle – mit und ohne Ausfalltage –, die einer ärztlichen Behandlung bedurften oder bei denen weiteres Arbeiten nur an einem Ersatzarbeitsplatz beziehungsweise nur ein eingeschränktes Weiterarbeiten möglich war.

Leider sind im Jahr 2018 drei E.ON-Mitarbeiter bei der Verrichtung ihrer betrieblichen Tätigkeiten für den E.ON-Konzern ums Leben gekommen. Hinzu kommen noch zwei Beschäftigte von Partnerfirmen, die bei der Erfüllung der Aufgabe bedauerlicherweise ihr Leben verloren haben. Die Unfälle ereigneten sich in Deutschland, Rumänien, Schweden, Tschechien und Ungarn.

Um eine weitere Verbesserung der Arbeitssicherheitsleistung zu erreichen, sind in den Einheiten international anerkannte Health, Safety & Environment-(HSE-)Managementsysteme im Einsatz. Dementsprechend entwickeln die Einheiten regelmäßig basierend auf einem Management Review Pläne zur kontinuierlichen Verbesserung im HSE-Bereich. Als zentrale HSE-Aktivitäten, verpflichtend für alle E.ON-Gesellschaften, sind zu benennen: eintägige HSE-Kultur-Workshops für alle Senior Executives (TOP 100) mit weiteren flankierenden Kulturmaßnahmen, Ausrollen einer konzernweiten Reporting- und Unfalluntersuchungsapplikation (PRISMA), Weiterentwicklung der Prozesse unseres Ereignismanagements (Überarbeitung beziehungsweise Schärfung des Konzernstandards sowie exklusive Trainings „Root-Cause Analysis“ für Unfalluntersuchungsleiter). Diesbezüglich waren die Fortführung der HSE Leadership Trainings aus dem Vorjahr sowie die Überprüfung der Risiken, die mit neuen Kundenlösungen im Zusammenhang stehen, zentrale Vorgaben für alle Einheiten.

Die Gesundheitssysteme der Länder, in denen E.ON als Unternehmen tätig ist, sind kaum vergleichbar. Zu unterschiedlich sind die medizinischen Versorgungsstrukturen, die Kranken- und Rentenversicherungssysteme sowie die gesetzlichen Vorgaben des Arbeits- und Gesundheitsschutzes. Gleich sind jedoch in allen Ländern die Diagnosen, die am häufigsten zu Arbeitsunfähigkeit führen: Muskel-Skelett-Erkrankungen, psychische Störungen und Atemwegsinfekte. Die häufigsten Todesursachen stimmen ebenfalls überein: Herz-Kreislauf-Erkrankungen und Krebs. Unsere Aktivitäten im betrieblichen Gesundheitsmanagement nehmen die Prävention dieser Krankheiten in den Fokus. „Mental Health Trainings“ (Trainings für psychische Gesundheit) und EAP-(Employee Assistance Program-)Angebote (externe Mitarbeiterberatung) dienen der Prävention psychischer Beanspruchungen. Check-ups und Vorsorgen in den betriebsärztlichen Diensten reduzieren allgemeine und arbeitsplatzspezifische Risiken. Des Weiteren sensibilisieren arbeitsplatznahe Kampagnen, zum Beispiel zur Darmkrebsprävention und für die Krebsfrüherkennung. Influenza-Impfkationen schützen vor riskanten Atemwegserkrankungen. Damit tragen wir der größer werdenden Bedeutung der Gesundheit und des Wohlbefindens zur Erhaltung der Arbeitsfähigkeit unserer Mitarbeiter Rechnung, insbesondere durch die Fokussierung auf die psychische Gesundheit der Mitarbeiter.

Vergütung und Altersversorgung

Zu einem wettbewerbsfähigen Arbeitsumfeld zählen auch eine attraktive Vergütung sowie ansprechende Nebenleistungen. In den Vergütungssystemen nahezu aller Mitarbeiter im Konzern ist ein vom Unternehmenserfolg abhängiges Element enthalten. Dieses Element orientiert sich häufig an denselben Kennziffern, die auch für die Vergütung des Vorstands von Bedeutung sind.

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.

Ausbildung

Auf die Berufsausbildung junger Menschen wird bei E.ON weiterhin großer Wert gelegt. Der E.ON-Konzern beschäftigt am 31. Dezember 2018 insgesamt 899 Auszubildende und duale Studenten. Die Ausbildungsquote in Höhe von 5,4 Prozent liegt geringfügig unter dem Vorjahreswert (Vorjahr: 5,5 Prozent).

E.ON bildet in mehr als 20 Ausbildungsberufen und dualen Studiengängen aus, um den eigenen Bedarf an Facharbeitskräften zu decken und dem demografischen Wandel gezielt entgegenzuwirken.

Ausbildung in Deutschland

zum Jahresende	Personen		Quote in Prozent	
	2018	2017	2018	2017
Energienetze	818	846	8,4	8,5
Kundenlösungen	24	20	0,9	0,8
Erneuerbare Energien	–	–	–	–
Konzernleitung/Sonstiges	14	29	0,7	1,3
Kerngeschäft	856	895	5,8	5,9
Nicht-Kerngeschäft	43	47	2,2	2,4
E.ON-Konzern	899	942	5,4	5,5

Prognosebericht

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Gesamtwirtschaftliche Situation

Die OECD prognostiziert für 2019 und 2020 weiterhin starkes globales Wachstum, jedoch leicht rückläufig im Vergleich zum Spitzenjahr 2018 (Stand: November 2018). Das weltweite Wirtschaftswachstum wird 2019 und 2020 bei jeweils 3,5 Prozent gesehen. Während für die USA Werte von 2,7 beziehungsweise 2,1 Prozent prognostiziert werden, wird für den Euroraum mit 1,8 beziehungsweise 1,6 Prozent ein schwächeres Wachstum erwartet.

Erwartete Ertragslage

Voraussichtliche Ergebnisentwicklung

Basierend auf der beschriebenen Konzernstrategie sowie den gesamtwirtschaftlichen und branchenbezogenen Rahmenbedingungen stellen wir uns den Herausforderungen im operativen Geschäft. Im Bereich Energienetze wollen wir noch leistungsfähiger werden. Und dafür treiben wir insbesondere digitale, innovative Lösungen in all unseren Netzgesellschaften voran. Bei den Kundenlösungen wollen wir unsere Marktanteile ausbauen und profitabler werden.

Vor diesem Hintergrund erwarten wir für das Jahr 2019 ein bereinigtes Konzern-EBIT im Bereich von 2,9 bis 3,1 Mrd €. Für den bereinigten Konzernüberschuss rechnen wir 2019 mit einem Ergebnis von 1,4 bis 1,6 Mrd €. Darüber hinaus planen wir für den Konzern weiterhin mit einer Cash Conversion Rate von mindestens 80 Prozent. Die Rendite auf das eingesetzte Kapital (ROCE) wird im Zielrahmen von 8 bis 10 Prozent prognostiziert.

Aussagen zu möglichen künftigen Auswirkungen aus dem Erwerb von innogy im Rahmen eines weitreichenden Tauschs von Geschäftsaktivitäten mit RWE sind insbesondere auch aufgrund des Vorbehalts üblicher kartellrechtlicher Freigaben zum jetzigen Zeitpunkt nicht enthalten.

Zu den Segmenten im Einzelnen:

Bereinigtes EBIT¹

in Mrd €	2019 (Prognose)	2018
Energienetze	leicht über Vorjahr	1,8
Kundenlösungen	deutlich unter Vorjahr	0,4
Erneuerbare Energien	über Vorjahr	0,5
Konzernleitung/Sonstiges	über Vorjahr	-0,2
Nicht-Kerngeschäft	auf Vorjahresniveau	0,4
E.ON-Konzern	2,9 bis 3,1	3,0

1 um nicht operative Effekte bereinigt

Für das Geschäftsfeld Energienetze rechnen wir im Jahr 2019 mit einem leicht über dem Vorjahr liegenden bereinigten EBIT. In Deutschland wird sich das Netzgeschäft positiv entwickeln und von weiteren Investitionen in die regulierte Kapitalbasis profitieren. Zudem tragen höhere Tarife im Strombereich in Schweden ergebnissteigernd bei. In Rumänien wird sich die neue Regulierungsperiode für den Gasbereich negativ auswirken.

Wir erwarten für das Geschäftsfeld Kundenlösungen, dass das bereinigte EBIT deutlich unterhalb des Vorjahresniveaus liegen wird. Das Ergebnis wird vor allem durch die Interventionen der britischen Wettbewerbsbehörde signifikant negativ belastet.

Bei unserem Geschäftsfeld Erneuerbare Energien gehen wir davon aus, dass das bereinigte EBIT über dem Niveau des Vorjahres liegen wird. Neben der Fertigstellung des Offshore-Windparks Arkona im Dezember 2018 trägt insbesondere der Ausbau der nordamerikanischen Onshore-Windkapazitäten positiv zum Ergebnis bei.

Im Bereich Konzernleitung/Sonstiges erwarten wir, dass sich das Ergebnis verbessern und damit über dem Vorjahreswert liegen wird. Grund sind vor allem weitere Kosteneinsparungen.

Im Nicht-Kerngeschäft rechnen wir mit einem Ergebnis auf Vorjahresniveau. In der türkischen Erzeugungsgesellschaft erwarten wir eine positive operative Entwicklung, gegenläufig wirkt die Entwicklung des Wechselkurses. Bei PreussenElektra tragen steigende Marktpreise und gegenläufig höhere Abschreibungen im Zusammenhang mit unseren Rückbauverpflichtungen sowie der Wegfall von Einmaleffekten aus dem Jahr 2018 zum erwarteten Ergebnis bei.

Erwartete Finanzlage

Geplante Finanzierungsmaßnahmen

Im Jahr 2019 wird es neben den vorgesehenen Investitionen und Dividenden für das Jahr 2018 auch zu Auszahlungen für fällig werdende Anleihen kommen. Zudem erwarten wir einen erhöhten Finanzierungsbedarf aufgrund der innogy-Akquisition. Die Finanzierung wird im Jahresverlauf sowohl durch verfügbare liquide Mittel als auch über Schuldtitel erfolgen.

Dividende

Für das Geschäftsjahr 2018 schlägt E.ON den Aktionären eine Dividende von 0,43 € pro Aktie vor. Dies wurde im Zusammenhang mit dem geplanten Erwerb von innogy im Rahmen eines weitreichenden Tauschs von Geschäftsaktivitäten mit RWE vorgesehen. Darüber hinaus beabsichtigen Vorstand und Aufsichtsrat der E.ON SE im Rahmen der geltenden Dividendenpolitik, den Aktionären für das Geschäftsjahr 2019 eine Dividende von 0,46 € pro Aktie vorzuschlagen.

Geplante Investitionen

Für das Jahr 2019 haben wir zahlungswirksame Investitionen in Höhe von 3,7 Mrd € vorgesehen. E.ON wird ihre auf nachhaltiges Wachstum ausgerichtete Strategie fortsetzen. Selbstverständlich achten wir weiterhin auf eine gezielte und disziplinierte Kapitalverwendung.

Die Investitionen im Geschäftsfeld Energienetze betreffen insbesondere zahlreiche Einzelinvestitionen für den Erhalt und Ausbau unserer Netze, Schaltanlagen sowie Mess- und Regeltechnik, um eine sichere und störungsfreie Stromübertragung und -verteilung weiterhin zu gewährleisten.

Im Geschäftsfeld Kundenlösungen fließen die Investitionen in Zähler- und Modernisierungsprojekte sowie den Aufbau unserer Aktivitäten im Bereich der Elektromobilität. Darüber hinaus investieren wir in Schweden, Deutschland und Großbritannien in das Wärmegeschäft.

Der Schwerpunkt der Investitionen im Geschäftsfeld Erneuerbare Energien wird im Onshorebereich vor allem auf dem Ausbau des Geschäfts in den USA liegen. Daneben werden wir auch weiterhin in den Erhalt und Ausbau der Offshore-Windparks und der Fotovoltaik investieren.

Mitarbeiter

Die Zahl der Mitarbeiter im E.ON-Konzern (ohne Auszubildende und Geschäftsführer) wird sich aufgrund der Anforderungen des Geschäftsbetriebs leicht erhöhen.

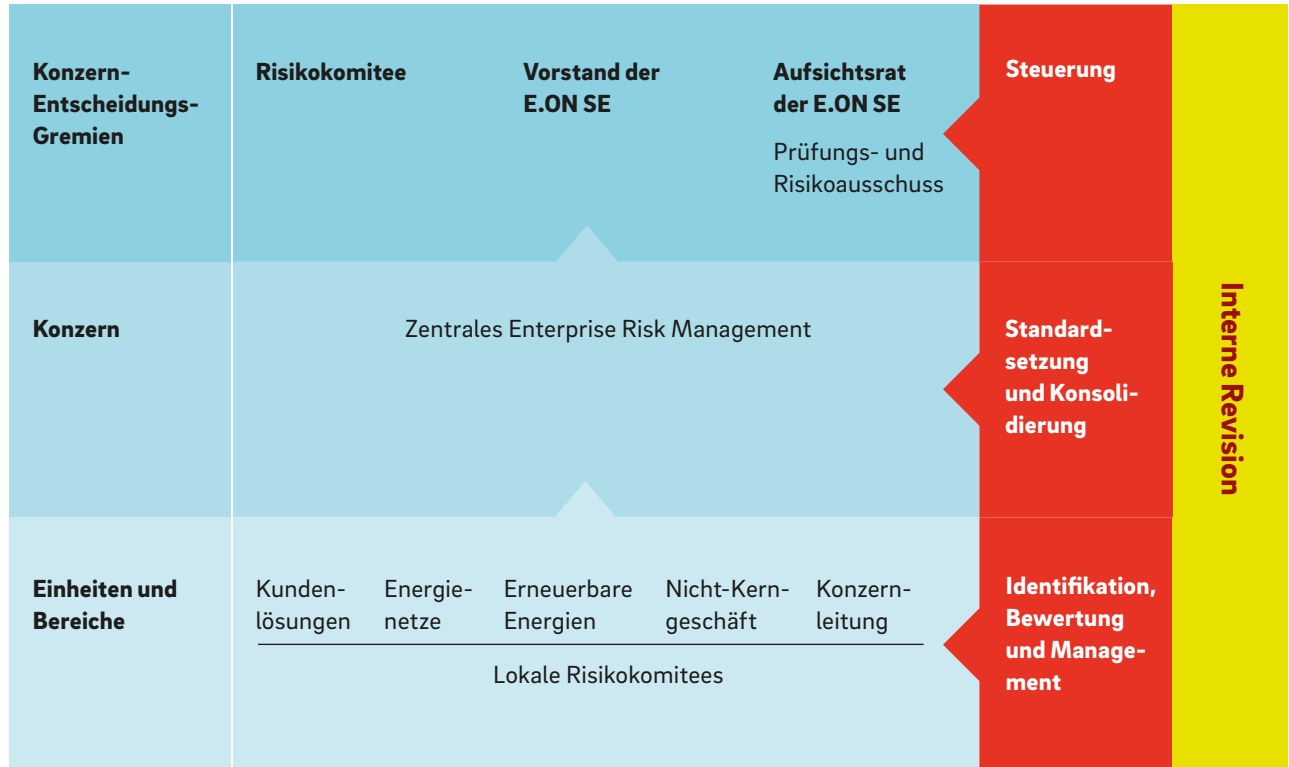
Gesamtaussage zur voraussichtlichen Entwicklung

Der hohe Anteil regulierter Geschäfte und das klare Bekenntnis zu einer zuverlässigen Ausschüttungspolitik werden auch das Geschäftsjahr 2019 prägen. Wir erwarten insgesamt eine stabile Entwicklung und wollen die Chancen der grünen, dezentralen und digitalen Energiewelt noch besser nutzen. Unser Anspruch ist und bleibt es auch weiterhin, – unseren Kunden und Aktionären – die großen Chancen der neuen Energiewelt optimal zu erschließen.

Zahlungswirksame Investitionen: Planung 2019

	Mrd €	Anteile in %
Energienetze	1,7	46
Kundenlösungen	0,8	22
Erneuerbare Energien	1,1	29
Konzernleitung/Sonstiges	0,1	3
Nicht-Kerngeschäft	–	–
Summe	3,7	100

Risikomanagementsystem im engeren Sinne



Ziel

Unser Enterprise Risk Management (ERM) vermittelt dem Management aller Einheiten und dem E.ON-Konzern eine faire und realistische Einschätzung der Risiken und Chancen, die sich aus den geplanten Geschäftsaktivitäten ergeben. Zur Verfügung gestellt werden

- Aussagekräftige Informationen zu Risiken und Chancen in den Geschäftseinheiten, die es ermöglichen, individuelle Risiken und Chancen sowie aggregierte Risikoprofile über den Zeitraum der Mittelfristplanung (3 Jahre) abzuleiten
- Transparenz über E.ONs Risikoposition in Verbindung mit rechtlichen Anforderungen einschließlich KonTraG, BilMoG und BilReG

Das Risikomanagementsystem basiert auf einem zentralen Steuerungsansatz mit standardisierten Prozessen und Werkzeugen. Diese beinhalten die Identifikation, die Bewertung, Gegenmaßnahmen, Überwachung und Berichterstattung von Risiken und Chancen. Der gesamte Prozess wird vom Konzernrisikomanagement im Auftrag des Risikokomitees der E.ON SE gesteuert.

Alle Risiken und Chancen werden einem verantwortlichen Vorstandsmitglied und einem Risikoeigner, der operativ für das Risiko oder die Chance zuständig ist, zugeordnet und in einem dedizierten Bottom-up-Prozess ermittelt.

Umfang

Unser Risikomanagementsystem im weiteren Sinne hat insgesamt vier Komponenten:

- Ein internes Überwachungssystem
- Ein Management-Informationen-System
- Präventive Maßnahmen
- Das ERM, ein Risikomanagementsystem im engeren Sinne

Ziel des internen Überwachungssystems ist, funktionierende und angemessene Geschäftsprozesse sicherzustellen. Es beinhaltet organisatorische vorbeugende Maßnahmen – wie Richtlinien und Arbeitsanweisungen – und interne Kontrollen und Prüfungen, insbesondere durch die interne Revision.

Über das E.ON-interne Management-Informationen-System werden Risiken frühzeitig identifiziert, sodass diese rechtzeitig aktiv adressiert werden können. Von besonderer Bedeutung für die Risikofrüherkennung sind Berichte aus den Bereichen Controlling, Finanzen und Rechnungswesen sowie Berichte der internen Revision.

Maßnahmen zur allgemeinen Risikobegrenzung

Um Risiken grundsätzlich zu begrenzen, ergreift E.ON die nachfolgenden präventiven Maßnahmen.

Begrenzung von rechtlichen und regulatorischen 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 operativen und IT-Risiken

Zur Begrenzung von operativen und IT-Risiken verbessern wir unser Netzmanagement und den optimalen Einsatz unserer Anlagen fortlaufend. Zugleich führen wir betriebliche und infrastrukturelle Verbesserungen durch, die die Sicherheit unserer Erzeugungsanlagen 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.

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 Risiken in den Bereichen Gesundheit, Arbeits- und Umweltschutz (HSE), Human Resources und Sonstiges

Wir ergreifen unter anderem die folgenden umfassenden Maßnahmen, um solchen Risiken (auch in Verbindung mit operativen und IT-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 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 funktionale Trennung 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 lokalen Vertriebsseinheiten und die verbleibenden Erzeugungsaktivitäten führen ein lokales Risikomanagement gemäß dem zentralen Steuerungsansatz ein, um die entsprechenden Commodity-Risiken zu überwachen und durch Hedging zu minimieren.

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 Finanz- und Treasury-Risiken

Diese Kategorie umfasst Kredit-, Zins- und Währungs-, Steuer- und Assetmanagement-Risiken und -Chancen. 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.

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 Kreditrisiken unterrichtet. Eine weitere Grundlage für die Steuerung von Risiken ist eine konservative Anlagepolitik bezüglich finanzieller Mittel 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.

Enterprise Risk Management (ERM)

Unser ERM, das die Basis für die nachfolgend dargestellten Risiken und Chancen ist, umfasst Folgendes:

- Die systematische Identifizierung von Risiken und Chancen
- Die Analyse und Bewertung von Risiken und Chancen
- Das Management und die Überwachung von Risiken und Chancen sowie die Analyse und Bewertung von Gegenmaßnahmen und präventiven Maßnahmen
- Die Dokumentation und die Berichterstattung

Gemäß den gesetzlichen Anforderungen erfolgt eine regelmäßige Überprüfung der Wirksamkeit unseres Risikofrüherkennungssystems durch unsere interne Revision. Ebenfalls gemäß den Bestimmungen von § 91 Abs. 2 AktG zur Einrichtung eines Überwachungs- und Risikofrüherkennungssystems besteht ein Risikokomitee für den E.ON-Konzern sowie für die jeweiligen lokalen Einheiten. Die Aufgabe des Risikokomitees ist, einen umfassenden Überblick der Risikopositionen für den Konzern und die Einheiten zu vermitteln und die Risiken aktiv unter Einhaltung der Risikostrategie zu managen.

Unser ERM erfasst alle vollkonsolidierten Konzerngesellschaften und alle at equity einbezogenen Gesellschaften mit einem Buchwert von mehr als 50 Mio €. Das Risiko- und Chanceninventar wird zu jedem Quartalsstichtag erhoben.

Das konzernweit ausgerollte System zur einheitlichen Finanzberichterstattung ermöglicht einen effektiven, standardisierten und automatisierten Risikoberichtsprozess, in dem Unternehmensdaten systematisch gesammelt, transparent aufbereitet und zentral sowie dezentral in den Einheiten zur Analyse bereitgestellt werden.

Risiken und Chancen

Methodik

Unser IT-gestütztes Risiko- und Chancenberichtssystem beinhaltet die folgenden Risikokategorien:

Risikokategorien

Risikokategorie	Ausprägung
Rechtliche und regulatorische Risiken	Politische und rechtliche Risiken und Chancen, regulatorische Risiken, Risiken aus öffentlichen Konsensprozessen
Operative und IT-Risiken	IT- und prozessuale Risiken und Chancen, Risiken und Chancen beim Betrieb von Anlagen und aus Neubauprojekten
Gesundheit, Arbeits- und Umweltschutz (HSE), Human Resources und Sonstiges	Risiken und Chancen im Bereich Gesundheit und Arbeitssicherheit sowie im Bereich Umwelt
Marktrisiken	Risiken und Chancen aus der Entwicklung von Commodity-Preisen und Margen sowie aus der Veränderung der Marktliquidität
Strategische Risiken	Risiken und Chancen aus Investitionen und Desinvestitionen
Finanz- und Treasury-Risiken	Kreditrisiken, Zins- und Währungsrisiken, Steuer- und Assetmanagement-Risiken beziehungsweise entsprechende Chancen

E.ON verfolgt einen mehrstufigen Prozess im Rahmen der Risiko- und Chancenerfassung, -bewertung, -simulation und -kategorisierung. Zunächst sind die Risiken und Chancen grundsätzlich auf Basis objektivierter Einschätzungen zu berichten. Wo dies nicht möglich ist, erfolgt die Bewertung auf Basis interner Experteneinschätzungen. Die Bewertung der Risiken erfolgt gegenüber den aktuellen internen Ergebnisplanungen, wobei entsprechende Gegenmaßnahmen risikomindernd berücksichtigt werden (Bewertung des Netto-Risikos).

Für quantifizierbare Risiken und Chancen erfolgt anschließend eine Bewertung der Eintrittswahrscheinlichkeit und der Schadenshöhe. So kann beispielsweise in einem Windpark mehr oder weniger Wind wehen. In diesem Fall würde das Risiko normalverteilt modelliert. Diese Modellierung wird mit einem gruppenweiten IT-System unterstützt. Sehr unwahrscheinliche Ereignisse werden dabei als sogenannte Tail Events erfasst. Für diese liegt die Eintrittswahrscheinlichkeit bei 5 Prozent oder weniger. Die letztgenannten Risiken fließen nicht mehr in die nunmehr beschriebene quantitative Simulation ein.

Auf Basis dieser statistischen Zuordnung erlaubt das interne Risikosystem eine anschließende Simulation dieser Risiken im Rahmen einer sogenannten Monte-Carlo-Simulation. Hieraus ergibt sich eine quantitative Risikoverteilung als Abweichung zu unserer aktuellen Ergebnisplanung für das bereinigte EBIT.

E.ON nutzt das 5- und das 95-Prozent-Quantil dieser aggregierten Risikoverteilung im Sinne einer Best-Case- beziehungsweise Worst-Case-Betrachtung. Dies bedeutet, dass sich statistisch die Planabweichung zum bereinigten EBIT aus dieser Risikoverteilung mit 90-prozentiger Wahrscheinlichkeit innerhalb dieser so ermittelten Bandbreite bewegt.

In einem letzten Schritt wird die aggregierte Risikoverteilung entsprechend dem 5- und 95-Prozent-Quantil in Wertklassen kategorisiert, wobei diese entsprechend der Auswirkung auf das geplante bereinigte EBIT aufsteigend von niedrig über moderat, mittel, wesentlich bis hoch bezeichnet werden. Die folgende Tabelle stellt diese Wertklassen dar:

Wertklassen

niedrig	$x < 10 \text{ Mio €}$
moderat	$10 \text{ Mio €} \leq x < 50 \text{ Mio €}$
mittel	$50 \text{ Mio €} \leq x < 200 \text{ Mio €}$
wesentlich	$200 \text{ Mio €} \leq x < 1 \text{ Mrd}$
hoch	$x \geq 1 \text{ Mrd €}$

Generelle Risikosituation

Die unten stehende Tabelle zeigt die durchschnittliche jährliche Risikoposition (aggregierte Risikoverteilung) über den Mittel- fristplanungszeitraum für alle quantitativen Chancen und Risiken (ohne Tail Events) für jede Risikokategorie, basierend auf der wichtigsten finanziellen Steuerungskennzahl, dem bereinigten EBIT:

Risikopositionen

Risikokategorie	Worst Case (5-Prozent-Quantil)	Best Case (95-Prozent-Quantil)
Rechtliche und regulatorische Risiken	wesentlich	mittel
Operative und IT-Risiken	mittel	moderat
Gesundheit, Arbeits- und Umweltschutz (HSE), Human Resources und Sonstiges	niedrig	niedrig
Marktrisiken	wesentlich	wesentlich
Strategische Risiken	mittel	niedrig
Finanz- und Treasury-Risiken	mittel	moderat

Wesentliche Risikopositionen befinden sich in den Kategorien rechtliche und regulatorische Risiken und Marktrisiken. Daraus ergibt sich auch für die E.ON SE als Gruppe eine aggregierte Gesamtrisikoposition von wesentlicher Natur. Interpretation: In 95 Prozent aller Fälle sollte das durchschnittliche jährliche Risiko für das bereinigte EBIT des E.ON-Konzerns eine Schadenshöhe zwischen 200 Mio € und 1 Mrd € pro Jahr nicht übersteigen.

Risiken und Chancen nach Kategorien

Im Folgenden werden die ermittelten wesentlichen Risiken und Chancen nach Risikokategorie dargestellt. Sofern wesentlich, werden ebenfalls Risiken und Chancen aus zuvor beschriebenen Tail Events sowie qualitative Risiken mit einer Auswirkung auf das bereinigte EBIT von mehr als 200 Mio € aufgeführt. Zusätzlich ergänzt werden diese Chancen und Risiken um Positionen, die gleichlautende Auswirkungen auf das geplante Konzernergebnis und/oder den Cashflow haben.

Rechtliche und regulatorische Risiken

Aus dem politischen, rechtlichen und regulatorischen Umfeld des E.ON-Konzerns ergeben sich Risiken – wie zum Beispiel die Ungewissheit des Brexit und die Möglichkeit, dass das Vereinigte Königreich die Europäische Union ohne Abkommen verlassen könnte. Dies würde dazu führen, dass E.ON sowohl mit direkten als auch indirekten Auswirkungen konfrontiert wäre, welche zu möglichen finanziellen Nachteilen führen könnten. Weitere Risiken resultieren aus Beschlüssen, aus der Erzeugung mit bestimmten Energieträgern auszusteigen. Flankiert werden diese Beschlüsse in jüngster Vergangenheit von energiepolitischen Entscheidungen sowohl auf europäischer wie auch auf nationaler

Ebene. Zu nennen sind hierbei insbesondere das EU-Maßnahmenpaket zu Erreichung der Klimaschutzziele sowie die Entscheidung der von der Bundesregierung in Deutschland eingesetzten Kohlekommission zum Ausstieg aus der Stein- und Braunkohle. Zur Erreichung dieser Ziele wiederum sind rechtlich-regulatorische Umsetzungsmaßnahmen erforderlich, die ihrerseits neue Risiken für einzelne Geschäftsaktivitäten des E.ON-Konzerns bedeuten. Zusätzlich und im Laufe der letzten Jahre sind infolge der Wirtschafts- und Finanzkrise in vielen EU-Mitgliedstaaten zunehmend politische und regulatorische Interventionen in Form von zusätzlichen Steuern, zusätzlichen Reporting-Anforderungen (beispielsweise EMIR, REMIT, MiFID2), Preismoratorien, regulierten Preissenkungen und Änderungen in den Fördersystemen von Erneuerbaren Energien eingeführt worden, die wesentliche Risiken wie auch Chancen für E.ONs Aktivitäten in diesen Ländern darstellen können. Auch können letzte Risiken aus den Verpflichtungen nach der Uniper-Abspaltung durch regulatorische Anforderungen bestehen. Ferner umfasst diese Risikokategorie auch wesentliche Risiken aus eventuellen Gerichtsverfahren, Bußgelder und Rechtsansprüche, Governance- und Compliance-Sachverhalte sowie Risiken und Chancen aus Verträgen und Genehmigungen. Änderungen in diesem Umfeld können zu erheblichen Planungsunsicherheiten und unter Umständen zu außerplanmäßigen Wertberichtigungen führen, aber auch Chancen schaffen. Hieraus entsteht eine wesentliche Risikoposition und eine mittlere Chancenposition.

PreussenElektra

Das Geschäft von PreussenElektra wird erheblich von Regulierungen beeinflusst, die generell Risiken für das verbleibende Geschäft vom Betrieb und Rückbau beinhalten können. Ein Beispiel sind die Auswirkungen des Reaktorunfalls in Fukushima. Solche Ereignisse können über politische Maßnahmen direkten Einfluss auf den weiteren Betrieb von Kernkraftwerken haben. Darüber hinaus können sie über eine durch die deutschen Betreiber vereinbarte Solidarhaftpflicht zu hohen Zahlungsverpflichtungen führen. Ferner können neue regulatorische Anforderungen zu Betriebsunterbrechungen und zu höheren Kosten – zum Beispiel für Sicherheitsmaßnahmen oder wegen Verzögerungen beim Rückbau – führen. Auch kann es zu Klagen gegen die grundsätzliche Betreibung von Kernkraftwerken kommen. Die Regulierung könnte aber auch höhere Rückstellungen für den Rückbau erforderlich machen. Aus diesen Aspekten können wesentliche Risiken für E.ON entstehen.

Die im Jahr 2003 erteilte Genehmigung nach § 6 AtG für die Lagerung bestrahlter Kernbrennstoffe im Standortzwischenlager Unterweser wurde seinerzeit beklagt. Die Kläger verlangen die Aufhebung der Genehmigung durch das Gericht mit der Begründung, das Lager sei nicht ausreichend gegen terroristische Angriffe geschützt. Derzeit laufen Vergleichsgespräche zwischen den Klägern und der beklagten Behörde. Sollte der Klage rechtskräftig stattgegeben werden, könnte der Kernbrennstoff aus dem Kernkraftwerk Unterweser nicht zum geplanten Zeitpunkt entfernt werden. Der Rückbauzeitraum würde sich dadurch deutlich verlängern und zu entsprechend höheren Kosten führen. Hieraus kann ein wesentliches Risiko entstehen.

Am 6. Dezember 2016 hat das Bundesverfassungsgericht entschieden, dass die 13. AtG-Novelle grundsätzlich verfassungsgemäß ist. Mit dem Grundgesetz nicht vereinbar sei lediglich, dass bei einzelnen Betreibern Altstrommengen aus dem Jahr 2002 nicht verstromt werden können und keine Regelung zum Ausgleich für Investitionen in die Laufzeitverlängerung vorgesehen ist. Der Gesetzgeber hat mit der 16. AtG-Novelle eine Ausgleichsregelung getroffen. Außerdem müssen für einen Betrieb der Kernkraftwerke bis zu den gesetzlichen Enddaten zusätzlich Produktionsrechte, sogenannte Reststrommengen, erworben werden. Aus diesen Sachverhalten ergeben sich sowohl wesentliche Chancen als auch wesentliche Risiken.

Kundenlösungen

Aus der operativen Geschäftstätigkeit des E.ON-Konzerns ergeben sich einzelne Risiken in Verbindung mit Rechtsstreitigkeiten, laufenden Planungsverfahren und regulatorischen Änderungen. Dazu zählen aber auch insbesondere Klagen und Verfahren auf Vertrags- und Preisanpassungen zur Abbildung von Marktumbrüchen oder (auch als Folge der Energiewende) geänderten wirtschaftlichen Verhältnissen im Strom- und Gasbereich, wegen angeblicher Preisabsprachen und marktmissbräuchlichen Verhaltens. Hieraus kann ein wesentliches Risiko entstehen.

Energienetze

In Deutschland, in Schweden, aber auch in den anderen Ländern unterliegt der Betrieb von Energienetzen weitgehend einer staatlichen Regulierung. Neue Gesetze und Regulierungsperioden verursachen Unsicherheiten wie auch Chancen für das Geschäft. Zusätzlich können Sachverhalte wie in Deutschland im Zusammenhang mit dem Gesetz zum Vorrang Erneuerbarer Energien – etwa der Fotovoltaik – zeitweise zu Schwankungen bei Cash-flow und bereinigtem EBIT führen. Hieraus können sich insgesamt sowohl wesentliche Chancen als auch ein wesentliches Risiko ergeben. Durch den starken Zubau Erneuerbarer Energien erwachsen für das Netzgeschäft auch neue Risiken; Insolvenzen aufseiten der Anlagenbetreiber zum Beispiel oder vom Netzbetreiber zu Unrecht ausgezahlte Einspeisevergütungen führen zu Gerichts- oder regulierungsbehördlichen Verfahren.

Erneuerbare Energien

Auch aus dem Geschäft mit Erneuerbaren Energien ergeben sich sowohl regulatorische als auch rechtliche Risiken. So können zum Beispiel auch Gerichtsverfahren um Genehmigungen zu einem wesentlichen Risiko führen. Des Weiteren unterliegen die jeweiligen nationalen Regulierungsregime innerhalb Europas zum Teil erheblichen Veränderungen. Die Änderungen am gesetzlich-regulatorischen Rahmen haben mitunter erhebliche Auswirkungen auf die jeweilige Förder- und Vergütungspraxis, woraus sich eine wesentliche Chance wie auch ein wesentliches Risiko ergibt. Derartige Neuerungen an den gesetzlichen Rahmenbedingungen sind wiederum Gegenstand behördlicher oder gerichtlicher Verfahren.

Operative und IT-Risiken

Die operative und strategische Steuerung unseres Konzerns ist maßgeblich abhängig von einer komplexen Informationstechnologie. Dies beinhaltet Risiken und Chancen im Zusammenhang mit der Informationssicherheit.

Bei der Erzeugung und Verteilung von Energie werden technologisch komplexe Produktionsanlagen eingesetzt. Hier bestehen wesentliche Risiken hinsichtlich Beschaffung und Logistik, Bau, Betrieb und Wartung der Anlagen sowie generelle Projektrisiken. Bei PreussenElektra umfasst dies ebenfalls die Rückbauaktivitäten. Im Hinblick auf unsere deutschen und internationalen Aktivitäten existieren die wesentlichen Risiken eines Stromausfalls, einer Abschaltung von Kraftwerken sowie höherer Kosten und zusätzlicher Investitionen infolge unvorhergesehener Betriebsstörungen oder sonstiger Probleme. Betriebsstörungen oder längere Produktionsausfälle von Anlagen oder Komponenten

und Umweltschäden könnten unsere Ertragslage beeinträchtigen beziehungsweise unsere Kostensituation beeinflussen oder es könnten etwaige Strafzahlungen anfallen. Im Einzelfall kann dies zu einem hohen Risiko führen. Hieraus entsteht insgesamt in dieser Kategorie eine mittlere Risikoposition und eine moderate Chancenposition.

Projektrisiken beinhalten generell zeitliche Verzögerungen und steigende Investitionen. Im Bereich Erneuerbare Energien können Verzögerungen bei der Realisierung eines Projekts zum Verlust von Fördermitteln führen und potenzielle Partner zum Ausstieg veranlassen, was ebenfalls zu Risiken führen kann.

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 Zunahme der Kosten für uns bedeuten.

Gesundheit, Arbeits- und Umweltschutz (HSE), Human Resources und Sonstiges

Gesundheit und Arbeitssicherheit sind wichtige Aspekte in unserem täglichen Geschäft. In unserem operativen Geschäft können deshalb Risiken in diesen Bereichen auftreten sowie Risiken und Chancen im sozialen Umfeld und im Bereich Umwelt entstehen. Zusätzlich sind wir in unserem operativen Geschäft Risiken aus menschlichem Fehlverhalten und der Fluktuation von Mitarbeitern ausgesetzt. 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. Aktuell ergibt sich aus diesen Sachverhalten keine wesentliche Risiko- oder Chancenposition.

Rechtliche Vorgänger der E.ON SE haben in der Vergangenheit Bergbau betrieben. Daraus resultieren in Nordrhein-Westfalen und Bayern Verpflichtungen. Die E.ON SE kann für eventuelle Schäden verantwortlich gemacht werden. Hieraus können sich wesentliche Einzelrisiken ergeben, die wir aktuell nur qualitativ berücksichtigen können.

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, aggressiveres Vorgehen bereits bestehender Marktteilnehmer sowie Reputationsrisiken, einem verstärkten Wettbewerb ausgesetzt, der unsere Margen reduzieren könnte. Die Marktentwicklungen können sich aber auch positiv auf unser Geschäft auswirken. Diese Faktoren umfassen Großhandels- und Endverkaufspreisentwicklungen sowie das Wechselverhalten von Kunden ebenso wie temporäre Volumeneffekte im Netzgeschäft. Hieraus entsteht in dieser Kategorie eine wesentliche Risikoposition sowie eine wesentliche Chancenposition.

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. Wir erwarten auch weiterhin saisonale und wetterbedingte Fluktuationen im Hinblick auf unsere Umsätze und operativen Ergebnisse. Perioden mit äußerst kühler Witterung – sehr niedrige durchschnittliche Temperaturen oder extreme Tagestiefstwerte – im Herbst oder Winter können aber auch zu einer höheren Nachfrage nach Strom und Gas führen und somit positive Auswirkungen bieten.

Das Portfolio von E.ON aus Anlagen, Langfristverträgen und Endkunden ist Unsicherheiten aus Commodity-Preisschwankungen ausgesetzt. Ein wesentliches Risiko und eine wesentliche Chance ergeben sich hieraus jedoch nur bei PreussenElektra. Nach der Abspaltung von Uniper hat E.ON eine eigene Beschaffungsorganisation für das Vertriebsgeschäft aufgebaut und sich den Marktzugang für den Absatz der verbliebenen Energieproduktion gesichert, um die verbleibenden Commodity-Risiken entsprechend zu managen.

Strategische Risiken

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 beeinflussen. Zusätzlich können wir nicht garantieren, dass wir die Rendite erzielen, die wir von jeder möglichen Akquisition oder Investition erwarten. Es ist zudem möglich, dass wir unsere strategische Ambition in Bezug auf die Ausweitung unserer Investitionspipeline nicht halten können und wesentliches Kapital für andere Opportunitäten genutzt werden könnte. 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. Nach dem Vollzug von Transaktionen kann darüber hinaus ein wesentliches Haftungsrisiko aus vertraglichen Verpflichtungen entstehen.

Die Gesamtrisiko- und Chancenposition in der Kategorie war zum Stichtag nicht wesentlich.

Finanz- und Treasury-Risiken

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. So birgt zum Beispiel die historische Verflechtung mit Uniper weiterhin ein wesentliches, wenn auch unwahrscheinliches Risiko. In einem unwahrscheinlichen Fall kann sich zudem ein wesentliches Risiko aus der gesamtschuldnerischen Haftung beim Betrieb von Gemeinschaftskraftwerken ergeben.

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

(Translationsrisiko). 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 Positionen in US-Dollar, Britischen Pfund, Schwedischen Kronen, Tschechischen Kronen, Rumänischen Leu, Ungarischen Forint und Türkischen Lira. Aus positiven Entwicklungen von Wechselkursen können sich auch Chancen für das operative Geschäft ergeben.

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

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

Sinkende oder steigende Diskontierungszinsen können eine Erhöhung oder Senkung der Rückstellungen für Pensionen und Rückbauverpflichtungen einschließlich der Ewigkeitslasten zur Folge haben. Dies kann ein hohes Risiko für E.ON beinhalten.

Grundsätzlich können sich auch steuerliche Risiken und Chancen mit einer im Einzelfall hohen Chance ergeben.

Die gesamte Risiko- und Chancenposition in dieser Kategorie ist nicht wesentlich.

Beurteilung der Risiko- und Chancensituation durch den Vorstand

Am Jahresende 2018 bleibt die Gesamt-Risiko- und -Chancenlage des E.ON-Konzerns im operativen Geschäft gegenüber dem Jahresende 2017 nahezu unverändert. Auch wenn das durchschnittliche jährliche Risiko für das bereinigte EBIT des E.ON-Konzerns als wesentlich eingestuft ist, sehen wir aus heutiger Sicht keine Risikoposition, die den Fortbestand der E.ON SE, des Konzerns oder einzelner Segmente gefährden könnte.

Energienetze

Mit den nachfolgend dargestellten durchgeleiteten Strom- und Gasmengen, Netzanschlusspunkten und Netzlängen berichten wir für das Geschäftsfeld wichtige nichtfinanzielle Kennzahlen.

Durchgeleitete Energiemengen¹

in Mrd kWh	Deutschland		Schweden		Zentraleuropa Ost/Türkei		Summe	
	2018	2017 ²	2018	2017	2018	2017	2018	2017
4. Quartal								
Strom	27,8	27,7	10,1	9,6	10,0	9,7	47,9	47,0
Netzverluste, Eigenverbrauch etc.	1,1	1,0	0,3	0,3	0,6	0,7	2,0	2,0
Gas	26,7	35,1	–	0,8	15,7	15,2	42,4	51,1
1.–4. Quartal								
Strom	106,9	107,6	37,1	36,9	37,9	37,3	181,9	181,8
Netzverluste, Eigenverbrauch etc.	3,8	3,8	1,1	1,1	2,6	2,8	7,5	7,7
Gas	89,4	110,6	1,5	3,9	44,5	45,2	135,4	159,7

¹ enthält auch die Mengen, deren Durchleitung gemäß IFRS 15 nicht zum Ausweis von Umsatzerlösen führt (vergleiche Textziffer 2 im Anhang für weitere Informationen)

² Ausweis durchgeleiteter Strommengen und Netzverluste etc. ohne Rückspeisung in vorgelagerte Netze (für das Jahr 2017 nachträglich angepasst)

Durchgeleitete Strom- und Gasmengen

Die durchgeleiteten Strommengen entsprachen im Jahr 2018 mit 181,9 Mrd kWh dem Vorjahresniveau. Die durchgeleiteten Gasmengen gingen 2018 im Vergleich zum Berichtszeitraum 2017 um 24,3 Mrd kWh zurück.

Die durchgeleiteten Strommengen und die Netzverluste in Deutschland lagen mit 106,9 Mrd kWh beziehungsweise 3,8 Mrd kWh auf dem Niveau des Vorjahres. Das Durchleitungsvolumen im Gasnetz sank vor allem infolge des Verkaufs von Hamburg Netz zum 1. Januar 2018 um 21,2 Mrd kWh auf 89,4 Mrd kWh.

In Schweden lagen die durchgeleiteten Strommengen auf dem Niveau des Vorjahres. Durch den Verkauf des Gasverteilnetzes im April 2018 sanken die durchgeleiteten Gasmengen im Vorjahresvergleich deutlich.

Im Bereich Zentraleuropa Ost/Türkei lagen insgesamt die durchgeleiteten Strom- und Gasmengen in Tschechien, Rumänien und Ungarn auf dem Vorjahresniveau.

Netzanschlusspunkte und -längen

Die Länge des Stromnetzes in Deutschland entsprach mit rund 350.000 km in etwa dem Vorjahr. Im Versorgungsnetz gab es zum Jahresende rund 5,8 Millionen Entnahmestellen im Stromnetz (2017: 5,7 Millionen). Die Netzlänge und die Ausspeisepunkte im Gasbereich verringerten sich aufgrund des Verkaufs von Hamburg Netz auf rund 51.000 km beziehungsweise 0,7 Millionen (2017: rund 60.000 km beziehungsweise 0,9 Millionen).

In Schweden lag die Netzlänge im Strombereich mit rund 137.900 km leicht über dem Vorjahreswert von 136.900 km. Die Zahl der Netzanschlusspunkte im Stromverteilnetz betrug unverändert 1,0 Millionen. Das Gasverteilnetz wurde im Jahr 2018 verkauft.

Mit rund 231.000 km im Strom- sowie rund 45.000 km im Gasnetz veränderten sich die Netzlängen in Zentraleuropa Ost im Vergleich zum Vorjahr kaum. Mit rund 4,7 Millionen im Strom- und etwa 1,3 Millionen im Gasnetz entsprach die Anzahl der Netzanschlusspunkte ebenfalls dem Vorjahresniveau.

Umsatz und bereinigtes EBIT

Der Umsatz im Geschäftsfeld Energienetze lag 2018 um 8,2 Mrd € unter dem Vorjahreswert. Das bereinigte EBIT sank um 190 Mio €.

Die Umsatzerlöse in Deutschland betrugen 6,2 Mrd € und lagen damit 56 Prozent unter dem Vorjahresniveau von 14,2 Mrd €. Umsatzmindernd wirkten sich vor allem die Saldierungseffekte im Zusammenhang mit IFRS 15 (7,6 Mrd €) aus. Darüber hinaus gingen die Umsätze im Gasbereich im Vergleich zum Vorjahr durch den Verkauf des Hamburger Gasnetzes zurück. Das bereinigte EBIT ist im Jahr 2018 gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 135 Mio € auf 895 Mio € gesunken. Gründe hierfür waren insbesondere der Wegfall eines positiven Einmaleffektes aus dem regulierungsbedingten Zeitversatz bei der Verrechnung von Personalnebenkosten, der Verkauf von Hamburg Netz sowie der Beginn der dritten Regulierungsperiode im Bereich Gas. Dies wurde durch einen positiven Einmaleffekt im Berichtsjahr teilweise kompensiert.

In Schweden lag der Umsatz aufgrund von negativen Wechselkurseffekten, der Übertragung des Gasgeschäftes an den Bereich Kundenlösungen sowie des im April 2018 verkauften

Gasverteilgeschäftes unter dem Vorjahresniveau. Das bereinigte EBIT stieg durch eine verbesserte Bruttomarge infolge von Tarifierhöhungen im Bereich Strom. Dies wurde durch negative Wechselkurseffekte teilweise kompensiert.

Im Bereich Zentraleuropa Ost/Türkei ging der Umsatz deutlich zurück. Dies ist vor allem auf die Saldierungseffekte im Zusammenhang mit der Einführung von IFRS 15 in Tschechien zurückzuführen (0,2 Mrd €). Das bereinigte EBIT sank gegenüber dem Vorjahresniveau deutlich um 79 Mio €. Grund hierfür ist insbesondere das verschlechterte Equity-Ergebnis unserer Beteiligung Enerjisa Enerji in der Türkei. Höhere Erträge aus dem operativen Geschäft wurden vor allem durch gestiegene Refinanzierungskosten mehr als kompensiert. Des Weiteren wirkte sich im Vorjahresvergleich die Anteilsreduzierung um 10 Prozentpunkte infolge des Börsengangs negativ aus. Darüber hinaus verringerte sich auch das bereinigte EBIT in Rumänien deutlich. Gründe hierfür waren im Wesentlichen gestiegene Kosten, vor allem für Instandhaltungsmaßnahmen, und gesunkene Preise.

Energienetze

in Mio €	Deutschland		Schweden		Zentraleuropa Ost/Türkei		Summe	
	2018 ¹	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
4. Quartal								
Umsatz	1.683	3.402	260	241	412	480	2.355	4.123
Bereinigtes EBITDA	306	411	172	165	154	223	632	799
Bereinigtes EBIT	140	249	135	129	97	153	372	531
1.–4. Quartal								
Umsatz	6.243	14.199	989	1.072	1.537	1.719	8.769	16.990
Bereinigtes EBITDA	1.488	1.621	648	632	683	767	2.819	3.020
Bereinigtes EBIT	895	1.030	498	474	451	530	1.844	2.034

1 nach Saldierung der Erlöse und Aufwendungen aus dem EEG-Einspeisemodell; die Vorquartale wurden entsprechend angepasst (vergleiche Textziffer 2 im Anhang)

Kundenlösungen

Nachfolgend berichten wir mit dem Strom- und Gasabsatz sowie den Kundenzahlen für das Geschäftsfeld wichtige nicht-finanzielle Kennzahlen.

Stromabsatz¹

in Mrd kWh	Deutschland Vertrieb		Großbritannien		Sonstige ²		Summe	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
4. Quartal								
Privat- und kleinere Geschäftskunden	4,8	4,6	4,7	5,2	6,0	5,9	15,5	15,7
Industrie- und Geschäftskunden	2,0	2,0	3,1	3,7	6,3	7,1	11,4	12,8
Vertriebspartner	–	–	–	–	0,2	0,2	0,2	0,2
Kundengruppen	6,8	6,6	7,8	8,9	12,5	13,2	27,1	28,7
Großhandel	3,5	4,1	0,2	0,5	2,6	2,7	6,3	7,3
Summe	10,3	10,7	8,0	9,4	15,1	15,9	33,4	36,0
1.–4. Quartal								
Privat- und kleinere Geschäftskunden	16,7	17,0	17,7	18,9	22,5	21,7	56,9	57,6
Industrie- und Geschäftskunden	8,4	8,3	13,7	14,8	25,6	26,6	47,7	49,7
Vertriebspartner	–	–	–	–	0,7	0,8	0,7	0,8
Kundengruppen	25,1	25,3	31,4	33,7	48,8	49,1	105,3	108,1
Großhandel	13,0	14,2	0,9	1,1	8,9	9,8	22,8	25,1
Summe	38,1	39,5	32,3	34,8	57,7	58,9	128,1	133,2

1 enthält auch die Mengen, deren Absatz gemäß IFRS 15 nicht zum Ausweis von Umsatzerlösen führt (vergleiche Textziffer 2 im Anhang für weitere Informationen)

2 ohne E.ON Connecting Energies

Gasabsatz¹

in Mrd kWh	Deutschland Vertrieb		Großbritannien		Sonstige ²		Summe	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
4. Quartal								
Privat- und kleinere Geschäftskunden	7,4	7,0	11,7	11,8	9,8	9,8	29,0	28,6
Industrie- und Geschäftskunden	2,0	1,6	2,3	2,1	6,3	6,4	10,6	10,1
Vertriebspartner	–	–	–	–	0,7	1,5	0,7	1,5
Kundengruppen	9,4	8,6	14,0	13,9	16,9	17,7	40,3	40,2
Großhandel	1,2	4,2	–	–	1,6	1,2	2,8	5,4
Summe	10,6	12,8	14,0	13,9	18,5	18,9	43,1	45,6
1.–4. Quartal								
Privat- und kleinere Geschäftskunden	22,0	21,9	35,9	34,8	28,2	28,9	86,1	85,6
Industrie- und Geschäftskunden	6,4	5,0	8,2	7,7	22,3	20,9	36,9	33,6
Vertriebspartner	–	–	–	–	1,7	2,2	1,7	2,2
Kundengruppen	28,4	26,9	44,1	42,5	52,2	52,0	124,7	121,4
Großhandel	4,6	17,0	–	–	5,8	2,7	10,4	19,7
Summe	33,0	43,9	44,1	42,5	58,0	54,7	135,1	141,1

1 enthält auch die Mengen, deren Absatz gemäß IFRS 15 nicht zum Ausweis von Umsatzerlösen führt (vergleiche Textziffer 2 im Anhang für weitere Informationen)

2 ohne E.ON Connecting Energies

Strom- und Gasabsatz

Im Geschäftsjahr 2018 ist der Stromabsatz um 5,1 Mrd kWh und der Gasabsatz um 6,0 Mrd kWh gesunken.

Der Stromabsatz in Deutschland lag mit 38,1 Mrd kWh unter dem Niveau des Vorjahres (-4 Prozent). Der Stromabsatz im Großhandelsmarkt ging aufgrund geringerer Absatzmengen für die bereits kontrahierte Belieferung bestimmter Großkunden von Uniper im Vergleich zum Jahr 2017 zurück. Demgegenüber sind die Rückverkäufe durch die Direktvermarktung von Mengen im Zusammenhang mit dem Gesetz zum Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) gestiegen. Der Absatz an Privat- und kleinere Geschäftskunden sowie an Industrie- und Geschäftskunden lag auf dem Niveau des Vorjahres. Der Gasabsatz lag mit 33,0 Mrd kWh unter dem Vorjahresniveau (-25 Prozent). Der Grund für die deutliche Reduzierung des Gasabsatzes im Großhandelsmarkt (-12,4 Mrd kWh) ist derselbe wie im Strombereich. Privat- und kleinere Geschäftskunden verbrauchten in etwa so viel Gas wie im Vorjahr. Dagegen konnte der Gasabsatz an Industrie- und Geschäftskunden gesteigert werden.

In Großbritannien nahm der Stromabsatz um 2,5 Mrd kWh ab. Negative Effekte ergaben sich bei Privat- und kleineren Geschäftskunden aus im Durchschnitt gesunkenem Abnahmevermögen sowie geringeren Kundenzahlen. Bei Industrie- und Geschäftskunden führte ebenfalls eine Reduzierung ihres durchschnittlichen Abnahmevermögens zu dem Absatzrückgang. Der Gasabsatz stieg um 1,6 Mrd kWh. Sowohl der Absatz an Privat- und kleinere Geschäftskunden als auch an Industrie- und Geschäftskunden nahmen im Wesentlichen witterungsbedingt zu.

Der Stromabsatz in den sonstigen Regionen (Schweden, Ungarn, Tschechien, Rumänien und Italien) ist um 1,2 Mrd kWh gesunken. Bei Industrie- und Geschäftskunden führte vor allem ein zunehmender Wettbewerb zu einem Absatzrückgang in Tschechien. Im Großhandelsmarkt sanken die Absatzmengen im Wesentlichen aufgrund des Auslaufens eines Absatzvertrages in Tschechien deutlich. Dies wurde durch gestiegene Absatzmengen an bestehende Großhandelskunden in Ungarn teilweise kompensiert. Der Absatz an Privat- und kleinere Geschäftskunden konnte dagegen insbesondere durch die Gewinnung neuer Kunden in Italien und Schweden gesteigert werden. Der Gasabsatz nahm um 3,3 Mrd kWh zu. Der Anstieg der an Industrie- und Geschäftskunden abgesetzten Gasmengen war im Wesentlichen auf die Übertragung des Gasgeschäftes in Schweden zurückzuführen, welches im Vorjahr noch im Geschäftsfeld Energienetze ausgewiesen wurde. Dagegen ergaben sich negative Effekte aus dem witterungsbedingten Minderabsatz in Rumänien. Im Großhandelsmarkt ist der Anstieg des Gasabsatzes vor allem auf witterungsbedingte Nachfragespitzen in Rumänien und einen nunmehr direkten Marktzugang in Italien zurückzuführen. Dagegen sank der Gasabsatz an Privat- und kleinere Geschäftskunden insbesondere in Rumänien witterungsbedingt.

Entwicklung der Kundenzahlen

Die Kundenzahl lag mit rund 21,0 Millionen unter dem Vorjahresniveau von circa 21,1 Millionen. In Großbritannien nahm sie von 6,8 auf 6,6 Millionen ab. Die Kundenverluste entfallen überwiegend auf Stromkunden. In Deutschland legte die Kundenzahl von 5,9 Millionen im Jahr 2017 auf 6,0 Millionen zu, wovon 5,1 Millionen auf den Strom- und 0,9 Millionen auf den Gasbereich entfallen (2017: 5,1 Millionen Stromkunden, 0,8 Millionen Gaskunden). In den sonstigen Regionen lag die Gesamtkundenzahl mit 8,5 Millionen auf dem Niveau des Vorjahres.

Umsatz und bereinigtes EBIT

Der Umsatz im Geschäftsfeld Kundenlösungen lag 2018 um 551 Mio € über dem Vorjahreswert. Das bereinigte EBIT verringerte sich um 66 Mio €.

Im Vergleich zum Vorjahr sank der Umsatz in Deutschland vor allem wegen des Auslaufens von Beschaffungsverträgen für bestimmte Großhandelskunden von Uniper. Darüber hinaus führten Preisanpassungen und ein Rückgang der abgesetzten Mengen im Strombereich bei Privat- und kleineren Geschäftskunden zu einem geringeren Umsatz. Gegenläufig wirkte sich ein gasmengenbedingter Umsatzanstieg bei den Industrie- und Geschäftskunden aus. Das bereinigte EBIT lag deutlich über dem Vorjahresniveau. Grund war vor allem die gestiegene Bruttomarge im Strom- und Gasvertriebsgeschäft.

In Großbritannien nahm der Umsatz aufgrund von Preiserhöhungen und witterungsbedingt gestiegener Absatzmengen im Gasbereich zu. Gegenläufig wirkten sich ein geringerer Stromabsatz und Wechselkurseffekte negativ aus. Das bereinigte EBIT sank wegen der weiterhin herausfordernden Marktbedingungen, gestiegener Restrukturierungsaufwendungen, regulatorischer Effekte und witterungsbedingt gesunkener Absatzmengen im Strombereich.

Im Bereich Sonstige stieg der Umsatz um 244 Mio €. Gründe waren vor allem höhere Verkaufspreise in Schweden, Italien und Ungarn. Zudem wirkten sich die bereits beschriebene Übertragung des Gasgeschäfts in Schweden ebenso wie die erhöhten Absatzmengen in Italien positiv aus. Dagegen sanken die Umsatzerlöse in Tschechien im Wesentlichen aufgrund der gemäß IFRS 15 vorzunehmenden Saldierungen. Darüber hinaus wirkten Wechselkurseffekte in Schweden umsatzreduzierend. Das bereinigte EBIT lag deutlich unter dem Vorjahresniveau. Insbesondere die Nichtverfügbarkeit eines Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerks, welches für einen Kunden betrieben wird, führte zu einem Rückgang des bereinigten EBIT bei E.ON Connecting Energies. Zusätzlich wurde die verbesserte Strommarge in Rumänien durch die aufgrund höherer Bezugskosten gesunkene Gas- und Wärme- mehr als kompensiert. Dagegen wirkte sich die bereits genannte Übertragung des Gasgeschäfts in Schweden positiv aus.

Kundenlösungen

in Mio €	Deutschland Vertrieb		Großbritannien		Sonstige		Summe	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
4. Quartal								
Umsatz	1.876	1.892	2.326	2.122	2.118	2.077	6.320	6.091
Bereinigtes EBITDA	45	33	26	137	63	57	134	227
Bereinigtes EBIT	36	26	-1	108	18	3	53	137
1.–4. Quartal								
Umsatz	6.768	7.014	7.758	7.205	7.601	7.357	22.127	21.576
Bereinigtes EBITDA	193	132	237	351	294	312	724	795
Bereinigtes EBIT	160	102	142	248	111	129	413	479

Erneuerbare Energien

Nachfolgend berichten wir für das Geschäftsfeld einige wichtige nichtfinanzielle Kennzahlen wie Kraftwerksleistung und Stromerzeugung und -absatz.

Vollkonsolidierte und rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung

31. Dezember in MW	Vollkonsolidiert		Rechtlich zurechenbar	
	2018	2017	2018	2017
Windkraft	523	523	672	479
Solar	–	–	–	–
Inland	523	523	672	479
Windkraft	4.776	4.178	5.023	4.625
Solar	35	15	47	27
Ausland	4.811	4.193	5.070	4.652
Summe	5.334	4.716	5.742	5.131

Kraftwerksleistung

Die vollkonsolidierte und die rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung im Geschäftsfeld Erneuerbare Energien stieg zum Jahresende 2018 um 13 Prozent auf 5.334 MW (2017: 4.716 MW) beziehungsweise 12 Prozent auf 5.742 MW (2017: 5.131 MW). Gründe für den Anstieg waren insbesondere die Inbetriebnahme der Windparks Stella und Arkona Ende 2018.

Die Anlagenverfügbarkeit im Onshorebereich lag im Geschäftsjahr 2018 mit 94,8 Prozent auf dem Niveau des Vorjahres (94,6 Prozent). Im Offshorebereich sank die Verfügbarkeit infolge einer verschlechterten Performance bei Amrumbank und geringerer Verfügbarkeit der Anlagen in Großbritannien leicht von 97,6 Prozent auf 96,8 Prozent.

Stromerzeugung und -absatz

Im Jahr 2018 stieg der Stromabsatz um 2,8 Mrd kWh.

Die in eigenen Anlagen erzeugten Strommengen erhöhten sich um 2,2 Mrd kWh. Gründe hierfür waren insbesondere in den USA die erstmals ganzjährige Produktion der Onshore-Windparks Bruenning's Breeze und Radford's Run, die Inbetriebnahme des Onshore-Windparks Stella in den USA im Dezember 2018 sowie des Offshore-Windparks Rampion in Großbritannien im April 2018. Die Eigenerzeugung sank wegen ungünstiger Windverhältnisse, insbesondere in Deutschland.

Der Strombezug erhöhte sich insbesondere aufgrund neuer Bezugsverträge im Onshorebereich in Großbritannien. Dagegen wirkten geringere Strombezüge infolge ungünstiger Windverhältnisse in Dänemark teilweise kompensierend.

Stromerzeugung

in Mrd kWh	Erneuerbare Energien	
	2018	2017
4. Quartal		
Eigenerzeugung	4,2	3,8
Bezug	1,0	0,8
<i>Gemeinschaftskraftwerke</i>	0,2	0,3
<i>Fremde</i>	0,8	0,5
Stromabsatz	5,2	4,6
1.–4. Quartal		
Eigenerzeugung	14,7	12,5
Bezug	3,0	2,4
<i>Gemeinschaftskraftwerke</i>	0,7	0,9
<i>Fremde</i>	2,3	1,5
Stromabsatz	17,7	14,9

Umsatz und bereinigtes EBIT

Der Umsatz im Geschäftsfeld Erneuerbare Energien stieg im Jahr 2018 um 150 Mio € gegenüber dem Vorjahresniveau. Das bereinigte EBIT nahm um 67 Mio € zu.

Erneuerbare Energien

in Mio €	2018	2017
4. Quartal		
Umsatz	541	474
Bereinigtes EBITDA	327	277
Bereinigtes EBIT	238	206
1.–4. Quartal		
Umsatz	1.754	1.604
Bereinigtes EBITDA	861	785
Bereinigtes EBIT	521	454

Der Umsatz und das bereinigte EBIT erhöhten sich vor allem aufgrund gestiegener Eigenerzeugung infolge der ganzjährigen Einbeziehung der Windparks Bruening's Breeze und Radford's Run in den USA sowie der Inbetriebnahme des neuen Windparks Rampion in Großbritannien. Teilweise kompensierend wirkten sich negative Preiseffekte in den USA und Europa aus.

Nicht-Kerngeschäft

Nachfolgend berichten wir für das Geschäftsfeld einige wichtige nichtfinanzielle Kennzahlen wie Kraftwerksleistung sowie Stromerzeugung und -absatz.

Vollkonsolidierte und rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung

Die vollkonsolidierte Kraftwerksleistung und die rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung von PreussenElektra blieben gegenüber dem Vorjahr unverändert bei 4.150 MW beziehungsweise 3.808 MW.

Stromerzeugung und -absatz

Die Strombeschaffung (Eigenerzeugung und Bezug) lag mit 39,3 Mrd kWh leicht über dem Vorjahresniveau. Die gegenüber dem Vorjahr gestiegene Eigenerzeugung ist insbesondere auf den ungeplanten Anlagenstillstand des Kraftwerks Brokdorf im Jahr 2017 zurückzuführen. Folglich wurden im Vergleich zur Vorjahresperiode geringere Strommengen zugekauft, um bestehende Lieferverpflichtungen zu erfüllen. Der Anstieg des Stromabsatzes gegenüber dem Jahr 2017 resultierte vor allem aus dem bereits genannten Anlagenstillstand des Kraftwerks Brokdorf.

Stromerzeugung

in Mrd kWh	PreussenElektra	
	2018	2017
4. Quartal		
Eigenerzeugung	8,5	8,6
Bezug	2,1	1,4
<i>Gemeinschaftskraftwerke</i>	0,4	0,3
<i>Fremde</i>	1,7	1,1
Summe	10,6	10,0
Betriebsverbrauch, Netzverlust etc.	–	-0,1
Stromabsatz	10,6	9,9
1.–4. Quartal		
Eigenerzeugung	31,2	27,5
Bezug	8,1	9,9
<i>Gemeinschaftskraftwerke</i>	1,4	1,3
<i>Fremde</i>	6,7	8,6
Summe	39,3	37,4
Betriebsverbrauch, Netzverlust etc.	-0,1	-0,2
Stromabsatz	39,2	37,2

Umsatz und bereinigtes EBIT

Die Umsatzerlöse im Bereich PreussenElektra haben sich gegenüber dem Vorjahr um 186 Mio € verringert. Dies resultierte im Wesentlichen aus gesunkenen Vermarktungspreisen sowie dem Wegfall von Einmaleffekten im Zusammenhang mit einem Klageverfahren.

Das bereinigte EBIT 2018 lag mit 382 Mio € unter dem Vorjahreswert von 393 Mio €. Der Rückgang des bereinigten EBIT im Bereich PreussenElektra ist im Wesentlichen auf gesunkene Vermarktungspreise und den Wegfall von Einmaleffekten

zurückzuführen. Durch geringere Aufwendungen aus dem Zukauf von Strommengen zur Deckung von Lieferverpflichtungen infolge der höheren Eigenerzeugung wurde dies teilweise kompensiert.

Dagegen verbesserte sich das bereinigte EBIT im Bereich Erzeugung Türkei, da der Equity-Beitrag der Beteiligung Enerjisa Üretim im Vorjahr insbesondere durch einen Buchverlust aus der Veräußerung eines Wasserkraftwerks negativ beeinflusst wurde. Darüber hinaus wirkte sich ein mengen- oder preisbedingter Ergebnisanstieg positiv aus.

Nicht-Kerngeschäft

in Mio €	PreussenElektra		Erzeugung Türkei		Summe	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
4. Quartal						
Umsatz	416	355	–	–	416	355
Bereinigtes EBITDA	120	157	23	-20	143	137
Bereinigtes EBIT	45	149	23	-20	68	129
1.–4. Quartal						
Umsatz	1.399	1.585	–	–	1.399	1.585
Bereinigtes EBITDA	556	654	-17	-113	539	541
Bereinigtes EBIT	399	506	-17	-113	382	393

Angaben nach §§ 289 Abs. 4 beziehungsweise 315 Abs. 4 HGB zum internen Kontrollsystem im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess

Allgemeine Grundlagen

Der E.ON-Konzernabschluss wird in Anwendung von § 315e Abs. 1 des Handelsgesetzbuches (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 Bilanzstichtag verpflichtend anzuwenden sind (siehe Textziffer 1 im Anhang). Berichtspflichtige Segmente im Sinne der IFRS sind die Energienetze Deutschland, Schweden und Zentraleuropa Ost/Türkei, die Kundenlösungen Deutschland Vertrieb, Großbritannien und Sonstige, die Erneuerbaren Energien, das Nicht-Kerngeschäft und Konzernleitung/Sonstiges.

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, zur Behandlung von Finanzinstrumenten und zur Behandlung regulatorischer Verpflichtungen. Änderungen der Gesetze, Rechnungslegungsstandards und sonstige relevante Verlautbarungen werden regelmäßig hinsichtlich ihrer Relevanz und Auswirkungen auf den Konzernabschluss analysiert und soweit erforderlich in den Richtlinien und Systemen berücksichtigt.

Die konzernweiten Rollen und Verantwortlichkeiten im Prozess der Jahres- und Konzernabschlusserstellung sind in einer Konzernrichtlinie beschrieben und werden von der Konzernleitung festgelegt.

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

Abschlüsse der in den Konsolidierungskreis einbezogenen Tochterunternehmen werden zentral bei der E.ON SE mithilfe einer Standard-Konsolidierungssoftware zum Konzernabschluss zusammengefasst. Die Konsolidierungsaktivitäten sowie die Überwachung der zeitlichen, prozessualen und inhaltlichen Vorgaben liegen in der Verantwortung des Konzernrechnungswesens. 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 mithilfe einer SAP-Software erstellt. Die laufende Buchhaltung und die Erstellung des Jahresabschlusses sind in funktionale Prozessschritte gegliedert. Die buchhalterischen Tätigkeiten sind in unsere Business Service Center ausgelagert. Die Verantwortung für die Prozesse im Zusammenhang mit den Nebenbüchern und einigen Bankaktivitäten liegt in Cluj und für die Prozesse in Bezug auf die Hauptbücher in Regensburg. 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 Kontrollsystem

Interne Kontrollen sind bei E.ON integraler Bestandteil der Rechnungslegungsprozesse. In einem konzernweit einheitlichen Rahmenwerk 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 in den Abschlüssen, im zusammengefassten Lagebericht, im Halbjahresfinanzbericht und in den Quartalsmitteilungen 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, deren Dokumentation und Implementierung.

Ein weiterer wichtiger Bestandteil des internen Kontrollsystems ist der Katalog der IKS-Prinzipien, die die Mindestanforderungen für ein funktionierendes internes Kontrollsystem darstellen. Diese umfassen 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 Dienstleistersteuerung, Projektabwicklung, Rechnungsprüfung oder Zahlungsverkehr.

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 mögliche Schwachstellen. Auf Basis der eigenen Bewertung und der Prüfungsfeststellungen führt das jeweilige Management die finale Freizeichnung durch.

Freizeichnungsprozess

Der interne Beurteilungsprozess wird mit einer formalen schriftlichen Bestätigung (Freizeichnung) der Wirksamkeit des internen Kontrollsystems abgeschlossen. Der Freizeichnungsprozess wird auf allen Ebenen des Konzerns durchgeführt, bevor er 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- und Digital-Dienstleistungen von der funktional geführten Digital-Organisation wie auch von externen Dienstleistern erbracht. IT-Systeme mit Rechnungslegungsbezug unterliegen dem Regelungsrahmen des internen Kontrollsystems, das die allgemeinen IT-Kontrollen umfasst. Hierzu gehören Zugangs- und Zugriffskontrollen, Funktionstrennungen, Verarbeitungskontrollen, Schutzmaßnahmen gegen die beabsichtigte und unbeabsichtigte Verfälschung von Programmen, Daten und Dokumenten und Kontrollen der Dienstleistersteuerung. Die Dokumentation der allgemeinen IT-Kontrollen ist in unserem Dokumentationssystem hinterlegt.

Angaben nach § 289a Abs. 1, § 315a Abs. 1 HGB sowie erläuternder Bericht

Zusammensetzung des gezeichneten Kapitals

Das Grundkapital beträgt 2.201.099.000,00 € und ist eingeteilt in 2.201.099.000 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. Im Jahr 2018 wurde kein Mitarbeiteraktienprogramm angeboten.

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 ihrer Satzung 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 10. Mai 2017 bis zum 9. Mai 2022 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 ihre Konzernunternehmen oder von Dritten für Rechnung der Gesellschaft oder eines ihrer 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
- Unentgeltliches oder entgeltliches Erwerbsangebot an und Übertragung auf Personen, die in einem Arbeitsverhältnis zu der Gesellschaft oder einem mit ihr verbundenen Unternehmen stehen oder standen, sowie Organmitglieder von mit der Gesellschaft verbundenen Unternehmen
- Durchführung einer sogenannten Wahldividende, bei der den Aktionären angeboten wird, ihren Dividendenanspruch wahlweise als Sacheinlage gegen Gewährung neuer Aktien in die Gesellschaft einzulegen.

Die Ermächtigungen können einmalig oder mehrfach, ganz oder in Teilbeträgen, einzeln oder gemeinsam auch in Bezug auf eigene Aktien, die durch abhängige oder im Mehrheitsbesitz der Gesellschaft stehende Unternehmen oder auf deren Rechnung oder auf Rechnung der Gesellschaft handelnde Dritte erworben wurden, ausgenutzt werden.

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

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

Der Vorstand wurde gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 10. Mai 2017 ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats bis zum 9. Mai 2022 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 zu erhöhen (genehmigtes Kapital gemäß §§ 202 ff. AktG, Genehmigtes Kapital 2017). Der Vorstand ist – mit Zustimmung des Aufsichtsrats – ermächtigt, über den Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre zu entscheiden.

Mit dem am 12. März 2018 wirksam gewordenen Beschluss hat der Vorstand mit Zustimmung des Aufsichtsrats beschlossen, das durch die Hauptversammlung vom 10. Mai 2017 beschlossene Genehmigte Kapital 2017 fast vollständig auszunutzen und das Grundkapital der E.ON SE unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre gemäß §§ 203 Abs. 2, 186 Abs. 3 AktG von 2.201.099.000 € um 440.219.800 € auf 2.641.318.800 € durch Ausgabe von 440.219.800 neuen, auf den Namen lautenden Stückaktien gegen Sacheinlage zu erhöhen. Die Kapitalerhöhung und ihre Durchführung sind noch nicht zur Eintragung in das Handelsregister angemeldet. Dies soll nach Eintritt bestimmter aufschiebender Bedingungen erfolgen. Die Kapitalerhöhung und die Ausgabe der neuen Aktien werden erst wirksam mit der Durchführung der Kapitalerhöhung und ihrer Eintragung im Handelsregister der E.ON SE. Weitere Informationen zur Ausnutzung des Genehmigten Kapitals 2017 sind im Anhang in der Textziffer 19 abgedruckt.

Auf der Hauptversammlung vom 10. Mai 2017 wurde eine bedingte Kapitalerhöhung des Grundkapitals – mit der Möglichkeit, das Bezugsrecht auszuschließen – von bis zu 175 Mio € beschlossen (Bedingtes Kapital 2017). Weitere Informationen zum Bedingten Kapital 2017 sind im Anhang in der Textziffer 19 abgedruckt.

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 im jeweils zugrundeliegenden Vertrag, die ein Kündigungsrecht des Gläubigers vorsieht. Dies betrifft unter anderem Anleihen, die von der E.ON SE und 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-Rechts 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).

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.

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

Sonstige übernahmerelevante Angaben

Direkte oder indirekte Beteiligungen am Kapital der Gesellschaft, die 10 Prozent der Stimmrechte überschreiten, sind der Gesellschaft nicht mitgeteilt worden und ihr auch nicht bekannt. Weitere Details zur geplanten Übernahme von Aktien an der E.ON SE durch die RWE Downstream Beteiligungs GmbH sind in Textziffer 19 im Anhang beschrieben. Aktien mit Sonderrechten, die Kontrollbefugnis verleihen, sind nicht ausgegeben worden. Soweit die Gesellschaft Aktien an Mitarbeiter ausgibt, üben die Arbeitnehmer ihre Kontrollrechte – wie andere Aktionäre auch – unmittelbar und nach gesetzlichen Bestimmungen und den Bestimmungen der Satzung aus.

Konzernerklärung zur Unternehmensführung gemäß § 289f HGB und § 315d 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 und für Verbraucherschutz im amtlichen Teil des Bundesanzeigers bekannt gemachten Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex“ (Fassung vom 7. Februar 2017) uneingeschränkt entsprochen wird.

Vorstand und Aufsichtsrat erklären weiter, dass den vom Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz im amtlichen Teil des Bundesanzeigers bekannt gemachten Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex“ (Fassung vom 7. Februar 2017) seit Abgabe der letzten Erklärung am 18. Dezember 2017 uneingeschränkt entsprochen wurde.

Essen, den 18. Dezember 2018

Für den Aufsichtsrat der E.ON SE:
gez. Dr. Karl-Ludwig Kley
(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 sowie die Entsprechenserklärungen der vergangenen fünf Jahre sind auf der Internetseite der Gesellschaft unter www.eon.com dauerhaft öffentlich zugänglich gemacht.

Relevante Angaben zu Unternehmensführungspraktiken Corporate Governance

Gute Corporate Governance ist im E.ON-Konzern 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 von der E.ON SE eingehalten wurden.

Transparente Unternehmensführung

Transparenz der Unternehmensführung hat für den Vorstand und den Aufsichtsrat 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

- Halbjahresfinanzberichte und Quartalsmitteilungen,
- 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.

Informationen, die geeignet sind, den Börsenkurs der E.ON-Aktie erheblich zu beeinflussen, werden durch Ad-hoc-Mitteilungen bekannt gemacht.

Der Finanzkalender und die Ad-hoc-Mitteilungen stehen im Internet unter www.eon.com zur Verfügung.

Eigengeschäfte von Führungskräften (Managers' Transactions)

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 Art. 19 der EU-Marktmissbrauchsverordnung in Verbindung mit § 26 Abs. 2 WpHG verpflichtet, bestimmte Geschäfte mit Aktien oder Schuldtiteln der E.ON SE, damit verbundenen Derivaten oder anderen damit verbundenen Finanzinstrumenten offenzulegen. Mitteilungen über entsprechende Geschäfte im Jahr 2018 haben wir im Internet unter www.eon.com veröffentlicht.

Integrität

Integrität und rechtmäßiges Verhalten bestimmen unser Handeln. Grundlage hierfür ist der vom Vorstand beschlossene 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 (Anti-Korruption) und die Auswahl von Lieferanten und Anbietern von Dienstleistungen. Weitere Themen betreffen unter anderem Menschenrechte, 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. Verstöße gegen den Verhaltenskodex können auch anonym, zum Beispiel durch eine Whistleblower-Meldung, gemeldet 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.

Im Jahr 2018 bestand der Vorstand zunächst aus vier Mitgliedern und nach der Bestellung von Herrn Dr. Thomas König ab dem 1. Juni 2018 aus fünf Mitgliedern und hatte einen Vorsitzenden. Kein Vorstandsmitglied hat mehr als drei Aufsichtsratsmandate in konzernexternen börsennotierten Gesellschaften oder in Aufsichtsgremien von konzernexternen Gesellschaften, die vergleichbare Anforderungen stellen. 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 Unternehmen andererseits bedürfen der Zustimmung des Präsidialausschusses des Aufsichtsrats. Entsprechende Verträge bestanden im Berichtszeitraum nicht.

Der Vorstand hat keine Ausschüsse, aber 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:

Der Vorstand hat für Fragen der Veröffentlichung von finanzmarktrelevanten Informationen das sogenannte Disclosure Committee und ein Ad-hoc Committee eingerichtet, die die inhaltlich korrekte und zeitnahe Veröffentlichung aller entsprechenden Informationen sicherstellen.

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. In diesem Zusammenhang befasst sich das Risikokomitee auch mit Risikomitigationsstrategien (inklusive Hedging-Strategien). Das Gremium stellt in Zusammenarbeit mit den relevanten Abteilungen sicher, dass die Richtlinien in Bezug auf die Commodity- und Kreditrisiken sowie das Enterprise Risk Management eingehalten beziehungsweise weiterentwickelt werden.

Der Aufsichtsrat

Mit Beendigung der Hauptversammlung 2018 wurde der Aufsichtsrat gemäß der damals gültigen Satzung der E.ON SE auf zwölf Mitglieder reduziert. Die Hauptversammlung 2018 hat auf Vorschlag von Aufsichtsrat und Vorstand beschlossen, den Aufsichtsrat auf 14 Mitglieder zu erweitern. Nach Wirksamwerden der entsprechenden Satzungsänderung hat der Aufsichtsrat der E.ON SE 14 Mitglieder. Er setzt sich nach den Vorgaben der Satzung der E.ON SE zu gleichen Teilen aus Anteilseigner- und Arbeitnehmervertretern zusammen. Die Vertreter der Anteilseigner werden von der Hauptversammlung gewählt; hierfür unterbreitet der Aufsichtsrat Wahlvorschläge. Die Hauptversammlung entscheidet in der Regel im Wege der Einzelabstimmung über die Wahlen. Die derzeit sieben 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.

Diese Voraussetzungen erfüllen die Mitglieder des Aufsichtsrats der E.ON SE. Mindestens ein Mitglied des Aufsichtsrats muss nach dem Aktiengesetz über Sachverstand auf den Gebieten Rechnungslegung oder Abschlussprüfung verfügen. Nach Ansicht des Aufsichtsrats erfüllt insbesondere Herr Andreas Schmitz diese Voraussetzung. Nach Ansicht des Aufsichtsrats sind seine Mitglieder in ihrer Gesamtheit mit dem Sektor, in dem die Gesellschaft tätig ist, vertraut.

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, soweit im Einzelfall der Verkehrswert oder in Ermangelung des Verkehrswerts der Buchwert 300 Mio € übersteigt, sowie Finanzierungsmaßnahmen, deren Wert 1 Mrd € 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 sowie den gesonderten nichtfinanziellen Bericht und den gesonderten nichtfinanziellen Konzernbericht 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, die auf der Internetseite der Gesellschaft zugänglich ist. In jedem Geschäftsjahr finden mindestens vier ordentliche Aufsichtsratsitzungen 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. Die Vertreter der Anteilseigner und der Arbeitnehmer können die Sitzungen des Aufsichtsrats jeweils gesondert vorbereiten. 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

Teilnehmer	Aufsichtsrat	Präsidialausschuss	Prüfungs- und Risikoausschuss	Investitions- und Innovations- ausschuss	Nominierungs- ausschuss
Kley, Dr. Karl-Ludwig	5/6	3/3	–	–	1/1
Lehner, Prof. Dr. Ulrich	3/3	1/1	–	–	–
Clementi, Erich	6/6	2/2 ³	–	1/1 (Gast)	1/1 ³
Dybeck Happe, Carolina	6/6	–	2/2 ³	2/2 ²	–
Fröhlich, Klaus	1/2 ⁵	–	–	2/2 ⁴	–
Kingsmill, Baroness Denise	3/3	–	–	–	–
Schmitz, Andreas	6/6	–	4/4	–	–
Segundo, Dr. Karen de	6/6	1/1 (Gast)	–	4/4	1/1
Siebert, Dr. Theo	3/3	1/1 (Gast)	2/2	–	–
Woste, Ewald	6/6	–	–	4/4	–
Scheidt, Andreas	6/6	3/3	–	–	–
Broutha, Clive	6/6	–	–	4/4	–
Gila, Tibor	3/3	–	–	–	–
Luha, Eugen-Gheorghe	6/6	–	–	4/4	–
Pinczésné Márton, Szilvia	3/3 ⁵	–	–	–	–
Schulz, Fred	5/5 ⁵	3/3	4/4	–	–
Šmátralová, Silvia	3/3	–	–	–	–
Wallbaum, Elisabeth	6/6	–	4/4 ¹	–	–
Zettl, Albert	6/6	–	–	4/4	–

1 Ausschussmitglied ab 1. Januar 2018

2 Ausschussmitglied bis 9. Mai 2018

3 Ausschussmitglied ab 9. Mai 2018

4 Ausschussmitglied ab 29. Mai 2018

5 Zusätzlich eine Teilnahme als Gast

Im Hinblick auf Ziffer 5.4.1 des Deutschen Corporate Governance Kodex und § 289f Abs. 2 Nr. 6 HGB hat der Aufsichtsrat Ziele für seine Zusammensetzung einschließlich eines Diversitätskonzepts und Kompetenzprofils beschlossen, die über die ausdrücklichen gesetzlichen Regelungen hinaus wie folgt lauten:

„Bei seiner Zusammensetzung folgt der Aufsichtsrat der E.ON SE den spezifischen Vorgaben zur SE und des Aktiengesetzes sowie den Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex.

a) Folgende allgemeine Ziele sollen beachtet werden:

- Dem Aufsichtsrat soll eine angemessene Zahl unabhängiger Mitglieder angehören. Ein Mitglied ist als unabhängig anzusehen, wenn es in keiner persönlichen oder geschäftlichen Beziehung zu der Gesellschaft, deren Organen, einem großen 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 12 Aufsichtsratsmitgliedern erreicht, wenn 8 als unabhängig einzustufen sind, und bei einer Gesamtzahl von 14 Aufsichtsratsmitgliedern erreicht, wenn 10 als unabhängig einzustufen sind. Dabei werden die Vertreter der Arbeitnehmer grundsätzlich als unabhängig angesehen.

- Dem Aufsichtsrat sollen nicht mehr als zwei ehemalige Vorstandsmitglieder angehören.
- Dem Aufsichtsrat sollen keine Mitglieder angehören, die Organfunktionen oder Beratungsaufgaben bei wesentlichen Wettbewerbern des Unternehmens ausüben.

- Ein Mitglied soll dem Aufsichtsrat in der Regel nicht länger als drei volle Amtsperioden (15 Jahre) angehören.
- Jedem Aufsichtsratsmitglied muss für die Wahrnehmung seiner Mandate genügend Zeit zur Verfügung stehen. Wer dem Vorstand einer börsennotierten Gesellschaft angehört, kann nur Mitglied im Aufsichtsrat von E.ON sein, wenn er in Summe nicht mehr als zwei Aufsichtsratsmandate in konzern-externen börsennotierten Gesellschaften oder in vergleichbaren Aufsichtsgremien wahrnimmt.

b) Der Aufsichtsrat hat zudem folgendes Diversitätskonzept beschlossen, um eine ausgewogene Struktur des Gremiums im Hinblick auf Alter, Geschlecht, Persönlichkeit, Bildungs- oder Berufshintergrund zu erreichen.

- Bei der Suche qualifizierter Mitglieder für den Aufsichtsrat soll auf Vielfalt (Diversity) geachtet werden. Bei der Vorbereitung von Wahlvorschlägen soll im Einzelfall gewürdigt werden, inwiefern unterschiedliche, sich gegenseitig ergänzende fachliche Profile, Berufs- und Lebenserfahrungen, eine ausgewogene Altersmischung, verschiedene Persönlichkeiten und eine angemessene Vertretung beider Geschlechter im Gremium der Aufsichtsratsarbeit zugutekommen. Dabei ist darauf zu achten, dass sowohl insgesamt als auch nach dem Prinzip der Getrennterfüllung eine Geschlechterquote von 30 Prozent gewährleistet ist.
- Für Mitglieder des Aufsichtsrats gilt eine Altersobergrenze von 75 Jahren, wobei die Kandidaten bei der Wahl nicht älter als 72 Jahre sein sollen.
- Vier Mitglieder sollen über internationale Erfahrung verfügen, also zum Beispiel einen langjährigen Teil ihrer beruflichen Tätigkeit außerhalb Deutschlands verbracht haben.

c) Darüber hinaus gilt folgendes Kompetenzprofil, dessen Ausfüllung insbesondere der Nominierungsausschuss bei der Vorbereitung der Wahlvorschläge für die Vertreter der Anteilseigner an die Hauptversammlung berücksichtigt.

- Mehrheitlich sollen die Vertreter der Anteilseigner über Führungserfahrung in Unternehmen oder anderen Großorganisationen verfügen. Mindestens vier Mitglieder sollen als Vorstand oder Aufsichtsrat Erfahrung in der strategischen Führung oder Überwachung börsennotierter Organisationen haben und mit der Funktionsweise der Kapital- und Finanzmärkte vertraut sein.
- Mindestens zwei Mitglieder sollen insbesondere mit Innovation, Disruption und Digitalisierung und den damit einhergehenden neuen Geschäftsmodellen und dem damit verbundenen kulturellen Wandel vertraut sein.

- Mindestens vier Mitglieder sollen über spezifische Kenntnisse in den für E.ON besonders relevanten Geschäften und Märkten verfügen. Dazu gehören insbesondere die Energiewirtschaft, das Vertriebs- und Kundengeschäft, regulierte Industrien, neue Technologien sowie relevante Kundensektoren.
- Mindestens zwei unabhängige Vertreter der Anteilseigner sollen über Sachverstand auf dem Gebiet der Rechnungslegung, des Risikomanagements und der Abschlussprüfung verfügen.
- Mindestens zwei Mitglieder sollen jeweils mit den Themenfeldern Recht und Compliance, Personal, IT und Nachhaltigkeit vertraut sein.“

Aktuelle Zusammensetzung des Aufsichtsrats

a) Nach Auffassung des Aufsichtsrats sind alle Aufsichtsratsmitglieder als unabhängig anzusehen. Dem Aufsichtsrat gehört kein ehemaliges Mitglied des Vorstands an. Ferner übt kein Mitglied Organfunktionen oder Beratungsaufgaben bei wesentlichen Wettbewerbern aus oder gehört dem Aufsichtsrat länger als drei Amtsperioden (15 Jahre) an. Nach Einschätzung des Aufsichtsrats bestehen bei keinem Aufsichtsratsmitglied konkrete Anhaltspunkte für relevante Umstände oder Beziehungen, die einen Interessenkonflikt begründen könnten. Dem Aufsichtsrat gehört mit Herrn Klaus Fröhlich, der Mitglied des Vorstands der Bayerische Motoren Werke Aktiengesellschaft ist, lediglich ein Vorstandsmitglied eines börsennotierten Unternehmens an.

b) In seiner aktuellen Zusammensetzung erfüllt der Aufsichtsrat die in seinem Diversitätskonzept genannten Ziele. Die Besetzung des Aufsichtsrats mit Frauen und Männern entspricht den gesetzlichen Anforderungen an die Mindestanteile; die Getrennterfüllung der gesetzlichen Geschlechterquote erfolgte ab der Hauptversammlung 2018. Die Altersspanne im Aufsichtsrat liegt derzeit bei 43 bis 72 Jahren und der Altersdurchschnitt bei 57 Jahren. Mindestens vier Mitglieder verfügen über internationale Erfahrung.

c) Die Mitglieder bringen in ihrer Gesamtheit vielfältige spezifische Kenntnisse in die Gremienarbeit ein und verfügen über besonderen Sachverstand in einem oder mehreren für das Unternehmen relevanten Geschäften und Märkten.

Aktuelle Lebensläufe der Aufsichtsratsmitglieder sind auf der Internetseite der Gesellschaft veröffentlicht.

Vorstand und Aufsichtsrat beabsichtigen, der Hauptversammlung 2019 eine Erhöhung der Anzahl der Aufsichtsratsmitglieder um sechs Personen vorzuschlagen, um kurzfristig nach der Übernahme der innogy SE eine Repräsentation von innogy-Arbeitnehmervertretern im Aufsichtsrat der E.ON SE als Konzernobergesellschaft zu ermöglichen und zu vermeiden, dass nach der Durchführung der Übernahme der innogy SE die Hälfte der Belegschaft im Aufsichtsrat der E.ON SE nicht repräsentiert ist. Die Vergrößerung des Aufsichtsrats soll mit Durchführung der Übernahme der innogy SE wirksam werden. Ab der Hauptversammlung im Jahr 2023 soll der Aufsichtsrat der E.ON SE aus insgesamt zwölf Mitgliedern bestehen. Auch in Zukunft wird der Aufsichtsrat in Anbetracht der sich stetig wandelnden Geschäftsanforderungen die erforderlichen Kompetenzen frühzeitig identifizieren, um deren Erfüllung gewährleisten zu können.

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

Der Präsidialausschuss besteht aus vier Mitgliedern, dem Aufsichtsratsvorsitzenden, dessen beiden Stellvertretern und einem weiteren Arbeitnehmervertreter. Er bereitet die Sitzungen des Aufsichtsrats vor und berät den Vorstand in Grundsatzfragen der strategischen Fortentwicklung des Unternehmens. In Eilfällen – wenn eine vorherige erforderliche Beschlussfassung des Aufsichtsrats nicht ohne wesentliche Nachteile für die Gesellschaft abgewartet werden kann – beschließt der Präsidialausschuss anstelle des Gesamtaufichtsrats. Der Präsidialausschuss bereitet darüber hinaus insbesondere Personalentscheidungen des Aufsichtsrats und die Beschlussfassung über die Festsetzung der jeweiligen Gesamtbezüge des einzelnen Vorstandsmitglieds im Sinne des § 87 AktG vor. Daneben ist er zuständig für den Abschluss, die Änderung und Beendigung der Anstellungsverträge mit den Mitgliedern des Vorstands und für die Unterbreitung eines Vorschlags zur Beschlussfassung des Aufsichtsrats über das Vergütungssystem für den Vorstand sowie seine regelmäßige Überprüfung. Er bereitet zudem die Entscheidung des Aufsichtsrats über die Festlegung der Investitions-, Finanz- und Personalplanung des Konzerns für das folgende Geschäftsjahr vor. 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. Nach Ansicht des Aufsichtsrats sind die Mitglieder des Prüfungsausschusses in ihrer Gesamtheit mit dem Sektor, in dem die Gesellschaft tätig ist, vertraut. Nach dem Aktiengesetz muss dem Prüfungsausschuss ein Mitglied des Aufsichtsrats angehören, das über Sachverstand auf den Gebieten Rechnungslegung oder Abschlussprüfung verfügt. Nach Ansicht des Aufsichtsrats erfüllt insbesondere Herr Andreas Schmitz diese Voraussetzung. Nach den Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex soll der Vorsitzende des Prüfungsausschusses über besondere Kenntnisse und Erfahrungen in der Anwendung von Rechnungslegungsgrundsätzen und internen Kontrollverfahren verfügen. Darüber hinaus soll er unabhängig und kein ehemaliges Mitglied des Vorstands sein, dessen Bestellung vor weniger als zwei Jahren endete. Nach Ansicht des Aufsichtsrats erfüllt der Vorsitzende des Prüfungs- und Risikoausschusses, Herr Andreas Schmitz, diese Anforderungen. Der Prüfungs- und Risikoausschuss befasst sich insbesondere mit Fragen der Rechnungslegung (inklusive des Rechnungslegungsprozesses), des Risikomanagements und der Compliance, der erforderlichen Unabhängigkeit des Abschlussprüfers, der Erteilung des Prüfungsauftrags an den Abschlussprüfer, der Bestimmung von Prüfungsschwerpunkten und der Honorarvereinbarung sowie der vom Abschlussprüfer zusätzlich erbrachten Leistungen. Teil der Risikomanagementbefassung sind die Überprüfung der Wirksamkeit des internen Kontrollsystems, des internen Risikomanagements und des internen Revisionssystems. Ferner bereitet der Ausschuss die Entscheidung des Aufsichtsrats über die Feststellung des Jahresabschlusses und die Billigung des Konzernabschlusses vor. Ihm obliegt die Vorprüfung des Jahresabschlusses, des Lageberichts, des Konzernabschlusses, des

Konzernlageberichts und des Vorschlags für die Gewinnverwendung sowie – sofern diese nicht bereits Teil des (Konzern-)Lageberichts sind – des gesonderten nichtfinanziellen Berichts und des gesonderten nichtfinanziellen Konzernberichts. Er erörtert Halbjahresberichte und Quartalsmitteilungen oder -finanzberichte vor der Veröffentlichung mit dem Vorstand. Die Wirksamkeit der bei der E.ON SE und bei den Konzerneinheiten 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 kann eine externe inhaltliche Überprüfung der nichtfinanziellen Erklärung oder des gesonderten nichtfinanziellen Berichts und der nichtfinanziellen Konzernklärung oder des gesonderten nichtfinanziellen Konzernberichts beauftragen. 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 beseitigt werden,
- dass der Abschlussprüfer über alle für die Aufgaben des Aufsichtsrats wesentlichen Feststellungen und Vorkommnisse, die bei der Durchführung der Abschlussprüfung zu seiner Kenntnis gelangen, 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 von Vorstand und Aufsichtsrat abgegebenen Erklärung zum Deutschen Corporate Governance Kodex ergeben.

Der Investitions- und Innovationsausschuss setzt sich aus sechs Mitgliedern zusammen. Er berät den Vorstand in allen Fragen der Konzernfinanzierung und der Investitionsplanung sowie bei Themen in Bezug auf Marktentwicklungen und Innovationen. Er entscheidet anstelle des Aufsichtsrats über die Zustimmung zum Erwerb und zur Veräußerung von Unternehmen, Unternehmensbeteiligungen und Unternehmensteilen, deren Wert 300 Mio €, nicht aber 600 Mio € übersteigt. Der Investitions- und Innovationsausschuss entscheidet ferner anstelle des Aufsichtsrats über die Zustimmung zu Finanzierungsmaßnahmen, deren Wert 1 Mrd €, nicht aber 2,5 Mrd € 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 8 und 9. Die Zusammensetzung des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse befindet sich auf den Seiten 242 und 243.

Aktionäre und Hauptversammlung

Die Aktionäre der E.ON SE nehmen ihre Rechte in der Hauptversammlung wahr und üben dort ihr Stimmrecht aus. Die Einberufung der Hauptversammlung sowie die vom Gesetz für die Hauptversammlung verlangten Berichte und Unterlagen einschließlich des Geschäftsberichts werden zusammen mit der Tagesordnung und der Erläuterung der Teilnahmebedingungen und der Rechte der Aktionäre sowie etwaigen Gegenanträgen und Wahlvorschlägen von Aktionären auf der Internetseite der Gesellschaft veröffentlicht. Die Aktionäre werden regelmäßig mit einem Finanzkalender, der im Geschäftsbericht, in den Quartalsmitteilungen oder -finanzberichten 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 9. Mai 2018 wurde die PricewaterhouseCoopers GmbH, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Düsseldorf, zum Abschlussprüfer und Konzernabschlussprüfer der E.ON SE für das Geschäftsjahr 2018 und für eine prüferische Durchsicht von verkürzten Abschlüssen und Zwischenlageberichten für das Geschäftsjahr 2018 sowie das erste Quartal 2019 gewählt. Die verantwortlichen Wirtschaftsprüfer für den Jahres- und Konzernabschluss der E.ON SE sind Herr Markus Dittmann (seit dem Geschäftsjahr 2014) und Frau Aissata Touré (seit dem Geschäftsjahr 2015).

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

Im Berichtsjahr bestand der Vorstand der E.ON SE aus vier beziehungsweise fünf Männern. Im Dezember 2016 hat der Aufsichtsrat für den Vorstand der E.ON SE eine Zielgröße des Frauenanteils von 20 Prozent mit einer Umsetzungsfrist bis zum 31. Dezember 2021 beschlossen.

Der Vorstand hat im Mai 2017 für die E.ON SE neue Zielquoten für den Frauenanteil hinsichtlich der Besetzung der ersten Führungsebene unterhalb des Vorstands von 30 Prozent und für die zweite Führungsebene unterhalb des Vorstands von 35 Prozent mit einer Umsetzungsfrist bis zum 30. Juni 2022 beschlossen. Zum Ablauf des Geschäftsjahres 2018 betrug der Frauenanteil der ersten Führungsebene unterhalb des Vorstands rund 24 Prozent und in der zweiten Führungsebene unterhalb des Vorstands rund 18 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 den beiden jeweils nachfolgenden Führungsebenen sowie Umsetzungsfristen bis zum 30. Juni 2022 festgelegt worden.

Diversitätskonzept für den Vorstand

Der Aufsichtsrat der E.ON SE hat in seiner Sitzung im Dezember 2017 die folgende Nachfolgeplanung/Diversitätskonzept für den Vorstand beschlossen:

Unter Einbindung des Präsidialausschusses und des Vorstands sorgt der Aufsichtsrat für eine langfristige Nachfolgeplanung des Vorstands. Für die Zusammensetzung des Vorstands hat der Aufsichtsrat der E.ON SE ein Diversitätskonzept erarbeitet, das die Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex berücksichtigt.

Besetzungsziele

- Bei der Besetzung des Vorstands sind insbesondere eine herausragende fachliche Qualifikation, langjährige Führungserfahrung, bisherige Leistungen und wertorientiertes Handeln der Kandidaten von Bedeutung. Die Mitglieder sollen die Fähigkeiten besitzen, vorausschauende, strategische Weichenstellungen vorzunehmen. Sie sollen insbesondere in der Lage sein, Geschäfte nachhaltig zu führen und konsequent auf Kundenbedürfnisse auszurichten.
- Der Vorstand soll in seiner Gesamtheit über Kompetenz und Erfahrung auf den Gebieten Energiewirtschaft, Finanzen und Digitalisierung verfügen.
- Die Mitglieder des Vorstands sollen Führungspersönlichkeiten sein und als solche durch eigene Leistung und Auftreten eine Vorbildfunktion für die Mitarbeiter wahrnehmen.

- Bei der Besetzung des Vorstands soll auf Vielfalt (Diversität) geachtet werden. Darunter versteht der Aufsichtsrat insbesondere unterschiedliche, sich ergänzende fachliche Profile, Berufs- und Lebenserfahrungen, Persönlichkeiten sowie Internationalität und eine angemessene Alters- und Geschlechterstruktur. Daher hat der Aufsichtsrat eine Zielquote für den Anteil von Frauen im Vorstand von 20 Prozent beschlossen, die bis zum 31. Dezember 2021 erreicht werden soll.
- Die Bestelldauer eines Vorstandsmitglieds soll in der Regel mit Ablauf des Monats enden, in dem das Vorstandsmitglied das allgemeine Renteneintrittsalter erreicht, spätestens aber mit Ablauf des Monats der darauffolgenden ordentlichen Hauptversammlung.

Zielerreichung

Mit Ausnahme der bis zum 31. Dezember 2021 zu erfüllenden Zielquote für den Anteil von Frauen entspricht die Zusammensetzung des Vorstands bereits zurzeit den oben beschriebenen Besetzungszielen.

Vergütungsbericht gemäß §§ 289a Abs. 2, 315a Abs. 2 HGB

Dieser Vergütungsbericht stellt die Grundzüge der Vergütungssysteme für die Vorstands- und Aufsichtsratsmitglieder dar und gibt über die im Geschäftsjahr 2018 gewährten und zugeflossenen Bezüge der Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats der E.ON SE Auskunft. Der Bericht folgt den Rechnungslegungsvorschriften für kapitalmarktorientierte Unternehmen (Handelsgesetzbuch, deutsche Rechnungslegungs-Standards und International Financial Reporting Standards) sowie den Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex in der Fassung vom 7. Februar 2017 (im Folgenden der „DCGK“).

Die Grundzüge des Vorstandsvergütungssystems

Das seit dem 1. Januar 2017 geltende Vorstandsvergütungssystem soll einen Anreiz für eine erfolgreiche und nachhaltige Unternehmensführung schaffen und die Vergütung der Vorstandsmitglieder an die kurzfristige und langfristige Entwicklung der Gesellschaft binden und dabei auch die individuellen Leistungen berücksichtigen. Daher ist das Vergütungssystem auf transparente, leistungsbezogene und am Unternehmenserfolg orientierte Parameter ausgerichtet, und die variable Vergütung wird überwiegend auf einer mehrjährigen Grundlage bemessen. Um die Interessen und Zielsetzungen von Management und Aktionären in Einklang zu bringen, stellt die langfristige variable

Vergütung nicht nur auf die absolute Entwicklung des Aktienkurses, sondern auch auf einen Vergleich mit Wettbewerbern ab. Durch Aktienhalteverpflichtungen wird die Kapitalmarkt-orientierung zusätzlich unterstützt und zudem zur Stärkung der Aktienkultur beigetragen.

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 Aktiengesetzes (AktG) und folgt den Empfehlungen und Anregungen des DCGK. Bei der Überprüfung der Marktüblichkeit des Vergütungssystems und der Angemessenheit der Vergütungshöhen wurde der Aufsichtsrat der Gesellschaft durch einen unabhängigen externen Vergütungsexperten unterstützt.

Das seit dem 1. Januar 2017 geltende Vergütungssystem wurde zuletzt auf der Hauptversammlung 2016 zur Abstimmung vorgelegt und mit einem Ergebnis von 91,14 Prozent mehrheitlich gebilligt.

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

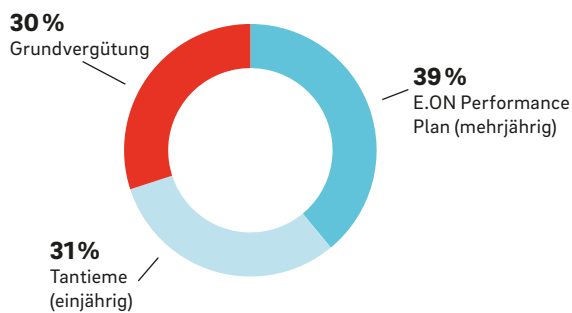
Gesamtübersicht Vergütungsbestandteile

Vergütungsbestandteil	Bemessungsgrundlage/Parameter
Erfolgsunabhängige Vergütung	
Grundvergütung	<ul style="list-style-type: none"> Vorsitzender des Vorstands: 1.240.000 € Mitglieder des Vorstands: 700.000 – 800.000 €
Nebenleistungen	Dienstfahrzeug mit Fahrer, Telekommunikationsmittel, Versicherungsprämien, Gesundheitsuntersuchung
Erfolgsabhängige Vergütung	
Jährliche Tantieme	<ul style="list-style-type: none"> Zieltantieme bei einer Zielerreichung von 100 Prozent: <ul style="list-style-type: none"> Zielwert für den Vorsitzenden: 1.417.500 € Zielwert für Mitglieder des Vorstands: 675.000 – 825.000 € Obergrenze: 200 Prozent der Zieltantieme (Cap) Höhe abhängig von <ul style="list-style-type: none"> Unternehmens-Performance: Ist-EPS versus Budget Individueller Performance Faktor: Gesamtleistung und individuelle Leistung (Bonus/Malus) Jährliche Zieltantieme entspricht 45 Prozent der erfolgsabhängigen Vergütung
Möglichkeit einer Sondervergütung	Bei außergewöhnlichen Leistungen nach billigem Ermessen des Aufsichtsrats als Teil der jährlichen Tantieme und innerhalb des geltenden Caps
Langfristige variable Vergütung – E.ON Share Matching Plan (Gewährung bis 2016)	<ul style="list-style-type: none"> Zuteilung virtueller E.ON-Aktien mit vierjähriger Laufzeit: <ul style="list-style-type: none"> Zielwert für Vorsitzenden des Vorstands: 1.260.000 € (ohne LTI-Komponente aus jährlicher Tantieme) Zielwert für Mitglieder des Vorstands: 600.000 – 733.333 € (ohne LTI-Komponente aus jährlicher Tantieme) Obergrenze: 200 Prozent des Zielwerts (Cap) 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 ROCE während der Laufzeit Wertentwicklung abhängig vom 60-Tages Durchschnittskurs der E.ON-Aktie am Laufzeitende und Dividendenzahlungen während vierjähriger Laufzeit
Langfristige variable Vergütung – E.ON Performance Plan (Gewährung ab 2017)	<ul style="list-style-type: none"> Zuteilung virtueller E.ON-Aktien mit vierjähriger Laufzeit: <ul style="list-style-type: none"> Zielwert für den Vorsitzenden: 1.732.500 € Zielwert für Mitglieder des Vorstands: 825.000 – 1.008.333 € Anzahl endgültiger virtueller Aktien abhängig von der relativen Positionierung der TSR-Performance gegenüber den Unternehmen des STOXX® Europe 600 Utilities. Jährliche Festschreibung der TSR-Performance zu ¼ Zuteilungsobergrenze, das heißt maximale Anzahl an virtuellen Aktien: 150 Prozent Wertentwicklung abhängig vom 60-Tages Durchschnittskurs der E.ON-Aktie am Laufzeitende und Dividendenzahlungen während vierjähriger Laufzeit Obergrenze: 200 Prozent des Zielwerts (Cap) Der jährliche Zielzuteilungswert entspricht 55 Prozent der erfolgsabhängigen Vergütung
Versorgungszusagen	
Endgehaltsabhängige Zusagen ¹	<ul style="list-style-type: none"> Ruhegeld in Höhe von 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	<ul style="list-style-type: none"> Bereitstellung von fiktiven Beiträgen in Höhe von maximal 21 Prozent von Grundvergütung und Zieltantieme Umrechnung der fiktiven Beiträge in Kapitalbausteine, 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	
Aktienhaltevorschriften	<ul style="list-style-type: none"> Verpflichtung zum Aktienkauf und Halten von E.ON-Aktien bis zum Ablauf der Bestellung als Vorstandsmitglied Investition der Grundvergütung von <ul style="list-style-type: none"> 200 Prozent (Vorstandsvorsitzender) 150 Prozent (übrige Vorstandsmitglieder) Bis zum Erreichen Investition der Nettoauszahlungen aus langfristiger Vergütung in Aktien
Abfindungs-Cap	Maximal zwei Jahresgesamtvergütungen, jedoch nicht mehr als die Restlaufzeit des Dienstvertrags
Abfindung bei Kontrollwechsel	Abfindung in Höhe von zwei Zielgehältern (Grundgehalt, Zieltantieme sowie Nebenleistungen), gekürzt um bis zu 20 Prozent
Nachträgliches Wettbewerbsverbot	Zeitanteilige Karenzentschädigung in Höhe von Grundvergütung und Zieltantieme, mindestens 60 Prozent der zuletzt bezogenen Gesamtvergütung, für sechs Monate nach Beendigung des Dienstvertrags
Clawback-Regelung	Recht des Aufsichtsrats, die Vergütung gemäß § 87 Abs. 2 AktG bei Verschlechterung der Lage der Gesellschaft herabzusetzen

1 gilt nur für Herrn Dr. Johannes Teyssen

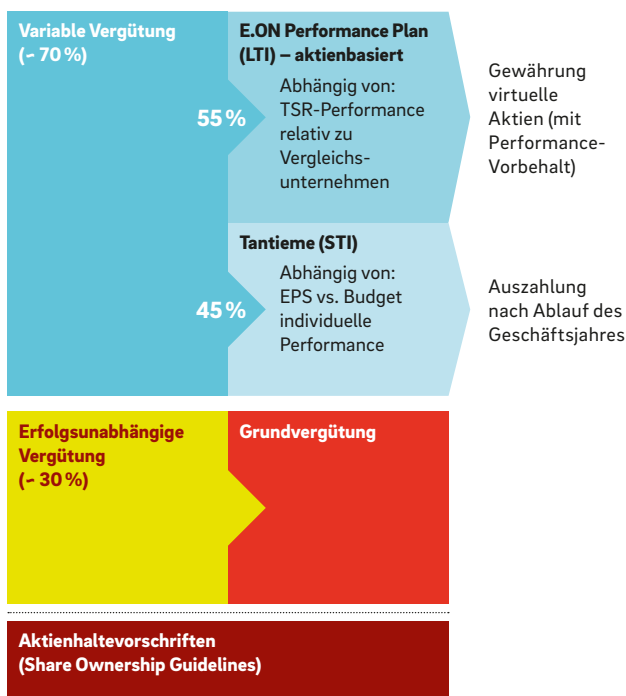
Bestandteile und Vergütungsstruktur

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 folgt¹:



¹ ohne Sachbezüge, sonstige Leistungen und Pensionsleistungen

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



Die erfolgsunabhängige Vergütung

Bei der erfolgsunabhängigen Vergütung wurde im Vergleich zum letzten Geschäftsjahr keine Anpassung vorgenommen.

Die fixe Grundvergütung der Vorstandsmitglieder wird in zwölf Monatsraten ausbezahlt.

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 regelmäßige ärztliche Untersuchung und zahlt die Versicherungsprämie für eine Unfallversicherung.

Die erfolgsabhängige Vergütung

Bei der erfolgsabhängigen Vergütung wurde im Vergleich zum letzten Geschäftsjahr ebenfalls keine Anpassung vorgenommen.

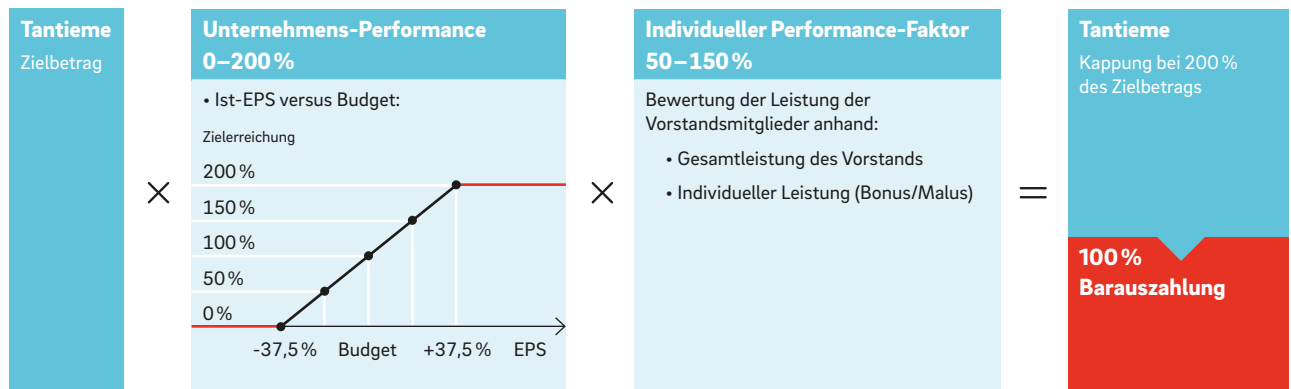
55 Prozent der erfolgsabhängigen Vergütung hängen von langfristigen Zielgrößen ab, sodass die Nachhaltigkeit der variablen Vergütung im Sinne von § 87 AktG gewährleistet ist.

Die jährliche Tantieme

Die jährliche Tantieme (45 Prozent der erfolgsabhängigen Vergütung) der Mitglieder des Vorstands besteht aus einer Barzahlung nach Ablauf des Geschäftsjahres.

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.

Der Aufsichtsrat hat bei der Bewertung der Unternehmens-Performance in der jährlichen Tantieme keinen Ermessensspielraum.



Bemessungsgrundlage für die Unternehmens-Performance ist die für E.ON maßgebliche Konzernsteuerungskennziffer Earnings per Share (EPS). Hierbei wird das EPS auf Basis des bereinigten Konzernüberschusses, wie er auch im Geschäftsbericht ausgewiesen ist, herangezogen. Der Zielwert wird vom Aufsichtsrat unter Berücksichtigung der genehmigten Planung (Budget) für das jeweilige Jahr festgelegt. Aufgrund der Ableitung des Budgets aus der internen Unternehmensstrategie werden aus Wettbewerbsgründen keine konkreten Zielwerte veröffentlicht. Die Zielerreichung beträgt 100 Prozent, wenn das tatsächlich erzielte EPS (Ist-EPS) diesem Zielwert entspricht. Fällt es um 37,5 Prozentpunkte oder mehr dahinter zurück, dann beträgt die Zielerreichung insoweit 0 Prozent. Liegt das EPS um 37,5 Prozentpunkte oder mehr über dem Zielwert, beträgt die Zielerreichung 200 Prozent. Zwischenwerte werden linear interpoliert.

Die Zielerreichung hinsichtlich des individuellen Performance-Faktors wird nach dem Ermessen des Aufsichtsrats festgelegt, um die kollektive beziehungsweise die individuelle Leistung der Vorstandsmitglieder angemessen zu berücksichtigen. Der individuelle Performance-Faktor kann zwischen 50 und 150 Prozent betragen. Somit kann je nach Leistung die Höhe der Tantieme im Sinne eines Bonus bzw. Malus nach oben oder unten angepasst werden.

Die Ziele für den individuellen Performance-Faktor werden zu Beginn eines jeden Geschäftsjahres festgelegt und sind ausschließlich strategischer Natur. Daher werden aus Wettbewerbsgründen ebenfalls keine konkreten Ziele veröffentlicht. Der Aufsichtsrat hat hier beispielsweise die Möglichkeit, quantitative und qualitative Kundenziele, Performance-Indikatoren für die Kerngeschäfte oder Themen wie Health, Safety and Environment und Personalmanagement einfließen zu lassen.

Der Aufsichtsrat kann den Vorstandsmitgliedern außerdem Sondervergütungen für außergewöhnliche Leistungen als Teil der jährlichen Tantieme gewähren. In der Festlegung des individuellen Performance-Faktors sowie der etwaigen Gewährung einer Sondervergütung berücksichtigt der Aufsichtsrat insbesondere die Kriterien von § 87 AktG und des DCGK.

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

Die langfristige variable Vergütung

Die langfristige variable Vergütung umfasst derzeit noch laufende Tranchen aus mehreren Geschäftsjahren auf Basis von zwei unterschiedlichen Plänen. Zum einen wurden in den Geschäftsjahren 2017 und 2018 jeweils Tranchen des E.ON Performance Plans – Performance Plan 1. Tranche (2017–2020) und 2. Tranche (2018–2021) – gewährt. Zum anderen gibt es noch ausstehende Tranchen des E.ON Share Matching Plans. Die letzte Tranche des E.ON Share Matching Plans – Share Matching Plan 4. Tranche (2016–2020) beziehungsweise LTI-Komponente aus der Tantieme 2016 als Share Matching Plan 5. Tranche (2017–2021) – wurde 2016 gewährt.

E.ON Performance Plan (Gewährung ab 2017)

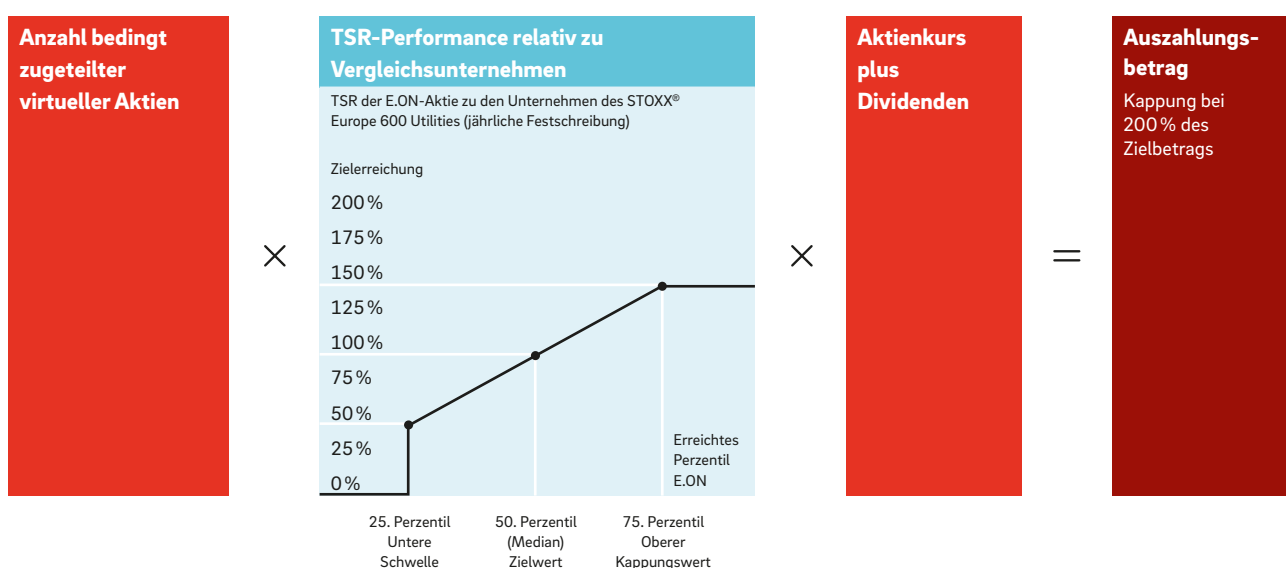
Als langfristige variable Vergütung erhalten die Vorstandsmitglieder eine aktienbasierte Vergütung im Rahmen des neuen E.ON Performance Plans, der seit dem 1. Januar 2017 den bisherigen E.ON Share Matching Plan als System der langfristigen Vergütung ersetzt hat. Die Laufzeit einer Tranche beträgt im E.ON Performance Plan vier Jahre, um einen langfristigen Anreiz im Sinne einer nachhaltigen Unternehmensentwicklung zu schaffen. Sie beginnt jeweils am 1. Januar eines Jahres.

Das Vorstandsmitglied erhält virtuelle Aktien in Höhe des ihm vertraglich zugesagten Zielwerts. Die Umrechnung in virtuelle Aktien erfolgt dabei auf Basis des Fair Market Value bei Gewährung. Der Fair Market Value wird mittels anerkannter finanzmathematischer Methoden ermittelt und berücksichtigt die erwartete zukünftige Auszahlung und damit die Volatilität und

das Risiko des E.ON Performance Plans. Die Anzahl der zugeordneten virtuellen Aktien kann sich während der vierjährigen Laufzeit in Abhängigkeit vom Total Shareholder Return (TSR) der E.ON-Aktie im Vergleich zum TSR der Unternehmen einer Vergleichsgruppe (relativer TSR) verändern.

Der TSR ist die Aktienrendite der E.ON-Aktie und berücksichtigt die Entwicklung des Aktienkurses zuzüglich unterstellter reinvestierter Dividenden und ist bereinigt um Kapitalveränderungen. Als Vergleichsgruppe für den relativen TSR werden die Unternehmen des Branchenindex STOXX® Europe 600 Utilities herangezogen.

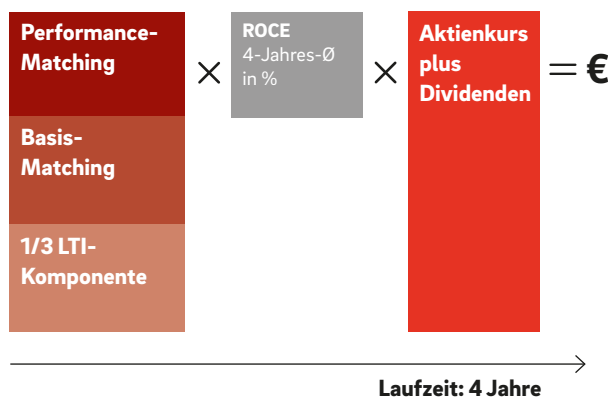
Während der Laufzeit einer Tranche wird jährlich die TSR-Performance der E.ON SE im Vergleich zu den Unternehmen der Vergleichsgruppe gemessen und für das betreffende Jahr festgeschrieben. Die TSR-Performance eines Jahres bestimmt die finale Anzahl von je einem Viertel der zu Laufzeitbeginn zugeteilten virtuellen Aktien. Dafür werden die TSR-Werte aller Unternehmen in eine Rangreihe gebracht und die relative Positionierung der E.ON SE anhand des erreichten Perzentils bestimmt. Die jährliche Zielerreichung beträgt 100 Prozent, wenn der TSR der E.ON SE dem Median der Vergleichsgruppe entspricht. Die untere Schwelle liegt bei einer Performance am 25. Perzentil, darunter reduziert sich die Anzahl der virtuellen Aktien um ein Viertel. Bei einer Performance am 75. Perzentil (oberer Kappungswert) oder darüber erhöht sich das auf das betreffende Jahr entfallende Viertel der zugeteilten virtuellen Aktien maximal auf 150 Prozent. Zwischenwerte werden linear interpoliert.



Die sich am Ende der Laufzeit ergebende Stückzahl von 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 vertraglich vereinbarten Zielwertes begrenzt.

E.ON Share Matching Plan (Gewährung bis 2016)

Als langfristige variable Vergütung erhielten die Vorstandsmitglieder bis zur Einführung des neuen Vergütungssystems am 1. Januar 2017 eine aktienbasierte Vergütung im Rahmen des E.ON Share Matching Plans. Der Aufsichtsrat entschied 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 betrug vier Jahre, um einen langfristigen Anreiz im Sinne einer nachhaltigen Unternehmensentwicklung zu schaffen. Sie begann jeweils am 1. April eines Jahres.



Das Vorstandsmitglied erhielt 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 wurde unter Berücksichtigung des Gesamtzielerreichungsgrads für die im alten System gültige Tantieme des abgelaufenen Geschäftsjahres festgesetzt. Die Anzahl der virtuellen Aktien wurde 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 konnten 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 ergaben, weitere verfallbare virtuelle Aktien als Basis-Matching zugeteilt

werden. Darüber hinaus konnten 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 bestand 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 war für die in den Jahren 2013 bis 2015 zugeteilten Tranchen zunächst 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. Für Geschäftsjahre ab 2016 basierten diese Erfolgsziele auf Beschluss des Aufsichtsrats auf der Kennziffer ROCE. Diese Anpassung war vor dem Hintergrund der Abspaltung der Uniper SE notwendig, da den Berechnungen des ROACE alte Planwerte zugrunde lagen, welche die Uniper-Abspaltung nicht berücksichtigten. Außerdem stand die Kennziffer ROACE ab dem Jahr 2016 nicht mehr als Konzernsteuerungskennziffer zur Verfügung. Darüber hinaus musste die aufgrund der Uniper-Abspaltung zu erwartende Wertminderung der E.ON-Aktie durch eine Umrechnungslogik kompensiert werden.

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.

Die letzte vollständige Tranche des E.ON Share Matching Plans (LTI-Komponente der Tantieme des Vorjahres, Basis- und Performance-Matching) wurde im Geschäftsjahr 2016 aufgelegt und läuft bis zum Jahr 2020 (Share Matching Plan 4. Tranche [2016–2020]). Weil das alte Vergütungssystem noch bis einschließlich 2016 galt, wurden den Vorstandsmitgliedern letztmals im Jahr 2017 virtuelle Aktien auf Basis der LTI-Komponente der Tantieme für das Geschäftsjahr 2016 nach den Bedingungen des E.ON Share Matching Plans zugeteilt. Diese Tranche läuft bis zum Jahr 2021 (Share Matching Plan 5. Tranche [2017–2021]).

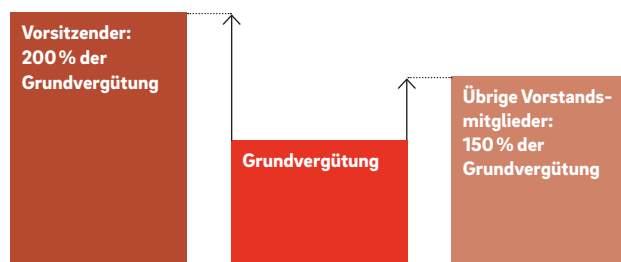
Der Gesamt-Cap

Der Empfehlung des DCGK 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 betragsmäßige Begrenzung erhöht sich entsprechend den Beträgen aus Nebenleistungen und Pensionsleistungen aus dem jeweiligen Geschäftsjahr.

Die Aktienhaltevorschriften

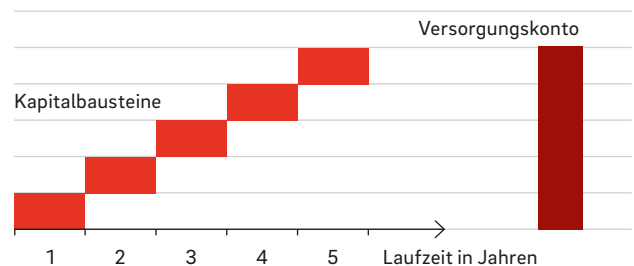
Zur Stärkung der Kapitalmarktorientierung und Aktienkultur gelten für die Vorstandsmitglieder seit dem Jahr 2017 Aktienhaltevorschriften (sogenannte „Share Ownership Guidelines“). Danach haben sich die Vorstandsmitglieder verpflichtet, 200 Prozent (Vorstandsvorsitzender) bzw. 150 Prozent (übrige Vorstandsmitglieder) ihrer Grundvergütung in E.ON-Aktien zu investieren, dies nachzuweisen und die Aktien bis zum Ablauf der Bestellung als Vorstandsmitglied zu halten.

Bis zur Erreichung der erforderlichen Investitionssumme sind die Vorstandsmitglieder verpflichtet, Beiträge in Höhe der Nettoauszahlungen aus der langfristigen Vergütung in echten E.ON-Aktien anzulegen. Zum 31. Dezember 2018 hat der Vorstand die Aktienhaltevorschriften bereits zu 84,42 Prozent erfüllt.



Die Versorgungszusagen

Mit den seit dem Geschäftsjahr 2010 in den Vorstand berufenen Mitgliedern hat die Gesellschaft eine beitragsorientierte Altersversorgung nach dem „Beitragsplan E.ON-Vorstand“ vereinbart.



Die Gesellschaft gewährt den Mitgliedern des Vorstands fiktive Beiträge in Höhe eines Prozentsatzes der beitragsfähigen Bezüge (Grundvergütung und Zieltantieme). Der Beitragsprozentsatz beträgt maximal 21 Prozent. Die Höhe der jährlichen Beiträge setzt sich aus einem festen Basisprozentsatz (16 Prozent) und einem Matchingbeitrag (5 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-ROCE 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 im Voraus 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 Versorgungsanswartschaften).

Mit dem vor dem Jahr 2010 in den Vorstand berufenen Vorsitzenden des Vorstands – Herrn Dr. Johannes Teyssen – hat die Gesellschaft eine endgehaltsabhängige Altersversorgung vereinbart. Herr Dr. Johannes Teyssen hat 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 Voraussetzungen liegen vor, wenn die Ursache einer vorzeitigen Beendigung oder Nichtverlängerung des Vertrags von Herrn Dr. Johannes Teyssen nicht auf sein Verschulden oder die Ablehnung eines mindestens gleichwertigen Angebots zur Vertragsverlängerung zurückgeht. Im Dritten Pensionsfall erhält Herr Dr. Johannes Teyssen in der Zeit vom Ausscheiden bis zur Vollendung des 60. Lebensjahres ein vorzeitiges Ruhegeld (Übergangsgeld). Die Versorgungszusage sieht für Herrn Dr. Johannes Teyssen ein Ruhegeld in Höhe von 75 Prozent der Grundvergütung vor. 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 Pensionsanswartschaften (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 DCGK 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 DCGK 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 Unternehmenskontrollwechsels (Change of Control) haben die Mitglieder des Vorstands Anspruch auf Zahlung einer 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 nicht konzernverbundenen 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. Entsprechend dem DCGK können diese Abfindungszahlungen 100 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 2018

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 Geschäftsjahr 2018 keine Notwendigkeit, die Vergütung der Vorstandsmitglieder anzupassen.

Die erfolgsabhängige Vergütung im Geschäftsjahr 2018

Die jährliche Tantieme der Vorstandsmitglieder betrug für das Geschäftsjahr 2018 insgesamt 7,0 Mio € (Vorjahr: 5,8 Mio €). Für die Festlegung des Performance-Faktors hat der Aufsichtsrat die Gesamtleistung des Vorstands diskutiert und bewertet.

Der Aufsichtsrat hat für das Geschäftsjahr 2018 die zweite Tranche des E.ON Performance Plans (2018–2021) gewährt und den Vorstandsmitgliedern virtuelle E.ON-Aktien zugeteilt. Der im Zeitpunkt der Zuteilung beizulegende Zeitwert der virtuellen E.ON-Aktien (6,41 €/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 der relativen TSR-Performance gegenüber den Unternehmen des Branchenindex STOXX® Europe 600 Utilities in den Jahren 2018 bis 2021 ab. Die im Jahr 2022 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

in €	Wert der virtuellen Aktien bei Gewährung		Stückzahl bei Gewährung		Aufwand (+)/Ertrag (-) ¹	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Dr. Johannes Teyssen	1.732.500	1.732.500	270.281	296.661	1.570.520	3.423.608
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum	1.008.333	1.008.333	157.307	172.660	943.816	1.860.899
Dr. Thomas König (seit 1. Juni 2018)	481.250	–	75.078	–	104.171	–
Dr. Marc Spieker	825.000	825.000	128.706	141.268	412.378	276.179
Dr. Karsten Wildberger	825.000	825.000	128.706	141.268	577.297	641.804
Summe	4.872.083	4.390.833	760.078	751.857	3.608.182	6.202.490

1 Aufwand für die im Jahr 2018 bestehenden Performance-Rechte und virtuellen Aktien gemäß IFRS 2

Die für das Geschäftsjahr 2018 gewährte langfristige variable Vergütung betrug insgesamt 4,9 Mio €. Weitere Informationen zur aktienbasierten Vergütung sind in der Textziffer 11 des Anhangs des Konzernabschlusses dargestellt.

Die Vorstandspensionen im Geschäftsjahr 2018

Nachfolgend sind die aktuellen Ruhegeldanwartschaften der Vorstandsmitglieder, die Höhe der Zuführungen zu den Pensionsrückstellungen und der Barwert der Pensionsverpflichtungen für das Geschäftsjahr 2018 dargestellt. Der Barwert

der Pensionsverpflichtungen ist nach den Vorgaben der IFRS und des HGB ermittelt worden. Die Abzinsung erfolgte mit einem Rechnungszins nach IFRS von 2,0 Prozent (Vorjahr: 2,1 Prozent) beziehungsweise einem Rechnungszins nach HGB von 3,21 Prozent (Vorjahr: 3,68 Prozent).

Vorstandspensionen gemäß IFRS

	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 €	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Dr. Johannes Teyssen	75	75	930.000	930.000	1.378.642	1.369.019	520.125	504.248	26.250.050	24.767.846
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum ¹	–	–	–	–	332.609	398.343	27.917	26.775	1.450.521	1.329.403
Dr. Thomas König ^{1,2} (seit 1. Juni 2018)	–	–	–	–	79.088	–	24.281	–	2.234.273	–
Dr. Marc Spieker ¹	–	–	–	–	237.498	50.303	17.431	16.367	861.135	830.032
Dr. Karsten Wildberger ¹	–	–	–	–	290.723	356.636	10.881	6.144	719.674	518.162

¹ Beitragsplan E.ON-Vorstand

² Herr Dr. König war im Vorjahr bereits in der Gesellschaft tätig. Aufgrund seiner Vordienstzeiten bestand per 31. Dezember 2017 bereits ein Barwert in Höhe von 1.982.076 €.

Vorstandspensionen gemäß HGB

	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 €	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Dr. Johannes Teyssen	75	75	930.000	930.000	2.558.564	1.823.372	696.853	686.225	21.494.788	18.936.224
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum ¹	–	–	–	–	156.636	95.578	40.104	39.868	1.246.423	1.089.787
Dr. Thomas König ^{1,2} (seit 1. Juni 2018)	–	–	–	–	356.229	–	58.302	–	1.940.535	–
Dr. Marc Spieker ¹	–	–	–	–	66.048	148.005	23.324	19.481	699.857	633.809
Dr. Karsten Wildberger ¹	–	–	–	–	190.863	188.871	15.278	9.074	606.025	415.162

¹ Beitragsplan E.ON-Vorstand

² Herr Dr. König war im Vorjahr bereits in der Gesellschaft tätig. Aufgrund seiner Vordienstzeiten bestand per 31. Dezember 2017 bereits ein Barwert in Höhe von 1.584.306 €.

Die rückstellungspflichtigen Barwerte der Vorstandspensionen nach IFRS sowie nach HGB sind zum 31. Dezember 2018 gegenüber dem Jahr 2017 gestiegen. Dies resultiert zunächst aus den dienstzeitabhängigen Zuwächsen sowie der Anzahl von fünf aktiven Vorstandsmitgliedern (Vorjahr: vier Vorstände). Als weiterer Grund kommt hinzu, dass der Rechnungszins für die Abzinsung unter dem Vorjahreswert lag.

Die Gesamtbezüge im Geschäftsjahr 2018

Die Gesamtbezüge der Vorstandsmitglieder betrugen im Geschäftsjahr 2018 15,9 Mio € und lagen damit etwa 13,6 Prozent über dem Vorjahr (14,0 Mio €), bezogen auf die im Geschäftsjahr 2017 berichtete Gesamtvergütung des Vorstands.

Für die einzelnen Mitglieder des Vorstands ergibt sich folgende Gesamtvergütung:

Gesamtvergütung des Vorstands

in €	Grundvergütung		Tantieme		Sonstige Bezüge		Wert der gewährten aktienbasierten Vergütung ¹		Summe	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Dr. Johannes Teyssen	1.240.000	1.240.000	2.494.800	2.296.350	41.365	40.845	1.732.500	1.732.500	5.508.665	5.309.695
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum	800.000	800.000	1.452.000	1.336.500	27.212	27.117	1.008.333	1.008.333	3.287.545	3.171.950
Dr. Thomas König (seit 1. Juni 2018) ²	408.333	–	693.000	–	25.776	–	481.250	–	1.608.359	–
Dr. Marc Spieker	700.000	700.000	1.188.000	1.093.500	43.456	35.695	825.000	825.000	2.756.456	2.654.195
Dr. Karsten Wildberger	700.000	700.000	1.188.000	1.093.500	67.442	67.346	825.000	825.000	2.780.442	2.685.846
Summe	3.848.333	3.440.000	7.015.800	5.819.850	205.251	171.003	4.872.083	4.390.833	15.941.467	13.821.686

¹ Der beizulegende Zeitwert für die aktienbasierte Vergütung der zweiten Tranche des E.ON Performance Plans betrug 6,41 € je virtuelle E.ON-Aktie.

² anteilige Vergütung aufgrund des unterjährigen Eintritts in den Vorstand

Die den Vorstandsmitgliedern für das Geschäftsjahr 2018 gewährten und im Geschäftsjahr 2018 zugeflossenen Vergütungen stellen sich nach der Empfehlung des DCGK wie folgt dar:

Gewährungs- und Zuflusstabelle

in €	Dr. Johannes Teyssen (Vorstandsvorsitzender)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
	2017	2018	2018 (Min)	2018 (Max) ^{1, 2}	2017	2018
Festvergütung	1.240.000	1.240.000	1.240.000	1.240.000	1.240.000	1.240.000
Nebenleistungen	40.845	41.365	41.365	41.365	40.845	41.365
Summe	1.280.845	1.281.365	1.281.365	1.281.365	1.280.845	1.281.365
Einjährige variable Vergütung	1.417.500	1.417.500	–	2.835.000	2.296.350	2.494.800
Mehrjährige variable Vergütung	1.732.500	1.732.500	–	3.465.000	1.635.221	2.039.145
– Share Matching Plan 1. Tranche (2013–2017)	–	–	–	–	1.635.221	–
– Share Matching Plan 2. Tranche (2014–2018)	–	–	–	–	–	2.039.145
– Performance Plan 1. Tranche (2017–2020)	1.732.500	–	–	–	–	–
– Performance Plan 2. Tranche (2018–2021)	–	1.732.500	–	3.465.000	–	–
Summe	4.430.845	4.431.365	1.281.365	7.581.365	5.212.416	5.815.310
Versorgungsaufwand (service cost)	864.771	858.517	858.517	858.517	864.771	858.517
Gesamtvergütung	5.295.616	5.289.882	2.139.882	8.439.882	6.077.187	6.673.827

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 eingeführte und auf Seite 88 beschriebene Gesamt-Cap für die Vorstandsvergütung.

Gewährungs- und Zuflusstabelle

in €	Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum (Mitglied des Vorstands)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
	2017	2018	2018 (Min)	2018 (Max) ^{1, 2}	2017	2018
Festvergütung	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000
Nebenleistungen	27.117	27.212	27.212	27.212	27.117	27.212
Summe	827.117	827.212	827.212	827.212	827.117	827.212
Einjährige variable Vergütung	825.000	825.000	–	1.650.000	1.336.500	1.452.000
Mehrjährige variable Vergütung	1.008.333	1.008.333	–	2.016.666	332.994	939.502
– Share Matching Plan 1. Tranche (2013–2017)	–	–	–	–	332.994	–
– Share Matching Plan 2. Tranche (2014–2018)	–	–	–	–	–	939.502
– Performance Plan 1. Tranche (2017–2020)	1.008.333	–	–	–	–	–
– Performance Plan 2. Tranche (2018–2021)	–	1.008.333	–	2.016.666	–	–
Summe	2.660.450	2.660.545	827.212	4.493.878	2.496.611	3.218.714
Versorgungsaufwand (service cost)	371.568	304.692	304.692	304.692	371.568	304.692
Gesamtvergütung	3.032.018	2.965.237	1.131.904	4.798.570	2.868.179	3.523.406

1, 2 Siehe Fußnoten oben.

Gewährungs- und Zuflusstabelle

in €	Dr. Thomas König (Mitglied des Vorstands seit 1. Juni 2018)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
	2017	2018	2018 (Min)	2018 (Max) ^{1, 2}	2017	2018
Festvergütung	–	408.333	408.333	408.333	–	408.333
Nebenleistungen	–	25.776	25.776	25.776	–	25.776
Summe	–	434.109	434.109	434.109	–	434.109
Einjährige variable Vergütung	–	393.750	–	787.500	–	693.000
Mehrfährige variable Vergütung	–	481.250	–	962.500	–	–
– Share Matching Plan 1. Tranche (2013–2017)	–	–	–	–	–	–
– Share Matching Plan 2. Tranche (2014–2018)	–	–	–	–	–	–
– Performance Plan 1. Tranche (2017–2020)	–	–	–	–	–	–
– Performance Plan 2. Tranche (2018–2021)	–	481.250	–	962.500	–	–
Summe	–	1.309.109	434.109	2.184.109	–	1.127.109
Versorgungsaufwand (service cost)	–	54.807	54.807	54.807	–	54.807
Gesamtvergütung	–	1.363.916	488.916	2.238.916	–	1.181.916

1, 2 Siehe Fußnoten auf Seite 93.

Gewährungs- und Zuflusstabelle

in €	Dr. Marc Spieker (Mitglied des Vorstands)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
	2017	2018	2018 (Min)	2018 (Max) ^{1, 2}	2017	2018
Festvergütung	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000
Nebenleistungen	35.695	43.456	43.456	43.456	35.695	43.456
Summe	735.695	743.456	743.456	743.456	735.695	743.456
Einjährige variable Vergütung	675.000	675.000	–	1.350.000	1.093.500	1.188.000
Mehrfährige variable Vergütung	825.000	825.000	–	1.650.000	–	–
– Share Matching Plan 1. Tranche (2013–2017)	–	–	–	–	–	–
– Share Matching Plan 2. Tranche (2014–2018)	–	–	–	–	–	–
– Performance Plan 1. Tranche (2017–2020)	825.000	–	–	–	–	–
– Performance Plan 2. Tranche (2018–2021)	–	825.000	–	1.650.000	–	–
Summe	2.235.695	2.243.456	743.456	3.743.456	1.829.195	1.931.456
Versorgungsaufwand (service cost)	33.936	220.067	220.067	220.067	33.936	220.067
Gesamtvergütung	2.269.631	2.463.523	963.523	3.963.523	1.863.131	2.151.523

1, 2 Siehe Fußnoten auf Seite 93.

Gewährungs- und Zuflusstabelle

in €	Dr. Karsten Wildberger (Mitglied des Vorstands)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
	2017	2018	2018 (Min)	2018 (Max) ^{1, 2}	2017	2018
Festvergütung	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000
Nebenleistungen	67.346	67.442	67.442	67.442	67.346	67.442
Summe	767.346	767.442	767.442	767.442	767.346	767.442
Einjährige variable Vergütung	675.000	675.000	–	1.350.000	1.093.500	1.188.000
Mehrjährige variable Vergütung	825.000	825.000	–	1.650.000	–	–
– Share Matching Plan 1. Tranche (2013–2017)	–	–	–	–	–	–
– Share Matching Plan 2. Tranche (2014–2018)	–	–	–	–	–	–
– Performance Plan 1. Tranche (2017–2020)	825.000	–	–	–	–	–
– Performance Plan 2. Tranche (2018–2021)	–	825.000	–	1.650.000	–	–
Summe	2.267.346	2.267.442	767.442	3.767.442	1.860.846	1.955.442
Versorgungsaufwand (service cost)	350.492	279.842	279.842	279.842	350.492	279.842
Gesamtvergütung	2.617.838	2.547.284	1.047.284	4.047.284	2.211.338	2.235.284

1, 2 Siehe Fußnoten auf Seite 93.

Die E.ON SE und ihre Tochtergesellschaften haben den Vorstandsmitgliedern auch im Geschäftsjahr 2018 keine Darlehen oder Vorschüsse gewährt oder sind zu ihren Gunsten Haftungsverhältnisse eingegangen. Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands befinden sich auf Seite 244.

Die Bezüge der ehemaligen Vorstandsmitglieder

Die Gesamtbezüge der ehemaligen Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen betrugen 12,5 Mio € (Vorjahr: 12,4 Mio €). Die Gesellschaft hat 155,8 Mio € (Vorjahr: 159,0 Mio €) – Bewertung nach IFRS – 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 jeweils 320.000 €. Den übrigen Mitgliedern des Aufsichtsrats steht eine Vergütung in Höhe von 140.000 € zu. Zusätzlich erhalten der Vorsitzende des Prüfungs- und Risikoausschusses 180.000 €, andere Mitglieder dieses Ausschusses jeweils 110.000 €, Vorsitzende eines anderen Ausschusses 140.000 €, Mitglieder dieser anderen Ausschüsse jeweils 70.000 €. Im Falle einer 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. Weiterhin 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 2018

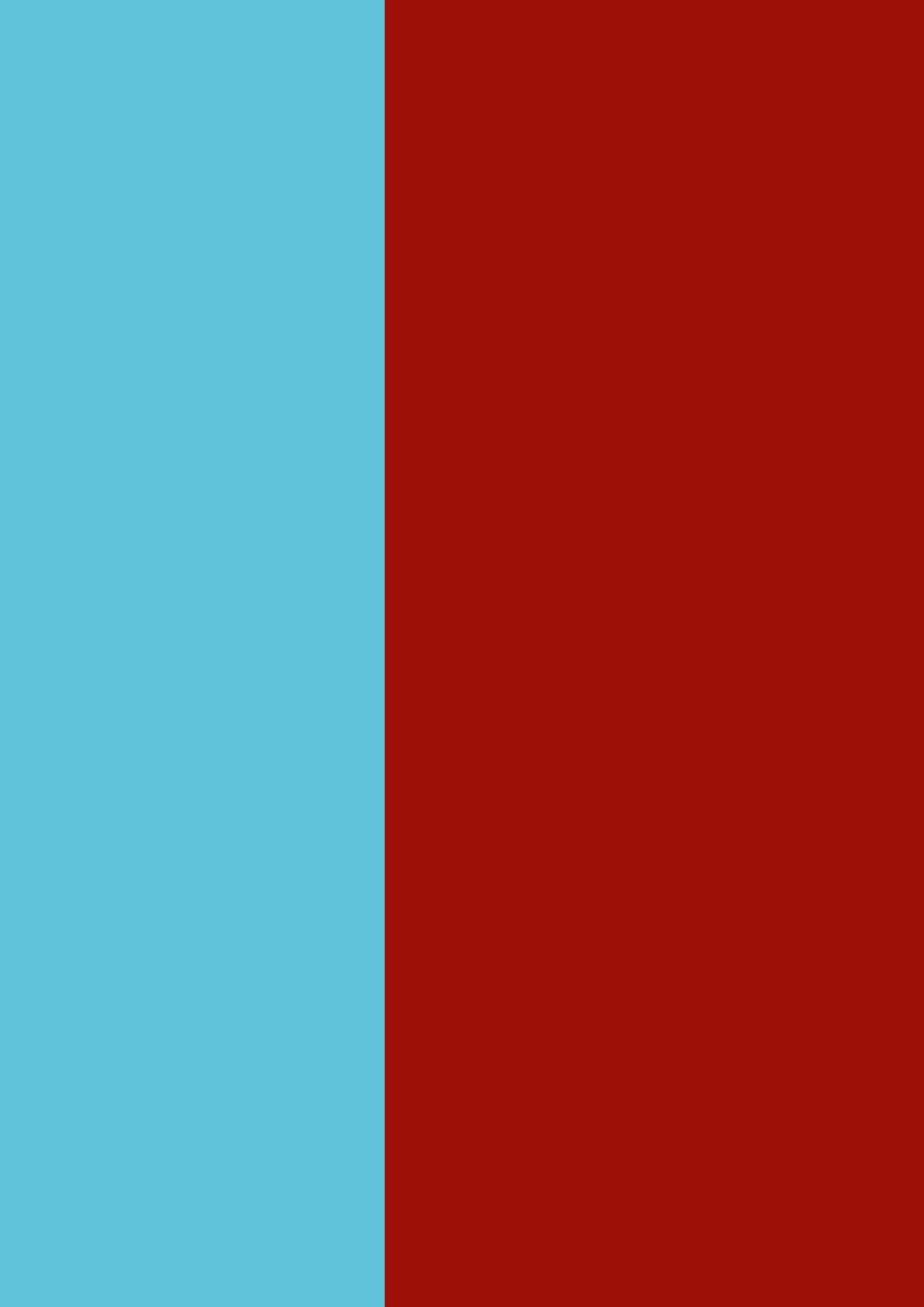
Die Gesamtbezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats betrugen im Geschäftsjahr 2018 4,1 Mio € (Vorjahr: 4,5 Mio €). Den Aufsichtsratsmitgliedern wurden wie auch im vergangenen Geschäftsjahr keine Darlehen oder Vorschüsse von der Gesellschaft gewährt.

Gesamtvergütung des Aufsichtsrats

in €	Aufsichtsratsvergütung		Vergütung für Ausschusstätigkeiten		Sitzungsgelder		Aufsichtsratsbezüge von Tochtergesellschaften		Summe	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Dr. Karl-Ludwig Kley	440.000	440.000	–	–	8.000	13.000	–	–	448.000	453.000
Prof. Dr. Ulrich Lehner (bis 9. Mai 2018)	133.333	320.000	–	–	5.000	12.000	–	–	138.333	332.000
Erich Clementi	260.000	140.000	–	–	9.000	7.000	–	–	269.000	147.000
Andreas Scheidt	320.000	320.000	–	–	9.000	13.000	–	170.853	329.000	503.853
Clive Broutta	140.000	140.000	70.000	70.000	8.000	8.000	–	–	218.000	218.000
Klaus Fröhlich (seit 29. Mai 2018)	93.333	–	46.667	–	2.000	–	–	–	142.000	–
Tibor Gila (bis 9. Mai 2018)	58.333	140.000	–	–	4.000	6.000	–	–	62.333	146.000
Thies Hansen (bis 31. Dezember 2017)	–	140.000	–	110.000	–	10.000	–	17.700	–	277.700
Carolina Dybeck Happe	140.000	140.000	96.667	52.500	9.000	10.000	–	–	245.667	202.500
Baroness Denise Kingsmill CBE (bis 9. Mai 2018)	58.333	140.000	–	–	4.000	3.000	–	–	62.333	143.000
Eugen-Gheorghe Luha	140.000	140.000	70.000	70.000	8.000	10.000	15.821	13.114	233.821	233.114
Szilvia Pinczésné Márton (seit 9. Mai 2018)	93.333	–	–	–	3.000	–	–	–	96.333	–
Andreas Schmitz	140.000	140.000	156.667	82.500	10.000	9.000	–	–	306.667	231.500
Fred Schulz (bis 9. Mai 2018; seit 29. Mai 2018)	140.000	140.000	110.000	110.000	13.000	15.000	24.469	22.243	287.469	287.243
Silvia Šmátralová (bis 9. Mai 2018)	58.333	140.000	–	–	4.000	6.000	8.938	24.367	71.271	170.367
Dr. Karen de Segundo	140.000	140.000	140.000	122.500	9.000	11.000	–	–	289.000	273.500
Dr. Theo Siegert (bis 9. Mai 2018)	58.333	140.000	75.000	180.000	7.000	11.000	–	–	140.333	331.000
Elisabeth Wallbaum	140.000	140.000	110.000	–	10.000	6.000	–	–	260.000	146.000
Ewald Woste	140.000	140.000	70.000	52.500	8.000	10.000	15.808	8.000	233.808	210.500
Albert Zettl	140.000	140.000	70.000	52.500	8.000	11.000	20.000	20.000	238.000	223.500
Summe	2.833.331	3.180.000	1.015.001	902.500	138.000	171.000	85.036	276.277	4.071.368	4.529.777

Sonstiges

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



Gesonderter zusammengefasster nichtfinanzieller Bericht

Editorische Notiz

Mit dem vorliegenden gesonderten zusammengefassten nichtfinanziellen Bericht kommt die E.ON SE (im Folgenden: E.ON) der Berichtspflicht im Sinne des CSR-Richtlinie-Umsetzungsgesetzes (§§ 315b und 315c HGB sowie §§ 289b bis 289e HGB) nach. Dieser Bericht gilt sowohl für den E.ON-Konzern als auch für die E.ON SE. Neben übergreifenden Informationen enthält er Angaben zu den fünf Aspekten Umwelt, Arbeitnehmer, Sozialbelange, Menschenrechte sowie Antikorruption. Die Angaben beziehen sich auf den Berichtszeitraum vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2018. Gegenstand des Berichts sind alle Tochterunternehmen, die im Konzernabschluss voll konsolidiert sind. Abweichungen wurden entsprechend gekennzeichnet.

Geschäftsmodell

Mit unseren drei Geschäftsfeldern Energienetze, Kundenlösungen und Erneuerbare Energien leisten wir einen Beitrag für eine nachhaltige Entwicklung des Energiesektors. Nähere Informationen zum Geschäftsmodell von E.ON finden Sie in unserem zusammengefassten Lagebericht.

Übergreifende Informationen

Als verantwortungsvoll wirtschaftendes Unternehmen haben wir alle wesentlichen Auswirkungen unserer Geschäftstätigkeit im Blick. Neben finanziellen Aspekten betrachten wir auch ökologische und soziale Belange entlang unserer gesamten Wertschöpfungskette. Die systematische Betrachtung nichtfinanzieller Themen ermöglicht es uns, Chancen und Risiken für unsere Geschäftsentwicklung frühzeitig zu erkennen. Risiken sind hierbei nicht allein als negative Abweichung von Finanzprognosen zu verstehen. Berücksichtigung finden neben den Erwartungen von Kapitalgebern auch die von anderen wesentlichen Stakeholdern wie Kunden und Mitarbeitern.

Um zu ermitteln, welche Nachhaltigkeitsthemen für uns von besonderer Bedeutung sind, haben wir 2018 erneut eine Wesentlichkeitsanalyse durchgeführt. Wesentliche Themen sind solche, die für das Verständnis des Geschäftsverlaufs, des Geschäftsergebnisses und der Lage von E.ON sowie für die Auswirkungen unserer Geschäftstätigkeit entscheidend sind. Bei der Analyse haben wir sowohl interne als auch externe Faktoren betrachtet. Wir haben die Erwartungen unserer Stakeholder auf Basis bestehender Quellen analysiert und die wirtschaftlichen, ökologischen und sozialen Auswirkungen von E.ON auf verschiedene nichtfinanzielle Themen ermittelt. Die Wesentlichkeitsanalyse hat ergeben, dass die folgenden nichtfinanziellen Sachverhalte für E.ON wesentlich sind:

Wesentliche Themen nach Mindestaspekten

Umweltbelange	<ul style="list-style-type: none">• Klimaschutz• Umweltmanagement
Arbeitnehmerbelange	<ul style="list-style-type: none">• Arbeitssicherheit und Gesundheit• Arbeitsbedingungen und Mitarbeiterentwicklung
Sozialbelange	<ul style="list-style-type: none">• Versorgungssicherheit• Kundenzufriedenheit• Datenschutz
Menschenrechte	<ul style="list-style-type: none">• Allgemeine Bedeutung von Menschenrechten
Antikorruption	<ul style="list-style-type: none">• Allgemeine Bedeutung von Compliance

In den folgenden Abschnitten erläutern wir, welche Konzepte wir bezüglich der jeweiligen Themen verfolgen und welche Fortschritte wir 2018 gemacht haben. Für die Bereiche „Arbeitssicherheit und Gesundheit“ (Aspekt 2: Arbeitnehmerbelange) und „Umweltmanagement“ (Aspekt 1: Umwelt) besteht bei E.ON ein übergreifendes Konzept. Dieses stellen wir im Folgenden gebündelt dar. Bei der Beschreibung der Konzepte orientieren wir uns an der aktuellen Version der Leitlinien der Global Reporting Initiative (GRI) – den „GRI Sustainability Reporting Standards“ – aus dem Jahr 2016. Insbesondere der Standard „GRI 103: Managementansatz 2016“ findet hierbei Beachtung.

Im Jahr 2018 haben wir unsere nichtfinanziellen Risiken entlang der fünf Mindestaspekte des CSR-Richtlinie-Umsetzungsgesetzes analysiert. Dabei identifizierte die zentrale Nachhaltigkeitsabteilung zusammen mit Experten aus anderen Abteilungen insgesamt 26 Risiken. Anschließend untersuchte das Sustainability Council, unser zentrales Nachhaltigkeitsgremium, jedes Risiko einzeln. Dabei berücksichtigte das Gremium, mit welcher Wahrscheinlichkeit das Risiko eintritt, welche potenziellen Auswirkungen es hat und welche Maßnahmen E.ON bereits ergreift, um das Risiko zu mindern. Die Untersuchung hat ergeben, dass E.ON insgesamt kein berichtspflichtiges nichtfinanzielles Nettoisiko aufweist. Der Prozess und die Ergebnisse unserer nichtfinanziellen Risikoanalyse wurden dem Risikokomitee des

E.ON-Konzerns vorgestellt und von diesem genehmigt. Näheres zu finanziellen Risiken und Chancen finden Sie im Risiko- und Chancenbericht des zusammengefassten Lageberichts.

Die im Folgenden genannten Richtlinien, mit denen wir Mindeststandards, Verantwortlichkeiten und Managementinstrumente für die jeweiligen Themen festlegen, sind konzernweit verbindlich. Sie haben Weisungscharakter und werden kontinuierlich überprüft. Konzernrichtlinien gelten dabei auch für alle Einzelgesellschaften, an denen E.ON die Mehrheit der Anteile hält, sowie für Projekte und Teilhaberschaften, in denen E.ON die operative Verantwortung trägt. Auch Vertragspartner und Lieferanten sind aufgefordert, die Mindeststandards zu erfüllen.

Unsere Nachhaltigkeitsarbeit richten wir an international anerkannten Regelwerken aus. Sie geben Orientierung und tragen dazu bei, dass alle wesentlichen Faktoren für eine verantwortungsvolle Unternehmensführung berücksichtigt werden. So bekennen wir uns seit 2005 zu den zehn Prinzipien des „Global Compacts“ der Vereinten Nationen (United Nations – UN). Mit unserer Nachhaltigkeitsarbeit unterstützen wir auch die Erreichung der „Sustainable Development Goals“ der UN. Dabei leisten wir insbesondere einen Beitrag dazu, den Zugang zu bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und sauberer Energie für alle zu ermöglichen und Maßnahmen zum Klimaschutz voranzutreiben.

Jährlicher Nachhaltigkeitsbericht

Wir veröffentlichen seit 2004 jährlich einen Nachhaltigkeitsbericht. Seit 2005 orientiert sich der Bericht an den GRI-Leitlinien und dient als Fortschrittsbericht im Rahmen des UN Global Compacts. Wir berichten darin über Themen, die sowohl von unseren Stakeholdern als auch von uns als wesentlich eingestuft werden, und legen offen, wie wir mit diesen Themen umgehen. Unser Nachhaltigkeitsbericht enthält auch Informationen über weitere, nicht wesentliche Themen, die kein Bestandteil des vorliegenden nichtfinanziellen Berichts sind. Außerdem gibt er Auskunft über unsere Nachhaltigkeitsstrategie und die übergeordnete Nachhaltigkeitsorganisation bei E.ON.

Nachhaltigkeits-Ratings und -Rankings

Um noch mehr Transparenz zu ermöglichen, stellen wir uns der externen Bewertung unserer Nachhaltigkeitsleistung. Solche ausführlichen Beurteilungen werden von spezialisierten Agenturen oder von Kapitalmarkt-Analysten durchgeführt. Die Ergebnisse bieten wichtige Orientierung für Investoren. Außerdem helfen sie uns, Stärken und Schwächen zu identifizieren und unsere Leistung weiter zu verbessern. In unserem Nachhaltigkeitschannel auf unserer Corporate Website finden Sie eine aktuelle Auflistung der Ergebnisse von Ratings und Rankings.

Konzept für Gesundheit, Arbeitssicherheit und Umwelt

Der Funktionsbereich HSE (Health, Safety & Environment – HSE) stellt eine langjährig gewachsene Organisationsstruktur dar, über die alle Aktivitäten zu den wesentlichen Themen Klimaschutz, Umweltmanagement sowie Arbeitssicherheit und Gesundheit zentral gesteuert werden. Mit unserer übergeordneten HSE-Richtlinie und der Funktionsrichtlinie „Sustainability & HSE“ haben wir alle Mindestanforderungen, Verantwortlichkeiten, Managementinstrumente sowie Berichtswege für den Bereich HSE festgelegt.

Unser Vorstand und die Geschäftsführungen unserer Einheiten tragen die Verantwortung für den Bereich HSE. Sie legen unsere strategischen Ziele fest und überarbeiten Richtlinien, um kontinuierliche Verbesserungen zu erzielen. Unterstützt und beraten werden sie dabei durch die HSE-Abteilung in unserer Konzernzentrale und unser HSE-Council. Das Council ist ein international zusammengesetztes Gremium aus oberen Führungskräften und Vertretern verschiedener Geschäftsbereiche und Länder, in denen wir aktiv sind. Das Gremium tagt mindestens dreimal jährlich und wird von dem für HSE zuständigen Vorstandsmitglied geleitet. Auch in den verschiedenen Einheiten sind HSE-Gremien und Expertenteams aktiv. Sie erarbeiten Rahmenvorgaben, damit die HSE-Standards in ihrem Geschäftsbereich eingehalten werden. Unsere Einheiten stellen zudem eigene HSE-Verbesserungspläne auf. Diese enthalten konkrete, für ein oder mehrere Jahre gültige Zielvorgaben im Bereich HSE.

Auch in vorgelagerten Wertschöpfungsstufen legen wir Wert auf die Einhaltung unserer HSE-Standards und -Vorgaben, etwa bei der Auswahl neuer Lieferanten im Einkauf. Diese müssen zunächst einen Qualifizierungsprozess durchlaufen, wenn eine erhöhte Gefahr besteht, dass ihre Geschäftstätigkeit negative Auswirkungen im Bereich HSE hat. Je nach Größe des Lieferanten verlangen wir teilweise auch Zertifikate nach internationalen Umwelt-, Arbeitssicherheits- und Gesundheitsstandards (ISO 14001 oder EMAS III beziehungsweise OHSAS 18001 oder ISO 45001) oder führen HSE-Audits durch.

HSE-Vorfälle werden über unser webbasiertes Ereignismanagementsystem PRISMA (Platform for Reporting on Incident and Sustainability Management and Audits) gemeldet. Dabei unterscheiden wir fünf Kategorien: von 0 (marginal) bis 4 (kritisch). Gemäß unserem HSE-Standard für das Ereignismanagement sind die Einheiten verpflichtet, Vorfälle der Kategorie 4 innerhalb von 24 Stunden über PRISMA an die HSE-Abteilung in unserer Konzernzentrale zu melden. Wir untersuchen und analysieren die Vorfälle dann entsprechend ihres Schweregrads beziehungsweise ihrer tatsächlichen Eintrittswahrscheinlichkeit und entwickeln anhand der Ergebnisse Präventionsmaßnahmen. Alle Einheiten von E.ON sind verpflichtet, PRISMA einzuführen und zu nutzen.

Aspekt 1: Umweltbelange

Klimaschutz

Der Klimawandel und damit verbundene Umweltschäden stellen eine ernsthafte Bedrohung dar, die uns alle betrifft. Die Erzeugung und die Nutzung konventioneller Energie sind mit dem Ausstoß von Treibhausgasemissionen verbunden. Daher spielen die CO₂-arme Energieerzeugung und der effiziente Umgang mit Energie eine zentrale Rolle, um Emissionen zu reduzieren und damit die Erderwärmung zu begrenzen. Für E.ON als Energieunternehmen, das sich ganz auf die neue Energiewelt konzentriert, ist Klimaschutz ein entscheidendes Thema. Der Übergang zu einer CO₂-armen Wirtschaft erfordert die gemeinsamen Bemühungen aller, die Energie erzeugen oder verbrauchen. Diese Übergangszeit ist eine Herausforderung für unsere Wettbewerbsfähigkeit. Sie bietet aber auch die Chance, unser Geschäft auszubauen. Viele Länder, Kommunen und Unternehmen setzen bereits auf eine klimafreundliche Energieerzeugung und Energieeffizienzmaßnahmen, um ihre CO₂-Reduktionsziele zu erreichen. Mit unserem strategischen Fokus auf Erneuerbare Energien und Kundenlösungen zur effizienten Nutzung von Energie richten wir uns ganz auf diese globalen Trends aus.

Indem wir den Ausbau Erneuerbarer Energien weiter vorantreiben, leisten wir einen Beitrag zur klimafreundlichen Energieversorgung. E.ON Climate & Renewables (EC&R) entwickelt, errichtet und betreibt seit 2007 mittlere und große Offshore- und Onshore-Windparks sowie große Solarparks und innovative Energiespeicher. Die Geschäftsführerin der Einheit berichtet direkt an den Chief Operating Officer – Integration, ein Mitglied des Vorstands. Dabei informiert sie ihn über die Entwicklung wichtiger finanzieller und technischer Leistungsindikatoren bei EC&R, über die wir in unserem zusammengefassten Lagebericht berichten. 2018 war EC&R in Deutschland, Großbritannien, Polen, Dänemark, Schweden, Italien und den USA aktiv. Neben den genannten Großprojekten realisieren wir für mittelständische Unternehmen, Privatkunden und öffentliche Einrichtungen Lösungen, mit denen sie eigene klimafreundliche Energie erzeugen können.

Der Ausstoß von Treibhausgasen lässt sich nicht nur über die Art der Energieerzeugung begrenzen. Auch die Reduzierung des Energieverbrauchs und die Rückgewinnung von Energie sind ein Hebel, um Emissionen zu senken. Unsere Energielösungen helfen unseren Kunden, Energie effizienter zu nutzen und zurückzugewinnen. Wir bieten allen unseren Kunden Lösungen, die individuell auf ihre Bedürfnisse zugeschnitten sind. Das gilt für Privatkunden genauso wie für Kunden aus dem Gewerbe, der Industrie oder der öffentlichen Verwaltung. Unser Portfolio

umfasst beispielsweise einfach zu handhabende Online-Energieaudits und Apps für Haushaltskunden. Sie helfen, den eigenen Energieverbrauch besser zu verstehen. Für gewerbliche Kunden entwickeln wir eingebettete Kraft-Wärme-Kopplungslösungen und Energieeffizienzkonzepte. Außerdem bieten wir integrierte Lösungen für Städte, Stadtteilentwickler und Wohnungsunternehmen an. Dazu gehören effizientes Heizen und Kühlen, eine CO₂-arme Energieerzeugung und intelligentes Energiemanagement. Teil unseres Portfolios sind auch E-Mobilitätslösungen wie Ladesysteme für Haushalte und Unternehmen sowie öffentliche Ladeinfrastruktur für Städte. Damit tragen wir dazu bei, den Verkehr unabhängiger von fossilen Brennstoffen zu machen und CO₂-Emissionen zu senken.

Unser Chief Operating Officer – Commercial, der Mitglied des E.ON-Vorstands ist, trägt die Gesamtverantwortung für unser Kundengeschäft. Dazu zählen auch Lösungen, die es unseren Kunden ermöglichen, ihre eigene klimafreundliche Energie zu erzeugen. Die Vertriebsteams unserer regionalen Einheiten implementieren und vermarkten Energie- und E-Mobilitätslösungen für alle Kundengruppen. Überregionale Teams in der Konzernzentrale koordinieren diese Aktivitäten in technischer, kaufmännischer und strategischer Hinsicht. E.ON Connecting Energies ist dafür verantwortlich, technische Lösungen für gewerbliche Kunden in West- und Zentraleuropa, Großbritannien und Skandinavien zu entwickeln. Der E.ON-Vorstand wird laufend über die Entwicklungen in unserem Kundengeschäft informiert: In Berichten über die finanzielle Leistung und Präsentationen während der Vorstandssitzungen werden die operativen Fortschritte anhand wesentlicher Leistungsindikatoren sichtbar gemacht.

Verteilnetze wie die von E.ON sind das Rückgrat der Energiewende: Sie ermöglichen eine klimafreundliche Energieerzeugung und den Einsatz innovativer, effizienter Energielösungen. Schon heute sind viele Windparks, Batteriespeichersysteme und andere klimafreundliche Technologien an unsere Verteilnetze angeschlossen. In Zukunft werden intelligente Netze die Basis für innovative Technologien und Geschäftsmodelle bilden, die für den Erfolg der Energiewende unerlässlich sind.

Mit unserem Kerngeschäft greifen wir die wichtigsten Energietrends auf und tragen zum Klimaschutz bei. Darüber hinaus wollen wir jedoch auch unseren eigenen CO₂-Fußabdruck reduzieren. So erheben wir jährlich die CO₂-Emissionen aus unserer Strom- und Wärmeerzeugung sowie aus unserer alltäglichen,

nicht direkt mit der Stromerzeugung verbundenen Geschäftstätigkeit. Diese Zahlen legen wir im Rahmen unserer Nachhaltigkeitsberichterstattung offen. Bei der Berechnung werden auch unsere vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen mit einbezogen. Als Grundlage zur Berechnung der Emissionen dient der weltweit anerkannte „WRI/WBCSD Greenhouse Gas Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard“ (GHG Protocol).

Im Juni 2017 hat der E.ON Vorstand neue Klimaziele für das Jahr 2030 verabschiedet. Bis zu diesem Zeitpunkt wollen wir unseren absoluten CO₂-Fußabdruck um 30 Prozent gegenüber dem Basisjahr 2016 reduzieren. Zudem soll die CO₂-Intensität bei unseren Kunden – also die CO₂-Emissionen pro verkaufter Kilowattstunde Strom – bis 2030 um 50 Prozent gegenüber dem Jahr 2016

reduziert werden. Denn die indirekten CO₂-Emissionen, die vor allem im Zusammenhang mit der Beschaffung und Nutzung von Strom und Gas im Kundengeschäft entstehen (Scope 3), bilden den Großteil unseres CO₂-Fußabdrucks. Um unsere Ziele zu erreichen, haben wir Maßnahmen definiert, die die Emissionen in allen drei Scopes des GHG-Protokolls senken sollen. So wollen wir direkte Emissionen (Scope 1) beispielsweise durch die Modernisierung und Optimierung unserer Gasnetze verringern. Durch die Reduzierung unseres eigenen Energieverbrauchs und geringere Verluste bei Übertragung und Verteilung von Strom wollen wir unsere indirekten Scope-2-Emissionen senken. Für unser Scope-3-Ziel gilt es, den Anteil der aus erneuerbaren Quellen stammenden Energie, die wir unseren Kunden anbieten, zu erhöhen.

CO₂-Emissionen (CO₂-Äquivalente in Mio t)

	2018	2017	2016
Scope 1: direkte Emissionen aus unserer eigenen Geschäftstätigkeit	4,87	4,81 ¹	5,37
Scope 2: indirekte Emissionen in Verbindung mit unserem Strom- und Wärmeverbrauch ²	2,88	3,37 ¹	3,36
Scope 3: indirekte Emissionen aus allen sonstigen Geschäftstätigkeiten	61,31	71,02	74,02
Gesamt	69,06	79,20	82,75

1 Vorjahreszahlen wurden aufgrund von nachträglichen Einzelwertberichtigungen angepasst.

2 Die Kalkulation umfasst nicht den Eigenverbrauch von Fernwärme, da die Menge im Vergleich zu den anderen Scope-2-Kategorien unwesentlich ist.

Insgesamt beliefen sich unsere direkten und indirekten CO₂-Emissionen im Jahr 2018 auf 69,1 Mio t CO₂e. Damit sind sie im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass wir im Jahr 2018 zur Berechnung folgender Emissionen aktualisierte Emissionsfaktoren genutzt haben: Emissionen aus Verlusten bei der Verteilung von Strom (Scope 2) sowie aus Strom und Gas, die wir an unsere Kunden verkaufen (Scope 3).

Das Jahr 2016 markierte den Startpunkt für Maßnahmen und Initiativen, die dazu beitragen sollen, unsere neuen Klimaschutzziele für 2030 zu erreichen. Aufgrund der im direkten Jahresvergleich schwankenden Einflüsse lässt sich eine aussagekräftige Entwicklung, ob unsere Maßnahmen greifen und wo wir bezüglich unserer Ziele stehen, jedoch erst über einen mehrjährigen Zeitraum treffen. Wir werden daher alle drei Jahre – erstmals nach Abschluss des Geschäftsjahres 2019 – eine Trendbeurteilung durchführen. Sollte dabei Anpassungsbedarf ersichtlich werden, ergreifen wir in Abstimmung mit unseren Einheiten Maßnahmen, um unsere Ziele zu erreichen. Informationen über die Fortschritte, die wir bei der Erreichung unserer Klimaziele gemacht haben, werden zunächst dem Sustainability Council vorgelegt. Im Jahr 2018 tagte das Gremium dreimal. Sein Vorsitzender, der Chief Sustainability Officer, berichtet regelmäßig an den E.ON-Vorstand.

Umweltmanagement

Neben dem Klimaschutz verfolgen wir das Ziel, Umweltschäden zu verhindern und negative Auswirkungen auf die Umwelt möglichst zu vermeiden. Auch wenn wir keine großen konventionellen Anlagen mehr im Portfolio haben, bauen und betreiben wir doch weiterhin Verteilnetze sowie große Anlagen für erneuerbare Energien. Außerdem benötigen wir Ressourcen wie Energie an unseren Unternehmensstandorten. Wir müssen uns bei allen Umweltbelangen an nationale und internationale gesetzliche Vorgaben halten, damit wir auch weiterhin das Vertrauen unserer Stakeholder genießen und uns die nötige Akzeptanz für unser unternehmerisches Handeln sichern. Unser Umweltmanagement orientiert sich am Vorsorgeprinzip, das von den Vereinten Nationen erarbeitet wurde.

Wir decken alle gesetzlichen Anforderungen im Bereich Umwelt im Rahmen unseres HSE-Managements ab und haben darüber hinaus eigene, konzernweit verbindliche Anforderungen festgelegt. Unsere Funktionsrichtlinie „Sustainability & HSE“ verpflichtet alle Einheiten von E.ON (mit Ausnahme sehr kleiner vernachlässigbarer Einheiten) dazu, ein Umweltmanagementsystem einzuführen, das gemäß ISO 14001 oder EMAS – international anerkannten Standards für derartige Systeme – zertifiziert ist. Für diese Zertifizierungen müssen wir Umweltaspekte

und -auswirkungen beurteilen und eine stetige Verbesserung anstreben. Im Jahr 2018 haben wir eine neue E.ON-Grundsatz-erklärung zu Gesundheit, Sicherheit, Umwelt- und Klimaschutz verabschiedet. Sie ersetzt die bisherige Erklärung und wurde von unserem Vorstand unterzeichnet. Darin bringen wir zum Ausdruck, alle gesetzlichen Vorgaben zum Arbeits- und Umweltschutz einzuhalten, und legen ein für diese Zwecke geeignetes Managementsystem fest. Mit der Grundsatzerklärung verpflichten wir uns, die Umwelt und das Klima zu schützen, unseren Energieverbrauch zu senken, sparsam mit Ressourcen umzugehen, verantwortungsvoll zu wirtschaften und stets nach Verbesserungen im Bereich Umwelt zu streben. Das Energiemanagement spielt im Rahmen unseres Umweltmanagements eine wichtige Rolle. Es hilft uns dabei, unseren Energieverbrauch und damit auch unsere Treibhausgasemissionen zu verringern. An allen Standorten, an denen wir Systeme für das Energieeffizienzmanagement nach ISO 50001 eingeführt haben, erfassen und analysieren wir den Energieverbrauch unserer Anlagen und Bürogebäude. Mithilfe der Ergebnisse können wir Einsparpotenziale erkennen und kostengünstige Maßnahmen für den effizienten Energieeinsatz empfehlen. Wir haben bereits mehrere solcher Empfehlungen in die Praxis umgesetzt, beispielsweise die Installation eines intelligenten LED-Beleuchtungssystems in Gebäuden und andere intelligente Lösungen im Bereich der Gebäudetechnik.

Der Vorstand von E.ON wird durch monatliche Berichte der HSE-Abteilung und regelmäßige Rücksprache mit dem Senior Vice President für Sustainability & HSE über schwerwiegende Vorfälle (Kategorie 3) informiert. Kritische Ereignisse (Kategorie 4) werden direkt von unseren Einheiten innerhalb von 24 Stunden an den Vorstand gemeldet.

2018 ereignete sich ein schwerwiegender Umweltvorfall bei unserem deutschen Tochterunternehmen Avacon. Bei der Druckentlastung einer Gashochdruckleitung kam es zum unbeabsichtigten Austritt von Öl in Form von Aerosol in die unmittelbare Umgebung. Betroffen waren neben dem Firmengelände auch ein angrenzender Fußweg und ein Teil eines nahegelegenen Feldes. Als der Ölaustritt erkannt wurde, wurde er durch Schließen der Ausblasarmatur unverzüglich gestoppt.

Im Jahr 2018 stieg unser Energieverbrauch gegenüber dem Vorjahreswert um 38 Millionen Gigajoule auf 239 Millionen Gigajoule. Dies ist darauf zurückzuführen, dass wir im Jahr 2018 die Erhebungsmethodiken für die Berichterstattung erweitert haben. Daher lässt sich der Wert nur bedingt mit denen der Vorjahre vergleichen.

Aspekt 2: Arbeitnehmerbelange

Wir möchten die Energiewelt von morgen mitgestalten, wettbewerbsfähig bleiben und neue Geschäftsbereiche erschließen. Dafür brauchen wir talentierte, engagierte Mitarbeiter, deren persönliche und fachliche Kompetenzen zu unseren aktuellen und künftigen Anforderungen passen. Angesichts der Auswirkungen des demografischen Wandels auf den Arbeitsmarkt sind gut ausgebildete Fachkräfte jedoch gefragter denn je. Wir müssen ein attraktives, förderndes und integratives Arbeitsumfeld schaffen, in dem unsere Mitarbeiter ihr volles Potenzial entfalten können. Nur so wird es uns gelingen, herausragende neue Mitarbeiter zu gewinnen und diejenigen, die bereits für uns arbeiten, an uns zu binden. Was unser Personalmanagement (HR) vor große Herausforderungen stellt: All dies muss in einem sich rasch wandelnden Geschäftsumfeld, vor dem Hintergrund technologischer Entwicklungen sowie von Umstrukturierungen im Konzern erfolgen.

Informationen über unsere Strategie und Maßnahmen zur Mitarbeiterentwicklung sowie zur Schaffung attraktiver Arbeitsbedingungen sind dem Kapitel „Mitarbeiter“ auf den Seiten 44 und 45 unseres zusammengefassten Lageberichts zu entnehmen.

Unsere Wesentlichkeitsanalyse für das Jahr 2018 ergab, dass das Thema Vielfalt knapp unterhalb der Wesentlichkeitsschwelle lag und andere Personalthemen derzeit höhere Priorität haben. Somit ist Vielfalt zwar nach wie vor ein wichtiges, aber kein wesentliches Thema aus Sicht der nichtfinanziellen Berichterstattung mehr für uns. Vielfalt hat zudem viele Facetten, und die damit verbundenen Herausforderungen unterscheiden sich je nach Land und manchmal sogar je nach Region. Länderspezifische Initiativen und Zielvorgaben zeigen daher größere Wirkung als ein zentraler Ansatz. Im Zuge unseres Restrukturierungsprogramms Phoenix sind wir deshalb zu einem anderen Konzept bei der Steuerung von Vielfalt übergegangen und übertragen diese Aufgabe nun unseren Einheiten.

Arbeitssicherheit und Gesundheit

Die Sicherheit und die Gesundheit unserer Mitarbeiter sind entscheidend für deren Leistungsfähigkeit und damit auch für unseren unternehmerischen Erfolg. Einige unserer Mitarbeiter verrichten potenziell gefährliche Arbeiten, etwa an Stromverteilnetzen. Strikte Sicherheitsstandards sind daher für uns von besonderer Bedeutung – denn Unfälle gefährden nicht nur unsere Mitarbeiter, sondern haben möglicherweise auch Sachschäden, Ausfallzeiten und einen Reputationsverlust zur Folge. Durch den demografischen Wandel müssen wir außerdem die Bedürfnisse einer älter werdenden Belegschaft berücksichtigen und deren Arbeitsfähigkeit langfristig erhalten.

Bei den Themen Sicherheit und Gesundheit verfolgen wir einen aktiven sowie präventiven Ansatz. Nach dem Prinzip „Null Toleranz für Unfälle“ ist es unser zentrales Ziel, Arbeitsunfälle von vornherein zu vermeiden. Zu einer Präventionskultur verpflichten wir uns seit dem Jahr 2009 auch mit der Unterzeichnung des „Düsseldorf Statements“ zur „Erklärung von Seoul über Sicherheit und Gesundheit am Arbeitsplatz“ sowie der „Luxemburger Deklaration zur betrieblichen Gesundheitsförderung“.

Um dem Anspruch an Sicherheit und Gesundheit unserer Mitarbeiter gerecht zu werden, sind im Rahmen unseres HSE-Managements (Health, Safety and Environment; siehe HSE-Management) klare Verantwortlichkeiten benannt und Mindeststandards festgelegt. Diese gelten nicht nur für unsere Mitarbeiter, sondern auch für die Angestellten unserer Partnerfirmen, die in unserem Auftrag Arbeiten ausführen. Unternehmensweit sind alle Einheiten verpflichtet, extern zertifizierte Arbeitssicherheits- und Gesundheitsschutz-Managementsysteme gemäß dem internationalen Standard ISO 45001 einzuführen (ISO 45001 ersetzt OHSAS 18001). Die Zertifizierungen setzen jährliche Management-Reviews voraus. Diese werden von den Einheiten eigenverantwortlich durchgeführt und sind die Voraussetzung für eine erneute Zertifizierung. Nach Bedarf führen der Bereich Corporate Audit und die HSE-Abteilung der Konzernzentrale zudem interne HSE-Audits durch. Dabei prüfen sie, ob unsere Standards eingehalten werden. Um zu entscheiden, in welcher Einheit ein Audit notwendig ist, analysieren wir das Unfallgeschehen des letzten Jahres und aktuelle Risikobewertungen. Neben den Audits helfen uns auch Kennzahlen zu Arbeitszeitausfällen, Unfällen und gefährlichen Ereignissen bei der Ursachenforschung und ermöglichen eine umfassende Risikoanalyse. Der Vorstand wird über monatliche Berichte des Bereichs HSE sowie in regelmäßig stattfindenden Gesprächen mit dem Senior Vice President Sustainability & HSE über schwere Unfallereignisse, Entwicklungen im Unfallgeschehen sowie Maßnahmen und Programme informiert. Darüber hinaus erhält der für HSE zuständige Vorstand ein wöchentliches Update zur Arbeitssicherheit, das er in den Vorstandssitzungen vorstellt. Das Update enthält Informationen zu schwerwiegenden Ereignissen, die zum Tod von Mitarbeitern, Auftragnehmern, Kunden oder Dritten hätten führen können. E.ON untersucht alle Unfälle sorgfältig, lernt daraus und unternimmt Schritte, um ähnliche Vorfälle in Zukunft zu vermeiden.

Wir legen großen Wert darauf, auch unsere Führungskräfte kontinuierlich zu ihrer Verantwortung im Bereich HSE zu schulen und dazu zu befähigen, in ihrem jeweiligen Bereich für gesunde und sichere Arbeitsplätze zu sorgen. 2017 haben wir für Führungskräfte unserer operativen Einheiten einen eintägigen Workshop zu diesem Thema entwickelt. Im Berichtszeitraum

wurde der Workshop bei unseren vier deutschen Verteilnetzbetreibern, bei E.ON Connecting Energies in Deutschland sowie bei unserem Verteilnetzbetreiber in Rumänien durchgeführt. Er schult die Teilnehmer darin, Sicherheitsrisiken frühzeitig zu erkennen und bei ihren Mitarbeitern auf ein verantwortungsvolles Handeln hinzuwirken.

Im ersten Quartal 2018 nahmen alle Top-100-Führungskräfte an einem obligatorischen HSE-Workshop teil. Ziel war es, ihre Fähigkeiten in diesem Bereich zu erweitern oder zu erneuern, das Bewusstsein für ihre persönliche Verantwortung für HSE zu stärken und ihnen die wichtigsten Elemente unserer HSE-Kultur zu vermitteln.

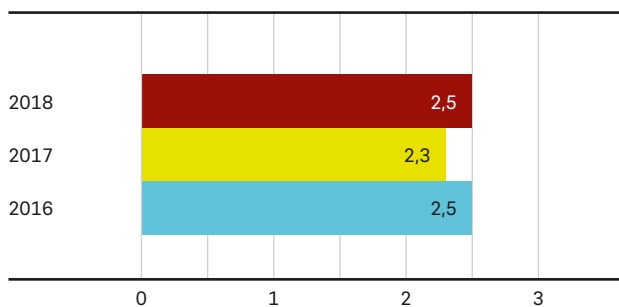
In mehreren Ländern, in denen wir tätig sind, können sich Mitarbeiter mit Fragen oder Bedenken bezüglich ihrer körperlichen oder geistigen Gesundheit an einen Gesundheitsberatungsservice wenden. Er ist kostenlos, unabhängig und streng vertraulich. In Deutschland ist dieses Angebot zentraler Bestandteil der Konzernbetriebsgesundheitsvereinbarung, die 2015 zwischen der Unternehmensleitung und dem Konzernbetriebsrat geschlossen wurde.

Im Jahr 2018 haben wir eine neue Kampagne mit dem Titel HOW WE CARE entwickelt, um eine partnerschaftliche und soziale Unternehmenskultur zu fördern. Sie wird Anfang 2019 von Führungskräften aus dem gesamten E.ON-Konzern durchgeführt. Unterstützt wird die Kampagne durch eine Safety-Walk-App. Die App hilft Führungskräften dabei, im Dialog mit Mitarbeitern H&S-Themen und -Risiken am Arbeitsplatz zu identifizieren. Im Rahmen der Kampagne geben wir Richtlinien für die Nutzung von Mobiltelefonen in Fahrzeugen heraus. Darin weisen wir Mitarbeiter unter anderem dazu an, sich während der Fahrt keine E-Mails vorlesen zu lassen. Auf diese Weise wollen wir das Risiko für Verkehrsunfälle reduzieren.

Unsere Auditergebnisse 2018 haben gezeigt, dass unsere Managementsysteme grundsätzlich greifen. In einigen Fällen konnten wir jedoch auch Verbesserungspotenziale ausmachen. Zum Beispiel kann die Kommunikation von Gesundheits- und Sicherheitsthemen an Ingenieure, Projektmanager und Auftragnehmer aus dem operativen Bereich noch effektiver gestaltet werden. Bei den Audits wurde außerdem festgestellt, dass einige Mitarbeiter keine Risikobewertung durchgeführt hatten, bevor sie eine Aufgabe ausgeführt oder ihre persönliche Schutzausrüstung angezogen haben. In den betroffenen Einheiten hat E.ON Schulungen für Mitarbeiter und Führungskräfte initiiert und Maßnahmen angestoßen, um die Schwachstellen zu beseitigen.

Maßgeblich für die Bewertung unserer Leistung im Bereich Arbeitssicherheit ist der „Total Recordable Injury Frequency Index“ (TRIF). Er misst die Gesamtzahl aller gemeldeten arbeitsbedingten Unfälle und Berufserkrankungen. Seit 2011 beziehen wir dabei auch die Mitarbeiter der für uns tätigen Vertragspartner ein (TRIF kombiniert). Viele unserer Einheiten setzen sich spezifische Jahresziele für den TRIF kombiniert im Rahmen ihrer HSE-Improvement-Pläne, um unserem Ziel, alle Unfälle zu vermeiden, näher zu kommen. Direkten Einfluss haben wir vorrangig auf die Reduzierung der Unfallereignisse unserer eigenen Mitarbeiter. Daher stellen wir im Folgenden die Entwicklung des sogenannten TRIF Mitarbeiter über die letzten Jahre dar.

TRIF Mitarbeiter¹



1 Anzahl der gemeldeten arbeitsbedingten Unfälle – einschließlich tödlicher Unfälle – und Berufserkrankungen pro eine Million Arbeitsstunden. Enthalten sind ebenfalls Dienstwegeunfälle – mit und ohne Ausfalltage –, die einer ärztlichen Behandlung bedurften oder bei denen weiteres Arbeiten nur an einem Ersatzarbeitsplatz beziehungsweise nur ein eingeschränktes Weiterarbeiten möglich war.

Im Jahr 2018 erhöhte sich der TRIF Mitarbeiter auf 2,5 (gegenüber 2,3 im Vorjahr). Im Gegensatz dazu ging der TRIF der für uns tätigen Vertragspartner im Jahr 2018 zurück. Die unterschiedliche Entwicklung der Kennzahlen ist wahrscheinlich auf zahlreiche Neueinstellungen von Technikern – vor allem im Geschäftsbereich Erneuerbare Energien – zurückzuführen, die zuvor als Auftragnehmer für uns beschäftigt waren. Im Vergleich zu den anderen Geschäftsbereichen weist dieses Segment eine überdurchschnittliche Anzahl von Unfällen auf, was zu der Erhöhung des TRIF Mitarbeiter geführt hat. Wir gehen außerdem davon aus, dass die Einführung unseres neuen webbasierten Ereignismanagementsystems unsere Berichtskultur verbessert hat.

Trotz unserer intensiven Sicherheitsmaßnahmen verstarben im Jahr 2018 tragischerweise drei unserer Mitarbeiter und zwei Beschäftigte von Partnerfirmen während der Arbeit. Nach tödlichen Unfällen leiten wir umgehend Untersuchungen ein, um den genauen Hergang nachzuvollziehen. Zudem erfolgt innerhalb von 24 Stunden eine Meldung an den Vorstand der betroffenen Einheit und den Verantwortlichen im Konzernvorstand. Ziel ist es, die zugrunde liegenden Ursachen zu ermitteln und alle notwendigen Maßnahmen einzuleiten, um vergleichbare Unfälle in Zukunft zu verhindern.

Die Gesundheitsquote unserer Mitarbeiter lag 2018 bei 96,3 Prozent. Sie gibt die tatsächlich geleisteten Arbeitstage im Verhältnis zur vereinbarten Arbeitszeit wieder und blieb 2018 erneut auf einem hohen Niveau (2017: 96,6 Prozent).

Aspekt 3: Sozialbelange

Versorgungssicherheit

Als Energieunternehmen und Verteilnetzbetreiber haben wir die Aufgabe, die sichere Versorgung unserer Kunden mit Strom zu gewährleisten. Eine zuverlässige Stromversorgung ist die Grundvoraussetzung dafür, dass Industrienationen ihre Infrastruktur aufrechterhalten und die Bedürfnisse ihrer Bewohner befriedigen können. So sind etwa Industriekunden, die eine hochpräzise industrielle Fertigung betreiben, auf eine konstante Netzfrequenz angewiesen. Ist diese nicht gewährleistet, können Maschinen ausfallen und dadurch höhere Kosten entstehen. Eine vollständige Unterbrechung der Stromversorgung kann nicht nur für Industriekunden schwerwiegende Folgen haben: Die meisten Vorgänge in Unternehmen, dem öffentlichen Dienst oder privaten Haushalten funktionieren heutzutage nicht mehr ohne Strom. Eine Herausforderung bei der Stromversorgung besteht darin, dass Energie immer häufiger dezentral erzeugt wird. Dies hat zur Folge, dass der Strom von vielen unterschiedlichen Punkten in unsere Netze eingespeist wird. Hinzu kommt, dass die Einspeisung von Energie aus erneuerbaren Quellen schwankt, da sie vom Wetter und anderen Faktoren abhängig ist, die außerhalb unseres Einflussbereichs liegen.

In unserer Unternehmensstrategie haben wir uns zum Ziel gesetzt, unsere Verteilnetze auf diese dezentrale Energiewelt auszurichten. Sie sind entscheidendes Bindeglied zwischen Stromerzeuger und -nutzer. Nur wenn unsere Verteilnetze einwandfrei funktionieren und wir sie auf die Herausforderungen der neuen Energiewelt ausrichten, können wir auch künftig eine zuverlässige Versorgung gewährleisten. Dazu erweitern wir die bisherige, konventionelle Infrastruktur um sogenannte Smart-Grid-Technologien (intelligente Netze). So können wir die Erzeugung, Verteilung und Speicherung von Energie besser steuern.

Für den sicheren und zuverlässigen Betrieb der Verteilnetze sind die regionalen Netzgesellschaften von E.ON verantwortlich. Dort steuert die sogenannte Netzleitstelle der Einheit Operativer Netzbetrieb die Prozesse. Sie ist auch dafür zuständig, unvorhersehbare Ausfälle in der jeweiligen Region zu beheben. Sollte es eine flächendeckende Großstörung geben, regelt unser Krisenmanagement die Zuständigkeiten und Abläufe. Die Konzernrichtlinie

„Ereignis- und Krisenmanagement“ macht dazu klare Vorgaben. Ein Mitglied des E.ON Vorstands verantwortet den Bereich Energienetze. Unter seiner Leitung steuern zwei Abteilungen in unserer Konzernzentrale die regionalen Einheiten des Bereichs. Zu ihren Aufgaben gehören unter anderem die strategische Entwicklung, die Zuteilung von Kapital und das Controlling.

Im Rahmen von Investitions- und Instandhaltungsprogrammen bauen wir unsere Netze nach Bedarf aus und halten sie instand. Auf diese Weise stellen wir sicher, dass alle unsere Netzkunden daran angeschlossen sind und zuverlässig mit Energie versorgt werden. Die auf ein oder mehrere Jahre ausgelegten Maßnahmen werden von unseren regionalen Netzgesellschaften eigenverantwortlich umgesetzt. Die Höhe der jeweiligen Investitionen wird zentral genehmigt. Die endgültige Genehmigung durch den E.ON-Vorstand erfolgt am Ende des jährlichen Prozesses zu Planung und Budgetierung mittelfristiger Maßnahmen. Ein Teil des Investitionsbudgets wird für den schrittweisen Ausbau intelligenter Netze genutzt. Dabei ermöglicht uns der zunehmende Einsatz von Smart-Grid-Technologien, kostenintensive Investitionen in klassische Netze zu vermeiden oder zu verzögern – zum Beispiel, indem bestehende Freileitungen mit der neuen Technologie besser ausgelastet werden können. Neben

der Versorgungssicherheit steht bei Investitionsentscheidungen immer auch die Effizienz der Maßnahmen im Fokus. Das heißt, wir entscheiden uns für diejenigen Lösungen, die technisch und wirtschaftlich am sinnvollsten sind. Denn Netzinvestitionen haben auch Einfluss auf die sogenannten Netzentgelte, die einen Anteil des vom Kunden bezahlten Strompreises ausmachen.

Wir erfassen alle geplanten und ungeplanten Ausfälle in unseren Verteilnetzen. Die ermittelten Daten fließen in den „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) Strom ein. Er gibt die durchschnittliche Ausfalldauer je versorgtem Verbraucher pro Jahr an. Diese Zahl ist nicht steuerungsrelevant, gibt uns jedoch Auskunft über die Zuverlässigkeit unserer Stromverteilnetze. In einigen Ländern, in denen wir aktiv sind, gibt es strenge gesetzliche Zielwerte für den SAIDI. Falls wir die Vorgaben nicht erfüllen, müssen wir möglicherweise Straf- oder Kompensationszahlungen leisten. Unsere regionalen Einheiten setzen sich daher zum Teil jährlich eigene, spezifische Ziele bezüglich des SAIDI. Ihre jeweiligen Geschäftsführer informieren das für den Netzbetrieb zuständige Mitglied des Konzernvorstands in regelmäßigen Treffen über den Status der Zielerreichung. Die SAIDI-Ergebnisse aller regionalen Einheiten sind außerdem Teil eines quartalsweisen Leistungsberichts an den Vorstand.

SAIDI Strom¹

Minuten pro Jahr	2018			2017			2016		
	Geplant	Ungeplant	Gesamt	Geplant	Ungeplant	Gesamt	Geplant	Ungeplant	Gesamt
Deutschland	14	20	34	14	20	34	13	25	37
Schweden	24	120	144	32	89	120	30	91	121
Ungarn	132	60	192	126	63	189	121	57	178
Tschechien	155	49	203	162	70	232	179	44	223
Rumänien	339	249	588	262	320 ²	582	178	426	604
Slowakei ³	97	79	176	91	176	267	106	79	185

1 mögliche Abweichungen in der Summenbildung durch Rundung der Zahlen

2 2018 hat die rumänische Regulierungsbehörde die Definition von ungeplanten Ausfällen angepasst. Durch Naturereignisse wie Stürme verursachte Unterbrechungen werden nun nicht mehr in die Berechnung einbezogen. Wir haben den Vorjahreswert daher angepasst.

3 49 Prozent Minderheitsbeteiligung

Im Jahr 2018 lagen die Ausfallzeiten in den meisten Ländern auf einem ähnlichen Niveau wie 2017. Unsere Kunden in Tschechien und der Slowakei waren im Jahr 2018 im Durchschnitt weniger von Stromausfällen betroffen als in den Vorjahren. In Rumänien erhöhten sich allerdings die geplanten Ausfallzeiten. Die vorübergehende Abschaltung unserer Netze ermöglichte es uns, verstärkt in deren Modernisierung und Automatisierung zu investieren. So konnten wir ungeplante Unterbrechungen reduzieren. Wie in den Vorjahren waren Kunden in Deutschland im Vergleich am seltensten von Ausfällen betroffen.

Neben dem zuverlässigen Betrieb unserer Verteilnetze tragen wir auch mit der hohen Verfügbarkeit unserer Erzeugungsanlagen zur Versorgungssicherheit bei: Im Berichtsjahr lag die Anlagenverfügbarkeit im Bereich Onshore-Wind bei 94,8 Prozent (2017: 94,6 Prozent), im Bereich Offshore-Wind bei 96,8 Prozent (2017: 97,6 Prozent).

Kundenzufriedenheit

Für unseren Geschäftserfolg ist es entscheidend, dass es uns gelingt, neue Kunden zu gewinnen und bestehende zu halten. Globale Trends wie Klimaschutz und Digitalisierung verändern nicht nur die Energielandschaft, sondern erzeugen auch neue Bedürfnisse bei unseren Kunden. Nur wenn wir unsere Produkte und Dienstleistungen daran ausrichten und uns kontinuierlich verbessern, können wir auch in Zukunft am Markt erfolgreich sein.

Wir stellen die Interessen und Bedürfnisse unserer Kunden in den Mittelpunkt von allem, was wir tun. Dieses Versprechen ist einer unserer zentralen Unternehmenswerte. Es ist eingebettet in unsere Grundsätze zur Kundenzufriedenheit, unsere Markenkultur und Grow@E.ON, unser konzernweites Kompetenzmodell. Als kundenfokussiertes Unternehmen möchten wir die Zufriedenheit unserer Kunden kontinuierlich steigern und in unseren Märkten die Nummer eins unter den Anbietern für Energielösungen werden.

Im Rahmen des „Net Promoter Score“ (NPS-)Programms messen wir seit 2013 das Vertrauen und die Loyalität unserer Kunden. Der NPS-Wert gibt an, ob sie uns Freunden und Familien weiterempfehlen würden. Außerdem hilft er uns, herauszufinden, welche Themen den Kunden aktuell besonders wichtig sind. So können wir unsere Maßnahmen an ihre aktuellen Bedürfnisse anpassen. Wir messen drei Arten des NPS. Der strategische NPS (Top-down-NPS) vergleicht unsere Leistung mit der unserer Wettbewerber. Er basiert auf dem Feedback von Kunden, unabhängig davon, ob sie mit uns interagiert haben oder nicht. Der Bottom-up-NPS basiert auf dem Feedback von Kunden, die eine spezifische Interaktion mit uns hatten, beispielsweise ein Gespräch mit einem Mitarbeiter aus einem unserer Callcenter. Der sogenannte Journey-NPS misst die Loyalität von Kunden, die eine intensivere Erfahrung mit uns hatten – etwa, wenn wir sie nach einem Umzug dabei unterstützt haben, ihren Energievertrag zu ändern. Das NPS-Programm wird von allen unseren Einheiten eingesetzt. Im September 2017 haben wir in diesem Zusammenhang eine neue Methodik eingeführt. Sie ermöglicht es uns, den strategischen NPS in all unseren Märkten einheitlich zu messen. Auf diese Weise können wir marktübergreifende Kundenprobleme identifizieren und lösen. Außerdem erkennen wir leichter, in welchen Bereichen wir unseren Kunden nützliche Innovationen bieten können. Darüber hinaus beseitigt das automatisierte Reporting die Fehler der manuellen Dateneingabe und verbessert damit die Qualität und Prüfbarkeit der Daten. Mit unserem internen NPS (iNPS)-Programm wollen wir auch Mitarbeiter ohne direkten Kundenkontakt dafür sensibilisieren, wie wichtig die Zufriedenheit unserer Kunden ist. Das iNPS wurde 2014 konzernweit eingeführt und wird bisher in unserer IT, dem Personalwesen, Lieferantenmanagement, Finanzwesen sowie weiteren internen Unterstützungsfunktionen umgesetzt.

Wir legen jährlich unternehmensweite Ziele für den strategischen und den Journey-NPS fest. Diese nutzen wir auf Bereichsebene zur Steuerung. Dem strategischen NPS kommt dabei aufgrund der erhobenen Wettbewerberinformationen eine hohe Steuerungsbedeutung zu. Der Vorstand führt quartalsweise Gespräche zu den NPS-Werten in den Einheiten. Darin werden nach Bedarf auch Maßnahmen festgelegt, um die gesetzten Ziele zu erreichen. Der NPS spielt auch eine Rolle bei der variablen Vergütung der Führungskräfte. Diese besteht aus zwei Komponenten: Ein Faktor berücksichtigt die Unternehmensperformance und einer die individuelle Leistung der Führungskraft. 2018 machte der strategische NPS 20 Prozent des Unternehmensfaktors aus. Der Journey-NPS floss bei unseren leitenden Führungskräften in den individuellen Leistungsfaktor ein. Die Vergütung des E.ON-Vorstands ist hingegen nicht von den NPS-Zielen abhängig. Seit 2017 gibt es in jeder Einheit Schlüsselmaßnahmen, mit denen das Kundenerlebnis systematisch verbessert werden soll. Diese Maßnahmen werden von den CEOs und Vorständen der Einheiten initiiert und geleitet. CEO und Vorstand sind persönlich für die Entwicklung der NPS-Werte in ihrer Einheit verantwortlich. Die Schlüsselmaßnahmen wurden zunächst als „Signature Actions“ bezeichnet, heute tragen sie den Namen „Game-Changing Initiatives“. Sie werden jährlich definiert und können je nach Umfang der erforderlichen Änderungen eine Laufzeit von mehreren Jahren haben.

Das Chief Operating Office – Commercial (COO-C) koordiniert von der Konzernzentrale aus die Marketingstrategie. Sein Ziel ist es, die Marke E.ON mit Leben zu füllen. Das COO-C unterstützt unser Vertriebs- und Energielösungsgeschäft für alle Kundensektoren und in allen unseren Märkten. Vor Ort in den regionalen Einheiten sind die sogenannten Customer Experience Teams für Kundenzufriedenheit zuständig. Sie treiben Projekte und Maßnahmen in ihrem jeweiligen Vertriebsgebiet voran und tauschen sich monatlich über erfolgreiche Maßnahmen und Fortschritte aus. Customer Experience Teams bestehen in Deutschland, Großbritannien, Italien, Rumänien, Schweden, Tschechien und Ungarn.

Im Rahmen des Programms „In die Kundenwelt eintauchen“ (engl. „Customer Immersion Programme“) bringen wir Führungskräfte und Mitarbeiter direkt mit Privat- und Geschäftskunden zusammen. Ziel dieser Begegnungen ist es, das grundsätzliche Verständnis und Engagement für Kunden zu fördern. Das Programm wird seit 2015 in all unseren Märkten angeboten und seit 2016 durch das COO-C zentral gesteuert.

Im Jahr 2018 hat sich der durchschnittliche NPS für Haushaltskunden verbessert und lag zum Jahresende leicht über dem Wettbewerbsdurchschnitt. In sechs von sieben Regionen konnten wir die Zahl loyaler Kunden, die positiv über uns sprechen und uns an Freunde und Familie weiterempfehlen, erhöhen und die Zahl der Kritiker, die negativ über uns sprechen, verringern.

Unser NPS-Wert für kleine und mittlere Unternehmen (KMU) hat sich wie bei unserem Wettbewerb im Vergleich zum Vorjahr weiter verbessert. Allerdings müssen wir hier unsere Anstrengungen verstärken, um unseren Vorsprung vor den Wettbewerbern weiter auszubauen. Der NPS für KMU-Kunden blieb in fünf von sechs Regionen hinter den Erwartungen zurück. Bei der Berechnung des strategischen NPS werden die Top-down-NPS-Werte von Deutschland, Schweden, Großbritannien, Tschechien, Italien, Rumänien und Ungarn anteilig gleich gewichtet.

Datenschutz

Die voranschreitende Digitalisierung bietet zahlreiche Chancen, intelligente Lösungen anzubieten und unser Unternehmen, unsere technischen Lösungen sowie unsere Verfahren zu verbessern. Gleichzeitig stellt die Digitalisierung ein potenzielles Risiko für die Integrität, Vertraulichkeit und Verfügbarkeit personenbezogener Daten dar. „Personenbezogene Daten“ bezeichnen jegliche Informationen, die sich auf eine identifizierte oder identifizierbare natürliche Person beziehen. Im Mai 2018 traten die Datenschutz-Grundverordnung der Europäischen Union (DSGVO) und das neue Bundesdatenschutzgesetz in Kraft. Mit der DSGVO werden die Vorschriften für die Verarbeitung personenbezogener Daten durch Unternehmen in der EU sowie innerhalb des erweiterten Europäischen Wirtschaftsraums vereinheitlicht. Das Bundesdatenschutzgesetz beinhaltet konkrete Regelungen für Deutschland. Wir sind dazu verpflichtet, personenbezogene Daten zu schützen, um die Menschen vor Schaden zu bewahren, deren Daten wir verarbeiten. Zudem könnten sich Datenschutzverletzungen negativ auf unsere Reputation auswirken und Geldstrafen nach sich ziehen.

Im Jahr 2018 haben wir unsere Geschäftsanweisungen, Richtlinien, Leitlinien und Verfahren aktualisiert, damit diese der DSGVO entsprechen. Wir haben ein Datenschutzmanagementsystem (DSMS) eingeführt, das Orientierung in Datenschutzfragen bietet und sicherstellen soll, dass wir innerhalb des Konzerns einen möglichst strukturierten, koordinierten und einheitlichen Ansatz in Bezug auf das Thema Datenschutz verfolgen. Unsere aktuelle Datenschutzrichtlinie wurde 2018 beschlossen. Sie legt Funktionen und Zuständigkeiten konzernweit einheitlich fest. Als Mindeststandard haben wir festgelegt, dass alle Einheiten eine angepasste Fassung unseres DSMS einführen müssen, sofern dies erforderlich ist. Wir verfügen über eine Reihe an Verfahren, unter anderem um die Rechte betroffener Personen zu wahren (Recht auf Auskunft, Löschung usw.), Datenschutzerfordernisse in Bezug auf Lieferanten und andere Geschäftspartner festzulegen und um Verletzungen beim Schutz personenbezogener Daten zu melden und zu bearbeiten. Wir beurteilen den Schweregrad jeder Datenverletzung mithilfe einer Methode, die von der EU-Agentur für Netz- und Informationssicherheit entwickelt wurde. Darüber hinaus dienen diese Verfahren unseren Einheiten, die in ihren Organisationen ebenfalls die erforderlichen Prozesse eingeführt haben, als Orientierungshilfe. Unsere Einheiten sind

für alle Datenschutzfragen im Zusammenhang mit ihrer Geschäftstätigkeit zuständig. Außerdem beantworten sie alle Anfragen, die Privatpersonen auf Basis der DSGVO an sie stellen. Dazu zählen die Auskunft zu Daten, die Berichtigung und Löschung von Daten sowie das Thema Datenübertragbarkeit. Sofern gesetzlich vorgeschrieben, haben die Einheiten Datenschutzbeauftragte (DSB) ernannt. In Deutschland beispielsweise muss eine Organisation über einen DSB verfügen, wenn sie mehr als zehn Mitarbeiter hat, die Zugriff auf personenbezogene Daten haben. Die Vorschriften für die Ernennung von Datenschutzbeauftragten sind jedoch in jedem Land unterschiedlich. Die DSB tauschen regelmäßig Informationen aus und erstatten regelmäßig Bericht an unseren Konzernbeauftragten für Datenschutz in der Konzernzentrale. Dabei geht es um die folgenden Datenschutzaspekte: die Rechte betroffener Personen, das Verhältnis zu Dritten, die Datenschutzdokumentation und das Verhältnis zu Datenschutzbehörden. Eine Aufgabe des Konzernbeauftragten für Datenschutz ist die Koordination von Datenschutzmaßnahmen innerhalb des gesamten Unternehmens.

Der Konzernbeauftragte für Datenschutz erstattet in regelmäßigen Abständen Bericht an den Rat für Informationssicherheit und Datenschutz, dem zwei Vorstandsmitglieder angehören. Bei Bedarf berichtet er auch an den gesamten Vorstand.

Interne Stakeholder werden regelmäßig über relevante Entwicklungen im Bereich Datenschutz informiert, beispielsweise über Gesetze, Technologien oder Entscheidungen der Aufsichtsbehörden. Diese Informationen werden per E-Mail oder gegebenenfalls über interne Kommunikationskanäle wie unsere unternehmenseigene Social-Media-Plattform „Connect“ verbreitet. Unsere Mitarbeiter werden alle zwei bis drei Jahre zu Datenschutzthemen geschult. Neue Mitarbeiter erhalten eine solche Schulung normalerweise innerhalb ihres ersten Jahres. Einzelne Abteilungen und Teams – beispielsweise Callcenter und Vertriebsorganisationen – führen darüber hinaus Schulungen zu den spezifischen Datenschutzvorschriften in ihrem Arbeitsbereich durch. 2018 haben wir ein konzernweites E-Learning-Modul implementiert, um unsere Mitarbeiter mit den neuen DSGVO-Vorschriften vertraut zu machen.

Im Rahmen unseres DSMS verwenden wir die PDCA-Methode (Plan, Do, Check, Act). Dies wird durch die DSGVO verpflichtend vorgeschrieben und hilft uns dabei, unsere Verfahren umzusetzen, sie zu steuern und zu verbessern. Zum PDCA-Zyklus gehört es auch, die Wirksamkeit des DSMS kontinuierlich zu überwachen und bei Bedarf entsprechende Maßnahmen einzuleiten. Falls erforderlich, stimmen wir Änderungen am DSMS mit dem Vorstand ab. Daher halten wir das DSMS für wirksam.

Aspekt 4: Menschenrechte

Wir haben den Anspruch, die Achtung und den Schutz der Menschenrechte in allen unseren Geschäftsprozessen zu berücksichtigen. Wenn die grundlegenden Rechte und Bedürfnisse von Menschen missachtet werden, kann dies schwerwiegende Auswirkungen für die Betroffenen haben und unserem Ruf schaden. Die Einhaltung von sozialen Standards spielt außerdem eine wichtige Rolle in Geschäftsbeziehungen mit Partnerunternehmen. Hinzu kommen steigende regulatorische Anforderungen an Transparenz und Kontrolle in Unternehmen. So verpflichtet uns beispielsweise der „UK Modern Slavery Act“ in Großbritannien dazu, über Maßnahmen gegen den internationalen Menschenhandel zu berichten.

Um Menschenrechtsverletzungen keine Chance zu geben, halten wir uns an externe Standards und setzen auf eigene Richt- und Leitlinien. Die überarbeitete Fassung unseres Verhaltenskodex (Näheres hierzu siehe „Aspekt 5: Antikorrruption“) ist Anfang 2018 in Kraft getreten. Er verpflichtet alle unsere Mitarbeiter, einen Beitrag zu einem diskriminierungsfreien und sicheren Arbeitsumfeld zu leisten und die Menschenrechte zu achten. Der überarbeitete Verhaltenskodex enthält auch die Prinzipien, die wir in unserer Leitlinie zu Menschenrechten für unsere Mitarbeiter definiert haben. Diese Prinzipien orientieren sich unter anderem an der Leitlinie zur „Allgemeinen Erklärung der Menschenrechte“ der Vereinten Nationen (United Nations – UN), den Prinzipien des „Global Compacts“ der UN und den Konventionen der Internationalen Arbeitsorganisation (ILO). Unser Chief Sustainability Officer, der Mitglied des E.ON Vorstands ist, ist auch unser Chief Human Rights Officer. Die Standards für Menschenrechte und ethische Geschäftspraktiken, die wir von unseren Lieferanten verlangen, sind in unserem Verhaltenskodex für Lieferanten definiert. Er ist für alle Non-Fuel-Lieferanten verbindlich; außerdem sichern uns alle Lieferanten von Uran und fester Biomasse die Einhaltung vertraglich zu. Im Rahmen unserer Lieferantenqualifizierungen und -bewertungen betrachten wir zudem systematisch mögliche Risiken im Bereich unternehmerische Verantwortung (Corporate Social Responsibility – CSR) bei potenziellen und aktuellen Lieferanten. Dazu gehören auch Menschenrechtsaspekte.

Im Jahr 2018 haben wir unseren Lieferantenqualifizierungsprozess komplett überarbeitet. Die neue, vollständig digitale Lösung zum sogenannten Onboarding von Lieferanten ist nun Teil unseres Systems zur Ressourcenplanung – des ERP-Systems (Enterprise Resource Planning). Im Rahmen des Onboarding-Prozesses stellen wir sicher, dass bestehende und neue Lieferanten unsere Mindestanforderungen erfüllen. Jeder Non-Fuel-Lieferant, der mit einer einzelnen Bestellung ein Auftragsvolumen von 25.000 € übersteigt oder ein mittleres oder hohes Risiko in den Bereichen Gesundheit, Sicherheit und Umwelt aufweist, muss den Prozess durchlaufen. In einigen Fällen unternehmen wir während des Onboarding-Prozesses zusätzliche Schritte wie

beispielsweise Auditierungen von Lieferanten. Dabei beurteilen wir unter anderem, ob der Lieferant unsere Menschenrechtsstandards einhält. Im Berichtszeitraum hat die Abteilung Einkauf in unserer Konzernzentrale dreimal mehr Audits durchgeführt und unterstützt als 2017. Zwischen Einführung des Prozesses im Oktober 2018 und Jahresende haben wir 289 Lieferanten zu Onboardings eingeladen und 67 Onboardings abgeschlossen. Darüber hinaus bewerten wir unsere wichtigsten Non-Fuel-Lieferanten regelmäßig anhand von fünf Leistungsindikatoren: Qualität, Kosten, Lieferung, Innovation und CSR; CSR beinhaltet auch den Schutz der Menschenrechte. Wir teilen den Lieferanten die Ergebnisse bei einem Treffen zur Leistungsbeurteilung mit. Im Anschluss daran kann sich der Status eines Lieferanten ändern, auch eine Disqualifizierung ist möglich. Außerdem fordern wir den Lieferanten nach dem Treffen gegebenenfalls dazu auf, seine Leistung hinsichtlich eines oder mehrerer Leistungsindikatoren zu verbessern, wenn er weiterhin eine Geschäftsbeziehung mit E.ON anstrebt. 2018 hat sich die Zahl der Lieferantenbewertungen im Vergleich zum Vorjahr um 46 Prozent erhöht.

Mögliche Verstöße gegen die Menschenrechte können unsere Mitarbeiter über die internen Berichtswege und eine konzernweite externe „Whistleblower“-Hotline melden. Die Hinweise werden von der Compliance-Abteilung auf Konzernebene an den zuständigen Bereich weitergeleitet. Je nach Art und Schwere des potenziellen Verstoßes meldet Group Compliance diesen unverzüglich an den E.ON-Vorstand, stellt Strafanzeige, leitet eine eigene Untersuchung ein oder ergreift andere Maßnahmen. Im Jahr 2018 wurde auf diesem Weg keine Verletzung der Menschenrechte gemeldet.

Darüber hinaus haben wir im November 2018 damit begonnen, zu ermitteln, wie sich ein Due-Diligence-Prozess zum Thema Menschenrechte bei E.ON konzipieren und umsetzen ließe. Im nächsten Schritt wollen wir ein Schwerpunktthema definieren, in dem wir unsere Analysen vertiefen und gegebenenfalls Maßnahmen entwickeln, um unsere Leistung zu verbessern.

Aspekt 5: Antikorrruption

Wir bekennen uns dazu, Korruption in allen ihren Erscheinungsformen weltweit zu bekämpfen, und unterstützen nationale und internationale Bestrebungen, die ihr entgegenwirken. Auch als Mitglied im „Global Compact“ der UN lehnen wir jegliche Art von Korruption ab. Schließlich führt derartiges Verhalten dazu, dass Entscheidungen aus rechtswidrigen Gründen getroffen werden. Bestechung kann auf diese Weise Fortschritt und Innovationen verhindern, den Wettbewerb verzerren und dem Unternehmen langfristig schaden. So müssen Firmen mit Bußgeldern und einer strafrechtlichen Verfolgung der verantwortlichen Mitarbeiter, Führungskräfte und Vorstandsmitglieder rechnen. Um uns das

Vertrauen unserer Stakeholder dauerhaft zu sichern, kontrollieren wir die Einhaltung von gesetzlichen und internen Vorgaben genau. Mit eventuellen Verstößen gehen wir transparent um und ahnden diese konsequent.

Der Vorstand trägt die übergeordnete Verantwortung dafür, dass geltende Gesetze eingehalten und Compliance-Risiken überwacht werden. Der E.ON-Konzern verfügt über ein wirksames Compliance-Management-System (CMS). Mit ihm legen wir konzernweit einheitliche Mindeststandards für bestimmte Compliance-Themen – darunter auch das Thema Antikorruption – fest. Auf Grundlage einer konzernweiten Richtlinie sind der Chief Compliance Officer (CCO) und die Compliance-Abteilung auf Konzernebene (Group Compliance) sowie die Compliance Officer unserer Geschäftseinheiten dafür zuständig, das CMS kontinuierlich weiterzuentwickeln und zu optimieren.

Der CCO informiert den Konzernvorstand halbjährlich und den Risiko- und Prüfungsausschuss des Aufsichtsrats vierteljährlich in einem Bericht über den Stand des CMS sowie über aktuelle Entwicklungen und Vorkommnisse. Bei schwerwiegenden Vorfällen werden beide Organe unverzüglich unterrichtet. Gleiches gilt für wichtige neue gesetzliche Regelungen. Regelverstöße werden zentral von der internen Revision und Group Compliance untersucht.

Am 1. Januar 2018 ist eine aktualisierte Fassung unseres Verhaltenskodex in Kraft getreten. Er ist deutlich kürzer und verständlicher als die bisherige Version und legt den Fokus auf unsere Leitprinzipien („Das Richtige machen“). Der Kodex wird durch mehrere Mitarbeiter-Richtlinien ergänzt, die spezifische Regeln festlegen („Die Dinge richtig machen“). Als verbindliches Rahmenwerk hilft der Kodex unseren Mitarbeitern, in verschiedenen beruflichen Situationen die richtigen Entscheidungen zu treffen und unseren Werten treu zu bleiben. Im Vorwort fordert der E.ON-Vorstand alle Mitarbeiter auf, richtig zu handeln – sowohl zu ihrem eigenen Schutz als auch zu dem des Unternehmens. In der Einführung erläutern wir, warum ein Verhaltenskodex notwendig ist. Der Hauptteil enthält verständliche Leitlinien zu allen Themen, die uns besonders wichtig sind. Dazu gehören Menschenrechte, Korruptionsbekämpfung, fairer Wettbewerb und gute Beziehungen zu Geschäftspartnern. Teil des Kodex ist auch ein Integritätstest. Anhand weniger Fragen können die Mitarbeiter überprüfen, ob ihre Einschätzungen mit den Grundsätzen und Werten von E.ON übereinstimmen. Der Kodex beinhaltet zudem ein klares Verbot von Unternehmensspenden an politische Parteien, politische Kandidaten, Träger politischer Ämter oder Vertreter öffentlicher Einrichtungen.

Führungskräfte und Mitarbeiter können von Geschäftspartnern zu Veranstaltungen und in Restaurants eingeladen werden oder Geschenke erhalten. Die aktualisierte Version unserer Mitarbeiter-Richtlinie zur Korruptionsbekämpfung enthält ein Entscheidungsschema zu diesem Thema. Mithilfe der bekannten Ampelfarben

zeigt das Schema, welche Angebote oder Geschenke angenommen werden dürfen und welche problematisch oder verboten sind. Zuwendungen ab einem bestimmten Schwellenwert – der je nach Land unterschiedlich hoch ist – müssen vom Compliance Officer genehmigt werden. Besonders strenge Vorgaben gelten für Einladungen und Geschenke von Amtsträgern und Mitgliedern von Regierungen oder deren Vertretern.

Um zu ermitteln, in welchen Tätigkeitsbereichen das Risiko für bestimmte Compliance-Verstöße besonders hoch ist, führen wir regelmäßig eine Risikoanalyse (Compliance Risk Assessment) durch. Auf Basis der Ergebnisse legen wir präventive Maßnahmen fest.

Wenn Mitarbeiter ein Fehlverhalten beobachten oder einen Verstoß gegen Gesetze oder Unternehmensrichtlinien vermuten, sind sie angewiesen, dies unverzüglich zu melden. Auf Wunsch können sie dies anonym tun – über interne Berichtswege oder eine konzernweite externe Whistleblower-Hotline, die wir zusammen mit einer Anwaltskanzlei betreiben. Der Bereich Group Compliance leitet die Informationen an die zuständige Abteilung oder Einheit weiter.

Auch in der Lieferkette wollen wir Compliance-Standards sicherstellen. Deshalb müssen alle Non-Fuel-Lieferanten sowie alle Lieferanten von Uran und fester Biomasse unseren „Verhaltenskodex für Lieferanten“ unterzeichnen. Er enthält auch zum Thema ethische Geschäftspraktiken verbindliche Standards. Zudem prüfen wir im Rahmen unserer „Compliance Checks“, ob potenzielle Lieferanten nach unseren Werten und Grundsätzen handeln.

Zentraler Indikator, anhand dessen die Leistung im Compliance-Bereich gemessen und der zur internen Steuerung genutzt wird, ist der der „Wirksamkeit“ des CMS. Alle implementierten Compliance-Maßnahmen, Regelwerke, Prozesse, Kontrollen etc. orientieren und messen sich an diesem Kriterium. Ob das CMS wirksam ist, wird zudem vom E.ON-Vorstand, dem Risiko- und Prüfungsausschuss des Aufsichtsrats und der internen Revision kontrolliert. Letztere überwacht als unabhängige Instanz das Compliance-Management-System von E.ON (sogenannte Third Line of Defense). Die Kontrolle erfolgt anhand verschiedener Kriterien, die in unseren Compliance-Berichten aufgeführt werden. Unter anderem betrachten wir dabei, ob und wie vorgegebene Maßnahmen im Unternehmen umgesetzt werden. Auch 2018 überzeugten sich Vorstand und Risiko- und Prüfungsausschuss von der Wirksamkeit des CMS, unter anderem auch durch Audits sowie Mitarbeiter- und Stakeholder-Umfragen.

Konzernabschluss

Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns

in Mio €	Anhang	2018	2017 ¹
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern		30.258	38.291
Strom- und Energiesteuern		-693	-994
Umsatzerlöse²	(5)	29.565	37.297
Bestandsveränderungen		16	4
Andere aktivierte Eigenleistungen	(6)	394	513
Sonstige betriebliche Erträge	(7)	5.107	7.371
Materialaufwand ²	(8)	-22.813	-29.961
Personalaufwand	(11)	-2.460	-3.033
Abschreibungen	(14)	-1.575	-1.700
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(7)	-4.550	-6.279
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen		269	720
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern		3.953	4.932
Finanzergebnis	(9)	-669	28
<i>Beteiligungsergebnis</i>		44	-5
<i>Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge</i>		523	1.370
<i>Zinsen und ähnliche Aufwendungen</i>		-1.236	-1.337
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	(10)	-46	-803
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten		3.238	4.157
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	(4)	286	23
Konzernüberschuss/-fehlbetrag		3.524	4.180
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON SE</i>		3.223	3.925
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>		301	255
in €			
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE) – unverwässert und verwässert³	(13)		
aus fortgeführten Aktivitäten		1,37	1,83
aus nicht fortgeführten Aktivitäten		0,12	0,01
aus Konzernüberschuss/-fehlbetrag		1,49	1,84
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück		2.167	2.129

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

2 Die Darstellung der Umsatzerlöse und des Materialaufwands im Jahr 2018 wurde maßgeblich durch die Erstanwendung von IFRS 15 „Erlöse aus Verträgen mit Kunden“ beeinflusst (vergleiche die Erläuterungen in Textziffer 2).

3 auf Basis ausstehender Aktien (gewichteter Durchschnitt)

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

in Mio €	2018	2017
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	3.524	4.180
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen	-488	317
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen at equity bewerteter Unternehmen	-1	40
Ertragsteuern	-54	165
Posten, die nicht in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert werden	-543	522
Cashflow Hedges	53	198
Unrealisierte Veränderung – Hedging-Reserve ¹	-15	-48
Unrealisierte Veränderung – Reserve für Hedging-Kosten ¹	59	64
Ergebniswirksame Reklassifizierung	9	182
Marktbewertung Finanzinstrumente	-63	-125
Unrealisierte Veränderung	-24	-61
Ergebniswirksame Reklassifizierung	-39	-64
Währungsumrechnungsdifferenz	-84	-25
Unrealisierte Veränderung – Hedging-Reserve ¹ /Sonstiges	-99	-27
Unrealisierte Veränderung – Reserve für Hedging-Kosten ¹	2	2
Ergebniswirksame Reklassifizierung	13	-
At equity bewertete Unternehmen	-40	-477
Unrealisierte Veränderung	-369	-474
Ergebniswirksame Reklassifizierung	329	-3
Ertragsteuern	-8	57
Posten, die anschließend möglicherweise in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert werden	-142	-372
Summe der direkt im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen	-685	150
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Summe Comprehensive Income)	2.839	4.330
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE	2.610	4.055
Fortgeführte Aktivitäten	2.413	3.984
Nicht fortgeführte Aktivitäten	197	71
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	229	275

1 Durch die Erstanwendung von IFRS 9 im Jahr 2018 ist die unrealisierte Veränderung der Cashflow Hedges und der Net Investment Hedges in zwei Kategorien aufzuteilen. Das Vorjahr wurde entsprechend angepasst.

Bilanz des E.ON-Konzerns – Aktiva

in Mio €	Anhang	31. Dezember	
		2018	2017
Goodwill	(14)	2.054	3.337
Immaterielle Vermögenswerte	(14)	2.162	2.243
Sachanlagen	(14)	18.057	24.766
At equity bewertete Unternehmen	(15)	2.603	3.547
Sonstige Finanzanlagen	(15)	2.904	3.541
<i>Beteiligungen</i>		664	792
<i>Langfristige Wertpapiere</i>		2.240	2.749
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	(17)	427	452
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	(17)	1.474	1.371
Aktive latente Steuern	(10)	1.195	907
Laufende Ertragsteuerforderungen	(10)	7	–
Langfristige Vermögenswerte		30.883	40.164
Vorräte	(16)	684	794
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	(17)	284	236
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	(17)	5.445	5.781
Laufende Ertragsteuerforderungen	(10)	229	514
Liquide Mittel	(18)	5.357	5.160
<i>Wertpapiere und Festgeldanlagen</i>		774	670
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen</i>		659	1.782
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</i>		3.924	2.708
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	(4)	11.442	3.301
Kurzfristige Vermögenswerte		23.441	15.786
Summe Aktiva		54.324	55.950

Bilanz des E.ON-Konzerns – Passiva

in Mio €	Anhang	31. Dezember	
		2018	2017
Gezeichnetes Kapital	(19)	2.201	2.201
Kapitalrücklage	(20)	9.862	9.862
Gewinnrücklagen	(21)	-2.461	-4.552
Kumuliertes Other Comprehensive Income ¹	(22)	-2.718	-2.378
Eigene Anteile	(19)	-1.126	-1.126
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE		5.758	4.007
Anteile ohne beherrschenden Einfluss (vor Umgliederung)		3.190	3.195
Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen		-430	-494
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	(23)	2.760	2.701
Eigenkapital		8.518	6.708
Finanzverbindlichkeiten	(26)	8.323	9.922
Betriebliche Verbindlichkeiten	(26)	4.506	4.690
Laufende Ertragsteuerverbindlichkeiten	(10)	304	969
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	(24)	3.247	3.620
Übrige Rückstellungen	(25)	12.459	14.381
Passive latente Steuern	(10)	1.706	1.616
Langfristige Schulden		30.545	35.198
Finanzverbindlichkeiten	(26)	1.563	3.099
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	(26)	7.637	8.099
Laufende Ertragsteuerverbindlichkeiten	(10)	262	673
Übrige Rückstellungen	(25)	2.117	2.041
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	(4)	3.682	132
Kurzfristige Schulden		15.261	14.044
Summe Passiva		54.324	55.950

1 Davon entfallen auf nicht fortgeführte Aktivitäten (31. Dezember 2018): 2 Mio €.

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns

in Mio €	2018	2017 ¹
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	3.524	4.180
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-286	-23
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	1.575	1.700
Veränderung der Rückstellungen	-397	-526
Veränderung der latenten Steuern	205	73
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	57	-139
Ergebnis aus dem Abgang von immateriellen Vermögenswerten, Sachanlagen, Beteiligungen und Wertpapieren (>3 Monate)	-926	-479
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-51	-47
<i>Beteiligungen</i>	-795	-176
<i>Wertpapiere (>3 Monate)</i>	-80	-256
Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Ertragsteuern	-1.457	1.994
<i>Vorräte sowie Emissionszertifikate</i>	63	-45
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	-243	119
<i>Sonstige betriebliche Forderungen und Ertragsteueransprüche</i>	-232	979
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</i>	-47	-173
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten und Ertragsteuern</i>	-998	1.114
Auszahlung an den Fonds für kerntechnische Entsorgung	-	-10.289
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	2.295	-3.509
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	558	557
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit (operativer Cashflow)	2.853	-2.952
Einzahlungen aus dem Abgang von Vermögenswerten	4.306	750
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	118	139
<i>Beteiligungen</i>	4.188	611
Auszahlungen für Investitionen	-2.487	-2.095
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-2.280	-2.051
<i>Beteiligungen</i>	-207	-44
Einzahlungen aus dem Verkauf von Wertpapieren (>3 Monate) sowie Finanzforderungen und Festgeldanlagen	2.630	6.354
Auszahlungen für den Erwerb von Wertpapieren (>3 Monate) sowie Finanzforderungen und Festgeldanlagen	-3.533	-3.290
Veränderungen der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	1.122	-940
Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	2.038	779
Cashflow aus der Investitionstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	-1.027	-1.170
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	1.011	-391
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen ²	6	1.361
Gezahlte Dividenden an die Gesellschafter der E.ON SE	-650	-345
Gezahlte Dividenden an Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-233	-205
Einzahlungen aus dem Zugang von Finanzverbindlichkeiten	1.819	3.844
Auszahlungen für die Tilgung von Finanzverbindlichkeiten	-3.674	-4.966
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-2.732	-311
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	95	851
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-2.637	540

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

2 In den jeweiligen Jahren sind keine wesentlichen Saldierungen enthalten.

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns

in Mio €	2018	2017 ¹
Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	1.227	-2.803
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	-	-8
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Jahresanfang ³	2.763	5.574
Abgehende Zahlungsmittel aus Entkonsolidierung nicht fortgeführter Aktivitäten	-66	-90
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Periodenende⁴	3.924	2.673
Ergänzende Informationen zum Cashflow aus der Geschäftstätigkeit		
Gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Erstattungen)	-628	-483
Gezahlte Zinsen	-784	-979
Erhaltene Zinsen	178	745
Erhaltene Dividenden	331	364

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

³ Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Jahresanfang umfassen auch die Bestände der nicht fortgeführten Aktivitäten im Segment Erneuerbare Energien in Höhe von 90 Mio € sowie die Bestände der im ersten Quartal 2018 abgegangenen Hamburg Netz GmbH in Höhe von 55 Mio €.

⁴ Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Vorjahresende umfassen auch die Bestände der im ersten Quartal 2018 abgegangenen Hamburg Netz GmbH in Höhe von 55 Mio €.

Entwicklung des Konzerneigenkapitals

in Mio €	Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income							
	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Gewinnrücklagen	Währungsumrechnungsdifferenz		Marktbewertung Finanzinstrumente	Cashflow Hedges	
				Hedging-Reserve ¹ /Sonstiges	Reserve für Hedging-Kosten ¹		Hedging-Reserve ¹	Reserve für Hedging-Kosten ¹
Stand zum 1. Januar 2017	2.001	9.201	-8.495	-1.156	6	353	-1.114	-137
Veränderung Konsolidierungskreis								
Zurückgekaufte/Verkaufte eigene Anteile		-478	-3					
Kapitalerhöhung	200	1.139						
Kapitalherabsetzung								
Dividenden			-452					
Anteilserhöhung/-minderung			13					
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen								
Comprehensive Income			4.385	-507	2	-60	171	64
Konzernüberschuss/-fehlbetrag			3.925					
Other Comprehensive Income			460	-507	2	-60	171	64
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen			460					
Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income				-507	2	-60	171	64
Stand zum 31. Dezember 2017	2.201	9.862	-4.552	-1.663	8	293	-943	-73
Anpassung IFRS 9, IFRS 15	-	-	-9	-	-	-203	-	-
Stand zum 1. Januar 2018	2.201	9.862	-4.561	-1.663	8	90	-943	-73
Veränderung Konsolidierungskreis								
Zurückgekaufte/verkaufte eigene Anteile								
Kapitalerhöhung								
Kapitalherabsetzung								
Dividenden			-650					
Anteilserhöhung/-minderung			3					
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen								
Comprehensive Income			2.747	-112	2	-51	-35	59
Konzernüberschuss/-fehlbetrag			3.223					
Other Comprehensive Income			-476	-112	2	-51	-35	59
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen			-476					
Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income				-112	2	-51	-35	59
Stand zum 31. Dezember 2018	2.201	9.862	-2.461	-1.775	10	39	-978	-14

1 Durch die Erstanwendung von IFRS 9 im Jahr 2018 ist die Veränderung der Cashflow Hedges und der Net Investment Hedges in zwei Kategorien aufzuteilen. Das Vorjahr wurde entsprechend angepasst.

	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
	-1.714	-1.055	2.896	-554	2.342	1.287
						0
	588	107				107
		1.339	228		228	1.567
						0
		-452	-225		-225	-677
		13	21		21	34
				60	60	60
		4.055	275		275	4.330
		3.925	255		255	4.180
		130	20		20	150
		460	62		62	522
		-330	-42		-42	-372
	-1.126	4.007	3.195	-494	2.701	6.708
	-	-212	-	-	-	-212
	-1.126	3.795	3.195	-494	2.701	6.496
			-43		-43	-43
						0
			84		84	84
						0
		-650	-280		-280	-930
		3	5		5	8
				64	64	64
		2.610	229		229	2.839
		3.223	301		301	3.524
		-613	-72		-72	-685
		-476	-67		-67	-543
		-137	-5		-5	-142
	-1.126	5.758	3.190	-430	2.760	8.518

(1) Zusammenfassung der wesentlichen Grundsätze der Rechnungslegung

Allgemeine Grundsätze

Der Konzernabschluss der E.ON SE, Essen (Amtsgericht Essen HRB 28196) wird in Anwendung von § 315e 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 2018 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 erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert (Fair Value) bewerteten finanziellen Vermögenswerte (Fair Value through OCI, FVOCI) sowie die erfolgswirksam zum Fair Value bewerteten finanziellen Vermögenswerte (Fair Value through P&L, FVPL) 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 für den Geschäftserfolg des Unternehmens relevanten Aktivitäten steuern kann, am Geschäftserfolg in Form variabler Rückflüsse partizipiert und ihre Verfügungsrechte tatsächlich so einsetzen kann, dass hierüber der Geschäftserfolg und die damit verbundenen variablen Rückflüsse beeinflusst werden. Beherrschung wird durch Rechte, oftmals in Form von Stimmrechten, erlangt. In der Regel liegt Beherrschung daher vor, wenn E.ON mittelbar oder unmittelbar über die Stimmrechtsmehrheit zu dem Beteiligungsunternehmen verfügt. Soweit sich Beherrschung nicht an Stimmrechtsmehrheiten manifestiert, sondern aufgrund vertraglicher Vereinbarungen oder anderer Rechtsbeziehungen besteht, liegen strukturierte Unternehmen vor.

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.

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.

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 werden im Rahmen der Konsolidierung eliminiert.

Assoziierte Unternehmen

Ein assoziiertes Unternehmen ist ein Beteiligungsunternehmen, auf dessen finanz- und geschäftspolitische Entscheidungen E.ON maßgeblich Einfluss nehmen kann und das nicht durch E.ON beziehungsweise gemeinschaftlich mit E.ON beherrscht wird. 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.

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 nach der Equity-Methode 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 nach der Equity-Methode 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

Eine gemeinschaftliche Tätigkeit (Joint Operation) liegt vor, wenn E.ON und die anderen Investoren diese Tätigkeit gemeinschaftlich beherrschen, aber anders als im Falle eines Joint Ventures nicht Anspruch auf die Reinvermögensänderung aus der Tätigkeit besitzen, sondern vielmehr unmittelbare Rechte an einzelnen Vermögenswerten beziehungsweise unmittelbare Pflichten in Bezug auf einzelne Schulden im Zusammenhang mit der Tätigkeit 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. 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 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 aus Marktpreisen für vergleichbare Vermögenswerte beziehungsweise vergleichbare Transaktionen abgeleitet. Sind auch diese Werte nicht beobachtbar, erfolgt die Ermittlung der Fair Values anhand geeigneter Bewertungsverfahren. 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. In begründeten Ausnahmefällen wird hiervon abweichend ein längerer Detailplanungszeitraum zugrunde gelegt. 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. 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 erfolgswirksam erfasst.

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 Stichtagskurs umgerechnet; dabei entstehende Umrechnungsdifferenzen werden erfolgswirksam 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 erfolgswirksam 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 Stichtagsmittelkursen 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 erfolgsneutral innerhalb des Eigenkapitals als Bestandteil des Other Comprehensive Income gesondert ausgewiesen.

Umrechnungseffekte, die auf die Anschaffungskosten von als erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert klassifizierten monetären Finanzinstrumenten entfallen, sind erfolgswirksam zu erfassen. Auf die Fair-Value-Anpassungen monetärer Finanzinstrumente entfallende Umrechnungseffekte werden erfolgsneutral innerhalb des Eigenkapitals als Bestandteil des Other Comprehensive Income erfasst.

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	
		2018	2017	2018	2017
Britisches Pfund	GBP	0,89	0,89	0,88	0,88
Dänische Krone	DKK	7,47	7,44	7,45	7,44
Rumänischer Leu	RON	4,66	4,66	4,65	4,57
Schwedische Krone	SEK	10,25	9,84	10,26	9,64
Tschechische Krone	CZK	25,72	25,54	25,65	26,33
Türkische Lira	TRY	6,06	4,55	5,71	4,12
Ungarischer Forint	HUF	320,98	310,33	318,89	309,19
US-Dollar	USD	1,15	1,20	1,18	1,13

Ertragsrealisierung

a) Umsatzerlöse

Die Umsatzerlöse resultieren überwiegend aus den Verkäufen von Strom und Gas an Endverbraucher, Industriekunden und gewerbliche Abnehmer sowie auf Großhandelsmärkten. Ebenfalls unter die Umsatzerlöse fallen im Wesentlichen die Erlöse aus der Verteilung von Strom und Gas sowie aus Lieferungen von Dampf und Wärme.

Aufgrund der geänderten Prüfkriterien für Prinzipal-Agent-Beziehungen beinhalten die Umsatzerlöse nicht mehr die Vergütungen zur Förderung Erneuerbarer Energien, da diese unter IFRS 15 mit den entsprechenden Materialaufwendungen saldiert werden (Nettoausschlag). E.ON handelt als Agent, wenn für die Erfüllung des Vertrags im Wesentlichen eine andere Partei verantwortlich ist (im Fall der EEG-Vergütung leitet E.ON lediglich von Dritten produzierten Strom aus Erneuerbaren Energien durch), E.ON kein Bestands- und Ausfallrisiko trägt, die Preisgestaltung durch E.ON nicht beeinflussbar ist und E.ON eine Provision als Vergütung erhält.

Die Realisierung der Umsatzerlöse erfolgt grundsätzlich, wenn E.ON durch Übertragung eines zugesagten Gutes oder einer zugesagten Dienstleistung auf einen Kunden seine Leistungsverpflichtung erfüllt. Als übertragen gilt ein Vermögenswert dann, wenn der Kunde die Verfügungsgewalt über diesen Vermögenswert erlangt. Der überwiegende Teil der Leistungsverpflichtungen im E.ON-Konzern wird über einen Zeitraum erbracht. Die relativ betrachtet untergeordnete zeitpunkt-bezogene Umsatzrealisierung kommt vor allem im Bereich „Build & Sell“ vor. Umsatz wird hier realisiert mit Übergang der Kontrolle auf den Kunden, sodass keine signifikanten Ermessensentscheidungen erforderlich werden. Bei all diesen Umsatzerlösen wird der Leistungsfortschritt anhand von Output-basierten Methoden ermittelt. Die verwendeten Methoden spiegeln angemessen das Muster der Übertragung von Gütern auf die Kunden oder der Erbringung von Dienstleistungen für die Kunden wider. Die Umsatzerlöse für Güter beziehungsweise Dienstleistungen

bemessen sich nach den diesen Gütern beziehungsweise Dienstleistungen zugeordneten Transaktionspreisen. Sie spiegeln den Wert der gelieferten Einheiten, einschließlich der geschätzten Werte für Einheiten zwischen der letzten Abrechnung und dem Periodenende, wider. Bei Kunden im B2C-Bereich werden auf Basis von historischen Verbrauchsdaten in der Regel monatliche Abschlagszahlungen festgesetzt und ein Spitzenausgleich erfolgt zum Jahresende. Im B2B-Bereich erfolgt eine individuelle Tarifikalkulation auf Basis eines Bottom-up-Ansatzes. Grundsätzlich liegt den Umsatzgeschäften bei E.ON keine wesentliche Finanzierungskomponente zugrunde. Das Zahlungsziel beträgt durchschnittlich zwischen 14 und 45 Tage. Rückerstattungen an Kunden stellen eine Ausnahme dar und werden nur bei länger andauernder Entkopplung des Kunden von der Stromversorgung gewährt. Ebenso werden in der Regel keine Gewährleistungen im Kerngeschäft eingeräumt. Lediglich im Bereich „Build & Sell“ kann es hierzu kommen.

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

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

Der Goodwill unterliegt 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 Unternehmenszusammenschluss Nutzen ziehen. Die Cash Generating Units, denen Goodwill zugeordnet ist, entsprechen grundsätzlich den operativen Segmenten. Die Goodwill-Impairment-Tests werden 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. 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 beschrieben, 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 grundsätzlich planmäßig linear über ihre jeweilige Nutzungsdauer beschrieben. Diese beträgt bei den marketingbezogenen immateriellen Vermögenswerten grundsätzlich 5 bis 30 Jahre, bei den kundenbezogenen immateriellen Vermögenswerten grundsätzlich 2 bis 50 Jahre und bei den vertraglich bedingten immateriellen Vermögenswerten grundsätzlich 3 bis 50 Jahre, sofern nicht eine nutzungsabhängige

Abschreibung einen sachgerechten Wertverzehr widerspiegelt. Technologiebezogene immaterielle Vermögenswerte werden grundsätzlich über eine Nutzungsdauer von 3 bis 33 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 sind nach IFRS sofort aufwandswirksam zu erfassen, wohingegen Aufwendungen, die in der Entwicklungsphase neuer Produkte, Dienstleistungen und Technologien anfallen, bei Vorliegen der allgemeinen Ansatzkriterien des IAS 38 als Vermögenswert anzusetzen sind. In den Geschäftsjahren 2017 und 2018 hat E.ON in diesem Zusammenhang Kosten für selbst erstellte Software beziehungsweise für sonstige Technologien aktiviert.

Emissionsrechte

Nach IFRS werden Emissionsrechte, die im Rahmen von nationalen und internationalen Emissionsrechtssystemen zur Erfüllung der Abgabeverpflichtungen gehalten werden, als immaterielle Vermögenswerte ausgewiesen. Da Emissionsrechte keiner planmäßigen Abnutzung im Rahmen des Produktionsprozesses unterliegen, erfolgt der Ausweis unter den immateriellen Vermögenswerten mit unbestimmbarer Nutzungsdauer. Die Emissionsrechte werden im Zeitpunkt des Erwerbs mit den Anschaffungskosten aktiviert.

Getätigte Emissionen werden durch Bildung einer Rückstellung zum Buchwert der gehaltenen Emissionsrechte beziehungsweise bei Unterdeckung zum erwarteten Erfüllungsbetrag berücksichtigt.

Sachanlagen

Sachanlagen werden 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 Vermögenswertklassen werden nachfolgend dargestellt:

Nutzungsdauern der Sachanlagen

Gebäude	5 bis 60 Jahre
Technische Anlagen und Maschinen	2 bis 50 Jahre
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	2 bis 30 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. 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.

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.

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 5,37 Prozent für 2018 (2017: 5,47 Prozent) zugrunde gelegt. Andere Fremdkapitalkosten werden aufwandswirksam erfasst.

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 zum Fair Value erfasst, wenn der Konzern die notwendigen Voraussetzungen für den Erhalt der Zuwendung erfüllt und mit großer Sicherheit davon auszugehen ist, dass die öffentliche Hand die Zuwendung gewähren wird.

Öffentliche Zuwendungen für Kosten werden über den Zeitraum ertragswirksam gebucht, in dem die entsprechenden Kosten anfallen.

Leasing

Leasingtransaktionen 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 Leasingnehmer ist, werden in Finanzierungsleasing (Finance Lease)- und Operating-Leasing-Verhältnisse (Operating Lease) unterschieden. Sind die wesentlichen Chancen und Risiken und somit das wirtschaftliche Eigentum E.ON zuzurechnen, wird die Transaktion als Finanzierungsleasing klassifiziert. E.ON hat in diesem Fall den Leasinggegenstand zu aktivieren und die Leasingverbindlichkeit zu passivieren.

Der Leasinggegenstand wird zu Beginn der Laufzeit des Leasingverhältnisses in Höhe des niedrigeren Werts aus seinem Fair Value und dem Barwert der Mindestleasingzahlungen angesetzt. In korrespondierender Höhe wird die Leasingverbindlichkeit passiviert.

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.

Leasingtransaktionen, 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 Leasingtransaktionen, 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 in Übereinstimmung mit IFRS 9 „Finanzinstrumente“ (IFRS 9) bewertet. Sie werden bei Zugang zum Fair Value am Erfüllungstag unter Berücksichtigung der Transaktionskosten bilanziert, sofern sie nicht als erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanziert werden.

E.ON hat die bis zum 31. Dezember 2017 unter IAS 39 gültigen Kategorisierungen von finanziellen Vermögenswerten zu Handelszwecken gehalten (Held for Trading, HfT), weiterveräußerbare Wertpapiere (Available for Sale, AfS) und Ausleihungen und Forderungen (Loans and Receivables, LaR) durch die neuen Kategorisierungen des IFRS 9 zu fortgeführten Anschaffungskosten bilanzierte finanzielle Vermögenswerte (Amortized Cost, AmC), erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte (Fair Value through OCI, FVOCI) und erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte (Fair Value through P&L, FVPL) ersetzt.

Die Klassifizierung der finanziellen Vermögenswerte bestimmt sich auf der Grundlage des Geschäftsmodells sowie der Eigenschaften der Zahlungsströme.

Wird ein finanzieller Vermögenswert mit dem Ziel der Vereinbarung vertraglicher Zahlungsströme gehalten und stellen die Zahlungsströme des finanziellen Vermögenswerts ausschließlich Zins- und Tilgungszahlungen dar, erfolgt eine Bewertung zu fortgeführten Anschaffungskosten (AmC).

Eine erfolgsneutrale Bewertung zum beizulegenden Zeitwert (FVOCI) ist vorzunehmen, wenn ein finanzieller Vermögenswert sowohl der Vereinnahmung vertraglicher Zahlungsströme als auch zu Verkaufszwecken dient und die Zahlungsströme des finanziellen Vermögenswerts ausschließlich Zins- und Tilgungszahlungen darstellen.

Unrealisierte Gewinne und Verluste aus erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bilanzierten finanziellen Vermögenswerten 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.

Fremdkapitalinstrumente, die weder der ausschließlichen Vereinnahmung vertraglicher Zahlungsströme noch der kombinierten Generierung von vertraglichen Zahlungsströmen und Verkaufserlösen dienen oder deren Zahlungsströme nicht ausschließlich Zins- und Tilgungszahlungen darstellen, werden erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet (FVPL). E.ON hat für Eigenkapitalinstrumente, die nicht zu Handelszwecken gehalten werden, einheitlich das Wahlrecht dahin gehend ausgeübt, dass Änderungen des beizulegenden Zeitwerts erfolgswirksam erfasst werden (FVPL).

Gemäß IFRS 9 müssen Wertminderungen finanzieller Vermögenswerte nicht mehr nur für bereits eingetretene Verluste, sondern auch für zukünftig zu erwartende Kreditausfälle erfasst werden. Der im Rahmen der Ermittlung erwarteter Kreditverluste berechnete Wertminderungsbetrag ist erfolgswirksam zu erfassen.

Grundsätzlich erfolgt die Ermittlung des zukünftig zu erwartenden Kreditausfalls durch Multiplikation der Ausfallwahrscheinlichkeit (Probability of Default) mit dem Buchwert des finanziellen Vermögenswerts (Exposure at Default) und der erwarteten Schadenquote (Loss Given Default). Zur Behandlung von Wertminderungen gemäß IFRS 9 wird auf Textziffer 31 verwiesen.

Originäre finanzielle Verbindlichkeiten (einschließlich der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen) im Anwendungsbereich des IFRS 9 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.

Wenn E.ON bereits eine Gegenleistung erhalten hat, jedoch die Leistungsverpflichtung zur Lieferung eines Gutes beziehungsweise zur Erbringung einer Dienstleistung noch besteht, wird gemäß IFRS 15 eine vertragliche Verbindlichkeit passiviert.

Derivative Finanzinstrumente und Sicherungsgeschäfte

Derivative Finanzinstrumente und trennungspflichtige eingebettete derivative Finanzinstrumente werden sowohl bei erstmaliger Bilanzierung als auch in den Folgeperioden zum Fair Value am Stichtag bewertet. Sie sind gemäß IFRS 9 als erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert (FVPL) zu kategorisieren, soweit sie nicht Bestandteil einer Sicherungsbeziehung (Hedge Accounting) sind. Gewinne und Verluste aus Fair-Value-Schwankungen werden sofort erfolgswirksam erfasst.

Im Wesentlichen werden Termingeschäfte und Zins-/Währungsswaps im Devisenbereich sowie Zinsswaps im Zinsbereich eingesetzt. Die eingesetzten Instrumente im Commodity-Bereich umfassen im Wesentlichen sowohl physisch als auch durch Zahlung zu erfüllende strom- und gasbezogene 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.

Einen Teil dieser Derivate hat E.ON im Rahmen einer Sicherungsbeziehung designiert. Die Anforderungen gemäß IFRS 9 an das Hedge Accounting umfassen insbesondere die Zulässigkeit der Sicherungsinstrumente und der Grundgeschäfte, die formale Designation und Dokumentation der Sicherungsbeziehung zwischen Grund- und Sicherungsgeschäft, die Sicherungsstrategie sowie die Erfüllung der Effektivitätsanforderungen. Die designierten Grundgeschäfte und Sicherungsinstrumente unterliegen demselben Risiko. Durch diese wirtschaftliche Beziehung ist der betragsmäßige Ausgleich und somit die Effektivität der Sicherungsbeziehungen grundsätzlich gegeben. Die Hedge-Ratio der Sicherungen liegt bei 1:1. Ineffektivitäten ergeben sich nur, wenn die wertbestimmenden Parameter von Grundgeschäft und Sicherungsinstrument von einander abweichen. Bei der Beurteilung der zu buchenden Ineffektivität werden sämtliche Bestandteile der Fair-Value-Veränderungen von Derivaten berücksichtigt.

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 IFRS 9 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. In Einklang mit den Vorschriften des IFRS 9 wird bei Fremdwährungsderivaten der Währungsbasis spread (Hedging-Kosten) fortan von dem designierten Sicherungsinstrument getrennt und als ausgeschlossene Komponente im kumulierten Other Comprehensive Income in der Reserve für Hedging-Kosten als Bestandteil des Eigenkapitals separat 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 aus der Stichtagsumrechnung dieser Instrumente werden im Eigenkapital als Bestandteil des Other Comprehensive Income unter dem Posten Differenz aus der Währungsumrechnung erfasst.

E.ON wendet derzeit sowohl Sicherungen im Rahmen von Cashflow Hedges als auch von Hedges of a Net Investment an.

Fair-Value-Änderungen, die erfolgswirksam erfasst werden, werden in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen ausgewiesen. Ergebnisse aus Zinsderivaten werden je Vertrag saldiert im Zinsergebnis ausgewiesen.

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 nichtfinanzieller 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 erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert (FVPL) gemäß IFRS 9, 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 gemäß IAS 32 ein unbedingtes Recht – auch für den Fall der Insolvenz des Vertragspartners – hat sowie die Absicht besitzt, die gegenläufigen Positionen zeitgleich und/oder netto zu begleichen.

Vorräte

Die Bewertung der Vorräte erfolgt zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten beziehungsweise zum niedrigeren Netto-Veräußerungswert. Rohstoffe, Fertigerzeugnisse und Handelswaren werden nach der Durchschnittskostenmethode bewertet. Bestandteile der Herstellungskosten sind neben dem Fertigungsmaterial und den Fertigungslöhnen anteilige Material- und Fertigungsgemeinkosten unter Annahme einer Normalauslastung. Aufwendungen der allgemeinen Verwaltung werden nicht aktiviert. Bestandsrisiken, die sich aus der Lagerdauer sowie geminderter Verwertbarkeit ergeben, werden durch angemessene Wertberichtigungen auf den Netto-Veräußerungswert berücksichtigt.

Forderungen, vertragliche und sonstige Vermögenswerte

Eine Forderung unter IFRS 15 wird angesetzt, wenn Güter geliefert beziehungsweise Dienstleistungen erbracht werden, sofern der Anspruch auf Gegenleistung unbedingt ist, also nur noch an den Zeitablauf geknüpft ist. Ist das Recht auf Erhalt der Gegenleistung indes abhängig von anderen Bedingungen als lediglich dem Ablauf von Zeit, wird ein vertraglicher Vermögenswert aktiviert. Ein sonstiger Vermögenswert unter IFRS 15 wird angesetzt, wenn Kosten der Vertragserlangung als wiedererlangbar eingeschätzt werden und die Amortisationsdauer über ein Jahr beträgt. 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 Nutzensausfall entspricht. Zudem sind Wertminderungen für zukünftig zu erwartende Kreditverluste zu erfassen.

Liquide Mittel

Die liquiden Mittel enthalten Schecks, Kassen- und Bankguthaben sowie kurzfristige Wertpapiere. Bankguthaben und kurzfristige 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 sowie nicht fortgeführte Aktivitäten

Langfristige Vermögenswerte und gegebenenfalls zugehörige Schulden, für die eine Veräußerungsabsicht besteht, werden in der Bilanz separat von anderen Vermögenswerten und Schulden in den Posten „Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte“ beziehungsweise „Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden“ ausgewiesen, wenn sie in ihrem jetzigen Zustand veräußerbar sind und die Veräußerung hochwahrscheinlich ist. Die Umgliederung in die separaten Bilanzposten wird unter Veränderung Konsolidierungskreis ausgewiesen.

Bei einer nicht fortgeführten Aktivität (Discontinued Operation) handelt es sich um einen Geschäftsbereich, 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 oder einen bestimmten geografischen Geschäftsbereich des Konzerns repräsentieren.

Auf langfristige Vermögenswerte, die einzeln oder zusammen in einer Abgangsgruppe 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 dieser Wert unter dem Buchwert, erfolgt eine Wertminderung.

Das Ergebnis aus der Bewertung von zur Veräußerung vorgesehenen Geschäftsbereichen 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 etwa verbleibender Differenzbetrag zwischen Verbindlichkeiten und Anteilen ohne beherrschenden Einfluss wird direkt im Eigenkapital erfasst.

Sofern Gesellschafter ein gesetzliches nicht ausschließbares Kündigungsrecht besitzen (zum Beispiel bei deutschen Personengesellschaften), bedingt dieses Kündigungsrecht nach IAS 32 einen Verbindlichkeitsausweis der im Konzern vorhandenen Anteile ohne beherrschenden Einfluss an den betroffenen Unternehmen. Die Verbindlichkeit wird zum Barwert des vermutlichen Abfindungsbetrages bei einer eventuellen Kündigung ausgewiesen. Der Ansatz erfolgt unabhängig von der Wahrscheinlichkeit der Kündigung. Wertänderungen der Verbindlichkeit werden im sonstigen betrieblichen Ergebnis gezeigt. Aufzinsungseffekte und der Anteil am Ergebnis, der auf Anteile ohne beherrschenden Einfluss entfällt, werden im Zinsergebnis ausgewiesen.

Wenn die E.ON SE eigene Anteile oder ein Konzernunternehmen Anteile an 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 erfasst.

Aktienbasierte Vergütungen

Die Bilanzierung der im E.ON-Konzern ausgegebenen aktienorientierten Vergütungspläne erfolgt im Einklang mit IFRS 2 „Aktienbasierte Vergütung“ (IFRS 2). Von 2013 bis 2016 wurden aktienbasierte Vergütungen auf Basis des Share Matching Plans begeben. Die Anzahl der zugeteilten Rechte hing dabei von der Entwicklung der Kennzahl ROCE (bis 2015 ROACE) ab.

In den Jahren 2015 und 2016 wurden virtuelle Aktien im Rahmen des Basis- und Performance-Matchings nach dem Share Matching Plan nur Mitgliedern des Vorstands der E.ON SE gewährt. Führungskräften, die nach den zuvor üblichen Gepflogenheiten am Share Matching Plan partizipierten, wurde anstelle des Basis- und Performance-Matchings eine mehrjährige Tantieme mit vierjähriger Laufzeit gewährt, deren Auszahlungsbetrag von der Kursentwicklung der E.ON-Aktie bis zum Auszahlungszeitpunkt abhängt. Den Mitgliedern des Vorstands der E.ON SE wurden im Jahre 2017 letztmals virtuelle Aktien im Rahmen des E.ON Share Matching Plans gewährt.

In den Geschäftsjahren 2017 und 2018 wurden virtuelle Aktien im Rahmen des E.ON Performance Plans an die Vorstandsmitglieder der E.ON SE und bestimmte Führungskräfte des E.ON-Konzerns gewährt. Für die Bewertung wird im E.ON Performance Plan ein von einem externen Dienstleister unter Anwendung einer Monte-Carlo-Simulation ermittelter Fair Value herangezogen.

In allen Fällen handelt es sich um Zusagen des Unternehmens, die eine an der Aktienkursentwicklung orientierte Barvergütung am Ende der Laufzeit vorsehen. Der Vergütungsaufwand wird erfolgswirksam über den Zeitraum bis zur Unverfallbarkeit erfasst.

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Bei leistungsorientierten Versorgungsplänen werden die Rückstellungen gemäß IAS 19 „Leistungen an Arbeitnehmer“ 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 Netto-Verbindlichkeit oder des Netto-Vermögenswertes aus leistungsorientierten Pensionsplänen umfassen versicherungsmathematische Gewinne und Verluste, die sich vor allem aus Abweichungen zwischen den rechnerisch 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 erwarteten, 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 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 zum Jahresende absehbar und wahrscheinlich sind, in die Bewertung einbezogen werden. Langfristige Verpflichtungen werden grundsätzlich mit dem zum jeweiligen Bilanzstichtag gültigen Marktzinssatz diskontiert, sofern dieser nicht negativ ist. 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 Verpflichtungsumfanges 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 betreffende Sachanlage bereits vollständig abgeschrieben ist, werden die Schätzungsänderungen in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

Die Schätzwerte für Rückstellungen im Kernenergiebereich werden unter Bezugnahme auf Gutachten und Kostenschätzungen sowie zivilrechtliche Verträge beziehungsweise gesetzliche Angaben abgeleitet. Wesentliches Schätzelement sind die angewandten Realzinsen (angewandter Diskontierungszinssatz abzüglich der Kostensteigerungsrate). Die Auswirkungen auf das Konzernergebnis sind abhängig von der Höhe der Gegenbuchung in den Sachanlagen.

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 nicht in der Bilanz erfasst.

Hinsichtlich bestimmter Eventualverbindlichkeiten und Eventualforderungen, vor allem im Zusammenhang mit schwebenden Rechtsstreitigkeiten, wird auf eine tiefer gehende Erläuterung verzichtet, da diese Informationen möglicherweise Einfluss auf den Verfahrensfortgang haben könnten.

Rückstellungen für Restrukturierungen werden mit dem Barwert der zukünftigen Mittelabflüsse angesetzt. Die Rückstellungsbildung erfolgt zu dem Zeitpunkt, zu dem ein detaillierter Restrukturierungsplan vorliegt, der vom Management beschlossen und öffentlich angekündigt oder den Mitarbeitern oder deren Vertretern kommuniziert wurde. Für die Bemessung der Rückstellungshöhe werden nur die den Restrukturierungsmaßnahmen direkt zuordenbaren Aufwendungen herangezogen. Nicht berücksichtigt werden Aufwendungen, die mit dem zukünftigen operativen Geschäft in Verbindung stehen.

Ertragsteuern

Nach IAS 12 „Ertragsteuern“ (IAS 12) sind latente Steuern für temporäre Differenzen zwischen den Buchwerten der Vermögenswerte und Schulden in der Bilanz und ihren Steuerwerten zu bilden (Verbindlichkeitsmethode). Aktive und passive latente Steuern werden für temporäre Differenzen gebildet, die zu steuerpflichtigen oder abzugsfähigen Beträgen bei der Ermittlung des zu versteuernden Einkommens künftiger Perioden führen, es sei denn, die abweichenden Wertansätze resultieren aus dem erstmaligen Ansatz eines Vermögenswertes oder einer Schuld zu einem Geschäftsvorfall, der kein Unternehmenszusammenschluss ist und zum Zeitpunkt des Geschäftsvorfalles weder das Ergebnis vor Steuern noch das zu versteuernde Einkommen beeinflusst hat (sogenannte Initial Differences). Ein Ansatz von unsicheren Steuerpositionen erfolgt in Höhe des wahrscheinlichsten Wertes. IAS 12 verlangt außerdem die Bildung aktiver latenter Steuern auf noch nicht genutzte Verlustvorträge und Steuergutschriften. Aktive latente Steuern werden in dem Maße bilanziert, wie es wahrscheinlich ist, dass ein zu versteuerndes Ergebnis verfügbar sein wird, gegen das die temporären Differenzen und noch nicht genutzten Verlustvorträge verwendet werden können. Die Unternehmenseinheiten werden individuell daraufhin beurteilt, ob es wahrscheinlich ist, dass in künftigen Jahren ein positives steuerliches Ergebnis entsteht. Der Planungshorizont beträgt in diesem Zusammenhang grundsätzlich drei bis fünf Jahre. 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 erfolgswirksam 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 – unverändert zum Vorjahr – mit einem Gesamtsteuersatz von 30 Prozent ermittelt. Dabei werden neben der Körperschaftsteuer von 15 Prozent der Solidaritätszuschlag von 5,5 Prozent auf die Körperschaftsteuer und der durchschnittliche Gewerbesteuersatz in Höhe von 14 Prozent im Konzern berücksichtigt. Für ausländische Gesellschaften werden die jeweiligen nationalen Steuersätze zugrunde gelegt.

Die wichtigsten temporären Differenzen sind in Textziffer 10 angegeben.

Kapitalflussrechnung

Die Kapitalflussrechnung ist gemäß IAS 7 „Kapitalflussrechnungen“ (IAS 7) in Zahlungsströme aus operativer Geschäftstätigkeit, aus Investitionstätigkeit und aus 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 operativer Geschäftstätigkeit, gezahlte Dividenden werden im Bereich der Finanzierungstätigkeit ausgewiesen. Bei Erwerben beziehungsweise Veräußerungen von Anteilen an Unternehmen gezahlte (beziehungsweise erhaltene) Kaufpreise werden abzüglich erworbener (beziehungsweise abgegebener) Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente im Bereich der Investitionstätigkeit gezeigt, soweit hiermit eine Kontrollerrlangung beziehungsweise ein Kontrollverlust einhergeht. Bei Erwerben beziehungsweise Veräußerungen ohne Kontrollerrlangung beziehungsweise Kontrollverlust erfolgt ein Ausweis der korrespondierenden Zahlungsströme im Bereich der Finanzierungstätigkeit. Wechselkursbedingte Wertänderungen der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente werden gesondert ausgewiesen.

Segmentberichterstattung

Gemäß IFRS 8 „Geschäftssegmente“ (IFRS 8) werden die Segmente der Gesellschaft – dem sogenannten „Management Approach“ folgend – nach der internen Berichtsstruktur abgegrenzt. Als intern verwendete Ergebnisgröße zur Performance-Messung wird ein um nicht operative Effekte bereinigtes EBIT 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 Fristigkeit 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.

Schätzungen und Annahmen sowie Ermessen bei der Anwendung der Rechnungslegungsgrundsätze

Die Aufstellung des Konzernabschlusses erfordert Schätzungen und Annahmen, die sowohl die Anwendung von Rechnungslegungsgrundsätzen im Konzern als auch den Ausweis und die Bewertung beeinflussen können. Die Schätzungen basieren auf Erfahrungen der Vergangenheit und aktuellen Kenntnissen über die zu bilanzierenden 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 und der Fair-Value-Ermittlung bestimmter Finanzinstrumente sowie bei der Anwendung von IFRS 15.

Die Grundlagen für die Einschätzungen bei den relevanten Themen werden in den jeweiligen Abschnitten erläutert.

(2) Neue Standards und Interpretationen

Wesentliche im Jahr 2018 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 2018 bis 31. Dezember 2018 verpflichtend anzuwenden sind.

E.ON wendet zum 1. Januar 2018 erstmals IFRS 9 „Finanzinstrumente“ (IFRS 9) und IFRS 15 „Erlöse aus Verträgen mit Kunden“ (IFRS 15) an. IFRS 9 ersetzt die bisher in IAS 39 „Finanzinstrumente: Ansatz und Bewertung“ geregelte Bilanzierung von Finanzinstrumenten. In Übereinstimmung mit den Übergangsvorschriften des IFRS 9 wendet E.ON den Standard

mit Ausnahme bestimmter Aspekte bei der Bilanzierung von Sicherungsbeziehungen retrospektiv ohne Änderungen der Vorjahreszahlen an.

IFRS 15 ersetzt die bisherigen Standards und Interpretationen IAS 11 „Fertigungsaufträge“, IAS 18 „Umsatzerlöse“, IFRIC 13 „Kundenbindungsprogramme“, IFRIC 15 „Verträge über die Errichtung von Immobilien“, IFRIC 18 „Übertragung von Vermögenswerten von Kunden“ und SIC-31 „Umsatzerlöse – Tausch von Werbedienstleistungen“. IFRS 15 wird im E.ON-Konzern anhand der modifizierten retrospektiven Methode angewendet.

Die Umstellungseffekte aus der erstmaligen Anwendung von IFRS 9 und IFRS 15 wurden erfolgsneutral im Eigenkapital erfasst. Die Auswirkungen der Umstellung auf die Bilanz, die Gewinnrücklagen sowie auf das kumulierte Other Comprehensive Income können den folgenden Tabellen entnommen werden:

Überleitung der Bilanz – IFRS 9 und IFRS 15

in Mio €	31. Dez. 2017	Effekte aus IFRS 9	Effekte aus IFRS 15	1. Jan. 2018
Langfristige Vermögenswerte	40.164	-35	88	40.217
davon immaterielle Vermögenswerte	2.243	–	6	2.249
davon Sachanlagen	24.766	–	-14	24.752
davon Beteiligungen	792	-46	–	746
davon Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	452	-1	8	459
davon betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	1.371	–	39	1.410
davon aktive latente Steuern	907	12	49	968
Kurzfristige Vermögenswerte	15.786	-66	31	15.751
davon Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	5.781	-66	31	5.746
Summe Aktiva	55.950	-101	119	55.968
Eigenkapital	6.708	-101	-111	6.496
davon Gewinnrücklagen	-4.552	102	-111	-4.561
davon kumuliertes Other Comprehensive Income	-2.378	-203	–	-2.581
davon Anteile ohne beherrschenden Einfluss (vor Umgliederung)	3.195	–	–	3.195
Langfristige Schulden	35.198	–	199	35.397
davon betriebliche Verbindlichkeiten	4.690	–	196	4.886
davon passive latente Steuern	1.616	–	3	1.619
Kurzfristige Schulden	14.044	–	31	14.075
davon Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	8.099	–	31	8.130
Summe Passiva	55.950	-101	119	55.968

Überleitung Gewinnrücklagen – IFRS 9 und IFRS 15

in Mio €

Gewinnrücklagen 31. Dezember 2017	-4.552
Effekte aus IFRS 9	102
Umgliederung aus dem kumulierten Other Comprehensive Income (Marktbewertung Finanzinstrumente)	196
Zuführung Vorsorge für zukünftig zu erwartende Kreditausfälle	-67
Latente Steuern	-27
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	–
Effekte aus IFRS 15	-111
Gewinnrücklagen 1. Januar 2018	-4.561

Überleitung kumuliertes Other Comprehensive Income (Marktbewertung Finanzinstrumente) – IFRS 9

in Mio €

Marktbewertung Finanzinstrumente 31. Dezember 2017	293
Umgliederung in die Gewinnrücklagen	-196
Umbewertung aufgrund der Änderung des Anwendungsbereichs	-46
Latente Steuern	39
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	–
Marktbewertung Finanzinstrumente 1. Januar 2018	90

Es ergibt sich kein wesentlicher Effekt durch die Neuanwendung von IFRS 9 und IFRS 15 auf das Ergebnis je Aktie gemäß IAS 33.

IFRS 9 – Auswirkung der erstmaligen Anwendung

Klassifizierung und Bewertung

IFRS 9 führt neue Vorschriften für die Klassifizierung und Bewertung von finanziellen Vermögenswerten ein. E.ON hat die bisherigen unter IAS 39 gültigen Kategorisierungen von finanziellen Vermögenswerten zu Handelszwecken gehalten (Held for Trading, HfT), weiterveräußerbare Wertpapiere (Available for Sale, AfS) und Ausleihungen und Forderungen (Loans and Receivables, LaR) durch die neuen Kategorisierungen des IFRS 9 zu fortgeführten Anschaffungskosten bilanzierte finanzielle Vermögenswerte

(Amortized Cost, AmC), erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte (Fair Value through OCI, FVOCI) und erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte (Fair Value through P&L, FVPL) ersetzt. Die Klassifizierung der finanziellen Vermögenswerte bestimmt sich auf der Grundlage des Geschäftsmodells sowie der Eigenschaften der Zahlungsströme.

Wird ein finanzieller Vermögenswert mit dem Ziel der Vereinnahmung vertraglicher Zahlungsströme gehalten und stellen die Zahlungsströme des finanziellen Vermögenswerts ausschließlich Zins- und Tilgungszahlungen dar, erfolgt eine Bewertung zu fortgeführten Anschaffungskosten (AmC).

Eine erfolgsneutrale Bewertung zum beizulegenden Zeitwert (FVOCI) ist vorzunehmen, wenn ein finanzieller Vermögenswert sowohl der Vereinnahmung vertraglicher Zahlungsströme als auch zu Verkaufszwecken dient und die Zahlungsströme des finanziellen Vermögenswerts ausschließlich Zins- und Tilgungszahlungen darstellen.

Derivate und Fremdkapitalinstrumente, die weder der ausschließlichen Vereinnahmung vertraglicher Zahlungsströme noch der kombinierten Generierung von vertraglichen Zahlungsströmen und Verkaufserlösen dienen oder deren Zahlungsströme nicht ausschließlich Zins- und Tilgungszahlungen darstellen, werden erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet (FVPL). E.ON hat für Eigenkapitalinstrumente, die nicht zu Handelszwecken gehalten werden, einheitlich das Wahlrecht dahin gehend ausgeübt, dass Änderungen des beizulegenden Zeitwerts erfolgswirksam erfasst werden (FVPL). Die bis dahin im kumulierten Other Comprehensive Income erfassten Änderungen des beizulegenden Zeitwerts wurden zum Umstellungszeitpunkt in die Gewinnrücklagen umgegliedert. Die Aufgliederung in verschiedene Bewertungskategorien bei bestimmten Finanzinstrumenten resultierte insbesondere aus der Neubeurteilung der Geschäftsmodelle.

Eine Überleitung der Buchwerte der finanziellen Vermögenswerte sowie der entsprechenden Bewertungskategorien von IAS 39 auf IFRS 9 zum Erstanwendungszeitpunkt ist in der folgenden Tabelle dargestellt:

Überleitung der Bewertungskategorien der finanziellen Vermögenswerte von IAS 39 auf IFRS 9

in Mio €	Buchwerte 31. Dezember 2017	Bewertungs- kategorie gemäß IAS 39	Umbewer- tung auf- grund der Änderung des Anwen- dungs- bereichs	Umbewer- tung auf- grund der Anwendung des Wert- minderungs- modells	Buchwerte 1. Januar 2018	Bewertungs- kategorie gemäß IFRS 9
Beteiligungen	792	AfS			746	
Übrige Beteiligungen					154	FVPL
<i>Beteiligungen, die in den Anwendungsbereich des IFRS 10 und IFRS 11 fallen und aus Wesentlichkeitsgründen at cost bilanziert werden</i>			-46		592	n/a
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	688			-1	687	
<i>Forderungen aus Finanzierungsleasing</i>	329	n/a		-1	328	n/a
<i>Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte</i>	359	LaR			359	
					241	AmC
					118	n/a ¹
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	7.152			-66	7.086	
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	3.879	LaR		-66	3.813	
					3.757	AmC
					56	n/a ¹
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	1.401	HfT			1.401	FVPL
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	279	n/a			279	n/a
<i>Sonstige betriebliche Vermögenswerte</i>	1.593				1.593	
	846	LaR			820	AmC
	747	n/a			773	n/a
Wertpapiere und Festgeldanlagen	3.419	AfS			3.419	
					991	FVPL
					2.225	FVOCI
					203	AmC
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	2.708	LaR			2.708	
					2.192	AmC
					516	FVPL
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	1.782	LaR			1.782	AmC
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	3.301	n/a			3.301	n/a
Summe finanzielle Vermögenswerte	19.842		-46	-67	19.729	

1 betrifft Forderungen gegenüber Beteiligungsgesellschaften, die in den Anwendungsbereich des IFRS 10 und IFRS 11 fallen und aus Wesentlichkeitsgründen at cost bilanziert werden

Für die finanziellen Verbindlichkeiten ergaben sich aus der erstmaligen Anwendung des IFRS 9 keine Auswirkungen.

Wertminderung von finanziellen Vermögenswerten

Gemäß IFRS 9 müssen Wertminderungen finanzieller Vermögenswerte nicht mehr nur für bereits eingetretene Verluste, sondern auch für zukünftig zu erwartende Kreditausfälle erfasst werden. E.ON berücksichtigt zukünftig zu erwartende Kreditausfälle bei der erstmaligen Erfassung von finanziellen Vermögenswerten, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bilanziert werden, von finanziellen Vermögenswerten, die erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bilanziert werden, und von Forderungen aus Finanzierungsleasing.

Grundsätzlich erfolgt die Ermittlung des zukünftig zu erwartenden Kreditausfalls durch Multiplikation der Ausfallwahrscheinlichkeit (Probability of Default) mit dem Buchwert des finanziellen Vermögenswerts (Exposure at Default) und der erwarteten Schadenquote (Loss Given Default). Die Ausfallwahrscheinlichkeit bezeichnet die Wahrscheinlichkeit, dass ein Schuldner seiner Zahlungsverpflichtung nicht nachkommt und die Forderung daher ausfällt. Das Exposure at Default ist der Betrag des finanziellen Vermögenswertes, der E.ON im Zeitpunkt des Ausfalls zuzuordnen ist. Die Loss Given Default bezeichnet die Erwartung, welcher Anteil eines finanziellen Vermögenswertes im Falle eines Ausfalls nicht mehr einbringbar ist, und wird unter Einbeziehung von Sicherheiten, anderen Kreditbesicherungen und gegebenenfalls Insolvenzquoten bestimmt.

Für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen erfolgt der Ansatz der erwarteten Kreditausfälle im Rahmen der vereinfachten Methode über ihre Restlaufzeit. Bei den sonstigen finanziellen Vermögenswerten ermittelt E.ON zunächst den Kreditausfall, der innerhalb der ersten zwölf Monate erwartet wird. Abweichend hiervon wird bei einer signifikanten Erhöhung des Ausfallrisikos der über die Restlaufzeit des jeweiligen Instruments erwartete Kreditverlust angesetzt. Eine signifikante Erhöhung des Ausfallrisikos wird hierbei angenommen, wenn sich das intern ermittelte Kontrahentenrisiko seit der erstmaligen Erfassung um mindestens drei Stufen verschlechtert hat. Liegen externe oder interne Ratinginformationen vor, erfolgt die Ermittlung des erwarteten Kreditausfalls auf Basis dieser Daten. Sind keine Ratinginformationen vorhanden, ermittelt E.ON die Ausfallquoten auf Basis von historischen Ausfallraten unter Berücksichtigung zukunftsgerichteter Informationen zu volkswirtschaftlichen Entwicklungen. Ein Ausfall beziehungsweise die Einstufung einer Forderung als uneinbringlich wird im E.ON-Konzern je nach Region nach 180 oder 360 Tagen angenommen.

Die Effekte aus der Ermittlung zukünftig erwarteter Kreditausfälle im Rahmen der Erstanwendung des neuen Wertminderungsmodells können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden:

Überleitung der Wertberichtigungen – IFRS 9

in Mio €	Kumulierte Wertberichtigungen gemäß IAS 39 zum 31. Dezember 2017	Veränderung der Wertberichtigungen aufgrund der Anwendung des neuen Wertminderungsmodells gemäß IFRS 9	Kumulierte Wertberichtigungen zum 1. Januar 2018
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	-737	-66	-803
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	-99	-1	-100

Derivate und Sicherungsgeschäfte

Alle zum 31. Dezember 2017 bestehenden derivativen Finanzinstrumente, die als Sicherungsgeschäfte in einem Cashflow Hedge oder in einem Hedge of a Net Investment eingesetzt wurden, erfüllen die Voraussetzungen des IFRS 9 für das Hedge Accounting und werden daher grundsätzlich beibehalten und unter Berücksichtigung einer veränderten Designation fortgeführt. In Einklang mit den Vorschriften des IFRS 9 wird bei Fremdwährungsderivaten der Währungsbasisspread (Hedging-Kosten) fortan von dem designierten Sicherungsinstrument getrennt und als ausgeschlossene Komponente im kumulierten Other Comprehensive Income in der Reserve für Hedging-Kosten als Bestandteil des Eigenkapitals separat ausgewiesen.

Diese Änderung wurde rückwirkend für alle Fremdwährungsderivate, die Bestandteil von Cashflow Hedges oder Hedges of a Net Investment sind, angewandt und führte zu einer Umgliederung in Höhe von 73 Mio € aus der Hedging-Reserve in die Reserve für Hedging-Kosten zum 1. Januar 2018. Die Vergleichszahlen wurden rückwirkend angepasst.

IFRS 15 – Auswirkung der erstmaligen Anwendung

Aufgrund der geänderten Prüfkriterien für Prinzipal-Agent-Beziehungen kommt es bei bestimmten Umlagen zur Förderung der Erneuerbaren Energien zu einer wesentlichen Änderung im Ausweis in der Gewinn- und Verlustrechnung. Diese Umlagen

werden nicht mehr als Umsatzerlöse und gegenläufig als Materialaufwand erfasst, sondern werden unmittelbar saldiert. Die Auswirkungen aus der Saldierung führten im Geschäftsjahr 2018 zu einer Verkürzung der Gewinn- und Verlustrechnung um 7,9 Mrd €; ein Ergebniseffekt resultierte nicht. Erstmals ab dem vierten Quartal 2018 erfolgte die Saldierung nicht nur für das Direktvermarktungsmodell, sondern auch für das EEG-Einspeisemodell (die Vorquartale wurden entsprechend angepasst; 3,1 Mrd € Umsatzreduzierung im Gesamtjahr 2018). Aus der Änderung resultierten keine Ergebniseffekte. Weitere Umstellungseffekte aus IFRS 15 betrafen vor allem das Auseinanderlaufen von Zahlungsströmen und der Umsatzerfassung, welches zur Buchung von vertraglichen Vermögenswerten (9 Mio €) beziehungsweise von vertraglichen Verbindlichkeiten (227 Mio €) führte, sowie die zwingende Aktivierung direkt zurechenbarer Kosten der Auftragserlangung, die sich erwartungsgemäß über die Vertragslaufzeit amortisieren (61 Mio €). Hieraus reduzierten sich die Gewinnrücklagen zum 1. Januar 2018 unter Berücksichtigung latenter Steuern um 111 Mio €.

Grundsätzlich wird der wesentliche Teil der Umsatzerlöse im E.ON-Konzern aus Verträgen mit Kunden im Zeitverlauf (over time) und nicht zeitpunktbezogen (point in time) realisiert. Die Umsätze werden in den Segmentinformationen nach Bereichen (siehe Textziffer 33) detailliert aufgeschlüsselt in Außen- und Innenumsatz pro Segment sowie nach wesentlichen Regionen und Technologien. Ferner kann aus der Übersicht abgeleitet werden, welchen Effekt die Umsatzerlöse auf den operativen Cashflow vor Zinsen und Steuern haben.

Weitere im Jahr 2018 anzuwendende Standards und Interpretationen

Neben den zuvor ausführlich beschriebenen neuen Standards sind weitere Standards und Interpretationen anzuwenden, die jedoch keinen wesentlichen Einfluss auf den E.ON-Konzernabschluss zum 31. Dezember 2018 haben:

- IFRIC 22 „Fremdwährungstransaktionen und Vorauszahlungen“
- Sammelstandard zu Änderungen verschiedener International Financial Reporting Standards (Zyklus 2014–2016), Anwendung der Änderungen für IFRS 1 und IAS 28
- Änderungen an IFRS 2 „Klassifizierung und Bewertung von anteilsbasierter Vergütung“
- Änderungen an IFRS 4 „Anwendungen von IFRS 9 gemeinsam mit IFRS 4“
- Änderungen an IAS 40 „Übertragung von als Finanzinvestitionen gehaltenen Immobilien“

Wesentliche im Jahr 2018 noch nicht anzuwendende Standards und Interpretationen

Das IASB und das IFRS IC haben weitere Standards und Interpretationen verabschiedet. E.ON wendet diese Regelungen nicht an, da ihre Annahme teilweise noch nicht verpflichtend ist oder ihre Anerkennung durch die EU teilweise noch aussteht.

IFRS 16 „Leasingverhältnisse“

Das IASB hat im Januar 2016 den Rechnungslegungsstandard IFRS 16 „Leasingverhältnisse“ veröffentlicht, der den bisherigen Standard zur Leasingbilanzierung IAS 17 „Leasingverhältnisse“ sowie IFRIC 4 „Beurteilung, ob eine Vereinbarung ein Leasingverhältnis enthält“ ersetzt. Die Anwendung von IFRS 16 ist verpflichtend für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2019 beginnen.

Die Umstellung auf IFRS 16 wird bei E.ON nach dem modifizierten retrospektiven Ansatz vorgenommen, die Vorjahreszahlen werden nicht angepasst. Für Leasinggegenstände von geringem Wert und für kurzfristige Leasingverhältnisse (weniger als zwölf Monate) wird von den Anwendungserleichterungen Gebrauch gemacht. Außerdem hat der Konzern beschlossen, diverse Erleichterungswahlrechte für die Umstellung anzuwenden. Verträge, die vor dem 1. Januar 2019 abgeschlossen wurden und zum Umstellungszeitpunkt noch Gültigkeit haben, wurden nicht dahin gehend neu beurteilt, ob sie gemäß den Kriterien in IFRS 16 ein Leasingverhältnis darstellen. E.ON führt ein konzernweites Projekt zur Implementierung von IFRS 16 durch. Die Analyse der bestehenden Verträge, die Vertragserfassung sowie Analyse der Auswirkungen wurden zum Jahresende 2018 weitestgehend abgeschlossen.

Die Auswirkungen aus der Einführung von IFRS 16 auf die einzelnen Bestandteile des Konzernabschlusses und die Darstellung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns lassen sich wie folgt beschreiben:

- In der Bilanz wird die Erstanwendung des Standards insbesondere unter Berücksichtigung der unter Textziffer 27 ausgewiesenen finanziellen Verpflichtungen aus Operating-Lease-Verhältnissen zu einem Anstieg sowohl des Anlagevermögens (Bilanzierung der Nutzungsrechte) als auch der Finanzverbindlichkeiten (Ausweis der korrespondierenden Leasingverbindlichkeiten) führen. Die betragsmäßige Auswirkung aus der Umstellung im Zeitpunkt der Erstanwendung auf die Leasingverbindlichkeiten und Nutzungsrechte wird für die fortgeführten Geschäftsbereiche unter Berücksichtigung

bestehender Abgrenzungen voraussichtlich 0,5 bis 0,7 Mrd € betragen. Aufgrund dieser Bilanzveränderung wird die Eigenkapitalquote des Konzerns geringfügig sinken und die Nettofinanzverschuldung entsprechend leicht steigen.

- In der Gewinn- und Verlustrechnung werden in der Zukunft (sofern es sich nicht um Aufwendungen aus kurzfristigen und geringwertigen Leasingverhältnissen handelt) statt sonstige betriebliche Aufwendungen Abschreibungen auf Nutzungsrechte sowie Zinsaufwendungen aus der Aufzinsung der Leasingverbindlichkeiten erfasst. Dies wird zu einem leicht verbesserten Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) führen.
- Durch den geänderten Ausweis der Leasingzahlungen wird sich der Cashflow aus der operativen Geschäftstätigkeit verbessern und der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit verschlechtern. Die Zinszahlungen werden im Cashflow aus der operativen Geschäftstätigkeit ausgewiesen.

Weitere noch nicht anzuwendende Standards und Interpretationen

Neben den zuvor ausführlich aufgeführten Standards und Interpretationen sind weitere Standards und Interpretationen verabschiedet worden, von denen aktuell jedoch kein wesentlicher Einfluss auf den E.ON-Konzernabschluss erwartet wird:

- Änderungen an IAS 1 und IAS 8 „Definition von Wesentlichkeit“, Veröffentlichung im Oktober 2018, Übernahme in europäisches Recht noch ausstehend, voraussichtliche erstmalige Anwendung im Geschäftsjahr 2020
- Änderungen an IAS 19 „Plananpassung, -kürzung und -abgeltung“, Veröffentlichung im Februar 2018, Übernahme in europäisches Recht noch ausstehend, voraussichtliche erstmalige Anwendung im Geschäftsjahr 2019
- Änderungen an IAS 28 „Langfristige Anteile an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen“, Veröffentlichung im Oktober 2017, Übernahme in europäisches Recht ist erfolgt, erstmalige Anwendung im Geschäftsjahr 2019
- Änderungen an IFRS 3 „Definition eines Geschäftsbetriebs“, Veröffentlichung im Oktober 2018, Übernahme in europäisches Recht noch ausstehend, voraussichtliche erstmalige Anwendung im Geschäftsjahr 2020
- Änderungen an IFRS 9 „Vorzeitige Rückzahlungsoptionen mit negativer Vorfälligkeitsentschädigung“, Veröffentlichung im Oktober 2017, Übernahme in europäisches Recht ist erfolgt, erstmalige Anwendung im Geschäftsjahr 2019

- IFRS 17 „Versicherungsverträge“, Veröffentlichung im Mai 2017, Übernahme in europäisches Recht noch ausstehend, voraussichtliche erstmalige Anwendung im Geschäftsjahr 2021
- IFRIC 23 „Unsicherheit bezüglich der ertragsteuerlichen Behandlung“, Veröffentlichung im Juni 2017, Übernahme in europäisches Recht ist erfolgt, erstmalige Anwendung im Geschäftsjahr 2019
- Sammelstandard zu Änderungen verschiedener International Financial Reporting Standards (Zyklus 2015–2017), Veröffentlichung im Dezember 2017, Übernahme in europäisches Recht noch ausstehend, voraussichtliche erstmalige Anwendung im Geschäftsjahr 2019
- Änderungen der Verweise auf das Rahmenkonzept zur Rechnungslegung, Veröffentlichung im März 2018, Übernahme in europäisches Recht noch ausstehend, voraussichtliche erstmalige Anwendung im Geschäftsjahr 2020

(3) Konsolidierungskreis

Die Anzahl der konsolidierten Unternehmen hat sich im Geschäftsjahr wie folgt entwickelt:

Konsolidierungskreis

	Inland	Ausland	Summe
Konsolidierte Unternehmen zum 1. Januar 2017	77	149	226
Zugänge	8	5	13
Abgänge/Verschmelzungen	1	6	7
Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2017	84	148	232
Zugänge	5	4	9
Abgänge/Verschmelzungen	5	4	9
Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2018	84	148	232

Nach der Equity-Methode wurden im Jahr 2018 insgesamt 17 inländische und 14 ausländische Gesellschaften einbezogen (2017: 18 beziehungsweise 12). Ein inländisches Unternehmen wurde als gemeinschaftliche Tätigkeit anteilig im Konzernabschluss dargestellt (2017: ein inländisches Unternehmen).

(4) Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten

Nicht fortgeführte Aktivitäten und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2018

Tausch von Geschäftsaktivitäten mit RWE

Die E.ON SE hat am 12. März 2018 mit der RWE AG den Erwerb der von RWE gehaltenen 76,8-Prozent-Beteiligung an der innogy SE vereinbart. Der Erwerb soll im Rahmen eines weitreichenden Tauschs von Geschäftsaktivitäten und Beteiligungen erfolgen. In diesem Zusammenhang wird E.ON an RWE den größten Teil des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien und die von der E.ON-Tochter PreussenElektra gehaltenen Minderheitsbeteiligungen an den von RWE betriebenen Kernkraftwerken Emsland und Gundremmingen übertragen. Bestimmte, im Segment Erneuerbare Energien ausgewiesene Geschäftsaktivitäten von e.DISNATUR in Deutschland und Polen sowie ein 20-Prozent-Anteil am Offshore-Windpark Rampion verbleiben dagegen im E.ON-Konzern. Im Tausch gegen die innogy-Beteiligung wird RWE eine Beteiligung an der E.ON SE in Höhe von durchgerechnet 16,67 Prozent im Wege einer 20-prozentigen Kapitalerhöhung gegen Sacheinlage aus bestehendem genehmigtem Kapital gewährt. RWE wird zusätzlich eine Barzahlung an E.ON in Höhe von 1,5 Mrd € leisten. Darüber hinaus erhält RWE innogys Gasspeichergeschäft sowie den Anteil am österreichischen Energieversorger Kelag. Die Durchführung der Transaktion, welche im Januar 2019 bei der EU-Kommission angemeldet wurde, erfolgt in mehreren Schritten und steht unter dem Vorbehalt üblicher kartellrechtlicher Freigaben.

Erneuerbare Energien

Die an RWE zu übertragenden Teile des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien werden seit dem 30. Juni 2018 als nicht fortgeführte Aktivität dargestellt. Die hierauf entfallenden Aufwendungen und Erträge wurden in der Gewinn- und Verlustrechnung des Konzerns gesondert als Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten ausgewiesen. Die Vorjahreswerte wurden entsprechend angepasst. Der Ausweis der betreffenden Vermögenswerte und Schulden erfolgt in einem separaten Bilanzposten, wobei die Vorjahreswerte nicht anzupassen sind. In der Kapitalflussrechnung wurden die Zahlungsströme der zu übertragenden Teile des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien ebenfalls separat ausgewiesen. Wie in der Gewinn- und Verlustrechnung wurden auch in der Kapitalflussrechnung die Vorjahreswerte entsprechend angepasst.

Konzerninterne Forderungen, Schulden, Aufwendungen und Erträge zwischen den Gesellschaften des nicht fortgeführten Geschäftsbereichs und den übrigen E.ON-Konzernunternehmen wurden vollständig eliminiert. Bei den bisher konzerninternen Lieferungen und Leistungen, die nach der Entkonsolidierung entweder zwischen den zu übertragenden Gesellschaften oder

mit Dritten fortgeführt werden, wurden die Eliminierungsbuchungen im Rahmen der Aufwands- und Ertragskonsolidierung vollständig dem nicht fortgeführten Geschäftsbereich zugeordnet.

Die in der Segmentberichterstattung ausgewiesenen Kennzahlen enthalten auch die Geschäftsaktivitäten im Segment Erneuerbare Energien, die an RWE übertragen werden sollen. Diese Kennzahlen werden so dargestellt, als wäre der übergehende Geschäftsbereich nicht gemäß IFRS 5 umgegliedert. Weitere Informationen und entsprechende Überleitungsrechnungen werden in Textziffer 33 dargestellt.

Nach IFRS 5.18 sind unmittelbar vor der Umgliederung die Buchwerte aller Vermögenswerte und Schulden des aufzugebenden Geschäftsbereichs gemäß den einschlägigen IFRS zu bewerten. In diesem Zuge wurde kein wesentlicher außerplanmäßiger Wertminderungs- beziehungsweise Wertaufholungsbedarf festgestellt. Darüber hinaus ist der Buchwert der nicht fortgeführten Aktivität insgesamt durch Gegenüberstellung mit dem beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten auf Wertminderung zu überprüfen. Der beizulegende Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten determiniert sich aus dem mit RWE vereinbarten Transaktionspreis für die zu übertragenden Teile des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien abzüglich der erwarteten Transaktionskosten. Aus der Gegenüberstellung ergab sich zum 31. Dezember 2018 kein zusätzlicher Wertminderungsbedarf.

E.ON hat im Geschäftsjahr 2018 Umsatzerlöse in Höhe von 81 Mio € (2017: 83 Mio €), Zinserträge von 83 Mio € (2017: 72 Mio €), keine wesentlichen Zinsaufwendungen (2017: 1 Mio €) sowie sonstige Erträge von 243 Mio € (2017: 309 Mio €) und sonstige Aufwendungen von 1.050 Mio € (2017: 975 Mio €) mit den zu übertragenden vollkonsolidierten Gesellschaften im Segment Erneuerbare Energien erzielt.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die wesentlichen Posten der Gewinn- und Verlustrechnung des nicht fortgeführten Geschäftsbereichs im Segment Erneuerbare Energien (nach Zuordnung der Eliminierungsbuchungen):

Gewinn- und Verlustrechnung – Erneuerbare Energien (Kurzfassung)

in Mio €	2018	2017
Umsatzerlöse	688	668
Sonstige Erträge	140	218
Sonstige Aufwendungen	-386	-1.227
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten vor Steuern	442	-341
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-156	364
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	286	23

Die folgende Tabelle fasst die wesentlichen Bilanzposten des nicht fortgeführten Geschäftsbereichs im Segment Erneuerbare Energien zusammen:

**Wesentliche Bilanzposten –
 Erneuerbare Energien (Kurzfassung)**

in Mio €	31. Dez. 2018
Immaterielle Vermögenswerte und Goodwill	1.549
Sachanlagen	7.321
Übrige Vermögenswerte	2.408
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	11.278
Verbindlichkeiten	-2.057
Rückstellungen	-675
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	-2.732

In den vorstehenden Werten sind Forderungen und Verbindlichkeiten gegenüber dem E.ON-Konzern nicht berücksichtigt.

Minderheitsbeteiligungen an Kernkraftwerken

Neben der Übertragung des größten Teils des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien erwirbt RWE im Rahmen der Vereinbarung die von E.ON gehaltenen Minderheitsbeteiligungen an den von RWE betriebenen Kernkraftwerken der Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH und der Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH. Die in dem Segment Nicht-Kerngeschäft enthaltenen Minderheitsbeteiligungen sowie damit zusammenhängende Schulden wurden ab dem 30. Juni 2018 als Abgangsgruppe klassifiziert. Insgesamt wurden Vermögenswerte in Höhe von 0,2 Mrd €, Rückstellungen in Höhe von 0,8 Mrd € sowie Verbindlichkeiten in Höhe von 0,2 Mrd € in die Abgangsgruppe umgegliedert.

Uniper

E.ON und das finnische Energieunternehmen Fortum Corporation, Espoo, Finnland, haben im September 2017 eine Vereinbarung geschlossen, wonach E.ON das Recht erhalten hat, Anfang 2018 Fortum den 46,65-prozentigen Anteil an Uniper zu einem Gesamtwert von 22 € pro Aktie anzudienen. In diesem Zusammenhang hat Fortum am 7. November 2017 ein Übernahmeangebot für sämtliche Uniper-Aktien veröffentlicht. Im Januar 2018 hat E.ON entschieden, den Anteil an Uniper im Rahmen des Übernahmeangebots anzudienen. Nachdem alle regulatorischen Freigaben und Bedingungen für den Abschluss des freiwilligen öffentlichen Übernahmeangebots erfüllt waren, wurde am 26. Juni 2018 der Verkauf der Beteiligung an Uniper an Fortum vollzogen. Der Kaufpreis belief sich auf 3,8 Mrd €. Hierin enthalten sind die im Jahr 2018 von Uniper an E.ON gezahlten Dividenden.

Nach Ausbuchung der bis zum Vollzug der Transaktion als zur Veräußerung gehaltener Vermögenswert ausgewiesenen Uniper-Anteile in Höhe von rund 3,0 Mrd € und der erfolgswirksamen Erfassung von zuvor im sonstigen Ergebnis erfassten Effekten aus der Equity-Bewertung resultierte aus dem Verkauf ein Abgangserfolg von 0,6 Mrd €. Mit Vollzug der Transaktion wurden überdies derivative Finanzinstrumente mit einem negativen Marktwert von rund 0,5 Mrd € erfolgswirksam ausgebucht. Die derivativen Finanzinstrumente standen in Zusammenhang mit den wechselseitigen Rechten und Verpflichtungen aus der Vereinbarung mit Fortum. Daraus ergaben sich auch zum 31. Dezember 2017 derivative Finanzinstrumente mit einem Marktwert von -0,7 Mrd €. Dieser Betrag wurde erfolgswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung des Jahres 2017 erfasst. Der Fair Value des 46,65-prozentigen Anteils an Uniper betrug zum 31. Dezember 2017 4,4 Mrd €.

E.ON Elektrárne

Am 26. Juli 2018 hat E.ON die Anteile an E.ON Elektrárne s.r.o. an Západoslovenská energetika a.s. (ZSE) veräußert. Über den Kaufpreis wurde Stillschweigen vereinbart. Im Zuge der Transaktion kam es auch zu der Rückzahlung von Gesellschafterdarlehen. Die ZSE ist im Besitz des slowakischen Staates (51 Prozent) sowie des E.ON-Konzerns (insgesamt 49 Prozent). E.ON Elektrárne s.r.o. hält in ihrem Vermögen vor allem das Gas- und Dampfkraftwerk Malženice. Das Closing erfolgte am 15. August 2018.

E.ON Gas Sverige

Der E.ON-Konzern hat am 25. April 2018 – mit rückwirkender wirtschaftlicher Wirkung zum 1. Januar 2018 – den Verkauf seiner im Bereich Energienetze gehaltenen schwedischen Gasverteilnetz-Gesellschaft E.ON Gas Sverige AB abgeschlossen. Käufer war der European Diversified Infrastructure Fund II. Der Entkonsolidierungserfolg belief sich dabei auf rund 0,1 Mrd €.

Hamburg Netz

Im Juli 2017 hatte der Hamburger Senat der Ausübung einer im Jahr 2014 (im Anschluss an einen entsprechenden Volksentscheid) mit der Freien und Hansestadt Hamburg vereinbarten Kaufoption auf die bisherige E.ON-Mehrheitsbeteiligung an der Hamburg Netz GmbH (74,9 Prozent, HHNG) seine Zustimmung erteilt. E.ON hat diese im Bereich Energienetze geführte

Beteiligung über die HanseWerk AG (E.ON-Beteiligungsquote 66,5 Prozent) gehalten. Nach der am 20. Oktober 2017 erfolgten Ausübung dieser Option waren die HHNG-Geschäftsanteile zum 1. Januar 2018 auf die Käuferin übertragen worden. Zum 31. Dezember 2017 wurden die mit der HHNG im Zusammenhang stehenden Bilanzposten als Abgangsgruppe gemäß IFRS 5 klassifiziert. Der noch im Jahr 2017 erfolgte Zahlungsmittelzufluss in Höhe von 0,3 Mrd € war in der Kapitalflussrechnung 2017 unter den Desinvestitionen erfasst und wirkte sich zum 31. Dezember 2017 nicht in der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung aus. HHNG wurde im ersten Quartal 2018 entkonsolidiert. Es entstand ein Entkonsolidierungserfolg in Höhe von 154 Mio €.

Enerjisa

Am 8. Februar 2018 wurde ein 20-Prozent-Anteil (E.ON-Anteil 10 Prozent) von Enerjisa Enerji A.Ş. an die Börse gebracht. Der Ausgabekurs belief sich dabei auf 6,25 TRY pro 100 Aktien. Enerjisa Enerji A.Ş. behält weiterhin den Status eines Gemeinschaftsunternehmens von E.ON und Sabanci (Anteil jeweils 40 Prozent).

Nicht fortgeführte Aktivitäten und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2017

Neben den zuvor beschriebenen Veräußerungen von Uniper und Hamburg Netz wurde im Jahr 2017 folgende wesentliche Transaktion durchgeführt:

E.ON Värme Lokala Energilösningar

Am 19. Dezember 2017 wurde E.ON Värme Lokala Energilösningar AB und damit elf kleinere und mittelgroße Fernwärmenetze in neun schwedischen Gemeinden an Adven Sweden AB verkauft. Adven ist ein führender Anbieter von Energielösungen und Fernwärmeversorgung in Finnland, Schweden und Estland. Über den Verkaufspreis wurde Stillschweigen vereinbart. Da der Kontrakt wirtschaftlich rückwirkend zum 1. Oktober 2017 geschlossen wurde, werden alle Transaktionen ab diesem Datum auf die Adven Sweden AB übertragen. E.ON Värme Lokala Energilösningar AB wurde im vierten Quartal 2017 im Segment Kundenlösungen in Schweden entkonsolidiert. Ein Netto-Vermögen von rund 100 Mio € hat dadurch die Konzernbilanz verlassen.

(5) Umsatzerlöse

Im Geschäftsjahr 2018 lag der Umsatz mit 30,3 Mrd € rund 20 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Der Umsatz im Segment Energienetze Deutschland lag im abgelaufenen Geschäftsjahr deutlich unter dem Vorjahreswert. Umsatzmindernd wirkten sich im Wesentlichen die Saldierungseffekte im Zusammenhang mit IFRS 15 (7,6 Mrd €) sowie der Verkauf von Hamburg Netz zum 1. Januar 2018 aus. Der Umsatz im Geschäftsfeld Kundenlösungen Deutschland verzeichnete ebenfalls einen Rückgang. Vor allem das Auslaufen von Beschaffungsverträgen für bestimmte Großhandelskunden von Uniper sowie Preisanpassungen und ein Rückgang der abgesetzten Mengen im Strombereich bei Privat- und kleineren Geschäftskunden führten zu einem Rückgang des Umsatzes. Negativ auf die Umsatzentwicklung im Geschäftsfeld Energienetze Schweden wirkte sich ferner der Verkauf der E.ON Gas Sverige AB im zweiten Quartal 2018 aus. Dagegen nahm der Umsatz in Großbritannien aufgrund von Preiserhöhungen und witterungsbedingt gestiegener Absatzmengen im Gasbereich zu.

Umsatzerlöse, die in der laufenden Berichtsperiode realisiert wurden und die aus Leistungsverpflichtungen stammen, die ganz oder teilweise bereits in früheren Berichtsperioden erfüllt wurden, betrugen 1,0 Mrd €. Der Gesamtbetrag der bereits kontrahierten, indes noch ausstehenden Leistungsverpflichtungen (ohne erwartete Vertragsverlängerungen und zu erwartende Neuabschlüsse von Verträgen) beläuft sich zum 31. Dezember 2018 auf 9,5 Mrd €. Der überwiegende Teil dieser Leistungsverpflichtungen wird erwartungsgemäß innerhalb der nächsten drei Jahre erfüllt werden.

Die Umsatzerlöse werden in den Segmentinformationen (Textziffer 33) detailliert in konzerninterne und -externe Umsätze aufgeteilt. Ebenso erfolgt eine Aufgliederung in wesentliche Regionen und Technologien. Ferner kann aus der Übersicht abgeleitet werden, welchen Effekt die Umsatzerlöse auf den operativen Cashflow vor Zinsen und Steuern haben.

(6) Andere aktivierte Eigenleistungen

Andere aktivierte Eigenleistungen belaufen sich auf 394 Mio € (2017: 513 Mio €) und resultieren im Wesentlichen aus aktivierten Leistungen im Zusammenhang mit IT-Projekten und Netzinvestitionen.

(7) Sonstige betriebliche Erträge und Aufwendungen

Die sonstigen betrieblichen Erträge setzen sich wie folgt zusammen:

Sonstige betriebliche Erträge

in Mio €	2018	2017
Erträge aus Währungskursdifferenzen	1.607	1.962
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	1.303	593
Erträge aus dem Abgang von Anlagevermögen und Wertpapieren	1.068	674
Rückerstattung Kernbrennstoffsteuer	–	2.850
Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	388	449
Auflösung von Wertberichtigungen auf Ausleihungen und Forderungen	53	76
Übrige	688	767
Summe	5.107	7.371

Die sonstigen betrieblichen Erträge fallen mit 5.107 Mio € um 31 Prozent niedriger aus als im Vorjahr (7.371 Mio €). Der Rückgang resultiert im Wesentlichen aus der im Vorjahr vereinbarten Rückerstattung von gezahlten Kernbrennstoffsteuern (2.850 Mio €).

Grundsätzlich werden bei E.ON Derivate für die Absicherung (Hedging) von Commodity- sowie Währungs- und Zinsrisiken eingesetzt.

Die Erträge aus Währungskursdifferenzen enthalten im Wesentlichen realisierte Erträge aus Währungsderivaten in Höhe von 1.170 Mio € (2017: 1.359 Mio €) sowie aus Fremdwährungsforderungen und -verbindlichkeiten in Höhe von 47 Mio € (2017: 121 Mio €). Zusätzlich ergeben sich Effekte aus der Stichtagskursumrechnung in Höhe von 389 Mio € (2017: 480 Mio €).

Die Aufwendungen und Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten betreffen die Fair-Value-Bewertung aus Derivaten nach IFRS 9. Wesentliche Auswirkungen ergeben sich insbesondere aus der erfolgswirksamen Ausbuchung der derivativen Finanzinstrumente im Zusammenhang mit dem Verkauf von Uniper (siehe Textziffer 4).

Korrespondierende Positionen aus Währungskursdifferenzen und derivativen Finanzinstrumenten befinden sich in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen.

In den Erträgen aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren sind im Wesentlichen Erträge aus der Veräußerung von Uniper in Höhe von 593 Mio € enthalten. Des Weiteren wurden Erträge aus der Veräußerung von Hamburg Netz in Höhe von 154 Mio € sowie aus der Veräußerung von E.ON Gas Sverige AB in Höhe von 134 Mio € erzielt.

Die Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen resultieren zum großen Teil aus der Anpassung langfristiger Rekultivierungs- und Sanierungsverpflichtungen aufgrund der Konkretisierung von Maßnahmen und Zahlungszeitpunkten.

Aus dem Verkauf von Wertpapieren wurden 91 Mio € (2017: 424 Mio €) erzielt.

In den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen sind unter anderem Zuschreibungen im Anlagevermögen, Weiterbelastungen von Personal- und Serviceleistungen, Erstattungen sowie Miet- und Pachtzinsen enthalten.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen setzen sich folgendermaßen zusammen:

Sonstige betriebliche Aufwendungen

in Mio €	2018	2017
Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen	1.626	1.668
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	630	1.828
Sonstige Steuern	68	91
Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen und Wertpapieren	141	192
Übrige	2.085	2.500
Summe	4.550	6.279

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen lagen mit 4.550 Mio € um 28 Prozent unter dem Niveau des Vorjahres (6.279 Mio €). Insbesondere die Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten sanken signifikant von 1.828 Mio € auf 630 Mio €. Grund hierfür waren im Wesentlichen derivative Aufwendungen im Vorjahr (680 Mio €), die im Zusammenhang mit den wechselseitigen Rechten und Verpflichtungen aus den Vereinbarungen mit Fortum standen. Die Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen in Höhe von 1.626 Mio € verblieben nahezu auf Vorjahresniveau (1.668 Mio €).

Die Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen enthalten im Wesentlichen realisierte Aufwendungen aus Währungsderivaten in Höhe von 1.122 Mio € (2017: 1.180 Mio €) sowie aus Fremdwährungsforderungen und -verbindlichkeiten in Höhe von 293 Mio € (2017: 123 Mio €). Zusätzlich dazu ergaben sich Effekte aus der Stichtagskursumrechnung in Höhe von 211 Mio € (2017: 365 Mio €).

In den übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind externe Beratungs- und Prüfungskosten in Höhe von 162 Mio € (2017: 214 Mio €), Werbe- und Marketingaufwendungen in Höhe von 176 Mio € (2017: 151 Mio €) sowie Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen in Höhe von 181 Mio € (2017: 200 Mio €), Mieten und Pachten in Höhe von 130 Mio € (2017: 128 Mio €) sowie weitere Fremdleistungen in Höhe von 537 Mio € (2017: 427 Mio €) enthalten. Darüber hinaus werden hier IT-Aufwendungen, Versicherungsprämien und Reisekosten ausgewiesen. Des Weiteren sanken die sonstigen betrieblichen Aufwendungen durch die im Vorjahr enthaltene Verpflichtung zur Weiterreichung von Teilen der rückerstatteten Kernbrennstoffsteuer an Minderheitsgesellschafter von Gemeinschaftskraftwerken (327 Mio €).

(8) Materialaufwand

Die Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren umfassen insbesondere den Bezug von Gas und Strom. Des Weiteren sind hier Netznutzungsentgelte und Brennstoffe enthalten. Die Aufwendungen für bezogene Leistungen beinhalten im Wesentlichen Instandhaltungsaufwendungen.

Der Materialaufwand lag mit 22.813 Mio € deutlich unter dem Niveau des Vorjahres (29.961 Mio €). Der Rückgang ist im Wesentlichen auf die beschriebenen Saldierungseffekte (7,9 Mrd €) im Zusammenhang mit der Erstanwendung von IFRS 15 im Jahr 2018 zurückzuführen.

Materialaufwand

in Mio €	2018	2017
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren	20.875	28.216
Aufwendungen für bezogene Leistungen	1.938	1.745
Summe	22.813	29.961

(9) Finanzergebnis

Das Finanzergebnis setzt sich wie folgt zusammen:

Finanzergebnis

in Mio €	2018
Erträge aus Beteiligungen	74
<i>Fair Value through P&L</i>	59
<i>Sonstige</i>	15
Wertberichtigungen/Zuschreibungen auf sonstige Finanzanlagen	-30
Beteiligungsergebnis	44
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge	523
<i>Amortized Cost</i>	109
<i>Fair Value through P&L</i>	111
<i>Fair Value through OCI</i>	21
<i>Sonstige Zinserträge</i>	282
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-1.236
<i>Amortized Cost</i>	-593
<i>Fair Value through P&L</i>	-126
<i>Sonstige Zinsaufwendungen</i>	-517
Zinsergebnis	-713
Finanzergebnis	-669

Der Rückgang des Finanzergebnisses gegenüber dem Vorjahr beruht im Wesentlichen auf dem Wegfall der Prozesszinsen-erstattung in Verbindung mit der Rückzahlung der Kernbrennstoffsteuer, die im Vorjahr enthalten war.

Die sonstigen Zinserträge enthalten im Vorjahr zum großen Teil Erträge aus den oben genannten Prozesszinsen. In den sonstigen Zinsaufwendungen ist die Aufzinsung von Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen in Höhe von 61 Mio € (2017: 55 Mio €) enthalten. Außerdem wurde die Netto-Zinsbelastung aus Pensionsrückstellungen mit einem Betrag von 62 Mio € in den sonstigen Zinsaufwendungen berücksichtigt (2017: 82 Mio €).

Finanzergebnis

in Mio €	2017
Erträge aus Beteiligungen	59
Wertberichtigungen/Zuschreibungen auf sonstige Finanzanlagen	-64
Beteiligungsergebnis	-5
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge	1.370
<i>Available-for-Sale</i>	121
<i>Loans and Receivables</i>	99
<i>Held-for-Trading</i>	8
<i>Sonstige Zinserträge</i>	1.142
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-1.337
<i>Amortized Cost</i>	-718
<i>Held-for-Trading</i>	-33
<i>Sonstige Zinsaufwendungen</i>	-586
Zinsergebnis	33
Finanzergebnis	28

Die Zinsaufwendungen beinhalten außerdem in Höhe von 3 Mio € (2017: 29 Mio €) geringere positive Ergebniseffekte aus gemäß IAS 32 als Verbindlichkeiten auszuweisenden Anteilen ohne beherrschenden Einfluss an vollkonsolidierten Personengesellschaften, deren Gesellschaftern aufgrund der gesellschaftsrechtlichen Struktur ein gesetzliches Kündigungsrecht verbunden mit einem Abfindungsanspruch zusteht.

Die Zinsaufwendungen sind um die aktivierten Fremdkapitalzinsen in Höhe von 12 Mio € (2017: 5 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 2018 und 2017 setzen sich die Steuern vom Einkommen und vom Ertrag einschließlich der latenten Steuern wie folgt zusammen:

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

in Mio €	2018	2017
Inländische Ertragsteuern	-110	507
Ausländische Ertragsteuern	-49	223
Laufende Ertragsteuern	-159	730
Inland	80	-58
Ausland	125	131
Latente Steuern	205	73
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	46	803

Der Steueraufwand beträgt 46 Mio € (2017: 803 Mio €). Im Jahr 2018 ergibt sich eine Steuerquote von 1 Prozent (2017: 16 Prozent). Im Berichtsjahr führten höhere steuerfreie beziehungsweise nicht steuerbelastend wirkende Ergebnisbestandteile und Auflösungen von Steuerrückstellungen für Vorjahre zu einer Minderung der Steuerquote. Wesentliche Veränderungen der Steuerquote gegenüber dem Vorjahr beruhen darüber hinaus auf den im Jahr 2017 eingetretenen Einmaleffekten aus der Erstattung der Kernbrennstoffsteuer sowie der daraus resultierenden Ertragsteuerbelastung in Deutschland. Die Kernbrennstoffsteuereffekte führten zu einer Nutzung von steuerlichen Verlustvorträgen und unterlagen der sogenannten Mindestbesteuerung.

Von den laufenden Ertragsteuern entfällt ein Betrag von -570 Mio € auf Vorperioden (2017: -43 Mio €).

Die latenten Steuern resultieren aus der Veränderung von temporären Differenzen in Höhe von 376 Mio € (2017: -334 Mio €) und von Verlustvorträgen in Höhe von -171 Mio € (2017: 412 Mio €) sowie aus Steuergutschriften in Höhe von 0 Mio € (2017: -5 Mio €).

Die laufenden Ertragsteuerforderungen betrugen 236 Mio € (Vorjahr: 514 Mio €), davon kurzfristig 229 Mio € (Vorjahr: 514 Mio €), die laufenden Ertragsteuerverbindlichkeiten betrugen 566 Mio € (Vorjahr: 1.642 Mio €), davon kurzfristig 262 Mio € (Vorjahr: 673 Mio €). Im Wesentlichen beinhalten diese Positionen Ertragsteuern für das laufende Jahr und von der Finanzverwaltung noch nicht abschließend veranlagte Vorjahreszeiträume.

Für den Unterschied zwischen dem Netto-Vermögen und dem steuerlichen Buchwert von Tochtergesellschaften und assoziierten Unternehmen (sogenannte „Outside Basis Differences“) wurden zum Stichtag 5 Mio € passive latente Steuern bilanziert (2017: 5 Mio €). Für temporäre Differenzen von Tochterunternehmen und assoziierten Unternehmen in Höhe von 259 Mio € (2017: 717 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 46 Mio € (2017: 129 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 beliefen sich im Geschäftsjahr 2018 auf 156 Mio € Steueraufwand (2017: 364 Mio € Steuerertrag).

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

	2018		2017	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern	3.284	100,0	4.960	100,0
Erwartete Ertragsteuern	985	30,0	1.488	30,0
Unterschied zu ausländischen Steuersätzen	-129	-3,9	-36	-0,7
Änderungen des Steuersatzes/Steuerrechts	-46	-1,4	129	2,6
Steuereffekte auf steuerfreies Einkommen	-124	-3,8	-240	-4,8
Steuereffekte aus nicht abzugsfähigen Ausgaben und permanenten Differenzen	-212	-6,5	411	8,3
Steuereffekte auf Ergebnisse aus at equity bewerteten Unternehmen	22	0,7	71	1,4
Steuereffekte aus Goodwill-Impairment und Badwill-Auflösung	-	-	-	-
Steuereffekte aus Wertänderungen und Nichtansatz von latenten Steuern	89	2,7	-978	-19,7
Steuereffekte aus anderen Ertragsteuern	31	1,0	70	1,4
Steuereffekte aus periodenfremden Ertragsteuern	-571	-17,4	-145	-2,9
Sonstiges	1	-	33	0,7
Effektiver Steueraufwand/-satz	46	1,4	803	16,2

Es ergeben sich die in der folgenden Tabelle dargestellten aktiven und passiven latenten Steuern zum 31. Dezember 2018 und 2017:

Aktive und passive latente Steuern

in Mio €	31. Dezember 2018		31. Dezember 2017	
	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv
Immaterielle Vermögenswerte	89	365	179	393
Sachanlagen	115	1.579	206	2.036
Finanzanlagen	174	110	162	185
Vorräte	14	–	9	–
Forderungen	241	921	362	764
Rückstellungen	2.605	78	2.572	119
Verbindlichkeiten	1.298	528	1.368	646
Verlustvorräte	1.068	–	1.020	–
Steuergutschriften	17	–	16	–
Sonstige	480	315	471	249
Zwischensumme	6.101	3.896	6.365	4.392
Wertänderung	-2.716	–	-2.682	–
Latente Steuern (brutto)	3.385	3.896	3.683	4.392
Saldierung	-2.190	-2.190	-2.776	-2.776
Latente Steuern (netto) davon kurzfristig	1.195 563	1.706 227	907 272	1.616 178

Von den ausgewiesenen latenten Steuern sind insgesamt -564 Mio € direkt dem Eigenkapital belastet worden (2017: Belastung -595 Mio €). Darüber hinaus wurden 49 Mio € laufende Ertragsteuern direkt im Eigenkapital erfasst (2017: 49 Mio €). Ertragsteuern betreffende Währungsumrechnungsdifferenzen wurden innerhalb dieser Position im Other Comprehensive Income umgegliedert.

Die im Other Comprehensive Income erfassten Veränderungen der Ertragsteuern für die Jahre 2018 und 2017 gliedern sich wie folgt auf:

Ertragsteuern auf Bestandteile des Other Comprehensive Income

in Mio €	2018			2017		
	vor Ertragsteuern	Ertragsteuern	nach Ertragsteuern	vor Ertragsteuern	Ertragsteuern	nach Ertragsteuern
Cashflow Hedges	53	-15	38	198	3	201
Wertpapiere	-63	–	-63	-125	56	-69
Währungsumrechnungsdifferenz	-84	–	-84	-25	–	-25
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen	-488	-54	-542	317	165	482
At equity bewertete Unternehmen	-41	7	-34	-437	-2	-439
Summe	-623	-62	-685	-72	222	150

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

Steuerliche Verlustvorräte

in Mio €	31. Dezember	
	2018	2017
Inländische Verlustvorräte	2.614	4.113
Ausländische Verlustvorräte	5.466	5.141
Summe	8.080	9.254

Seit dem 1. Januar 2004 sind inländische Verlustvorräte 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 Verlustvorräte. Die inländischen Verlustvorräte ergeben sich aus der Addition körperschaftsteuerlicher Verlustvorräte in Höhe von 495 Mio € (2017: 1.323 Mio €) und gewerbesteuerlicher Verlustvorräte in Höhe von 2.119 Mio € (2017: 2.790 Mio €).

Die ausländischen Verlustvorräte setzen sich aus körperschaftsteuerlichen Verlustvorräten in Höhe von 5.064 Mio € (2017: 4.791 Mio €) und Verlustvorräten aus lokaler Ertragsteuer in Höhe von 402 Mio € (2017: 350 Mio €) zusammen.

Innerhalb der ausländischen Verlustvorräte entfällt ein wesentlicher Teil auf Vorjahre.

Insgesamt wurden auf im Wesentlichen zeitlich unbegrenzt nutzbare ausländische Verlustvorräte in Höhe von 4.006 Mio € (2017: 3.568 Mio €) latente Steuern nicht (mehr) angesetzt. Im Inland wurden auf zeitlich unbegrenzt nutzbare körperschaftsteuerliche Verlustvorräte von 477 Mio € (2017: 1.299 Mio €) und auf gewerbesteuerliche Verlustvorräte von 2.092 Mio € (2017: 2.756 Mio €) aktive latente Steuern nicht (mehr) angesetzt.

Auf erfolgswirksam und erfolgsneutral gebildete temporäre Differenzen in Höhe von 9.831 Mio € (2017: 9.980 Mio €) wurden keine latenten Steueransprüche (mehr) angesetzt.

Zum 31. Dezember 2018 beziehungsweise zum 31. Dezember 2017 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 21 Mio € beziehungsweise 9 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 €	2018	2017
Löhne und Gehälter	2.086	2.407
Soziale Abgaben	316	325
Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung für Altersversorgung	58 53	301 296
Summe	2.460	3.033

Der Personalaufwand lag mit 2.460 Mio € um 573 Mio € unter dem Wert des Vorjahres (3.033 Mio €). Der Rückgang resultiert im Wesentlichen aus geringeren Aufwendungen für die Programme

der strategischen Neuausrichtung und Reorganisation aus Vorjahren. Zudem führte eine Anpassung der Pensionszusagen in Großbritannien zu negativen nachzuverrechnenden Dienstzeitaufwendungen.

Aktienbasierte Vergütung

Für aktienbasierte Vergütungen (E.ON Share Matching Plan, mehrjährige Tantieme sowie E.ON Performance Plan) sind im Jahr 2018 Aufwendungen in Höhe von 21,9 Mio € (2017: 53,1 Mio €) entstanden.

Mitarbeiteraktienprogramm

Das freiwillige Mitarbeiteraktienprogramm, in dessen Rahmen bis einschließlich 2015 die Möglichkeit für Mitarbeiter deutscher Konzerngesellschaften zum Erwerb von E.ON Aktien zu vergünstigten Konditionen bestand, ist im Jahre 2018 – wie auch bereits 2016 und 2017 – nicht durchgeführt worden.

Seit dem Geschäftsjahr 2003 bis einschließlich 2017 bestand für beschäftigte Mitarbeiter in Großbritannien die Möglichkeit, E.ON-Aktien im Rahmen eines Mitarbeiteraktienprogramms zu erwerben und zusätzlich Bonus-Aktien zu beziehen. Das Programm wurde im Jahr 2018 nicht mehr aufgelegt. Im Jahr 2017 betrug der Aufwand aus der Ausgabe dieser Aktien 0,5 Mio €.

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 2013 eingeführten E.ON Share Matching Plan, über die in den Jahren 2015 und 2016 gewährte mehrjährige Tantieme sowie über den im Jahre 2017 eingeführten E.ON Performance Plan berichtet.

E.ON Share Matching Plan

Von 2013 bis 2016 gewährte E.ON den Vorstandsmitgliedern der E.ON SE und bestimmten Führungskräften des E.ON-Konzerns 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 wurden dem Begünstigten virtuelle Aktien im Rahmen des Basis-Matchings und des Performance-Matchings gewährt. Das Verhältnis des Basis-Matchings zum Ausgangsbetrag wurde bei Mitgliedern des Vorstands der E.ON SE nach dem Ermessen des Aufsichtsrats ermittelt, bei allen weiteren Begünstigten betrug es 2:1. Der Zielwert des Performance-Matchings war 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 zu einer Auszahlung.

In den Jahren 2015 und 2016 – im Rahmen der dritten und vierten 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 anstelle des „Basis-“ und „Performance-Matchings“ eine mehrjährige Tantieme zugesagt, deren Bedingungen weiter unten dargestellt sind.

Im Jahre 2017 wurden – nur Mitgliedern des Vorstands der E.ON SE – letztmals virtuelle Aktien im Rahmen des E.ON Share Matching Plans zugeteilt, und zwar lediglich im Umfang des „Ausgangsbetrags“. Die Summe dieser Zuteilungen ist im Folgenden als die fünfte Tranche des E.ON Share Matching Plans dargestellt. Weitere Angaben dazu befinden sich im Vergütungsbericht auf den Seiten 87 und 88.

Nach der ursprünglichen Struktur des Plans sollte die Auszahlung aus dem Performance-Matching dem Zielwert bei Ausgabe entsprechen, 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 sollte sich im Rahmen des Performance-Matchings die Anzahl der virtuellen Aktien erhöhen, jedoch maximal auf das Doppelte des Zielwerts. Für den Fall, dass der durchschnittliche ROACE unter dem Zielwert gelegen hätte, sollte sich die Anzahl der virtuellen Aktien und damit auch der Auszahlungsbetrag vermindern.

Im Jahre 2016 wurde der Plan dahin gehend geändert, dass für Zeiträume ab 2016 die Kennziffer ROCE anstelle von ROACE für die Messung der Performance maßgeblich ist. Dementsprechend wurden für 2016 beziehungsweise nachfolgende Jahre neue Zielwerte definiert. Die bisherige ROACE-Zielerreichung für die Vorjahre wird dabei zeitanteilig in die Gesamtpformance der betreffenden Tranchen einfließen. 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 die Aktionäre 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. Zum Ausgleich der aufgrund der

Abspaltung der Uniper SE eingetretenen Wertveränderung werden am Ende der Laufzeit sowohl der 60-Tage-Durchschnittskurs der E.ON-Aktie als auch die Summe der ab 2017 an einen Aktionär gezahlten Dividenden mit einem Korrekturfaktor multipliziert.

Der Plan beinhaltet ferner Anpassungsmechanismen, um zum Beispiel den Effekt von zwischenzeitlichen Kapitalmaßnahmen zu eliminieren.

Die Grundparameter der im Jahr 2018 aktiven Tranchen des Share Matching Plans lauten wie folgt:

E.ON Share Matching virtuelle Aktien

	5. Tranche	4. Tranche	3. Tranche
Ausgabedatum	1. Apr. 2017	1. Apr. 2016	1. Apr. 2015
Laufzeit	4 Jahre	4 Jahre	4 Jahre
Zielwert bei Ausgabe	7,17 €	8,63 €	13,63 €

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 ROCE-Entwicklung. Zum Bilanzstichtag beträgt die Rückstellung für die dritte, vierte und fünfte Tranche des E.ON Share Matching Plans 14,1 Mio € (2017: 48,0 Mio €). Der Ertrag für die dritte, vierte und fünfte Tranche betrug im Geschäftsjahr 2018 0,7 Mio € (2017: 22,1 Mio € Aufwand).

Mehrjährige Tantieme

In den Jahren 2015 und 2016 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.

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 von Uniper 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 Zahlungsbetrag 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. 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.

Zum Bilanzstichtag beträgt die Rückstellung für die mehrjährige Tantieme 47,3 Mio € (2017: 36,4 Mio €). Der Aufwand betrug im Geschäftsjahr 2018 12,8 Mio € (2017: 23,9 Mio €).

E.ON Performance Plan (EPP)

In den Jahren 2017 und 2018 gewährte E.ON den Vorstandsmitgliedern der E.ON SE und bestimmten Führungskräften des E.ON-Konzerns erstmals virtuelle Aktien im Rahmen des E.ON Share Performance Plans. Die Laufzeit einer Tranche beträgt vier Jahre. Sie beginnt jeweils am 1. Januar eines Jahres.

Der Begünstigte erhält virtuelle Aktien in Höhe des ihm vertraglich zugesagten Zielwerts. Die Umrechnung in virtuelle Aktien erfolgt dabei auf Basis des Fair Market Value bei Gewährung. Der Fair Market Value wird mittels anerkannter finanzmathematischer Methoden ermittelt und berücksichtigt die erwartete zukünftige Auszahlung und damit die Volatilität und das Risiko des EPP. Die Anzahl der zugeteilten virtuellen Aktien kann sich während der vierjährigen Laufzeit in Abhängigkeit vom Total Shareholder Return (TSR) der E.ON-Aktie im Vergleich zum TSR der Unternehmen einer Vergleichsgruppe (relativer TSR) verändern.

Der TSR ist die Aktienrendite der E.ON-Aktie und berücksichtigt die Entwicklung des Aktienkurses zuzüglich unterstellter reinvestierter Dividenden und ist bereinigt um Kapitalveränderungen. Als Vergleichsgruppe für den relativen TSR werden die weiteren Unternehmen des Branchenindex STOXX® Europe 600 Utilities herangezogen.

Während der Laufzeit einer Tranche wird jährlich die TSR-Performance von E.ON im Vergleich zu den Unternehmen der Vergleichsgruppe gemessen und für das betreffende Jahr festgeschrieben. Die TSR-Performance eines Jahres bestimmt die finale Anzahl von je einem Viertel der zu Laufzeitbeginn zugeteilten virtuellen Aktien. Dafür werden die TSR-Werte aller Unternehmen in eine Rangreihe gebracht und die relative Positionierung von E.ON anhand des erreichten Perzentils bestimmt. Liegt die Zielerreichung in einem Jahr unterhalb der vom Aufsichtsrat bei Zuteilung festgelegten Schwelle, reduziert sich die Anzahl der virtuellen Aktien um ein Viertel. Bei einer Performance am oberen Kappungswert oder darüber vergrößert sich das auf das betreffende Jahr entfallende Viertel der zugeteilten virtuellen Aktien, jedoch maximal auf 150 Prozent. Zwischenwerte werden linear interpoliert.

Die sich am Ende der Laufzeit ergebende Stückzahl von 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 zugesagten Zielwerts begrenzt.

Die virtuellen Aktien verfallen ersatzlos, wenn das Anstellungsverhältnis des Begünstigten vor dem Ende der Laufzeit aus Gründen, die in der Sphäre des Begünstigten liegen, endet. Dies gilt insbesondere im Falle der Kündigung durch den Begünstigten und bei außerordentlicher Kündigung aus wichtigem Grund durch die Gesellschaft. Wird das Anstellungsverhältnis des Begünstigten durch Eintritt in den Ruhestand, durch Ende einer Befristung oder aus betriebsbedingten Gründen vor Laufzeitende beendet, verfallen die virtuellen Aktien nicht, sondern werden am Laufzeitende abgerechnet.

Endet das Anstellungsverhältnis vor dem Laufzeitende durch Tod oder dauerhafte Invalidität, werden die virtuellen Aktien vorzeitig abgerechnet, wobei in diesem Fall die durchschnittliche TSR-Performance der bereits vollständig abgelaufenen Geschäftsjahre für die Berechnung des Auszahlungsbetrages maßgeblich ist. Dasselbe gilt im Falle eines Change of Control bezogen auf die E.ON SE und auch dann, wenn die zuteilende Gesellschaft vor Laufzeitende aus dem E.ON-Konzern ausscheidet.

Die Grundparameter der im Jahr 2018 aktiven Tranchen des E.ON Performance Plans lauten wie folgt:

E.ON Performance Plan virtuelle Aktien

	2. Tranche	1. Tranche
Ausgabedatum	1. Jan. 2018	1. Jan. 2017
Laufzeit	4 Jahre	4 Jahre
Zielwert bei Ausgabe	6,41 €	5,84 €

Zum Bilanzstichtag beträgt die Rückstellung für die erste und zweite Tranche des E.ON Performance Plans 16,2 Mio € (2017: 6,5 Mio €). Der Aufwand für die erste und zweite Tranche betrug im Geschäftsjahr 2018 9,8 Mio € (2017: 6,6 Mio €).

Mitarbeiter

Im Berichtsjahr beschäftigte E.ON durchschnittlich 42.949 Mitarbeiter (2017: 42.657). Dabei sind durchschnittlich 816 (2017: 876) Auszubildende nicht berücksichtigt.

Nach Segmenten setzt sich die Mitarbeiterzahl wie folgt zusammen:

Mitarbeiter¹

Personen	2018	2017
Energienetze	17.519	17.336
Kundenlösungen	19.751	19.408
Erneuerbare Energien	1.332	1.142
Konzernleitung/Sonstiges ²	2.456	2.829
Mitarbeiter Kerngeschäft	41.058	40.715
Nicht-Kerngeschäft	1.891	1.942
Mitarbeiter E.ON-Konzern	42.949	42.657

¹ ohne Vorstände, Geschäftsführer und Auszubildende
² 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 18. Dezember 2018 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 2018 und 2017 erbrachten Dienstleistungen des Abschlussprüfers des Konzernabschlusses, PricewaterhouseCoopers (PwC) GmbH, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, (Inland) sowie von Gesellschaften des internationalen PwC-Netzwerks sind folgende Honorare als Aufwand erfasst worden.

Honorare des Abschlussprüfers

in Mio €	2018	2017
Abschlussprüfung	20	19
<i>Inland</i>	15	14
Sonstige Bestätigungsleistungen	3	4
<i>Inland</i>	2	3
Steuerberatungsleistungen	–	1
<i>Inland</i>	–	–
Sonstige Leistungen	1	1
<i>Inland</i>	1	1
Summe	24	25
<i>Inland</i>	18	18

Die Honorare für Abschlussprüfungen betreffen die Prüfung des Konzernabschlusses und der gesetzlich vorgeschriebenen Abschlüsse der E.ON SE und ihrer verbundenen Unternehmen. Diese beinhalten auch die Honorare für die prüferischen Durchsichten der IFRS-Zwischenabschlüsse sowie sonstige unmittelbar durch die Abschlussprüfung veranlasste Prüfungen.

Die Honorare für sonstige Bestätigungsleistungen beinhalten sämtliche Bestätigungsleistungen, die keine Abschlussprüfungsleistungen sind und nicht im Rahmen der Abschlussprüfung genutzt werden. Im Jahr 2018 umfassen diese gesetzlich geforderte Bestätigungsleistungen (beispielsweise resultierend aus dem EEG und KWKG) und freiwillige sonstige Bestätigungsleistungen (im Wesentlichen im Zusammenhang mit neuen IT-Systemen).

Die Honorare für Steuerberatungsleistungen entfallen vor allem auf Leistungen im Steuer-Compliance-Bereich.

Die Honorare für sonstige Leistungen betreffen im Wesentlichen die fachliche Beratung in Zusammenhang mit der Umsetzung neuer Anforderungen in den Bereichen IT und Rechnungslegungsfragen.

Anteilsbesitzliste

Die Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB sind integraler Bestandteil des Anhangs und auf den Seiten 216 bis 229 dargestellt.

(13) Ergebnis je Aktie

Das Ergebnis je Aktie (EPS) für den Konzernüberschuss wird wie folgt berechnet:

Ergebnis je Aktie

in Mio €	2018	2017
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	3.238	4.157
Abzüglich: Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-263	-256
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	2.975	3.901
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	286	23
Abzüglich: Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-38	1
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	248	24
Konzernüberschuss/-fehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE	3.223	3.925
in €		
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)		
aus fortgeführten Aktivitäten	1,37	1,83
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	0,12	0,01
aus Konzernüberschuss/-fehlbetrag	1,49	1,84
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück	2.167	2.129

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 Sachanlagen¹

in Mio €	Anschaffungs- oder Herstellungskosten						31. Dez. 2018
	1. Jan. 2018	Währungs- unterschiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	
Goodwill	5.171	-2	-1.322	0	0	0	3.847
Marketingbezogene immaterielle Vermögenswerte	2	-1	-	-	-	-	1
Kundenbezogene immaterielle Vermögenswerte	591	-4	-	-	-47	-	540
Vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte	1.815	7	-702	55	-1	62	1.236
Technologiebezogene immaterielle Vermögenswerte	594	-5	-33	33	-4	28	613
Selbst erstellte immaterielle Vermögenswerte	328	-5	-4	15	-30	92	396
Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer	3.330	-8	-739	103	-82	182	2.786
Immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmbarer Nutzungsdauer	455	-5	-3	735	-734	6	454
Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögenswerte	368	2	-112	278	-5	-161	370
Immaterielle Vermögenswerte	4.153	-11	-854	1.116	-821	27	3.610
Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte	589	-7	-13	3	-31	-2	539
Bauten	3.060	-20	-270	28	-41	40	2.797
Technische Anlagen und Maschinen	49.144	-328	-10.845	1.181	-298	1.637	40.491
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	951	-4	-33	87	-176	10	835
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	2.674	-4	-277	1.279	-66	-1.685	1.921
Sachanlagen	56.418	-363	-11.438	2.578	-612	0	46.583

1 Durch die Erstanwendung von IFRS 15 im Jahr 2018 wurden die Anfangsbestände angepasst (vergleiche die Erläuterung in Textziffer 2).

Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2018

in Mio €	Energienetze			Kundenlösungen			Nicht-Kerngeschäft			Konzern- leitung/ Sonsti- ges ¹	E.ON- Konzern
	Deutsch- land	Schweden	Zentral- europa Ost/ Türkei	Deutsch- land Vertrieb	Großbri- tannien	Sonstige	Erneuer- bare Energien	Preussen Elektra	Erzeu- gung Türkei		
Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2018	589	97	56	183	845	102	1.286	0	0	179	3.337
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	-	-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-2
Wertminderungen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Sonstige Veränderungen ²	-	-5	-	-31	-7	29	-1.267	-	-	-	-1.281
Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2018	589	90	56	152	838	131	19	0	0	179	2.054
Wachstumsrate (in %) ^{3,4}	n.v.	-	-	-	1,25	-	-	-	-	-	-
Kapitalkosten (in %) ^{3,4}	n.v.	-	-	-	7,6	-	-	-	-	-	-
Sonstiges Anlagevermögen⁵											
Wertminderungen	5	-	-	1	27	38	21	-	-	23	115
Zuschreibungen	-	-	23	-	-	4	9	-	-	-	36

1 Zeitnahe Abgang des ausgewiesenen Goodwills aus dem Konsolidierungskreis erwartet.

2 Die sonstigen Veränderungen beinhalten Effekte aus konzerninternen Umstrukturierungen, Umbuchungen, Währungskursdifferenzen sowie Umgliederungen in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte.

3 Wachstumsrate und Kapitalkosten für ausgewählte Cash Generating Units, deren jeweiliger Goodwill im Vergleich zum Buchwert des gesamten Goodwills wesentlich ist.

4 Die Bewertung der Energienetze Deutschland erfolgte unter Berücksichtigung des Beginns der 3. Regulierungsperiode Gas im Jahr 2018 und der für Strom im Jahr 2019 bevorstehenden Regulierungsperiode auf Basis der Regulatory Asset Base.

5 Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen.

	Kumulierte Abschreibungen								Netto-Buchwerte	
	1. Jan. 2018	Währungs- unterschiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Wertminde- rungen	Zuschrei- bungen	31. Dez. 2018	31. Dez. 2018
	-1.834	2	39	0	0	0	0	0	-1.793	2.054
	-2	1	-	-	-	-	-	-	-1	0
	-437	4	-	-32	47	-	-26	-	-444	96
	-811	-8	549	-33	-	-	-2	3	-302	934
	-485	3	17	-48	2	-1	-4	-	-516	97
	-114	3	1	-73	30	-1	-30	-	-184	212
	-1.849	3	567	-186	79	-2	-62	3	-1.447	1.339
	-2	-2	2	-	-	-	1	-	-1	453
	-53	-2	57	-	2	1	-5	-	0	370
	-1.904	-1	626	-186	81	-1	-66	3	-1.448	2.162
	-72	3	1	-1	10	-	-	-	-59	480
	-1.842	13	166	-73	29	-1	-3	-	-1.711	1.086
	-29.021	169	3.830	-1.297	203	-20	-15	33	-26.118	14.373
	-658	2	19	-81	120	2	-	-	-596	239
	-73	-	9	-	29	24	-31	-	-42	1.879
	-31.666	187	4.025	-1.452	391	5	-49	33	-28.526	18.057

Goodwill, immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen

	Anschaffungs- oder Herstellungskosten						
in Mio €	1. Jan. 2017	Währungs- unterschiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	31. Dez. 2017
Goodwill	5.289	-94	-24	0	0	0	5.171
Marketingbezogene immaterielle Vermögenswerte	2	–	–	–	–	–	2
Kundenbezogene immaterielle Vermögenswerte	597	-6	–	–	–	–	591
Vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte	1.835	-81	-1	62	-34	28	1.809
Technologiebezogene immaterielle Vermögenswerte	626	-5	–	44	-86	15	594
Selbst erstellte immaterielle Vermögenswerte	217	-5	–	55	-57	118	328
Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer	3.277	-97	-1	161	-177	161	3.324
Immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmbarer Nutzungsdauer	439	-13	–	712	-684	1	455
Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögenswerte	401	-18	-2	160	-18	-155	368
Immaterielle Vermögenswerte	4.117	-128	-3	1.033	-879	7	4.147
Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte	614	-5	-12	2	-14	4	589
Bauten	3.169	6	-38	30	-107	–	3.060
Technische Anlagen und Maschinen	49.892	-681	-1.081	1.539	-1.208	697	49.158
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	1.017	3	-10	87	-156	10	951
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	2.115	-58	-9	1.407	-20	-761	2.674
Sachanlagen	56.807	-735	-1.150	3.065	-1.505	-50	56.432

Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2017

	Energienetze			Kundenlösungen			Nicht-Kerngeschäft				
	Deutsch-land	Schweden	Zentral-europa Ost/Türkei	Deutsch-land Vertrieb	Großbri-tannien	Sonstige	Erneuer-bare Energien	Preussen Elektra	Erzeu-gung Türkei	Konzern-leitung/ Sonstiges ¹	E.ON-Konzern
in Mio €											
Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2017	613	100	60	183	875	103	1.350	0	0	179	3.463
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0
Wertminderungen	–	–	-6	–	–	–	–	–	–	–	-6
Sonstige Veränderungen ²	-24	-3	2	–	-30	-1	-64	–	–	–	-120
Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2017	589	97	56	183	845	102	1.286	0	0	179	3.337
Wachstumsrate (in %) ^{3, 4}	n.v.	–	–	–	1,5	–	n.v.	–	–	–	–
Kapitalkosten (in %) ^{3, 4}	n.v.	–	–	–	8,0	–	4,6	–	–	–	–
Sonstiges Anlagevermögen⁵											
Wertminderungen	-10	–	-13	-2	-161	-6	-751	–	–	-9	-952
Zuschreibungen	–	–	7	–	–	–	10	–	–	–	17

1 Zeitnahe Abgang des ausgewiesenen Goodwills aus dem Konsolidierungskreis erwartet.

2 Die sonstigen Veränderungen beinhalten Effekte aus konzerninternen Umstrukturierungen, Umbuchungen, Währungskursdifferenzen sowie Umgliederungen in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte.

3 Wachstumsrate und Kapitalkosten für ausgewählte Cash Generating Units, deren jeweiliger Goodwill im Vergleich zum Buchwert des gesamten Goodwills wesentlich ist.

4 Die Bewertung der Energienetze Deutschland erfolgte unter Berücksichtigung der für Gas im Jahr 2018 und für Strom im Jahr 2019 bevorstehenden Regulierungsperiode auf Basis der Regulatory Asset Base.

5 Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen.

	Kumulierte Abschreibungen								Netto-Buchwerte	
	1. Jan. 2017	Währungs- unterschiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Wertminde- rungen	Zuschrei- bungen	31. Dez. 2017	31. Dez. 2017
	-1.826	-2	0	0	0	0	-6	0	-1.834	3.337
	-2	-	-	-	-	-	-	-	-2	0
	-405	4	-	-32	-	-	-4	-	-437	154
	-741	46	1	-41	34	5	-115	-	-811	998
	-502	4	-	-48	74	-12	-1	-	-485	109
	-78	2	-	-53	44		-29	-	-114	214
	-1.728	56	1	-174	152	-7	-149	-	-1.849	1.475
	-2	-	-	-	-	-	-	-	-2	453
	-58	7	-	-	2	-	-7	3	-53	315
	-1.788	63	1	-174	154	-7	-156	3	-1.904	2.243
	-68	1	1	-2	2	-	-6	-	-72	517
	-1.919	-2	28	-76	99	39	-11	-	-1.842	1.218
	-28.811	256	800	-1.477	955	-6	-751	13	-29.021	20.137
	-720	-3	8	-83	143	-	-4	1	-658	293
	-47	-	-	-	-	-2	-24	-	-73	2.601
	-31.565	252	837	-1.638	1.199	31	-796	14	-31.666	24.766

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 156 bis 159.

Wertminderungen

Nach IFRS 3 unterliegt der Goodwill keiner planmäßigen Abschreibung, sondern wird mindestens einmal 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. Da im Jahr 2018 keine bindenden Verkaufstransaktionen oder Marktpreise für die jeweiligen Cash Generating Units vorhanden waren, erfolgte 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. Für die über die Detailplanungsperiode hinausgehenden Cashflow-Annahmen werden auf Basis von Vergangenheitsanalysen und Zukunftsprognosen Wachstumsraten ermittelt, welche grundsätzlich den

Inflationsraten in den jeweiligen Währungsräumen entsprechen, in denen die Cash Generating Units getestet werden. Die für den Euroraum verwendete Inflationsrate betrug im Geschäftsjahr 2018 1,25 Prozent (2017: 1,5 Prozent). Die zur Diskontierung verwendeten Nachsteuerzinssätze werden auf Grundlage von Marktdaten je Cash Generating Unit ermittelt und betrugen zum Bewertungsstichtag zwischen 3,5 und 8,7 Prozent (2017: zwischen 3,5 und 8,7 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 externen Marktdaten renommierter Anbieter sowie internen Einschätzungen.

Die obigen Ausführungen gelten entsprechend auch für die Durchführung von Werthaltigkeitstests für immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagevermögen beziehungsweise Gruppen von Vermögenswerten. 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.

Aus der Durchführung der Goodwill-Impairment-Tests im Geschäftsjahr 2018 ergab sich kein Abschreibungsbedarf. Im Jahr 2017 hatte sich bei der Cash Generating Unit Energienetze Rumänien ein Abwertungsbedarf von 6 Mio € auf den erzielbaren Betrag von 418 Mio € ergeben (Nachsteuerzinssatz: 5,68 Prozent).

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 diese Goodwills führen würde.

Auf das Sachanlagevermögen wurden im Geschäftsjahr 2018 außerplanmäßige Abschreibungen von 49 Mio € vorgenommen, vor allem in Großbritannien mit 20 Mio €.

Die außerplanmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte betrugen im Geschäftsjahr 2018 rund 66 Mio €. Entwicklungen im Endkundengeschäft bei ECT UK (rund 26 Mio €) und die außerplanmäßige Abschreibung aktivierter IT-Kosten bei der Holding (rund 16 Mio €) wirkten betragsmäßig am größten.

Wertaufholungen auf die in den Vorjahren erfassten Wertminderungen des Sachanlagevermögens und der immateriellen Vermögenswerte beliefen sich im Geschäftsjahr 2018 auf 36 Mio €, wesentlich beeinflusst vor allem durch Entwicklungen in Ungarn.

Auf das Sachanlagevermögen wurden im Geschäftsjahr 2017 außerplanmäßige Abschreibungen von 796 Mio € vorgenommen. Hiervon entfielen 628 Mio € auf das Sachanlagevermögen bei den Erneuerbaren Energien. Davon betrafen 40 Mio € den Offshorebereich. Die außerplanmäßigen Abschreibungen im Onshorebereich betrugen 589 Mio €. Am stärksten betroffen waren hierbei Windparks in den USA (553 Mio €). Um 133 Mio € wurde das Sachanlagevermögen im Segment Kundenlösungen Großbritannien abgewertet, vor allem bedingt durch technologische Entwicklungen sowie den deutlichen Anstieg der Kapitalkosten.

Die außerplanmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte betrugen im Geschäftsjahr 2017 rund 156 Mio €. Davon entfielen 123 Mio € auf Windparks im Bereich Onshore-Wind/Solar bei den Erneuerbaren Energien.

Diese außerplanmäßigen Abschreibungen auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte bei Windparks in den USA im Jahr 2017 sind bezogen auf mehrere einzelne Vermögenswerte, deren erzielbare Beträge sich in Summe auf 1.186 Mio € belaufen. Hauptgründe waren vor allem niedrigere Preiserwartungen für Strom, insbesondere aufgrund geänderter Einschätzung in Bezug auf CO₂-Reduktionsbestrebungen in den USA.

Wertaufholungen auf die in den Vorjahren erfassten Wertminderungen des Sachanlagevermögens und der immateriellen Vermögenswerte beliefen sich im Geschäftsjahr 2017 auf 17 Mio €, wesentlich beeinflusst vor allem durch Entwicklungen in Ungarn und bei den Erneuerbaren Energien.

Immaterielle Vermögenswerte

Der überwiegende Teil der Veränderung betrifft die Umgliederung der nicht fortgeführten Aktivitäten im Segment Erneuerbare Energien gemäß IFRS 5.

Die planmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte betrugen im Jahr 2018 186 Mio € (2017: 174 Mio €). Die Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte beliefen sich auf 66 Mio € (2017: 156 Mio €).

Zuschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte wurden im Berichtsjahr in Höhe von 3 Mio € (2017: 3 Mio €) vorgenommen.

In den immateriellen Vermögenswerten sind Emissionsrechte und grüne Zertifikate verschiedener Handelssysteme mit einem Buchwert von 137 Mio € (2017: 146 Mio €) enthalten.

Im Berichtsjahr wurden 2 Mio € (2017: 5 Mio €) Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen im Sinne von IAS 38 aufwandswirksam erfasst.

Sachanlagen

Der überwiegende Teil der Veränderung betrifft die Umgliederung der nicht fortgeführten Aktivitäten im Segment Erneuerbare Energien gemäß IFRS 5.

Im Berichtsjahr wurden Fremdkapitalzinsen in Höhe von 12 Mio € (2017: 43 Mio €) als Bestandteil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten von Sachanlagen aktiviert.

Die planmäßigen Abschreibungen beliefen sich im Jahr 2018 auf 1.452 Mio € (2017: 1.638 Mio €).

Darüber hinaus wurden im Berichtsjahr außerplanmäßige Abschreibungen auf Sachanlagen in Höhe von 49 Mio € (2017: 796 Mio €) vorgenommen. Zuschreibungen auf Sachanlagen wurden im Berichtsjahr in Höhe von 33 Mio € (2017: 14 Mio €) vorgenommen.

Die im Rahmen des Finanzierungsleasings aktivierten Sachanlagen weisen zum Bilanzstichtag folgende Netto-Buchwerte auf:

E.ON als Leasingnehmer – Buchwerte aktivierter Vermögenswerte

in Mio €	31. Dezember	
	2018	2017
Grundstücke	3	4
Bauten	22	24
Technische Anlagen und Maschinen	297	271
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	–	55
Netto-Buchwert der aktivierten Leasinggegenstände	322	354

Für die Leasingverträge bestehen teilweise Preisanpassungsklauseln sowie Verlängerungs- und Kaufoptionen. Die entsprechenden Zahlungsverpflichtungen aus Finanzierungsleasing-Verträgen werden wie folgt fällig:

E.ON als Leasingnehmer – Zahlungsverpflichtungen aus Finanzierungsleasing

in Mio €	Mindestleasingzahlungen		Enthaltener Zinsanteil		Barwerte	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Fälligkeit bis 1 Jahr	52	56	20	19	32	37
Fälligkeit 1–5 Jahre	160	202	62	67	98	135
Fälligkeit über 5 Jahre	255	246	58	61	197	185
Summe	467	504	140	147	327	357

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 im Berichtsjahr 19 Mio € (2017: 13 Mio €) vereinnahmt. Die zukünftig zu vereinnahmenden Leasingraten aus Operating-Lease-Verhältnissen weisen nebenstehende Fälligkeitsstruktur auf:

E.ON als Leasinggeber – Operating Lease

in Mio €	2018	2017
Nominalwert der ausstehenden Leasingraten		
Fälligkeit bis 1 Jahr	39	20
Fälligkeit 1–5 Jahre	81	45
Fälligkeit über 5 Jahre	22	39
Summe	142	104

Zu Leasingforderungen aus Finanzierungsleasing-Verhältnissen vergleiche Textziffer 17.

(15) At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen

Die at equity bewerteten Unternehmen und sonstigen Finanzanlagen setzen sich wie folgt zusammen:

At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen

in Mio €	31. Dezember 2018			31. Dezember 2017		
	E.ON-Konzern	Assoziierte Unternehmen ¹	Joint Ventures ¹	E.ON-Konzern	Assoziierte Unternehmen ¹	Joint Ventures ¹
At equity bewertete Unternehmen	2.603	1.421	1.182	3.547	1.469	2.078
Beteiligungen	664	250	20	792	256	5
Langfristige Wertpapiere	2.240	–	–	2.749	–	–
Summe	5.507	1.671	1.202	7.088	1.725	2.083

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. Der Rückgang bei den Joint Ventures resultiert vor allem aus der fortlaufenden Bewertung der Türkeiaktivitäten sowie der Umgliederung der AWE-Arkona-Windpark Entwicklungs-GmbH in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte.

Die langfristigen Wertpapiere umfassen im Wesentlichen festverzinsliche Wertpapiere.

Im Geschäftsjahr 2018 betrugen die Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen 7 Mio € (2017: 8 Mio €).

Die Wertminderungen auf sonstige Finanzanlagen beliefen sich auf 30 Mio € (2017: 63 Mio €). Der Buchwert der sonstigen Finanzanlagen, die wertberichtigt sind, beträgt zum Geschäftsjahresende 16 Mio € (2017: 133 Mio €).

Anteile an at equity bewerteten Unternehmen

Die Buchwerte der unwesentlichen at equity bewerteten assoziierten Unternehmen betrugen 363 Mio € (2017: 458 Mio €) und der Joint Ventures 102 Mio € (2017: 637 Mio €). Der deutliche Rückgang der Buchwerte erklärt sich aus der Umgliederung der Beteiligungen des Segments Erneuerbare Energien in die zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerte.

Die von E.ON vereinnahmten Beteiligungserträge der at equity bewerteten Unternehmen betrugen im Berichtsjahr 235 Mio € (2017: 277 Mio €). Der Vorjahreswert beinhaltet die Dividende von der Uniper SE.

Folgende Tabelle gibt einen Überblick über wesentliche Posten der aggregierten Gesamtergebnisrechnungen der at equity bewerteten unwesentlichen assoziierten Unternehmen und Joint Ventures:

Zusammengefasste Ergebnisse der einzeln unwesentlichen assoziierten Unternehmen und Joint Ventures – at equity bilanziert

in Mio €	Assoziierte Unternehmen		Joint Ventures		Gesamt	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Anteiliges Jahresergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	68	77	46	56	114	133
Anteiliges Other Comprehensive Income	–	-11	-5	-33	-5	-44
Anteiliges Gesamtergebnis	68	66	41	23	109	89

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, Gasag Berliner Gaswerke AG sowie Západoslovenská energetika a.s. und bis Ende September 2017 die Uniper SE. Diese wurde seit Ende September 2017 als zur Veräußerung gehaltene Beteiligung ausgewiesen und nicht mehr als at equity bewertetes Unternehmen, sodass Erträge aus der Equity-Bewertung nur in den ersten neun Monaten des

Geschäftsjahres 2017 angefallen sind. In den unten stehenden Tabellen erfolgt eine Überleitung auf das anteilige Equity-Ergebnis bzw. den Beteiligungsbuchwert aus der Beteiligung an der Uniper SE auf Basis der von Uniper zum 30. September 2017 veröffentlichten Daten.

Die in der Tabelle dargestellten Konzernanpassungen betreffen im Wesentlichen im Rahmen des Erstansatzes ermittelte Goodwills, temporäre Differenzen sowie Effekte aus der Eliminierung von Zwischenergebnissen.

Wesentliche assoziierte Unternehmen – Bilanzdaten zum 31. Dezember

in Mio €	Uniper-Gruppe		Nord Stream AG		Gasag Berliner Gaswerke AG		Západoslovenská energetika a.s.	
	2018	2017 ¹	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Langfristige Vermögenswerte ²	–	18.767	5.775	6.100	1.845	1.761	887	837
Kurzfristige Vermögenswerte	–	18.353	801	696	225	249	241	214
Kurzfristige Verbindlichkeiten (einschließlich Rückstellungen)	–	16.395	392	374	351	305	233	520
Langfristige Verbindlichkeiten (einschließlich Rückstellungen)	–	13.744	3.300	3.705	883	913	793	452
Eigenkapital	–	6.981	2.884	2.717	836	792	102	79
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	–	627	–	–	70	67	–	–
Anteilsquote in Prozent	–	46,65	15,50	15,50	36,85	36,85	49,00	49,00
Anteiliges Eigenkapital	–	2.964	447	421	282	267	50	39
Konzernanpassungen	–	-10	10	10	80	81	190	193
Beteiligungsbuchwert	0	2.954	457	431	362	348	240	232

1 Uniper-Werte zum 30. September 2017. Seit Ende September 2017 wurde Uniper als zur Veräußerung gehaltene Beteiligung ausgewiesen und nicht mehr nach der Equity-Methode bewertet.
 2 Aufgedeckte stille Reserven/Lasten aus Akquisitionsvorgängen sind den Vermögenswerten zugeordnet worden.

Wesentliche assoziierte Unternehmen – Ergebnisdaten

in Mio €	Uniper-Gruppe		Nord Stream AG		Gasag Berliner Gaswerke AG		Západoslovenská energetika a.s.	
	2018	2017 ¹	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Umsatz	–	52.938	1.074	1.076	1.198	1.105	1.135	1.065
Jahresergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	–	1.119	434	426	35	89	92	91
Anteile ohne beherrschenden Einfluss am Jahresergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	–	99	–	–	7	8	–	–
Jahresergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	–	–	–	–	–	-54	–	–
Ausgeschüttete Dividende	–	201	334	265	13	8	71	51
Other Comprehensive Income	–	-263	82	134	4	15	1	–
Gesamtergebnis	–	856	516	560	39	50	93	91
Anteilsquote in Prozent	–	46,65	15,50	15,50	36,85	36,85	49,00	49,00
Anteiliges Gesamtergebnis nach Steuern	–	370	80	87	14	18	46	45
Anteiliges Jahresergebnis nach Steuern	–	476	67	66	10	9	45	45
Konzernanpassungen	–	-10	-2	1	–	–	–	3
Equity-Ergebnis	0	466	65	67	10	9	45	48

1 Uniper-Werte zum 30. September 2017. Seit Ende September 2017 wurde Uniper als zur Veräußerung gehaltene Beteiligung ausgewiesen und nicht mehr nach der Equity-Methode bewertet.

In den nachstehenden Tabellen werden wesentliche Posten der aggregierten Bilanz sowie der aggregierten Gewinn- und Verlustrechnung der wesentlichen at equity bewerteten Joint Ventures, Enerjisa Enerji A.Ş. und Enerjisa Üretim Santralleri A.Ş., dargestellt.

Wesentliche Joint Ventures – Bilanzdaten zum 31. Dezember

in Mio €	Enerjisa Enerji A.Ş.		Enerjisa Üretim Santralleri A.Ş.	
	2018	2017	2018	2017
Langfristige Vermögenswerte	2.820	3.279	2.233	3.076
Kurzfristige Vermögenswerte	1.056	903	331	194
Kurzfristige Verbindlichkeiten (einschließlich Rückstellungen)	1.235	1.063	505	602
Langfristige Verbindlichkeiten (einschließlich Rückstellungen)	1.541	1.732	888	1.314
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	93	38	180	8
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten	563	433	337	455
Langfristige Finanzverbindlichkeiten	1.015	1.221	879	1.219
Eigenkapital	1.100	1.387	1.171	1.354
Anteilsquote in Prozent	40,00	50,00	50,00	50,00
Anteiliges Eigenkapital	440	694	586	677
Konzernanpassungen	11	11	43	59
Beteiligungsbuchwert	451	705	629	736

Wesentliche Joint Ventures – Ergebnisdaten

in Mio €	Enerjisa Enerji A.Ş.		Enerjisa Üretim Santralleri A.Ş.	
	2018	2017	2018	2017
Umsatz	3.029	2.715	875	915
Jahresergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	111	205	-33	-205
Planmäßige Abschreibungen	-55	-64	-108	-130
Zinsaufwand/-ertrag	-246	-210	-53	-78
Ertragsteuern	-95	-65	65	47
Ausgeschüttete Dividende	65	-	-	-
Other Comprehensive Income	-355	-438	-486	-188
Gesamtergebnis	-244	-233	-519	-393
Anteilsquote in Prozent	40,00	50,00	50,00	50,00
Anteiliges Gesamtergebnis nach Steuern	-98	-116	-260	-196
Anteiliges Jahresergebnis nach Steuern	44	103	-17	-102
Konzernanpassungen	8	5	-	-11
Equity-Ergebnis	52	108	-17	-113

Die wesentlichen assoziierten Unternehmen und Joint Ventures sind in verschiedenen Bereichen der Gas- beziehungsweise Stromwirtschaft tätig. Angaben zum Gesellschaftsnamen, zum Sitz der Gesellschaft und zu Kapitalanteilen im Sinne von IFRS 12 für wesentliche Joint Arrangements und assoziierte Unternehmen enthält die Anteilsbesitzliste gemäß § 313 Abs. 2 HGB (siehe Textziffer 35).

Zum 31. Dezember 2018 ist die Beteiligung Enerjisa Enerji A.Ş. marktgängig. Der anteilige Börsenwert betrug 398 Mio € zum 31. Dezember 2018. Zum Jahresende 2017 war kein assoziiertes

Unternehmen marktbewertet, ein 20-Prozent-Anteil an Enerjisa Enerji A.Ş. wurde ab dem 8. Februar 2018 an der Börse notiert.

Von den Anteilen an assoziierten Unternehmen unterliegt zum Bilanzstichtag der Anteil an der Nord Stream AG (Buchwert 2018: 457 Mio €; 2017: 431 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 2018 und 2017 wie folgt zusammen:

Die Wertberichtigungen im Jahr 2018 beliefen sich auf 9 Mio € (2017: 8 Mio €). Zuschreibungen erfolgten in Höhe von 14 Mio € (2017: 11 Mio €).

Es liegen keine Sicherungsübereignungen von Vorräten vor.

Vorräte

in Mio €	31. Dezember	
	2018	2017
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	511	617
Handelswaren	111	130
Unfertige Leistungen und fertige Erzeugnisse	62	47
Summe	684	794

(17) Forderungen und sonstige Vermögenswerte

Entsprechend ihren Restlaufzeiten setzten sich die Forderungen und sonstigen Vermögenswerte wie folgt zusammen:

Forderungen und sonstige Vermögenswerte

in Mio €	31. Dezember 2018		31. Dezember 2017	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Forderungen aus Finanzierungsleasing	38	291	37	292
Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte	246	136	199	160
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	284	427	236	452
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	3.896	–	3.879	–
Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten	324	1.213	452	1.228
Vertragliche Vermögenswerte	3	7	–	–
Sonstige Vermögenswerte	23	142	–	–
Übrige betriebliche Vermögenswerte	1.199	112	1.450	143
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	5.445	1.474	5.781	1.371
Summe	5.729	1.901	6.017	1.823

Die Forderungen aus IFRS 15 setzten sich im Wesentlichen aus den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen zusammen.

Im Geschäftsjahr 2018 bestehen zugunsten von E.ON als Leasinggeber im Rahmen von Finanzierungsleasing-Vereinbarungen nicht garantierte Restwerte in Höhe von 8 Mio € (2017: 9 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 53 Mio € (2017: 50 Mio €).

Die sonstigen Vermögenswerte unter IFRS 15 haben sich wie folgt entwickelt:

Sonstige Vermögenswerte¹

in Mio €	2018
Abschreibung und Wertminderung	138
Stand zum 31. Dezember	165

1 Neue Position durch Einführung von IFRS 15, keine Vorjahreszahlen.

In der nachfolgenden Tabelle werden Anfangs- und Endbestand der vertraglichen Vermögenswerte aus IFRS 15 dargestellt:

Vertragliche Vermögenswerte¹

in Mio €	2018
Stand zum 1. Januar	9
Stand zum 31. Dezember	10

1 Neue Position durch Einführung von IFRS 15, keine Vorjahreszahlen.

Die Forderungen aus Finanzierungsleasing resultieren überwiegend aus Stromlieferverträgen, die nach IFRIC 4 als Leasingverhältnis zu bilanzieren sind. Die Nominal- und Barwerte der ausstehenden Leasingzahlungen weisen die folgenden Fälligkeiten auf:

E.ON als Leasinggeber – Finanzierungsleasing

in Mio €	Bruttoinvestition in Finanzierungsleasing-Verhältnisse		Noch nicht realisierter Zinsertrag		Barwert der Mindestleasingzahlungen	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Fälligkeit bis 1 Jahr	69	69	33	33	36	36
Fälligkeit 1–5 Jahre	252	236	99	103	153	133
Fälligkeit über 5 Jahre	153	188	13	28	140	160
Summe	474	493	145	164	329	329

Der Barwert der ausstehenden Leasingzahlungen wird unter den Forderungen aus Finanzierungsleasing ausgewiesen.

Darüber hinaus belaufen sich die Eventualforderungen des E.ON-Konzerns zum 31. Dezember 2018 auf 0 Mio € (Vorjahr: 87 Mio €).

(18) Liquide Mittel

Die liquiden Mittel setzen sich entsprechend ihrer ursprünglichen Fälligkeit wie folgt zusammen:

Liquide Mittel

in Mio €	31. Dezember	
	2018	2017
Wertpapiere und Festgeldanlagen	774	670
<i>Kurzfristige Wertpapiere mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten</i>	774	647
<i>Festgeldanlagen mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten</i>	–	23
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	659	1.782
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	3.924	2.708
Summe	5.357	5.160

Im Berichtsjahr existierten verfügbungsbeschränkte Zahlungsmittel mit einer Fälligkeit von mehr als drei Monaten in Höhe von 17 Mio € (2017: 17 Mio €).

Die Rückdeckung inländischer Pensionsverpflichtungen durch die VKE i. L. wurde im Berichtsjahr 2017 beendet. Die zum Jahresende 2017 von der VKE i. L. gehaltenen liquiden Mittel wurden als verfügbungsbeschränkte Zahlungsmittel ausgewiesen. Die Übertragung der liquiden Mittel in geeignete Anschlusslösungen begründet im Wesentlichen den Rückgang der verfügbungsbeschränkten Zahlungsmittel im Berichtsjahr 2018. Die dem E.ON-Konzern zuzurechnenden Anteile des Vermögens der VKE i. L. wurden überwiegend in das Contractual Trust Arrangement (CTA) übertragen und somit zusätzliches Planvermögen gemäß IAS 19 geschaffen (vergleiche Textziffer 24). Konzernfremde Anteile des Vermögens der VKE i. L. wurden in entsprechende Anschlusslösungen der betroffenen Mitgliedsunternehmen übertragen und damit entkonsolidiert.

In den Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten sind Barmittel, Schecks, Kassenbestände und Guthaben bei Kreditinstituten mit einer ursprünglichen Fälligkeit von weniger als drei Monaten in Höhe von 2.881 Mio € (2017: 1.869 Mio €) ausgewiesen, sofern sie nicht verfügbungsbeschränkt sind.

(19) Gezeichnetes Kapital

Das Grundkapital ist eingeteilt in 2.201.099.000 auf den Namen lautende nennwertlose Stückaktien (Aktien ohne Nennbetrag) und beträgt 2.201.099.000 € (2017: 2.201.099.000 €). Das Grundkapital der Gesellschaft ist erbracht worden im Wege der Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft (SE) sowie durch eine am 20. März 2017 durchgeführte Kapitalerhöhung unter teilweiser Ausnutzung des am 2. Mai 2017 ausgelaufenen Genehmigten Kapitals 2012.

Gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 10. Mai 2017 ist die Gesellschaft ermächtigt, bis zum 9. Mai 2022 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 2018 betrug 2.167.149.433 (31. Dezember 2017: 2.167.149.433). Zum 31. Dezember 2018 befanden sich im Bestand der E.ON SE 33.949.567 eigene Aktien (31. Dezember 2017: 33.949.567) mit einem Buchwert von 1.126 Mio € (entsprechend 1,54 Prozent beziehungsweise einem rechnerischen Anteil von 33.949.567 € des Grundkapitals).

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 Kreditinstitut oder nach § 53 Abs. 1 Satz 1 oder § 53b Abs. 1 Satz 1 oder 7 KWG tätigen Unternehmen oder über die Börse zu marktnahen Konditionen abgeschlossen werden. Im Berichtsjahr wurden über dieses Modell keine Aktien erworben.

Im Geschäftsjahr 2018 wurden keine Wahldividende und kein Mitarbeiteraktienprogramm angeboten.

Genehmigtes Kapital

Der Vorstand wurde gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 10. Mai 2017 ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats bis zum 9. Mai 2022 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 zu erhöhen (genehmigtes Kapital gemäß §§ 202 ff. AktG, Genehmigtes Kapital 2017).

Der Vorstand ist – mit Zustimmung des Aufsichtsrats – ermächtigt, über den Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre zu entscheiden.

Mit dem am 12. März 2018 wirksam gewordenen Beschluss hat der Vorstand mit Zustimmung des Aufsichtsrats beschlossen, das durch die Hauptversammlung vom 10. Mai 2017 beschlossene Genehmigte Kapital 2017 fast vollständig auszunutzen und das Grundkapital der E.ON SE unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre gemäß §§ 203 Abs. 2, 186 Abs. 3 AktG von 2.201.099.000 € um 440.219.800 € auf 2.641.318.800 € durch Ausgabe von 440.219.800 neuen, auf den Namen lautenden Stückaktien gegen Sacheinlage zu erhöhen.

Zur Zeichnung und Übernahme der neuen Aktien wurde allein die RWE Downstream Beteiligungs GmbH mit dem Sitz in Essen, eingetragen im Handelsregister des Amtsgerichts Essen unter HRB 26911, zugelassen. Die RWE Downstream Beteiligungs GmbH ist eine 100-prozentige Tochtergesellschaft der RWE AG. Gegenstand der Sacheinlage ist die Einbringung von insgesamt 100.714.051 auf den Inhaber lautenden Stückaktien (Aktien ohne Nennbetrag) an der innogy SE mit dem Sitz in Essen, eingetragen im Handelsregister des Amtsgerichts Essen unter HRB 27091, mit einem anteiligen Betrag des Grundkapitals von jeweils 2,00 € im Wege der Übereignung durch die RWE Downstream Beteiligungs GmbH an die E.ON SE. Die Kapitalerhöhung und ihre Durchführung sind noch nicht zur Eintragung in das Handelsregister angemeldet. Dies soll nach Eintritt bestimmter aufschiebender Bedingungen, wie insbesondere der erforderlichen kartellrechtlichen Freigaben der Gesamttransaktion, erfolgen. Die Kapitalerhöhung und die Ausgabe der neuen Aktien werden

erst wirksam mit der Durchführung der Kapitalerhöhung und ihrer Eintragung im Handelsregister der E.ON SE. Der Vorstand hat mit Zustimmung des Aufsichtsrats von der ihm durch die Hauptversammlung eingeräumten Möglichkeit des Bezugsrechtsausschlusses bei Sachkapitalerhöhungen Gebrauch gemacht.

Bedingtes Kapital

Auf der Hauptversammlung vom 10. Mai 2017 wurde eine bedingte Kapitalerhöhung des Grundkapitals – mit der Möglichkeit, das Bezugsrecht auszuschließen – von bis zu 175 Mio € beschlossen.

Die bedingte Kapitalerhöhung dient der Gewährung von auf den Namen lautenden Stückaktien an die Inhaber von Wandel- oder Optionsschuldverschreibungen, Genussrechten oder Gewinnschuldverschreibungen (beziehungsweise Kombinationen dieser Instrumente), jeweils mit Optionsrechten, Wandlungsrechten, Optionspflichten und/oder Wandlungspflichten, die aufgrund der von der Hauptversammlung vom 10. Mai 2017 unter Tagesordnungspunkt 9 beschlossenen Ermächtigung bis zum 9. Mai 2022 von der Gesellschaft oder einer Konzerngesellschaft der Gesellschaft im Sinne von § 18 AktG ausgegeben werden. Die Ausgabe der neuen Aktien erfolgt zu dem nach Maßgabe des vorstehend bezeichneten Ermächtigungsbeschlusses jeweils zu bestimmenden Wandlungs- beziehungsweise Optionspreis.

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 Gesellschaft E.ON SE oder einer Konzerngesellschaft der Gesellschaft E.ON SE im Sinne von § 18 AktG aufgrund der von der Hauptversammlung vom 10. Mai 2017 unter Tagesordnungspunkt 9 beschlossenen Ermächtigung ausgegeben bzw. garantiert werden, von ihren Options- beziehungsweise Wandlungsrechten Gebrauch machen oder, soweit sie zur Wandlung oder Optionsausübung verpflichtet sind, ihre Verpflichtung zur Wandlung beziehungsweise Optionsausübung erfüllen.

Das Bedingte Kapital 2017 wurde nicht in Anspruch genommen.

Stimmrechtsverhältnisse

Nachfolgende Mitteilungen gemäß § 33 Abs. 1 WpHG zu den Stimmrechtsverhältnissen seit Beginn des Jahres 2018 liegen vor:

Angaben zu Beteiligungen am Kapital der E.ON SE

Mitteilungspflichtiger	Datum der Mitteilung	Veränderung Schwellenwerte	Über- oder Unterschreitung	Erreichen der Stimmrechtsanteile am	Zurechnung	Stimmrechte	
						in %	absolut
Finanzministerium für den Staat Norwegen, Oslo, Norwegen ¹	9. Feb. 2018	3 %	Unter-schreitung	8. Feb. 2018	indirekt	2,96	65.045.991
Amundi S.A., Paris, Frankreich ²	2. Mai 2018	3 %	Unter-schreitung	27. Apr. 2018	indirekt	2,93	64.505.533
BlackRock Inc., Wilmington, USA	2. Aug. 2018	5 %	Über-schreitung	30. Jul. 2018	indirekt	6,50	143.099.216
Canada Pension Plan Investment Board, Toronto, Canada	4. Okt. 2018	3 %	Über-schreitung	27. Sep. 2018	direkt/indirekt	3,13	68.831.843
Capital Income Builder, Wilmington, USA	13. Nov. 2018	3 %	Über-schreitung	8. Nov. 2018	direkt	3,04	66.805.993
The Capital Group Companies Inc., Los Angeles, USA	31. Jan. 2019	5 %	Über-schreitung	28. Jan. 2019	indirekt	5,01	110.324.229

1 Überschreitung des Schwellenwertes von 3,0 Prozent am 7. Februar 2018

2 Überschreitung des Schwellenwertes von 3,0 Prozent am 24. April 2018

(20) Kapitalrücklage

Die Kapitalrücklage blieb im Geschäftsjahr 2018 unverändert und beläuft sich auf 9.862 Mio € (2017: 9.862 Mio €).

(21) Gewinnrücklagen

Die Gewinnrücklagen des E.ON-Konzerns setzen sich wie folgt zusammen:

Gewinnrücklagen

in Mio €	31. Dezember	
	2018	2017
Gesetzliche Rücklagen	45	45
Andere Rücklagen	-2.506	-4.597
Summe	-2.461	-4.552

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 2018 auf insgesamt 2.554 Mio € (2017: 1.884 Mio €). Hiervon ist die gesetzliche Rücklage mit 45 Mio € (2017: 45 Mio €) gemäß § 150 Abs. 3 und 4 AktG nicht ausschüttungsfähig.

Die grundsätzlich ausschüttbaren Gewinnrücklagen belaufen sich auf 2.509 Mio € (2017: 1.839 Mio €).

Für das Geschäftsjahr 2018 wird der Hauptversammlung die Ausschüttung einer Bardividende von 0,43 € je Aktie vorgeschlagen. Für das Geschäftsjahr 2017 wurde durch die Hauptversammlung am 9. Mai 2018 beschlossen, eine Dividende von 0,30 € je dividendenberechtigter Stückaktie auszuschütten. Bei einer Dividende von 0,43 € beträgt das Ausschüttungsvolumen 932 Mio € (2017: 650 Mio €).

(22) Veränderung des Other Comprehensive Income

Die Veränderung des Other Comprehensive Income resultiert im Wesentlichen aus erfolgsneutral erfassten Wechselkursdifferenzen.

Die nebenstehende Tabelle stellt den Anteil des OCI dar, der auf at equity bewertete Unternehmen entfällt.

Im Zuge des Verkaufs der Beteiligung an Uniper SE und des Börsengangs der Enerjisa Enerji A.Ş. wurden im Wesentlichen kumulierte Währungskursdifferenzen realisiert (329 Mio €). Gegenläufig stiegen die erfolgsneutral erfassten Währungskursverluste aus der Abwertung der türkischen Lira.

Anteil des OCI, der auf at equity bewertete Unternehmen entfällt

in Mio €	2018	2017
Stand zum 31. Dezember (brutto)	-1.441	-1.401
Steueranteil	3	-3
Stand zum 31. Dezember (netto)	-1.438	-1.404

(23) Anteile ohne beherrschenden Einfluss

Die Anteile ohne beherrschenden Einfluss je Segment sind in der nebenstehenden Tabelle dargestellt.

Die Erhöhung der Anteile ohne beherrschenden Einfluss resultiert im Wesentlichen aus Kapitalerhöhungen im Segment Erneuerbare Energien.

Die nachfolgende Tabelle stellt den Anteil des OCI dar, der auf Anteile ohne beherrschenden Einfluss entfällt:

Anteile ohne beherrschenden Einfluss

in Mio €	31. Dezember	
	2018	2017
Energienetze	1.729	1.677
<i>Deutschland</i>	1.418	1.306
<i>Schweden</i>	–	–
<i>Zentraleuropa Ost/Türkei</i>	311	371
Kundenlösungen	84	163
<i>Deutschland</i>	-1	90
<i>Großbritannien</i>	2	1
<i>Sonstige</i>	83	72
Erneuerbare Energien	663	580
Nicht-Kerngeschäft	–	1
Konzernleitung/Sonstiges	284	280
E.ON-Konzern	2.760	2.701

Anteil des OCI, der auf Anteile ohne beherrschenden Einfluss entfällt

in Mio €	Cashflow Hedges	Wertpapiere	Währungsumrechnungsdifferenz	Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen
Stand zum 1. Januar 2017	8	9	-97	-262
Veränderung	-8	-10	-25	61
Stand zum 31. Dezember 2017	–	-1	-122	-201
Veränderung	–	1	-7	-48
Stand zum 31. Dezember 2018	–	–	-129	-249

Gemäß IFRS 12 enthalten die folgenden Tabellen Tochterunternehmen mit wesentlichen nicht beherrschenden Anteilen und geben einen Überblick über wesentliche Posten der aggregierten Bilanz und der aggregierten Gewinn- und Verlustrechnung sowie

des Cashflows. Angaben zum Sitz der Gesellschaft und zu Kapitalanteilen enthält die Anteilsbesitzliste gemäß § 313 Abs. 2 HGB (siehe Textziffer 35).

Tochterunternehmen mit wesentlichen nicht beherrschenden Anteilen – Bilanzdaten zum 31. Dezember

in Mio €	Delgaz Grid S.A.		E.DIS AG ¹		Avacon AG ¹		Schleswig-Holstein Netz AG	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Anteile der Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss am Eigenkapital	311	371	517	504	557	568	241	227
Anteile der Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss am Eigenkapital (in %)	43,5	43,5	33,0	33,0	38,5	38,5	48,5	48,1
Ausgezahlte Dividenden an Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss	86	31	33	33	58	74	–	–
Operativer Cashflow	104	121	-42	12	-97	-68	228	167
Langfristige Vermögenswerte	1.053	986	1.483	1.505	1.621	1.652	1.460	1.414
Kurzfristige Vermögenswerte	103	118	192	268	236	314	329	326
Langfristige Schulden	411	236	9	12	75	107	464	470
Kurzfristige Schulden	125	111	64	191	257	294	722	683

1 Gesellschaft mit Holdingfunktion ohne operatives Geschäft

Tochterunternehmen mit wesentlichen nicht beherrschenden Anteilen – Ergebnisdaten

in Mio €	Delgaz Grid S.A.		E.DIS AG ¹		Avacon AG ¹		Schleswig-Holstein Netz AG	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Gewinnanteil der Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss	26	34	47	56	24	82	33	6
Umsatz	390	398	2	1	12	12	912	2.540
Jahresergebnis	61	85	134	158	87	238	66	11
Comprehensive Income	61	63	132	160	84	248	22	22

1 Gesellschaft mit Holdingfunktion ohne operatives Geschäft

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

(24) Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Den Verpflichtungen für die Versorgungsansprüche der ehemaligen und aktiven Mitarbeiter des E.ON-Konzerns in Höhe von 15,3 Mrd € stand zum 31. Dezember 2018 ein Planvermögen mit einem Fair Value von 12,1 Mrd € gegenüber. Dies entspricht einem Ausfinanzierungsgrad der Anwartschaften von 79 Prozent.

Die in den Konzernabschluss einbezogene Versorgungskasse Energie VVaG i. L. (VKE i. L.) verwaltete bis zum Jahresanfang 2018 ein Vermögen in Höhe von 1,1 Mrd €, das kein Planvermögen

gemäß IAS 19 darstellte, aber zum Großteil ebenfalls der Absicherung von Versorgungsverpflichtungen inländischer Konzerngesellschaften diente (siehe Textziffer 31). Das Vermögen wurde im ersten Quartal 2018 in das Contractual Trust Arrangement (CTA) für die betroffenen Konzerngesellschaften übertragen und damit zusätzliches Planvermögen geschaffen.

Der Anwartschaftsbarwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen, der Fair Value des Planvermögens und die Netto-Verbindlichkeit aus leistungsorientierten Versorgungsplänen (Finanzierungsstatus) stellen sich im Vergleich zum Vorjahr wie folgt dar:

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

in Mio €	31. Dezember	
	2018	2017
Anwartschaftsbarwert aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen		
Deutschland	10.180	9.979
Großbritannien	5.080	5.690
Übrige Länder	41	44
Summe	15.301	15.713
Fair Value des Planvermögens		
Deutschland	7.164	6.945
Großbritannien	4.880	5.137
Übrige Länder	10	11
Summe	12.054	12.093
Netto-Verbindlichkeit/Netto-Vermögenswert (-) aus leistungsorientierten Versorgungsplänen		
Deutschland	3.016	3.034
Großbritannien	200	553
Übrige Länder	31	33
Summe	3.247	3.620

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, die Inflationsentwicklung 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.

Die zum Bilanzstichtag bestehenden Ansprüche aus den leistungsorientierten Versorgungsplänen entfallen auf rund 47.000 Pensionäre und Hinterbliebene (2017: 48.000), rund 14.000 ausgeschiedene Mitarbeiter mit unverfallbaren Ansprüchen (2017: 14.000) sowie rund 28.000 aktive Mitarbeiter (2017: 27.000). Der korrespondierende Anwartschaftsbarwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen ist mit 9,2 Mrd € Pensionären und Hinterbliebenen (2017: 9,3 Mrd €), mit 2,4 Mrd € ausgeschiedenen Mitarbeitern mit unverfallbaren Ansprüchen (2017: 2,5 Mrd €) und mit 3,7 Mrd € aktiven Mitarbeitern (2017: 3,9 Mrd €) zuzuordnen.

Die Merkmale und Risiken leistungsorientierter Versorgungspläne ergeben sich aus den rechtlichen, steuerlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen des jeweiligen Landes. Nachfolgend wird die Ausgestaltung der finanzwirtschaftlich wesentlichen leistungs- und beitragsorientierten Pläne im E.ON-Konzern beschrieben.

Deutschland

Bei den inländischen Konzerngesellschaften bestehen für die aktiven Anwärtler größtenteils beitragsorientierte Leistungszusagen. Daneben existieren einzelvertraglich noch Final-Pay-Zusagen sowie vereinzelt Festbetragszusagen.

Der größte Teil des dargestellten Verpflichtungsumfangs für aktive Anwärtler entfällt auf das Rentenbausteinsystem Betriebliche Alterssicherung (BAS-Plan) aus dem Jahr 2001 beziehungsweise auf eine Variante davon (Zukunftssicherung), die aus der im Jahr 2004 erfolgten Harmonisierung zahlreicher in der Vergangenheit erteilter Versorgungszusagen entstanden ist. Im Rahmen des Leistungsplans Zukunftssicherung werden zur Leistungsermittlung zusätzlich zu den beitragsorientierten Rentenbausteinen auch endgehaltsdynamische Besitzstände berücksichtigt. Diese Pläne sind für Neueintritte geschlossen.

Die zuvor beschriebenen Pläne sehen in der Regel laufende Rentenleistungen vor, die im Allgemeinen bei Erreichen der Altersgrenze, Invalidität oder Tod gezahlt werden.

Die einzige für Neuzugänge offene Versorgungszusage ist der Beitragsplan E.ON IQ (IQ-Plan). Hierbei handelt es sich um ein Kapitalbausteinsystem, das neben der Rentenzahlung die alternativen Auszahlungsoptionen der anteiligen Einmalzahlung beziehungsweise Ratenzahlungen vorsieht.

Der Versorgungsaufwand für alle oben genannten beitragsorientierten Versorgungszusagen ist gehaltsabhängig und wird in Abhängigkeit vom Verhältnis des Gehalts zur Beitragsbemessungsgrenze in der gesetzlichen Rentenversicherung mit unterschiedlichen Prozentsätzen bestimmt. Darüber hinaus besteht für den Mitarbeiter die Möglichkeit zur Entgeltumwandlung. In den beitragsorientierten Zusagen waren bis zum 31. Dezember 2016 unterschiedliche Verzinsungsannahmen der Rentenbeziehungsweise Kapitalbausteine enthalten. Seit dem 1. Januar 2017 wird für den BAS-Plan, die Zukunftssicherung und den

IQ-Plan ein einheitliches Zinsmodell angewendet, in dem die Verzinsung an die Marktentwicklung angepasst und durch Sockelzinssätze abgesichert wird. Die für die vorangegangenen Jahre gebildeten Rentenbausteine bleiben unverändert bestehen.

Anhand der Marktentwicklung wird jährlich festgestellt, ob die Sockelzinssätze oder gegebenenfalls höhere Zinssätze für die Bildung der Renten- beziehungsweise Kapitalbausteine zur Anwendung kommen. 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. Zusätzliches inländisches Planvermögen wird von kleineren inländischen Pensionskassen gehalten.

Lediglich bei den Pensionskassen und für die aus der VKE i. L. in das CTA überführten Deckungsmittel bestehen regulatorische oder daran angelehnte vertragliche 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 neu 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 in begrenztem Umfang eine Inflationsanpassung der Rentenzahlung.

Das Planvermögen in Großbritannien wird im Rahmen eines Pension Trusts treuhänderisch verwaltet. Die Treuhänder werden durch die Mitglieder des Plans gewählt beziehungsweise durch das Unternehmen ernannt. Sie sind in dieser Funktion insbesondere für die Anlage des Planvermögens verantwortlich.

Die britische Regulierungsbehörde schreibt vor, dass alle drei Jahre eine sogenannte technische Bewertung des Finanzierungsstatus 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 abgeschlossene technische Bewertung erfolgte zum Stichtag 31. März 2015 und ergab ein technisches Finanzierungsdefizit von 967 Mio €. Im Rahmen des vereinbarten Deficit-Repair-Plans sind jährliche Zahlungen von 65 Mio € an den Pension Trust bis einschließlich 2026 vorgesehen. Die Neubewertung des technischen Finanzierungsstatus erfolgt mit Bewertungstichtag 31. März 2018. 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 Schweden, Rumänien, Tschechien, Italien und in den USA sind jedoch aus Konzernsicht von untergeordneter Bedeutung.

Darstellung des Verpflichtungsumfangs

Die leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen, gemessen am Anwartschaftsbarwert, haben sich wie folgt entwickelt:

Entwicklung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Verpflichtungen

in Mio €	2018				2017			
	Gesamt	Deutsch-land	Großbri-tannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutsch-land	Großbri-tannien	Übrige Länder
Stand Anwartschaftsbarwert zum 1. Januar	15.713	9.979	5.690	44	16.392	10.412	5.933	47
Dienstzeitaufwand für die im Geschäftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche	135	84	50	1	150	89	60	1
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand	-150	9	-159	-	46	36	10	-
Gewinne (-)/Verluste (+) aus Planabgeltungen	-	-	-	-	-	-	-	-
Zinsaufwand auf den Barwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen	358	206	151	1	379	213	165	1
Neubewertungen	-66	298	-362	-2	-48	-61	11	2
Versicherungsmathematische Gewinne (-)/Verluste (+) aufgrund der Veränderung der demografischen Annahmen	-47	98	-145	-	-122	-	-121	-1
Versicherungsmathematische Gewinne (-)/Verluste (+) aufgrund der Veränderung der finanziellen Annahmen	-11	158	-167	-2	205	-	202	3
Versicherungsmathematische Gewinne (-)/Verluste (+) aufgrund erfahrungsbedingter Anpassungen	-8	42	-50	-	-131	-61	-70	-
Mitarbeiterbeiträge	-	-	-	-	-	-	-	-
Leistungszahlungen	-663	-410	-250	-3	-684	-420	-259	-5
Veränderungen Konsolidierungskreis	58	57	-	1	2	2	-	-
Währungsunterschiede	-40	-	-40	-	-209	-	-207	-2
Sonstige	-44	-43	-	-1	-315	-292	-23	-
Stand Anwartschaftsbarwert zum 31. Dezember	15.301	10.180	5.080	41	15.713	9.979	5.690	44

Die in der Tabelle zur Entwicklung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Verpflichtungen dargestellten saldierten versicherungsmathematischen Gewinne sind auf einen Anstieg des in Großbritannien verwendeten Rechnungszinssatzes sowie die Berücksichtigung aktualisierter Sterbetafeln in der Berechnung der für Großbritannien ausgewiesenen Pensionsverpflichtungen zurückzuführen. Größtenteils gegenläufig wirken in Deutschland versicherungsmathematische Verluste, die aus der Ermittlung der inländischen Pensionsverpflichtungen auf Basis eines gesunkenen Rechnungszinssatzes und neuer Sterbetafeln resultieren.

Die versicherungsmathematischen Annahmen zur Bewertung der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und zur Berechnung der Netto-Pensionsaufwendungen bei den Konzerngesellschaften in Deutschland und Großbritannien lauten zum Bilanzstichtag wie folgt:

Versicherungsmathematische Annahmen

in Prozent	31. Dezember		
	2018	2017	2016
Rechnungszinssatz			
Deutschland	2,00	2,10	2,10
Großbritannien	2,90	2,70	2,90
Gehaltstrend			
Deutschland	2,50	2,50	2,50
Großbritannien	2,00	3,40	3,40
Rententrend			
Deutschland ¹	1,75	1,75	1,75
Großbritannien	3,20	3,20	3,20

1 Der Rententrend für Deutschland gilt für Anspruchsberechtigte, die nicht einer vereinbarten Garantienanpassung unterliegen.

Die im E.ON-Konzern verwendeten Rechnungszinssätze basieren auf den währungsspezifischen, zum Bilanzstichtag ermittelten Renditen hochwertiger Unternehmensanleihen mit einer der durchschnittlichen Laufzeit der jeweiligen Verpflichtung entsprechenden Duration.

Für die bilanzielle Bewertung der betrieblichen Pensionsverpflichtungen im E.ON-Konzern wurden als biometrische Rechnungsgrundlagen jeweils die länderspezifisch anerkannten und auf einem aktuellen Stand befindlichen Sterbetafeln verwendet:

Versicherungsmathematische Annahmen (Sterbetafeln)

Deutschland	Richttafeln 2018 G von Heubeck aus dem Jahr 2018
Großbritannien	Standardsterblichkeitstafeln „S2“ unter Verwendung des Projektionsmodells CMI 2017 für künftige Sterblichkeitsverbesserungen

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 2018		31. Dezember 2017	
Veränderung des Rechnungszinssatzes um (Basispunkte)	+50	-50	+50	-50
Veränderung in Prozent	-7,35	8,34	-7,77	8,69
Veränderung des Gehaltstrends um (Basispunkte)	+25	-25	+25	-25
Veränderung in Prozent	0,25	-0,24	0,33	-0,32
Veränderung des Rententrends um (Basispunkte)	+25	-25	+25	-25
Veränderung in Prozent	1,72	-1,66	1,89	-1,85
Veränderung der Sterbewahrscheinlichkeit um (Prozent)	+10	-10	+10	-10
Veränderung in Prozent	-3,16	3,54	-3,14	3,51

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 2018 würde sich die Lebenserwartung eines 63-jährigen männlichen E.ON-Rentners bei einer 10-prozentigen Reduzierung der Sterbewahrscheinlichkeit um ungefähr ein Jahr erhöhen.

Die Berechnung der angegebenen Sensitivitäten erfolgt auf Basis derselben Verfahrensweise und derselben Bewertungsprämissen, die auch zur Ermittlung des Barwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen angewendet werden.

Wird zur Berechnung der Sensitivität der Ergebnisse gegenüber Änderungen eines versicherungsmathematischen Bewertungsparameters dieser entsprechend geändert, werden alle übrigen Bewertungsparameter unverändert in die Berechnung einbezogen.

Bei der Berücksichtigung der Sensitivitäten ist zu beachten, dass bei gleichzeitiger Veränderung mehrerer Bewertungsannahmen die Veränderung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen nicht zwingend als kumulierter Effekt gemäß den Einzelsensitivitäten zu ermitteln ist.

Darstellung des Planvermögens und der Anlagepolitik

Die leistungsorientierten Versorgungszusagen werden durch zweckgebundene Vermögenswerte (Planvermögen) in eigens dafür errichteten und vom Unternehmen rechtlich separierten Pensionsvehikeln ausfinanziert. Der Fair Value dieses Planvermögens entwickelte sich wie folgt:

Entwicklung des Fair Values des Planvermögens

in Mio €	2018				2017			
	Gesamt	Deutsch-land	Groß-britannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutsch-land	Großbri-tannien	Übrige Länder
Fair Value des Planvermögens, Stand zum 1. Januar	12.093	6.945	5.137	11	12.383	7.073	5.299	11
Zinsertrag auf das Planvermögen	296	158	138	–	297	148	149	–
Neubewertungen	-554	-318	-236	–	268	247	20	1
<i>Erfolgsneutrale Erträge (+)/ Aufwendungen (-) aus dem Planvermögen ohne Beträge, die im Zinsertrag auf das Planvermögen enthalten sind</i>	-554	-318	-236	–	268	247	20	1
Mitarbeiterbeiträge	–	–	–	–	–	–	–	–
Arbeitgeberbeiträge	937	807	130	–	195	61	134	–
Leistungszahlungen	-657	-406	-250	-1	-668	-408	-259	-1
Veränderungen Konsolidierungskreis	9	9	–	–	–	–	–	–
Währungsunterschiede	-39	–	-39	–	-186	–	-186	–
Sonstige	-31	-31	–	–	-196	-176	-20	–
Fair Value des Planvermögens, Stand zum 31. Dezember	12.054	7.164	4.880	10	12.093	6.945	5.137	11

Das Planvermögen enthält nahezu keine selbst genutzten Immobilien oder Aktien und 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 2018				31. Dezember 2017			
	Gesamt	Deutsch-land	Groß-britannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutsch-land	Groß-britannien	Übrige Länder
Im aktiven Markt gelistetes Planvermögen								
Eigenkapitaltitel (Aktien)	17	19	14	–	18	22	13	–
Fremdkapitaltitel ¹	46	45	49	–	51	47	55	–
davon Staatsanleihen	34	26	47	–	35	27	46	–
davon Unternehmensanleihen	8	12	2	–	11	13	9	–
Andere Investmentfonds	18	6	34	–	16	6	30	–
Summe	81	70	97	–	85	75	98	–
Nicht im aktiven Markt gelistetes Planvermögen								
Nicht börsengehandelte Eigenkapitaltitel	5	6	3	–	4	6	2	–
Fremdkapitaltitel	–	–	–	–	1	2	–	–
Immobilien	7	11	–	–	4	6	–	–
Qualifizierte Versicherungsverträge	–	–	–	100	2	4	–	100
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	5	9	–	–	2	3	–	–
Sonstige	2	4	–	–	2	4	–	–
Summe	19	30	3	100	15	25	2	100
Gesamt	100	100	100	100	100	100	100	100

1 In Deutschland sind 7 Prozent (2017: 7 Prozent) 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 Erhöhung der Netto-Verbindlichkeit beziehungsweise eine Verschlechterung 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. Um den Finanzierungsstatus des E.ON-Konzerns positiv zu beeinflussen, wird ein Teil des Planvermögens zudem diversifiziert in Anlageklassen investiert, die langfristig eine Überrendite im Vergleich zu festverzinslichen Anleihen und dem Rechnungszinssatz 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 enthalten ist, setzt sich wie folgt zusammen:

Gesamtaufwand der leistungsorientierten Versorgungszusagen

in Mio €	2018				2017			
	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
Dienstzeitaufwand für die im Geschäftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche	133	82	50	1	148	87	60	1
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand	-150	9	-159	-	46	36	10	-
Gewinne (-)/Verluste (+) aus Planabgeltungen	-	-	-	-	-	-	-	-
Netto-Zinsaufwand (+)/-Zinsertrag (-) auf die Netto-Verbindlichkeit/den Netto-Vermögenswert aus leistungsorientierten Versorgungsplänen	62	48	13	1	82	65	16	1
Summe	45	139	-96	2	276	188	86	2

Der negative nachzuverrechnende Dienstzeitaufwand resultiert aus einer Anpassung der Pensionspläne in Großbritannien. Teilweise gegenläufig wirken nachzuverrechnende Dienstzeitaufwendungen aus Effekten im Zusammenhang mit Restrukturierungsmaßnahmen in Deutschland.

Zusätzlich zum Gesamtaufwand für leistungsorientierte Versorgungszusagen wurden im Jahr 2018 für ausschließlich beitragsorientierte Versorgungszusagen fest vereinbarte Beitragszahlungen an externe Versorgungsträger und ähnliche Dienstleister in Höhe von 59 Mio € (2017: 56 Mio €) geleistet.

Die Beiträge zu staatlichen Plänen betragen 0,2 Mrd € (2017: 0,2 Mrd €).

Darstellung der Beitrags- und Versorgungszahlungen

Im Jahr 2018 wurden zur Finanzierung der bestehenden leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen Arbeitgeberbeiträge in das Planvermögen in Höhe von 937 Mio € (2017: 195 Mio €) geleistet. In den geleisteten Arbeitgeberbeiträgen ist der einmalige Effekt der Übertragung des Vermögens der VKE i. L. in das CTA für die betroffenen inländischen Konzerngesellschaften enthalten.

Für das folgende Geschäftsjahr werden insbesondere für die Finanzierung bestehender und neu entstandener Versorgungsanwartschaften konzernweit Arbeitgeberbeitragszahlungen in Höhe von 258 Mio € erwartet.

Im Jahr 2018 erfolgten Leistungszahlungen für die Erfüllung von leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen in Höhe von 663 Mio € (2017: 684 Mio €), wovon Auszahlungen in Höhe von 6 Mio € (2017: 16 Mio €) nicht aus dem Planvermögen erfolgten.

Für die zum 31. Dezember 2018 bestehenden leistungsorientierten Versorgungszusagen werden für die nächsten zehn Jahre folgende Leistungszahlungen prognostiziert:

Erwartete Leistungszahlungen

in Mio €	Gesamt	Deutsch-land	Groß-britannien	Übrige Länder
2019	648	421	225	2
2020	643	430	211	2
2021	651	434	215	2
2022	658	438	218	2
2023	678	456	220	2
2024–2028	3.413	2.273	1.127	13
Gesamt	6.691	4.452	2.216	23

Die gewichtete durchschnittliche Laufzeit (Duration) der im E.ON-Konzern bewerteten leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen beträgt zum 31. Dezember 2018 18,2 Jahre (2017: 19,7 Jahre).

Darstellung der Netto-Verbindlichkeit

Die bilanzierte Netto-Verbindlichkeit 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 Netto-Verbindlichkeit aus leistungsorientierten Versorgungsplänen

in Mio €	2018				2017			
	Gesamt	Deutsch-land	Groß-britannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutsch-land	Groß-britannien	Übrige Länder
Stand Netto-Verbindlichkeit zum 1. Januar	3.620	3.034	553	33	4.009	3.339	634	36
Gesamtaufwand der leistungsorientierten Versorgungszusagen	47	141	-96	2	278	190	86	2
Veränderungen aus den Neubewertungen	488	616	-126	-2	-316	-308	-9	1
Arbeitgeberbeiträge zum Planvermögen	-937	-807	-130	–	-195	-61	-134	–
Netto-Leistungszahlungen	-6	-4	–	-2	-16	-12	–	-4
Veränderungen Konsolidierungskreis	49	48	–	1	2	2	–	–
Währungsunterschiede	-1	–	-1	–	-23	–	-21	-2
Sonstige	-13	-12	–	-1	-119	-116	-3	–
Stand Netto-Verbindlichkeit zum 31. Dezember	3.247	3.016	200	31	3.620	3.034	553	33

(25) Übrige Rückstellungen

Die übrigen Rückstellungen setzen sich wie folgt zusammen:

Übrige Rückstellungen

in Mio €	31. Dezember 2018		31. Dezember 2017	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	425	9.463	408	10.047
Verpflichtungen im Personalbereich	97	830	135	950
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen	15	637	28	1.190
Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen	5	28	7	30
Absatzmarktorientierte Verpflichtungen	185	71	203	58
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen	28	492	29	478
Sonstige	1.362	938	1.231	1.628
Summe	2.117	12.459	2.041	14.381

Nachfolgend wird die Entwicklung der übrigen Rückstellungen dargestellt:

Entwicklung der übrigen Rückstellungen

in Mio €	Stand zum 1. Januar 2018	Wäh- rungs- unter- schiede	Verände- rungen Konsoli- dierungs- kreis	Auf- zinsung	Zuführung	Inan- spruch- nahme	Um- buchung	Auflösung	Schät- zungs- ände- rungen	Stand zum 31. Dezember 2018
Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	10.455	-	-739	58	43	-308	-	-	379	9.888
Verpflichtungen im Personalbereich	1.085	-1	-	5	159	-213	-15	-93	-	927
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen	1.218	2	-596	8	4	-9	-	-2	27	652
Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen	37	-	-	-	7	-7	-	-4	-	33
Absatzmarktorientierte Verpflichtungen	261	-1	-	-	50	-24	-	-30	-	256
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen	507	-	-	2	46	-25	-	-10	-	520
Sonstige	2.859	-6	-51	82	1.445	-1.297	23	-755	-	2.300
Summe	16.422	-6	-1.386	155	1.754	-1.883	8	-894	406	14.576

Die Aufzinsung im Rahmen der Rückstellungsverwicklung ist im Finanzergebnis (vergleiche Textziffer 9) enthalten. Die Rückstellungsbeträge sind entsprechend den Laufzeiten mit Zinssätzen zwischen 0 und 3,29 Prozent diskontiert.

Zum 31. Dezember 2018 entfallen die Rückstellungen mit Bezug auf die Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich ausschließlich auf Deutschland, die übrigen Rückstellungen beziehen sich im Wesentlichen auf die Länder des Euroraums und Großbritannien.

Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich

Die Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich zum 31. Dezember 2018 beinhalten ausschließlich Verpflichtungen aus deutschen Kernenergieaktivitäten in Höhe von 9,9 Mrd €.

Die auf atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich beinhalten unter Bezugnahme auf Gutachten, externe und interne Kosten-schätzungen, vertragliche Vereinbarungen sowie die ergänzenden Vorgaben des Entsorgungsfondsgesetzes und des Entsorgungs-übergangsgesetzes sämtliche nuklearen Verpflichtungen für die Entsorgung von abgebrannten Brennelementen, schwach radio-aktiven Betriebsabfällen sowie die Stilllegung und den Rückbau der nuklearen Kraftwerksanlage.

Die in den Rückstellungen erfassten Stilllegungsverpflichtungen umfassen die erwarteten Kosten des Nach- beziehungsweise Restbetriebs der Anlage, der Demontage sowie der Beseitigung und Entsorgung der nuklearen Bestandteile des Kernkraftwerks.

Ebenfalls beinhalten die Rückstellungen im Rahmen der Entsorgung von Brennelementen und Betriebsabfällen die vertrags-gemäßen Kosten zum einen für die Restabwicklung der Wieder-aufarbeitung und die damit verbundene Rückführung von Abfällen in ein Zwischenlager und zum anderen die anfallenden Kosten für die fachgerechte Verpackung einschließlich der erforderlichen Zwischenlagerbehälter sowie die Kosten für den Transport zu einem Zwischenlager.

Die den Rückstellungen zugrunde liegenden Kostenansätze werden jährlich unter Bezugnahme auf externe Sachverständigen-gutachten beziehungsweise -analysen aktualisiert, sofern den Kostenansätzen nicht vertragliche Vereinbarungen zugrunde liegen. Bei der Bemessung der Rückstellungen wurden die Ände-rungen des Atomgesetzes vom 6. August 2011 und die damit verbundene vorzeitige Außerbetriebnahme einzelner Kernkraft-werke sowie das im Juni 2017 in Kraft getretene Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung berücksichtigt. E.ON ist damit hinsichtlich der finanziellen Verantwortung für die Zwischen- und Endlagerung abschließend enthaftet und bildet für die Kosten der Zwischen- und Endlage-rung dementsprechend keine Rückstellungen mehr.

Nachfolgend sind die Rückstellungspositionen nach Abzug geleisteter Anzahlungen nach technischen Kriterien gegliedert:

Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich in Deutschland abzüglich geleisteter Anzahlungen

in Mio €	31. Dezember	
	2018	2017
Stilllegung und Rückbau	8.404	8.872
Behälter, Transporte, Betriebsabfälle, Sonstiges	1.484	1.583
Summe	9.888	10.455

Die Rückstellungen werden, sofern langfristig, mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag bewertet.

Aufgrund der 2017 übergegangenen Verantwortung, insbesondere der Zwischen- und Endlagerkosten, ist eine wesentliche Verkürzung der Laufzeit der Entsorgungsverpflichtung zu ver-zeichnen. Für den bei E.ON verbleibenden Teil der Entsorgungs-verpflichtungen kommt ein risikoloser Diskontierungszinssatz von im Durchschnitt rund 0,4 Prozent zum Tragen (Vorjahr: 0,6 Prozent). Korrespondierend wurde eine grundsätzlich anwend-bare Kostensteigerungsrate auf die bei E.ON verbleibenden Ent-sorgungsverpflichtungen von 2,0 Prozent p. a. angewandt (Vorjahr: 1,5 Prozent), entsprechend einem Nettozins von -1,6 Prozent (Vorjahr: -0,9 Prozent). Eine Veränderung des Nettozinses um 0,1 Prozentpunkte würde zu einer Veränderung des bilanzierten Rückstellungsbetrags um etwa 0,1 Mrd € führen.

Hinsichtlich der zur Abgabe an RWE bestimmten Kernenergie-aktivitäten werden Rückstellungen in Höhe von 739 Mio € als zur Veräußerung geführte Verpflichtungen ausgewiesen.

Ohne Berücksichtigung von Diskontierungs- und Kostensteige-rungseffekten belief sich der Verpflichtungsbetrag für die bei E.ON verbleibenden Entsorgungsverpflichtungen auf 8.516 Mio € mit einem mittleren Zahlungsziel von etwa 9 Jahren. Der in die wirtschaftliche Netto-Verschuldung einfließende Betrag beläuft sich auf 9.147 Mio € und enthält auch den Verpflichtungs-betrag für die zur Abgabe an RWE bestimmten Entsorgungs-verpflichtungen.

Für die verbleibenden Kernenergieaktivitäten ergaben sich im Jahr 2018 Schätzungsänderungen in Höhe von 379 Mio € (2017: -603 Mio €). Sie beinhalten im Wesentlichen die Effekte aus der Erhöhung der Kostensteigerungsrate, der Verringerung des Diskontierungszinssatzes und gegenläufig aus der weiteren Umsetzung der Optimierung von Stilllegung und Entsorgung der Kernkraftwerke. Die Inanspruchnahmen beliefen sich auf 308 Mio € (2017: 237 Mio €). Davon beziehen sich 220 Mio € (2017: 166 Mio €) auf im Rückbau beziehungsweise Nichtleistungsbetrieb befindliche Kernkraftwerke, denen Sachverhalte zugrunde lagen, für die Stilllegungs- und Rückbaukosten aktiviert waren.

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 regenerative Kraftwerksanlagen und Infrastruktureinrichtungen. Darüber hinaus werden hier die Rückstellungen für den Rückbau der konventionellen Anlagenteile im Kernenergiebereich auf Basis zivilrechtlicher Vereinbarungen oder öffentlich-rechtlicher Auflagen in Höhe von 440 Mio € (2017: 437 Mio €) berücksichtigt. Ohne Berücksichtigung von Diskontierungs- und Kostensteigerungseffekten belief sich der Verpflichtungsbetrag für diese Entsorgungsverpflichtungen auf 329 Mio €. Der in die wirtschaftliche Netto-Verschuldung einfließende Betrag beläuft sich auf 352 Mio € und enthält auch den Verpflichtungsbetrag für die zur Abgabe an RWE bestimmten Entsorgungsverpflichtungen. Der Rückgang bei den sonstigen Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen resultierte im Wesentlichen aus der Umgliederung nicht fortgeführter Aktivitäten im Segment Erneuerbare Energien.

Der in der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung ausgewiesene Betrag für sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen ohne Rückstellungen für den Rückbau der konventionellen Anlagenteile im Kernenergiebereich beträgt 789 Mio €. Dieser Betrag berücksichtigt auch die Rückstellungen der nicht fortgeführten Aktivitäten im Bereich der Erneuerbaren Energien.

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 und aus schwebenden Verkaufskontrakten sowie aus ausstehenden Zählerablesungen.

Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen

Die Rückstellungen für Umweltschutzmaßnahmen betreffen vor allem Sanierungsmaßnahmen sowie die Beseitigung von Altlasten.

Sonstige

Die sonstigen Rückstellungen beinhalten zu einem wesentlichen Teil Rückstellungen aus dem Strom- und Gasgeschäft. Hierzu zählen mit 0,3 Mrd € unter anderem Rückstellungen für sogenannte Renewables Obligation Certificates (ROCs), die im Segment Kundenlösungen Großbritannien einen bedeutenden Mechanismus zur Förderung Erneuerbarer Energien darstellen. Die ROCs repräsentieren einen festgelegten Anteil Erneuerbarer Energien am Stromabsatz und können entweder durch Bezug aus erneuerbaren Quellen oder am Markt erworben werden. Im Rahmen einer zwölfmonatigen ROC-Periode werden die hierzu zurückgestellten Verpflichtungen mit den erworbenen Zertifikaten verrechnet und in Anspruch genommen. Darüber hinaus sind hier bestimmte Rekultivierungs- und Sanierungsverpflichtungen von Vorgängergesellschaften (0,3 Mrd €) sowie mögliche Verpflichtungen aus steuerlich bedingtem Zinsaufwand und sonstigen Steuern enthalten.

(26) Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten setzen sich wie folgt zusammen:

Verbindlichkeiten

in Mio €	31. Dezember 2018		31. Dezember 2017	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Finanzverbindlichkeiten	1.563	8.323	3.099	9.922
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.660	–	1.800	–
Investitionszuschüsse	8	95	17	230
Baukostenzuschüsse von Energieabnehmern	248	1.898	194	1.705
Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten	427	1.986	817	2.139
Erhaltene Anzahlungen	82	–	50	1
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	5.212	527	5.221	615
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	7.637	4.506	8.099	4.690
Summe	9.200	12.829	11.198	14.612

Finanzverbindlichkeiten

In der folgenden Tabelle wird die Entwicklung der Finanzverbindlichkeiten im Geschäftsjahr 2018 dargestellt:

Finanzverbindlichkeiten

in Mio €	1. Jan. 2018	Zahlungsströme	Währungsunterschiede	Veränderung Konsolidierungskreis	Sonstige	31. Dez. 2018
Anleihen	10.641	-1.460	-223	–	–	8.958
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	116	24	–	–	-2	138
Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing	357	-53	–	–	23	327
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.907	-367	-3	-1.096	22	463
Finanzverbindlichkeiten	13.021	-1.856	-226	-1.096	43	9.886

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten beinhalten unter anderem erhaltene Sicherheiten mit einem Fair Value von 20 Mio € (2017: 56 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 50 Mio € (2017: 370 Mio €) sowie Finanzgarantien in Höhe von 8 Mio € (2017: 8 Mio €) enthalten. Ebenfalls enthalten sind erhaltene Sicherheitsleistungen im Zusammenhang mit Lieferungen und Leistungen in Höhe von 22 Mio € (2017: 21 Mio €). E.ON kann diese erhaltenen Sicherheiten uneingeschränkt nutzen.

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 als Covenants (vertragliche Verpflichtungen) im Wesentlichen Change-of-Control-Klauseln (Kündigungsrechte bei Eigentümerwechsel), Negative-Pledge-Klauseln (Negativerklärungen), Pari-passu-Klauseln (Gleichrangerklärungen) sowie Cross-Default-Klauseln (Kündigungs-klauseln 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 €

Ein Debt-Issuance-Programm vereinfacht die zeitlich flexible Emission von Schuldtiteln in Form von öffentlichen und privaten Platzierungen an Investoren. Das Debt-Issuance-Programm der E.ON SE wurde zuletzt im April 2018 mit einem Programmrahmen von insgesamt 35 Mrd € erneuert. Die E.ON SE strebt im Jahr 2019 eine Erneuerung des Programms an.

Zum Jahresende 2018 standen folgende Anleihen der E.ON SE und EIF aus:

Wesentliche Anleihen der E.ON SE und der E.ON International Finance B.V.¹

Volumen in jeweiliger Währung	Anfängliche Laufzeit	Fälligkeit	Kupon
850 Mio GBP ³	12 Jahre	Okt 2019	6,000 %
1.400 Mio EUR ⁴	12 Jahre	Mai 2020	5,750 %
750 Mio EUR	4 Jahre	Aug 2021	0,375 %
500 Mio EUR	7 Jahre	Mai 2024	0,875 %
750 Mio EUR	12 Jahre	Mai 2029	1,625 %
975 Mio GBP ⁵	30 Jahre	Jun 2032	6,375 %
900 Mio GBP	30 Jahre	Okt 2037	5,875 %
1.000 Mio USD ²	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 USD-Anleihe unter Rule 144A/Regulation S, die ungelistet ist.

² Anleihe unter Rule 144A/Regulation S.

³ Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 600 Mio GBP auf 850 Mio GBP.

⁴ Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 1.000 Mio EUR auf 1.400 Mio EUR.

⁵ Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 850 Mio GBP auf 975 Mio GBP.

Zusätzlich ausstehend waren zum 31. Dezember 2018 Privatplatzierungen im Gesamtvolumen von rund 0,9 Mrd € (2017: 0,9 Mrd €) sowie Schuldscheindarlehen im Gesamtvolumen von rund 0,1 Mrd € (2017: 0,4 Mrd €).

Revolvierende syndizierte Kreditlinie über 2,75 Mrd €

Mit Wirkung zum 13. November 2017 hat E.ON eine syndizierte Kreditlinie mit einem Volumen von 2,75 Mrd € und einer Laufzeit von fünf Jahren – zuzüglich zweier Optionen zur Verlängerung

um jeweils ein weiteres Jahr – abgeschlossen. Die erste Option zur Verlängerung der Kreditlinie um ein weiteres Jahr wurde im November 2018 ausgeübt. Die Kreditlinie wird von 18 Banken zur Verfügung gestellt, die E.ONs Kernbankengruppe bilden. Die Kreditlinie ist nicht gezogen worden, sondern dient vielmehr als verlässliche und nachhaltige Liquiditätsreserve des Konzerns, unter anderem auch als Backup-Linie für die Commercial-Paper-Programme.

Akquisitionsfinanzierung über 1,75 Mrd €

Zur Finanzierung des freiwilligen öffentlichen Übernahmeangebots für die Aktien der innogy SE hat E.ON eine Akquisitionsfinanzierung über ursprünglich 5 Mrd € abgeschlossen. Diese stellt die Finanzierung des Erwerbs von innogy-Aktien sicher, die nicht im Eigentum von RWE liegen. Unter Berücksichtigung der Annahmequote des freiwilligen öffentlichen Übernahmeangebots hat E.ON die Akquisitionsfinanzierung auf 1,75 Mrd € reduziert.

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 2018 standen wie im Vorjahr sowohl unter dem Euro-Commercial-Paper-Programm als auch unter dem US-Commercial-Paper-Programm keine Commercial Paper aus.

Commercial-Paper-Programme über 10 Mrd € und 10 Mrd US-\$

Das Euro-Commercial-Paper-Programm über 10 Mrd € ermöglicht es 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

Die Fälligkeiten der Anleiheverbindlichkeiten der E.ON SE und der EIF (mit 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 und der E.ON International Finance B.V.

in Mio €	Summe	Fälligkeit in 2018	Fälligkeit in 2019	Fälligkeit in 2020	Fälligkeit in 2021	Fälligkeit in 2022	Fälligkeit in 2023 bis 2029	Fälligkeit nach 2029
31. Dezember 2018	9.618	–	1.218	1.400	750	100	1.689	4.461
31. Dezember 2017	11.298	1.703	1.221	1.400	750	100	1.689	4.435

Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten

Die Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten setzen sich wie folgt zusammen:

Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten zum 31. Dezember

in Mio €	Anleihen		Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten		Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing		Sonstige Finanz- verbindlichkeiten		Finanz- verbindlichkeiten	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Energienetze	–	–	59	49	302	270	74	367	435	686
Deutschland	–	–	59	49	302	270	74	367	435	686
Schweden	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Zentraleuropa Ost/Türkei	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Kundenlösungen	–	–	59	9	25	21	80	51	164	81
Deutschland	–	–	–	2	–	1	3	–	3	3
Großbritannien	–	–	–	–	–	–	31	–	31	–
Sonstige	–	–	59	7	25	20	46	51	130	78
Erneuerbare Energien	–	–	–	2	–	–	–	639	–	641
Nicht-Kerngeschäft	–	–	–	–	–	3	99	304	99	307
Konzernleitung/Sonstiges	8.958	10.641	20	56	–	63	210	546	9.188	11.306
E.ON-Konzern	8.958	10.641	138	116	327	357	463	1.907	9.886	13.021

Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen beliefen sich zum 31. Dezember 2018 auf 1.660 Mio € (2017: 1.800 Mio €).

Investitionszuschüsse in Höhe von 103 Mio € (2017: 247 Mio €) sind noch nicht erfolgswirksam vereinnahmt worden. Die bezuschussten Vermögenswerte verbleiben im Eigentum des E.ON-Konzerns. Diese Zuschüsse sind nicht rückzahlbar. Analog zum Abschreibungsverlauf wird ihre Auflösung in den sonstigen betrieblichen Erträgen erfasst.

Die Baukostenzuschüsse in Höhe von 2.146 Mio € (2017: 1.899 Mio €) wurden von Kunden gemäß den allgemein verbindlichen Bedingungen für die Errichtung neuer Strom- und Gasanschlüsse gezahlt und stellen vertragliche Verbindlichkeiten unter IFRS 15 dar. Hierin enthalten sind Netzanschlussgebühren in Höhe von 200 Mio €, die mit der Implementierung

von IFRS 15 aufgrund der Realisierung über einen bestimmten Zeitraum erstmals als vertragliche Verbindlichkeiten erfasst wurden. Alle diese Zuschüsse sind branchenüblich, in der Regel nicht rückzahlbar und werden grundsätzlich entsprechend der Nutzungsdauer ergebniserhöhend aufgelöst und den Umsatzerlösen in Höhe von 262 Mio € zugerechnet.

Die übrigen betrieblichen Verbindlichkeiten umfassen im Wesentlichen abgegrenzte Schulden in Höhe von 3.700 Mio € (2017: 3.444 Mio €) und Zinsverpflichtungen in Höhe von 360 Mio € (2017: 451 Mio €). Darüber hinaus sind in den übrigen betrieblichen Verbindlichkeiten die fortgeführten Stillhalterverpflichtungen für den Erwerb zusätzlicher Anteile an bereits konsolidierten Tochterunternehmen 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 289 Mio € (2017: 360 Mio €) enthalten.

(27) Eventualverbindlichkeiten und sonstige finanzielle Verpflichtungen

E.ON ist im Rahmen der Geschäftstätigkeit Eventualverbindlichkeiten 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.

Eventualverbindlichkeiten

Die Eventualverbindlichkeiten des E.ON-Konzerns belaufen sich zum 31. Dezember 2018 auf einen beizulegenden Zeitwert von 0,54 Mrd € und beinhalten im Wesentlichen Eventualverbindlichkeiten im Zusammenhang mit Haftungsverhältnissen sowie möglichen langfristigen Rekultivierungs- und Sanierungsmaßnahmen.

E.ON hat direkte und indirekte Garantien gegenüber Konzernfremden gewährt, die bei Eintritt bestimmter Ereignisse Zahlungsverpflichtungen auslösen können. Diese beinhalten vor allem Finanz- und Gewährleistungsgarantien.

Darüber hinaus hat E.ON Freistellungsvereinbarungen abgeschlossen. Diese sind in der Regel Bestandteil von Vereinbarungen über den Verkauf von Beteiligungen und betreffen vor allem die im Rahmen solcher Transaktionen üblichen Zusagen und Gewährleistungen in Bezug auf Haftungsrisiken für Umweltschäden sowie mögliche steuerliche Risiken. 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 oder Rechtsvorgängern 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, Personenhandels-gesellschaften 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, 44,6 Prozent zum 31. Dezember 2018 (Vorjahr: 42,0 Prozent) und 46,8 Prozent ab dem 1. Januar 2019. Die Liquiditätsvorsorge ist ausreichend und im Liquiditätsplan berücksichtigt.

Darüber hinaus begibt E.ON zum 31. Dezember 2018 noch Sicherheiten in Höhe von 1,8 Mrd € für ehemalige Konzerngesellschaften, welche zukünftig durch die Gesellschaften der Uniper-Gruppe weitgehend abgelöst beziehungsweise übernommen werden. Die anteilmäßig höchste Zahlungsgarantie wurde für die Uniper Energy Storage GmbH in Höhe von 0,9 Mrd € begeben. Darüber hinaus sind Garantien im Zusammenhang mit den schwedischen Kernkraftaktivitäten enthalten. Die Übertragung dieser Garantien und Verpflichtungen von E.ON zu Uniper wird im ersten Quartal 2019 erfolgen.

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 2018 besteht ein Bestellobligo für Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen in Höhe von 0,8 Mrd € (2017: 1,1 Mrd €). Von diesen Verpflichtungen sind 0,6 Mrd € innerhalb eines Jahres fällig. Im dem Bestellobligo sind

vor allem finanzielle Verpflichtungen für noch nicht vollzogene Investitionen, insbesondere in den Segmenten Energienetze Deutschland und Schweden, enthalten. Diese Verpflichtungen belaufen sich am 31. Dezember 2018 auf 0,7 Mrd €.

Weitere langfristige vertragliche Verpflichtungen bestehen im E.ON-Konzern zum 31. Dezember 2018 im Wesentlichen zur Abnahme von Strom und Gas. Die vertraglichen Verpflichtungen zur Stromabnahme bestehen zum 31. Dezember 2018 in Höhe von 4,0 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 2,8 Mrd €). Die finanziellen Verpflichtungen aus den Gasabnahmeverträgen belaufen sich am 31. Dezember 2018 auf rund 2,9 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 1,4 Mrd €). Weitere Abnahmeverpflichtungen bestehen zum 31. Dezember 2018 in Höhe von 0,6 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 0,1 Mrd €). Sie enthalten im Wesentlichen langfristige vertragliche Verpflichtungen zur Abnahme von Wärme und Ersatzbrennstoffen.

Darüber hinaus resultieren finanzielle Verpflichtungen aus Miet-, Pacht- und Operating-Lease-Verträgen. Die Fälligkeit der entsprechenden Mindestleasingzahlungen stellt sich wie folgt dar:

E.ON als Leasingnehmer – Operating Lease

in Mio €	Mindestleasingzahlungen	
	2018	2017
Fälligkeit bis 1 Jahr	109	107
Fälligkeit 1–5 Jahre	295	262
Fälligkeit über 5 Jahre	181	81
Summe	585	450

Die in der Gewinn- und Verlustrechnung erfassten Aufwendungen aus diesen Leasingvereinbarungen betragen 125 Mio € (2017: 115 Mio €). Hierin sind die bedingten Mietzahlungen enthalten.

Darüber hinaus bestehen zum 31. Dezember 2018 weitere finanzielle Verpflichtungen in Höhe von rund 3,3 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 2,6 Mrd €). Sie enthalten unter anderem finanzielle Verpflichtungen aus zu beziehenden Dienstleistungen, Kapitalverpflichtungen aus Joint Ventures, Verpflichtungen zum Erwerb von als Finanzanlagen gehaltenen Immobilienfonds sowie Kapitalmaßnahmen. Ferner enthalten ist die finanzielle Verpflichtung aus dem freiwilligen öffentlichen Übernahmeangebot für die Aktien der innogy SE in Höhe von 1,9 Mrd €, das ein schwebendes Geschäft darstellt.

(28) Schwebende Rechtsstreitigkeiten und Schadensersatzansprüche

Gegen Konzernunternehmen sind verschiedene gerichtliche Prozesse, 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 Strom- und Gasbereich sowie wegen Preiserhöhungen und marktmissbräuchlichen Verhaltens.

Im Bereich der Energienetze führen Konzernunternehmen Verfahren zu Konzessionsvergaben, der Insolvenz von Energielieferanten sowie im Zusammenhang mit Netzanschlüssen und Netzentgeltberechnungen. Im regulatorischen Umfeld bestehen Rechtsstreitigkeiten infolge behördlicher Festlegungen und Änderungen der Regulierungspraxis. Auch die nationalen Regulierungsregime innerhalb Europas unterliegen zum Teil erheblichen Veränderungen. Die Änderungen am gesetzlich-regulatorischen Rahmen haben teilweise erhebliche Auswirkungen auf die jeweilige Förder- und Vergütungspraxis, die wiederum Gegenstand behördlicher oder gerichtlicher Verfahren sind.

Daneben sind Verfahren im Zusammenhang mit dem Bau und dem Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien anhängig.

Am 13. April 2017 hat das Bundesverfassungsgericht das Kernbrennstoffsteuergesetz für mit dem Grundgesetz unvereinbar und nichtig erklärt. Die durch E.ON gezahlte Kernbrennstoffsteuer wurde nebst Zinsen erstattet. Im Hinblick auf die Zinsberechnung werden durch die Kernenergiebetreiber zwei Musterverfahren mit der Zollverwaltung geführt, eines davon durch PreussenElektra. Mit der 16. AtG-Novelle hat die Bundesregierung das Urteil des Bundesverfassungsgerichts zum Kernenergieausstieg umgesetzt. Damit wurden Entschädigungsansprüche für bestimmte Investitionen und Reststrommengen und eine Pflicht, letztere zu angemessenen Konditionen anzubieten, geregelt. Mit dem Ziel der entschädigungslosen Überlassung der der Beteiligungsquote entsprechenden Reststrommengen aus dem Kernkraftwerk Krümmel hat PreussenElektra die Krümmel GmbH & Co. OHG und die Vattenfall Nuclear GmbH verklagt.

(29) Ergänzende Angaben zur Kapitalflussrechnung

Aus der Abgabe konsolidierter Beteiligungen und Aktivitäten sind E.ON als Gegenleistung im Berichtsjahr insgesamt 239 Mio € in bar zugeflossen (2017: 517 Mio €). Die mitveräußerten Zahlungsmittel betrugen 20 Mio € (2017: 0 Mio €). Der Verkauf der konsolidierten Aktivitäten führte zu Minderungen bei den Vermögenswerten von 167 Mio € (2017: 134 Mio €) sowie bei den Rückstellungen und Verbindlichkeiten von 62 Mio € (2017: 34 Mio €).

Der operative Cashflow vor Zinsen und Steuern aus fortgeführten und nicht fortgeführten Aktivitäten war mit 4,1 Mrd € um 6,3 Mrd € höher als im Vorjahreszeitraum. Wesentlicher Faktor für diesen Anstieg war die im Juli 2017 geleistete Zahlung von rund 10,3 Mrd € an den Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung. Gegenläufig wirkten die im Juni 2017 erstattete Kernbrennstoffsteuer von rund 2,85 Mrd € sowie positive Effekte im Working Capital des Vorjahres. Der operative Cashflow aus fortgeführten und nicht fortgeführten Aktivitäten reduzierte sich zusätzlich aufgrund höherer Zins- und Steuerzahlungen.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter und nicht fortgeführter Aktivitäten betrug rund +1,0 Mrd € gegenüber -0,4 Mrd € im Vorjahreszeitraum. Hier wirkte sich insbesondere der Verkauf der Anteile an der Uniper SE (+3,8 Mrd €) aus.

Gegenläufig wurde die Entwicklung durch im Vorjahresvergleich geringere Nettoeinzahlungen aus dem Verkauf von Wertpapieren beziehungsweise der Veränderung von Finanzforderungen (-1,9 Mrd €) beeinflusst sowie durch einen Anstieg der zahlungswirksamen Investitionen (-0,2 Mrd €).

Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter und nicht fortgeführter Aktivitäten lag mit -2,6 Mrd € um 3,1 Mrd € unter dem Vergleichswert des Vorjahres von +0,5 Mrd €. Dies lag insbesondere an der im ersten Halbjahr 2017 begebenen Anleihe von 2,0 Mrd € und an der im Jahr 2017 durchgeführten Kapitalerhöhung von rund 1,35 Mrd €. Ferner war der Zahlungsbetrag der Dividende der E.ON SE im Jahr 2018 um rund 0,3 Mrd € höher als im Vorjahr. Gegenläufig wirkten geringere Auszahlungen aus der Tilgung von Anleihen.

Im Geschäftsjahr 2018 wurden durch Übertragung von Steuervergünstigungen (beschleunigte Abschreibungen, sogenannte „MACRS“ und Production Tax Credits, „PTCs“) an Tax-Equity-Investoren Tax-Equity-Verbindlichkeiten in Höhe von 143 Mio € (2017: 228 Mio €) getilgt. Diese nicht zahlungswirksamen Tilgungen hatten keinen Einfluss auf die Kapitalflussrechnung.

(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 den Regelungen des IFRS 9 wird im E.ON-Konzern vornehmlich im Zusammenhang mit der Sicherung langfristiger Verbindlichkeiten und zukünftig zu begebender Anleihen durch Zinsderivate sowie zur Sicherung langfristiger Fremdwährungsforderungen und -verbindlichkeiten und Investitionsvorhaben im Ausland durch Währungsderivate angewandt. Darüber hinaus sichert E.ON Auslandsbeteiligungen gegen Fremdwährungsrisiken (Hedge of a Net Investment in a Foreign Operation).

Im Commodity-Bereich werden Schwankungen zukünftiger Zahlungsströme gesichert, die insbesondere aus dem geplanten konzernexternen und -internen Stromein- und -verkauf resultieren.

Zur Absicherung des Währungsrisikos hat E.ON im Berichtsjahr Sicherungsgeschäfte in Britischen Pfund mit einem durchschnittlichen Sicherungskurs von 0,84 £/€ (2017: 0,84 £/€) und in US-Dollar mit einem durchschnittlichen Sicherungskurs von 1,22 \$/€ (2017: 1,26 \$/€) abgeschlossen. Zur Absicherung des

Zinsrisikos im Euroraum wurden Sicherungsgeschäfte mit einem durchschnittlichen Zinssatz von 3,53 Prozent (2017: 3,53 Prozent) abgeschlossen. Der durchschnittliche Sicherungspreis zur Absicherung von Commodity-Preisänderungsrisiken belief sich im Berichtsjahr auf 52,63 €/MWh (2017: 0 €/MWh).

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- und Zins-/Währungsswaps 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.

In der folgenden Tabelle werden die Buchwerte der Sicherungsinstrumente sowie die Marktwertänderungen der Sicherungs- und Grundgeschäfte nach abgesicherter Risikoart dargestellt:

Buchwerte der Sicherungsinstrumente und Marktwertänderungen der Sicherungs- und Grundgeschäfte im Zusammenhang mit Cashflow Hedges

in Mio €	Buchwert							
	Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten		Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten		Marktwertänderung des designierten Teils des Sicherungsinstruments		Marktwertänderung des Grundgeschäfts	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Währungsrisiko	135	205	257	298	23	-293	-24	289
Zinsrisiko	29	–	911	836	-67	-9	64	9
Commodity-Preisänderungsrisiko	2	–	3	–	–	–	–	–

Zum 31. Dezember 2018 ergab sich aus dem ineffektiven Teil von Cashflow Hedges ein Aufwand in Höhe von 4 Mio € (2017: Ertrag von 5 Mio €). Davon entfielen 3 Mio € auf die Absicherung des Zinsrisikos (2017: 0 Mio €).

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 Entwicklung des OCI aus Cashflow Hedges, getrennt nach der abgesicherten Risikoart, stellt sich wie folgt dar:

Entwicklung des OCI aus Cashflow Hedges

in Mio €	Gesamt	Währungs- risiko	Zinsrisiko
Stand zum 1. Januar 2017	-1.243		
Unrealisierte Veränderung – Hedging-Reserve	-48	-222	174
Unrealisierte Veränderung – Reserve für Hedging-Kosten	64	64	–
Ergebniswirksame Reklassifizierung	182	149	33
Ertragsteuern	3		
At equity bewertete Unternehmen	26		
Stand zum 31. Dezember 2017¹	-1.016		
Stand zum 1. Januar 2018	-1.016		
Unrealisierte Veränderung – Hedging-Reserve	-15	-2	-13
Unrealisierte Veränderung – Reserve für Hedging-Kosten	59	59	–
Ergebniswirksame Reklassifizierung	9	-45	54
Ertragsteuern	-15		
At equity bewertete Unternehmen	-14		
Stand zum 31. Dezember 2018¹	-992		

¹ enthält zum 31. Dezember 2018 -249 Mio € (2017: -304 Mio €) aus beendeten Cashflow Hedges

Der Stand des OCI aus Cashflow Hedges zum 31. Dezember 2018 enthielt 0,8 Mrd € (2017: 0,8 Mrd €), die auf die Absicherung des Zinsrisikos entfielen.

Die ergebniswirksamen Reklassifizierungen werden in der Regel in dem Posten der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen, in dem auch das gesicherte Grundgeschäft abgebildet wird.

Das Nominalvolumen der Sicherungsinstrumente kann der folgenden Tabelle entnommen werden:

Nominalvolumen der Sicherungsinstrumente im Zusammenhang mit Cashflow Hedges

in Mio €	Fälligkeit			Summe	
	<1 Jahr	1–5 Jahre	>5 Jahre	2018	2017
Währungsrisiko	1.311	350	1.184	2.845	3.662
Zinsrisiko	196	296	4.000	4.492	4.495
Commodity-Preisänderungsrisiko	18	38	–	56	–

Net Investment Hedges

Zur Sicherung der Netto-Aktiva ausländischer Beteiligungen werden Devisentermingeschäfte, Devisenswaps und originäre Fremdwährungsdarlehen eingesetzt.

Der Buchwert der als Sicherungsinstrumente eingesetzten Vermögenswerte betrug zum 31. Dezember 2018 12 Mio € (2017: 74 Mio €) und der Buchwert der als Sicherungsinstrumente eingesetzten Verbindlichkeiten belief sich auf 1.131 Mio € (2017: 1.857 Mio €). Die Marktwerte des designierten Teils der Sicherungsinstrumente haben sich im Berichtszeitraum um 50 Mio € (2017: 445 Mio €) verändert.

Im Jahr 2018 ergab sich, wie im Vorjahr, keine Ineffektivität aus den Net Investment Hedges.

Die Entwicklung des OCI aus Net Investment Hedges stellt sich wie folgt dar:

Angaben zu Net Investment Hedges

in Mio €	Währungs- risiko
Stand zum 1. Januar 2017	-568
Unrealisierte Veränderung – Hedging-Reserve	444
Unrealisierte Veränderung – Reserve für Hedging-Kosten	2
Ergebniswirksame Reklassifizierung	–
Ertragssteuern	-2
Stand zum 31. Dezember 2017¹	-124
Stand zum 1. Januar 2018	-124
Unrealisierte Veränderung – Hedging-Reserve	45
Unrealisierte Veränderung – Reserve für Hedging-Kosten	2
Ergebniswirksame Reklassifizierung	–
Ertragssteuern	–
Stand zum 31. Dezember 2018¹	-77

¹ enthält zum 31. Dezember 2018 -71 Mio € (2017: -71 Mio €) aus beendeten Net Investment Hedges

Die ergebniswirksamen Reklassifizierungen werden in der Regel im sonstigen betrieblichen Ergebnis ausgewiesen. Das Nominalvolumen der Sicherungsinstrumente bei Net Investment Hedges betrug zum 31. Dezember 2018 7.122 Mio € (2017: 8.038 Mio €). Da die Absicherung des Währungsrisikos bei Net Investment Hedges über eine fortlaufende Prolongation der Sicherungsinstrumente erfolgt, wird der überwiegende Teil mit einer Restlaufzeit von unter einem Jahr abgeschlossen.

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 für das eigene Kreditrisiko (Debt Value Adjustment) und das Risiko der entsprechenden Gegenpartei (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- 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 Stromoptionen werden nach marktüblichen Bewertungsmethoden ermittelt.

- 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 und Zinsaufwendungen 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 2 Mio € beziehungsweise zu einem Anstieg um 2 Mio € führen.

Zu Jahresbeginn war ein Nettoaufwand von 68 Mio € aus der Zugangsbewertung von Derivaten abgegrenzt. Im Berichtsjahr verringerte sich der abgegrenzte Aufwand auf 0 Mio €. Die Verringerung resultiert im Wesentlichen aus dem Ausweis des Erneuerbare-Energien-Geschäfts als nicht fortgeführte Aktivität.

(31) Zusätzliche Angaben zu Finanzinstrumenten

Die Buchwerte der Finanzinstrumente, die Aufteilung nach Bewertungskategorien gemäß IFRS 9 (Vorjahr: 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 2018

in Mio €	Buchwerte	Buchwerte im Anwendungsbereich des IFRS 7	Bewertungskategorien gemäß IFRS 9 ¹	Fair Value	Anhand von Börsenkursen ermittelt (Level 1)	Von Marktwerten abgeleitet (Level 2)
Beteiligungen	664	110	FVPL	110	–	–
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	711	485				
<i>Forderungen aus Finanzierungsleasing</i>	329	305	n/a	305		
<i>Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte</i>	382	180	AmC	180	–	–
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	6.919	5.739				
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	3.896	3.786	AmC			
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	1.367	1.367	FVPL	1.367	35	1.293
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	170	170	n/a	170	2	168
<i>Sonstige betriebliche Vermögenswerte</i>	1.486	416	AmC	416	–	–
Wertpapiere und Festgeldanlagen	3.014	3.014		3.014	2.415	599
		1.612	FVPL	1.612	1.302	310
		1.155	FVOCI	1.155	1.113	42
		247	AmC	247	–	247
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	3.924	3.924				
		3.226	AmC			
		698	FVPL	698	698	–
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	659	659	AmC			
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	11.442	413				
		269	AmC	269		
		144	FVPL	144	1	69
Summe Vermögenswerte	27.333	14.344				
Finanzverbindlichkeiten	9.886	9.705				
<i>Anleihen</i>	8.958	8.958	AmC	11.116	11.116	–
<i>Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten</i>	138	138	AmC	138	58	20
<i>Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing</i>	327	327	n/a	427		
<i>Sonstige Finanzverbindlichkeiten</i>	463	282	AmC	282	–	–
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	12.143	8.757				
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</i>	1.660	1.654	AmC			
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	1.241	1.241	FVPL	1.241	36	1.205
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	1.172	1.172	n/a	1.172	2	1.170
<i>Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32²</i>	289	289	AmC	289	–	–
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</i>	7.781	4.401	AmC	4.401	–	–
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	3.682	1.125				
		1.073	AmC	1.073		
		52	FVPL	52	–	36
Summe Verbindlichkeiten	25.711	19.587				

1 FVPL: Fair Value through P&L; FVOCI: Fair Value through OCI; 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 und Verbindlichkeiten 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 2017

in Mio €	Buchwerte	Buchwerte im Anwendungsbereich des IFRS 7	Bewertungskategorien gemäß IAS 39 ¹	Fair Value	Anhand von Börsenkursen ermittelt (Level 1)	Von Marktwerten abgeleitet (Level 2)
Beteiligungen	792	792	AfS	792	6	259
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	688	688				
Forderungen aus Finanzierungsleasing	329	329	n/a	329		
Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte	359	359	LaR	359	–	–
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	7.152	6.405				
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	3.879	3.879	LaR			
Derivate ohne Hedging-Beziehungen	1.401	1.401	HfT	1.401	29	1.240
Derivate mit Hedging-Beziehungen	279	279	n/a	279	–	279
Sonstige betriebliche Vermögenswerte	1.593	846	LaR	846	–	–
Wertpapiere und Festgeldanlagen	3.419	3.419	AfS	3.419	2.888	531
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	2.708	2.708	LaR			
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	1.782	1.782	LaR			
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	3.301	–	AfS	–	–	–
Summe Vermögenswerte	19.842	15.794				
Finanzverbindlichkeiten	13.021	12.080				
Anleihen	10.641	10.641	AmC	13.280	13.280	–
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	116	116	AmC	116	55	8
Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing	357	357	n/a	467		
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.907	966	AmC	982	–	564
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	12.789	9.226				
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.800	1.800	AmC			
Derivate ohne Hedging-Beziehungen	1.797	1.797	HfT	1.797	14	1.756
Derivate mit Hedging-Beziehungen	1.159	1.159	n/a	1.159	–	1.159
Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32 ²	360	360	AmC	360	–	–
Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	7.673	4.110	AmC	4.110	–	–
Summe Verbindlichkeiten	25.810	21.306				

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.

Zur Fair-Value-Ermittlung von derivativen Finanzinstrumenten wird auf Textziffer 30 verwiesen.

Im Berichtsjahr 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). Eine

hypothetische Änderung der wesentlichen internen Bewertungsparameter zum Bilanzstichtag um ± 10 Prozent würde zu einer theoretischen Minderung der Marktwerte um 13 Mio € beziehungsweise zu einem Anstieg um 14 Mio € führen.

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-Level 3

in Mio €	Stand zum 31. Dezember 2017	Effekte aus IFRS 9	Stand zum 1. Januar 2018	Käufe (inklusive Zugängen)	Verkäufe (inklusive Abgängen)	Abwicklung	Gewinne/Verluste in der GuV	Umgliederungen		Gewinne/Verluste im OCI	Stand zum 31. Dezember 2018
								in Level 3	aus Level 3		
Beteiligungen	527	-380	147	10	-52	–	-1	6	–	–	110
Derivative Finanzinstrumente	105	–	105	–	12	–	-78	–	–	–	39
Summe	632	-380	252	10	-40	0	-79	6	0	0	149

In den Verkäufen (inklusive Abgängen) sind ausschließlich die in die Abgangsgruppe umgegliederten Minderheitsbeteiligungen an Kernkraftwerken sowie die derivativen Finanzinstrumente des nicht fortgeführten Geschäftsbereichs im Segment Erneuerbare Energien ausgewiesen.

Der Umfang der bilanziellen Aufrechnung von finanziellen Vermögenswerten, die Gegenstand von Aufrechnungsvereinbarungen sind, wird in den nachfolgenden Tabellen dargestellt:

Aufrechnungsvereinbarung finanzieller Vermögenswerte und Verbindlichkeiten zum 31. Dezember 2018

in Mio €	Bruttobetrag	Verrechneter Betrag	Bilanzwert	Bedingter Saldierungsbetrag (Netting Agreements)	Erhaltene/ Gegebene finanzielle Sicherheit	Nettowert
Finanzielle Vermögenswerte						
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	3.786	–	3.786	–	–	3.786
Zins- und Währungsderivate	1.203	–	1.203	–	20	1.183
Commodity-Derivate	449	115	334	206	–	128
Summe	5.438	115	5.323	206	20	5.097
Finanzielle Verbindlichkeiten						
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.654	–	1.654	–	–	1.654
Zins- und Währungsderivate	2.207	–	2.207	–	580	1.627
Commodity-Derivate	321	115	206	206	–	–
Summe	4.182	115	4.067	206	580	3.281

**Aufrechnungsvereinbarung finanzieller Vermögenswerte
 und Verbindlichkeiten zum 31. Dezember 2017**

in Mio €	Bruttobetrag	Verrechneter Betrag	Bilanzwert	Bedingter Saldierungsbetrag (Netting Agreements)	Erhaltene/ Gegebene finanzielle Sicherheit	Nettowert
Finanzielle Vermögenswerte						
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	3.879	–	3.879	25	–	3.854
Zins- und Währungsderivate	1.305	–	1.305	–	56	1.249
Commodity-Derivate	373	–	373	128	–	245
Summe	5.557	0	5.557	153	56	5.348
Finanzielle Verbindlichkeiten						
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.800	–	1.800	25	–	1.775
Zins- und Währungsderivate	2.146	–	2.146	–	692	1.454
Commodity-Derivate	128	–	128	128	–	–
Summe	4.074	0	4.074	153	692	3.229

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 Bezug auf Verbindlichkeiten und Vermögenswerte gegenüber Kreditinstituten hinterlegten Sicherheitsleistungen begrenzen die Auslastung von Kreditlimiten bei der Marktbewertung von Zins- und Währungsderivaten und sind in der Tabelle ausgewiesen. Bei den Zins- und Währungsderivaten sowie bei den originären Finanzinstrumenten wird auf eine bilanzielle Aufrechnung verzichtet.

In den beiden nachfolgenden Tabellen sind die vertraglich vereinbarten (undiskontierten) Mittelabflüsse der Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7 dargestellt:

Cashflow-Analyse zum 31. Dezember 2018

in Mio €	Mittel- abflüsse 2019	Mittel- abflüsse 2020	Mittel- abflüsse 2021–2023	Mittel- abflüsse ab 2024
Anleihen	1.430	1.749	1.739	8.801
Commercial Paper	–	–	–	–
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	86	5	13	42
Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing	52	45	115	255
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	436	23	1	1
Finanzgarantien	8	–	–	–
Mittelabflüsse Finanzverbindlichkeiten	2.012	1.822	1.868	9.099
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.654	–	–	–
Derivate (mit/ohne Hedging-Beziehungen)	3.387	560	728	2.614
Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32	20	128	180	46
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	4.512	2	1	2
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	9.573	690	909	2.662
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7	11.585	2.512	2.777	11.761

Cashflow-Analyse zum 31. Dezember 2017

in Mio €	Mittel- abflüsse 2018	Mittel- abflüsse 2019	Mittel- abflüsse 2020–2022	Mittel- abflüsse ab 2023
Anleihen	2.160	1.369	3.103	9.469
Commercial Paper	–	–	–	–
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	77	4	10	30
Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing	56	102	100	246
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	949	18	2	2
Finanzgarantien	8	–	–	–
Mittelabflüsse Finanzverbindlichkeiten	3.250	1.493	3.215	9.747
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.800	–	–	–
Derivate (mit/ohne Hedging-Beziehungen)	5.948	642	921	2.737
Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32	17	69	270	100
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	4.136	7	1	3
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	11.901	718	1.192	2.840
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7	15.151	2.211	4.407	12.587

Finanzgarantien wurden in einem Nominalvolumen von 8 Mio € (2017: 8 Mio €) an konzernexterne Gesellschaften vergeben. Dies stellt den Maximalbetrag dar, den E.ON begleichen müsste, wenn die Garantien in Anspruch genommen würden, wobei 8 Mio € (2017: 8 Mio €) passiviert wurden.

Sofern finanzielle Verbindlichkeiten mit einem variablen Zinssatz ausgestattet sind, wurden zur Ermittlung der zukünftigen Zinszahlungen die am Bilanzstichtag fixierten Zinssätze auch für die folgenden Perioden verwendet. Sofern finanzielle Verbindlichkeiten jederzeit gekündigt werden können, werden diese, wie Verbindlichkeiten aus jederzeit ausübbarer Put-Optionen, dem frühesten Laufzeitband zugeordnet. Im Jahr 2018 wurden alle Covenants eingehalten.

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

Das Nettoergebnis der Finanzinstrumente nach Bewertungskategorien gemäß IFRS 9 (Vorjahr: gemäß IAS 39) stellt sich wie folgt dar:

Nettoergebnis nach Bewertungskategorien

in Mio €	2018
Finanzielle Vermögenswerte Amortized Cost	-25
Finanzielle Verbindlichkeiten Amortized Cost	-659
Fair Value through P&L	711
Fair Value through OCI	65
Summe	92

Nettoergebnis nach Bewertungskategorien

in Mio €	2017
Loans and Receivables	-64
Available-for-Sale	334
Held-for-Trading	-1.084
Amortized Cost	-517
Summe	-1.331

Das Nettoergebnis der Kategorie Fair Value through OCI ergibt sich insbesondere aus Zinserträgen sowie Erlösen aus der Veräußerung von Fair-Value-through-OCI-Wertpapieren.

Das Nettoergebnis der Kategorie Amortized Cost umfasst neben Wertberichtigungen auf finanzielle Vermögenswerte im Wesentlichen das Zinsergebnis aus finanziellen Vermögenswerten und Schulden sowie die Effekte aus der Währungsumrechnung der Finanzverbindlichkeiten.

Im Nettoergebnis der Bewertungskategorie Fair Value through P&L sind sowohl Marktwertänderungen aus Eigenkapitalinstrumenten sowie aus derivativen Finanzinstrumenten als auch die Erträge und Aufwendungen aus der Realisierung enthalten. Im Jahr 2018 werden die Marktwertveränderungen insbesondere durch die erfolgswirksame Ausbuchung der derivativen Finanzinstrumente im Zusammenhang mit dem Verkauf von Uniper beeinflusst (siehe Textziffer 4).

Wertminderungen von finanziellen Vermögenswerten

Für finanzielle Vermögenswerte müssen Wertminderungen nicht nur für bereits eingetretene Verluste, sondern auch für zukünftig zu erwartende Kreditausfälle erfasst werden. E.ON berücksichtigt zukünftig zu erwartende Kreditausfälle bei finanziellen Vermögenswerten, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bilanziert werden, bei finanziellen Vermögenswerten, die erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bilanziert werden, und bei Forderungen aus Finanzierungsleasing.

Für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen erfolgt der Ansatz der erwarteten Kreditausfälle im Rahmen der vereinfachten Methode über ihre Restlaufzeit (Lifetime-ECL Forderungen aus Lieferungen und Leistungen). Bei den sonstigen finanziellen Vermögenswerten ermittelt E.ON zunächst den Kreditausfall, der innerhalb der ersten zwölf Monate erwartet wird (Stufe 1 – 12 month ECL). Abweichend hiervon wird bei einer signifikanten Erhöhung des Ausfallrisikos der über die Restlaufzeit des jeweiligen Instruments erwartete Kreditverlust angesetzt (Stufe 2 – Lifetime ECL). Eine signifikante Erhöhung des Ausfallrisikos wird hierbei angenommen, wenn sich das intern ermittelte Kontrahentenrisiko seit der erstmaligen Erfassung um mindestens drei Stufen verschlechtert hat. Liegen objektive Hinweise für einen tatsächlichen Ausfall vor, ist eine Einzelwertberichtigung erfolgswirksam zu erfassen (Stufe 3 – bereits eingetretene Verluste).

Bei der Ermittlung zukünftig zu erwartender Kreditausfälle unterscheidet E.ON zwischen zwei Ansätzen. Wenn externe oder interne Ratinginformationen vorliegen, erfolgt die Ermittlung des erwarteten Kreditausfalls auf Basis dieser Daten. Sind keine Ratinginformationen vorhanden, bestimmt E.ON die Ausfallquoten auf Basis von historischen Ausfallraten unter Berücksichtigung zukunftsgerichteter Informationen zu volkswirtschaftlichen Entwicklungen. Ein Ausfall beziehungsweise die Einstufung einer Forderung als uneinbringlich wird im E.ON-Konzern je nach Region nach 180 oder 360 Tagen angenommen.

Die Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen haben sich im Jahr 2018 wie folgt entwickelt:

Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen

in Mio €	2018	2017
Stand zum 31. Dezember des Vorjahres	-737	-794
Effekte aus IFRS 9	-66	–
Stand zum 1. Januar	-803	-794
Veränderung Konsolidierungskreis	–	–
Saldo Zu-/Abgänge	150	187
Veränderung der zukünftig zu erwartenden Kreditausfälle (Stufe 1 und Stufe 2)	17	–
Veränderung der bereits eingetretenen Verluste (Stufe 3)	-177	-137
Sonstiges ¹	8	7
Stand zum 31. Dezember	-805	-737

1 Unter „Sonstiges“ sind unter anderem Währungsumrechnungsdifferenzen erfasst.

Bei den anderen finanziellen Vermögenswerten, die zu fortgeführten Anschaffungskosten oder erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden, sowie bei den Forderungen aus Finanzierungsleasing ergaben sich im Jahr 2018 keine signifikanten Veränderungen der Wertberichtigungen.

Die Ausfallrisiken finanzieller Vermögenswerte, für die Ratinginformationen vorliegen, können der nachfolgenden Tabelle je Rating Grade und getrennt nach den im Jahr 2018 vorhandenen Wertminderungsstufen entnommen werden:

Ausfallrisiko für Vermögenswerte, für die Ratinginformationen vorliegen

in Mio €	Stufe 1 – 12 month ECL	Lifetime-ECL Forderungen aus Lieferun- gen und Leistungen
Brutto-Buchwert Investment Grade	5.374	1.867
Brutto-Buchwert Non Investment Grade	43	37
Brutto-Buchwert Default Grade	–	6
Summe	5.417	1.910

Die Ausfallrisiken der Forderungen aus Lieferungen, für die keine Ratinginformationen vorliegen, sowie die Höhe der erwarteten Kreditausfälle über die Restlaufzeit sind in der folgenden Matrix je Altersklasse abgebildet:

Ausfallrisiko für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, für die keine Ratinginformationen vorliegen

in Mio €	Brutto- Buchwert	Lifetime-ECL Forderungen aus Lieferun- gen und Leistungen
Nicht fällig	1.923	31
Überfällig	388	109
<i>bis 30 Tage</i>	129	5
<i>von 31 bis 60 Tage</i>	47	6
<i>von 61 bis 90 Tage</i>	21	4
<i>von 91 bis 180 Tage</i>	38	8
<i>über 180 Tage</i>	153	86
Summe	2.311	140

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- und Kreditbereich für Banken sowie im Liquiditätsbereich wird vom Finanzcontrolling durchgeführt, während die Risikosteuerung und -berichterstattung im Commodity-Bereich und im Kreditbereich für Industrieunternehmen 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. Die konzernweite Überwachung und Steuerung von Kreditrisiken erfolgt für Banken im Finanzcontrolling und für Industrieunternehmen im Risikomanagement mit Unterstützung einer einheitlichen Standardsoftware.

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, die 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, das Netto-Reinvermögen sowie der Unternehmenswert in der Fremdwährung.

Für den E.ON-Konzern bestehen zusätzlich operative und finanzielle Transaktionsrisiken aus Fremdwährungstransaktionen. 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 2018 67 Mio € (2017: 100 Mio €) und resultiert im Wesentlichen aus den Positionen in Britischen Pfund, US-Dollar und Schwedischen Kronen.

Risikomanagement im Zinsbereich

Aus variabel verzinslichen Finanzverbindlichkeiten 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, wobei sich die Ausrichtung unter anderem an der Art des Geschäftsmodells, bestehenden Verpflichtungspositionen und an regulatorischen Rahmenbedingungen orientiert. Zur Steuerung werden auch Zinsderivate eingesetzt.

Nach Berücksichtigung von Zinsderivaten betrug zum 31. Dezember 2018 der Anteil der variabel verzinsten Finanzverbindlichkeiten 0 Prozent (2017: 0 Prozent). Das Volumen der Finanzverbindlichkeiten mit Zinsfestschreibung würde unter sonst gleichen Umständen von 8,6 Mrd € zum Jahresende 2018 auf je 7,2 Mrd € im Jahr 2019 und 2020 abnehmen. Die effektive Zinsduration der Finanzverbindlichkeiten nach Berücksichtigung von Zinsderivaten betrug 13,5 Jahre zum 31. Dezember 2018 (2017: 12,0 Jahre). Die volumengewichtete Durchschnittsverzinsung der Finanzverbindlichkeiten nach Berücksichtigung von Zinsderivaten betrug 5,3 Prozent zum 31. Dezember 2018 (2017: 5,4 Prozent).

Der E.ON-Konzern hielt zum 31. Dezember 2018 Zinsderivate mit einem Nennwert von 4.495 Mio € (2017: 4.533 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 um $\pm 8,0$ Mio € erhöhen beziehungsweise verringern (2017: ± 0 Mio €).

Risikomanagement im Commodity-Bereich

Die physischen Anlagen, die Langfristverträge und der Endkundenvertrieb des E.ON-Portfolios sind aufgrund schwankender Preise von Commodities erheblichen Risiken ausgesetzt. Die Marktpreisrisiken treten für E.ON in den folgenden Commodity-Bereichen auf: Strom, Gas 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 EBIT zu reduzieren.

Seit der Abspaltung von Uniper hat E.ON ihre Beschaffungsmöglichkeiten für das Sales-Geschäft aufgebaut und den Marktzugang für die verbliebene Energieproduktion gesichert. Im Rahmen der regulären Betriebsabläufe der zugrunde liegenden Energieproduktion und der Vertriebsaktivitäten sind die einzelnen E.ON-Management-Einheiten den Unsicherheiten der Marktpreisentwicklung ausgesetzt, was die operativen Gewinne und Kosten beeinflusst. Alle an externen Commodity-Märkten abgeschlossenen Handelsgeschäfte müssen zu einer Reduzierung dieser offenen Commodity-Position beitragen und mit der genehmigten Commodity-Hedging-Strategie in Einklang stehen.

Durch den dezentralisierten Steuerungsansatz sowie den primären Fokus auf der Beschaffung und der reinen Absicherung der Geschäfte entfällt die Allokation von Risiko-Eigenkapital. Die Prozesse und operativen Steuerungsmodelle im Rahmen des Handelssystems werden durch die lokalen Marktrisiko-Teams überwacht und zentral durch den Risikomanagementbereich gesteuert. Ende 2018 war für den Berichtszeitraum 2019 bis 2021 die offene Position aus der Beschaffung der Märkte in Deutschland, Großbritannien, Tschechien, Schweden, Rumänien und Ungarn pro Commodity jeweils nicht über 2.400 GWh groß. Die größten Treiber rühren hauptsächlich aus den besonderen Marktbedingungen in Rumänien, wo innerhalb der genehmigten Commodity-Hedging-Strategie Absicherungsaktivitäten ausgeführt werden.

Der E.ON-Konzern hielt zum 31. Dezember 2018 vor allem strom- und gasbezogene Derivate mit einem Nennwert von 4.076 Mio € (2017: 3.958 Mio €).

Wesentliche Grundlage des Risikomanagementsystems im Commodity-Bereich sind 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.

Die Risikorichtlinie wurde Anfang 2017 mit Fokus auf dem Erzeugungsgeschäft bei den Erneuerbaren Energien und PreussenElektra sowie dem regionalen Vertriebsgeschäft aktualisiert. Der zentrale marktorientierte Geschäftsansatz wurde durch ein dezentrales Commodity-Risikomanagement mit regionalem Marktzugang ersetzt.

Monatlich findet eine Berichterstattung über die konzernweite Entwicklung der Risiken und offenen Positionen aus dem Commodity-Bereich an die Mitglieder des Risikokomitees statt.

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 Bankbürgschaften und die Hinterlegung von Barmitteln und Wertpapieren als Sicherheiten zur Reduzierung des Kreditrisikos eingefordert. Im Rahmen der Risikosteuerung wurden Sicherheiten in Höhe von 1.301 Mio € akzeptiert.

Zur Höhe und den Details 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 mit einem Nominalwert von insgesamt 630 Mio € (2017: 189 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-Swap-)Level der Banken sowie anderer wesentlicher Geschäftspartner täglich überwacht.

Assetmanagement

Zum Zweck der Finanzierung langfristiger Zahlungsverpflichtungen, unter anderem auch von Entsorgungsverpflichtungen (siehe Textziffer 25), beziehungsweise als Geldanlage wurden per 31. Dezember 2018 vorwiegend von inländischen Konzerngesellschaften Kapitalanlagen in Höhe von insgesamt 1,4 Mrd € (2017: 3,3 Mrd €) gehalten.

Für dieses Finanzvermögen wird eine „Akkumulationsstrategie“ (Total-Return-Ansatz) verfolgt, mit einer breiten Diversifikation über unterschiedliche Assetklassen wie Geldmarkt, Renten, Aktien und alternativer Anlageklassen wie Immobilien. 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. Der Drei-Monats-VaR mit einem Konfidenzintervall von 98 Prozent beträgt für dieses Finanzvermögen insgesamt 54 Mio € (2017: 38 Mio €).

Zusätzlich verwaltet die in Liquidation befindliche Versorgungskasse Energie VVaG i. L. (VKE i. L.) zum Jahresende noch Finanzanlagen in Höhe von 78,8 Mio € (2017: 1,1 Mrd €). Die dem E.ON-Konzern zuzurechnenden Anteile des Deckungsvermögens der VKE i. L. wurden im Laufe des ersten Halbjahres 2018 in das CTA (vergleiche Textziffer 24) als gleichwertige Anschlusslösung übertragen. Konzernfremde Anteile des Deckungsvermögens der VKE i. L. wurden korrespondierend in entsprechende Anschlusslösungen der betroffenen Mitgliedsunternehmen der VKE i. L. übertragen und damit entkonsolidiert.

(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. Forderungen und Verbindlichkeiten bestehen überwiegend aus dem Liefer- und Leistungsverkehr sowie Leasingverpflichtungen aus Rückpachtmodellen. Erträge und Aufwendungen aus Transaktionen mit assoziierten Unternehmen bestanden zum überwiegenden Teil mit Gesellschaften des Uniper-Konzerns, bis zu deren Veräußerung an Fortum. Weiterhin sind als nahestehende Unternehmen auch Gemeinschaftsunternehmen sowie zum Fair Value bilanzierte Beteiligungen und nicht vollkonsolidierte Tochterunternehmen berücksichtigt. Mit diesen Unternehmen wurden Transaktionen getätigt, die sich im Berichts- und Vorjahr wie folgt ausgewirkt haben:

Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen

in Mio €	2018	2017
Erträge	1.379	2.874
Assoziierte Unternehmen	1.224	2.723
Gemeinschaftsunternehmen	11	1
Sonstige nahestehende Unternehmen	144	150
Aufwendungen	2.496	6.723
Assoziierte Unternehmen	2.112	6.398
Gemeinschaftsunternehmen	4	1
Sonstige nahestehende Unternehmen	380	324
Forderungen	374	868
Assoziierte Unternehmen	166	643
Gemeinschaftsunternehmen	3	1
Sonstige nahestehende Unternehmen	205	224
Verbindlichkeiten	1.013	1.671
Assoziierte Unternehmen	568	1.250
Gemeinschaftsunternehmen	15	32
Sonstige nahestehende Unternehmen	430	389
Rückstellungen	20	54
Assoziierte Unternehmen	20	34
Sonstige nahestehende Unternehmen	–	20

Im Jahr 2018 wurden für ein halbes Jahr Umsätze in Höhe von 820 Mio € (2017: 2.325 Mio €), Zinserträge von 0 Mio € (2017: 2 Mio €) sowie sonstige Erträge von 100 Mio € (2017: 94 Mio €), sonstige Aufwendungen in Höhe von 1.957 Mio € (2017: 6.202 Mio €) und Zinsaufwendungen in Höhe von 6 Mio € (2017: 5 Mio €) mit den Gesellschaften der Uniper-Gruppe bis zu deren Veräußerung an Fortum erzielt.

Des Weiteren erzielt E.ON Erträge aus Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen aus 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 Strom- und Gasbezüge sowie auch durch Betriebsführungsentgelte, IT-Leistungen und Fremdleistungen.

In den Verbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen sind zum Bilanzstichtag 48 Mio € (2017: 104 Mio €) aus Lieferungs- und Leistungsbeziehungen sowie Gesellschafterdarlehen mit Gemeinschafts-Kernkraftwerken enthalten. Die Gesellschafterdarlehen haben keine feste Laufzeit und werden mit 1,0 Prozent in Anlehnung an den Euribor (2017: 1,0 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.

Nach IAS 24 sind zudem die Leistungen anzusetzen, die dem Management in Schlüsselpositionen (Vorstandsmitglieder und Mitglieder des Aufsichtsrats der E.ON SE) im Berichtsjahr gewährt wurden.

Der Aufwand für das Geschäftsjahr für Mitglieder des Vorstands beträgt für kurzfristig fällige Leistungen 11,1 Mio € (2017: 9,7 Mio €) und für Leistungen nach Beendigung des Dienstverhältnisses 2,3 Mio € (2017: 2,2 Mio €). Als Leistung nach Beendigung des Dienstverhältnisses wird der aus den Pensionsrückstellungen resultierende Versorgungsaufwand (service and interest cost) ausgewiesen. Darüber hinaus sind im Berichtsjahr versicherungsmathematische Gewinne in Höhe von 0,4 Mio € (2017: 1,1 Mio €) zu berücksichtigen.

Der nach den Maßgaben von IFRS 2 ermittelte Aufwand für die im Geschäftsjahr bestehenden Zusagen aus aktienbasierten Vergütungen beträgt 3,6 Mio € (2017: 6,5 Mio €).

Zum Bilanzstichtag beliefen sich die Rückstellungen für diese Zusagen auf 12,8 Mio € (2017: 14,9 Mio €).

Die Mitglieder des Aufsichtsrats erhielten im Berichtsjahr für ihre Tätigkeit eine Vergütung von 4,1 Mio € (2017: 4,5 Mio €). Den Arbeitnehmervertretern des Aufsichtsrats wurde im Rahmen der bestehenden Arbeitsverträge mit Tochtergesellschaften eine Vergütung in Höhe von insgesamt 0,5 Mio € (2017: 0,6 Mio €) gezahlt.

Detaillierte und individualisierte Angaben hinsichtlich der Vergütung finden sich im Vergütungsbericht auf den Seiten 82 bis 97.

(33) Segmentberichterstattung

Beschreibung der Segmente

Der von der Konzernleitung in Essen geführte E.ON-Konzern ist in die nachfolgend beschriebenen sieben Berichtssegmente, das Nicht-Kerngeschäft und Konzernleitung/Sonstiges gegliedert, die nach IFRS 8 berichtet werden. Die zusammengefassten nicht separat berichtspflichtigen Segmente in der Einheit Energienetze Zentraleuropa Ost/Türkei und in der Einheit Kundenlösungen Sonstige sind von untergeordneter Bedeutung, weisen ähnliche ökonomische Merkmale auf und sind in Bezug auf Kundenstruktur, Produkte und Vertriebswege vergleichbar.

Darüber hinaus wurden im Jahr 2018 Änderungen in der Segmentberichterstattung vorgenommen. Das Erzeugungsgeschäft in der Türkei wird jetzt im Nicht-Kerngeschäft berichtet. Innerhalb des Geschäftsbereichs Kundenlösungen wird das deutsche Wärmegeschäft nicht mehr unter Deutschland, sondern im Bereich Sonstiges ausgewiesen. Ferner werden bisher im Bereich Konzernleitung/Sonstiges enthaltene Kosten für den weiteren Aufbau des Geschäfts mit neuen digitalen Produkten und Dienstleistungen sowie innovativen Projekten den operativen Einheiten im Bereich Kundenlösungen zugeordnet. Die Vorjahreswerte wurden entsprechend angepasst.

Energienetze

Deutschland

In diesem Segment werden die Verteilnetze für Strom und Gas und die damit verbundenen Aktivitäten in Deutschland zusammengefasst.

Schweden

Das Segment umfasst das Geschäft mit Stromnetzen in Schweden.

Zentraleuropa Ost/Türkei

In diesem Segment werden die Verteilnetzaktivitäten in Tschechien, Ungarn, Rumänien, der Slowakei und der Türkei zusammengefasst.

Kundenlösungen

Deutschland

Dieses Segment umfasst die Versorgung unserer Kunden in Deutschland mit Strom und Gas sowie den Vertrieb von Produkten und Dienstleistungen zur Steigerung der Energieeffizienz und Energieautarkie.

Großbritannien

Das Segment umfasst die Vertriebsaktivitäten und Kundenlösungen in Großbritannien.

Sonstige

In diesem Segment werden die Vertriebsaktivitäten und entsprechenden Kundenlösungen in Schweden, Italien, Tschechien, Ungarn, Rumänien und E.ON Connecting Energies sowie das Wärmegeschäft in Deutschland zusammengefasst.

Erneuerbare Energien

Das Segment Erneuerbare Energien beinhaltet die Aktivitäten zur Erzeugung aus Windkraftanlagen (Onshore- und Offshore-) sowie aus Fotovoltaikanlagen.

Die E.ON SE hat am 12. März 2018 mit der RWE AG den Erwerb der von RWE gehaltenen 76,8-Prozent-Beteiligung an der innogy SE vereinbart. Der Erwerb soll im Rahmen eines weitreichenden Tauschs von Geschäftsaktivitäten und Beteiligungen erfolgen. In diesem Zusammenhang wird E.ON unter anderem den größten Teil des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien an RWE übertragen. Die übergehenden Geschäfte werden im E.ON-Konzernabschluss seit dem 30. Juni 2018 als nicht fortgeführte Aktivität gemäß IFRS 5 ausgewiesen (vergleiche Textziffer 4 für weitere Informationen).

Bis zur endgültigen Übertragung an RWE werden die Aktivitäten im Geschäftsbereich Erneuerbare Energien allerdings unverändert weitergeführt. Für Zwecke der internen Steuerung werden diese Aktivitäten daher weiterhin vollständig in die relevanten Steuerungsgrößen einbezogen. Die Darstellung der steuerungsrelevanten Kennzahlen in der Segmentberichterstattung enthält somit auch die Bestandteile, die auf die nicht fortgeführten Aktivitäten im Bereich der Erneuerbaren Energien entfallen. Überleitungen dieser Größen auf die Angaben in der Gewinn- und Verlustrechnung und der Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns folgen auf den Seiten 210, 211 und 213.

Nicht-Kerngeschäft

Im Segment Nicht-Kerngeschäft werden die nicht strategischen Aktivitäten des E.ON-Konzerns geführt. Dies betrifft den Betrieb der deutschen Kernkraftwerke, die von der operativen Einheit PreussenElektra gesteuert werden, und das Erzeugungsgeschäft in der Türkei.

Konzernleitung/Sonstiges

Konzernleitung/Sonstiges beinhaltet die E.ON SE selbst und die direkt bei der E.ON SE geführten Beteiligungen. Bis zum 26. Juni 2018 wurde auch die nach der Equity-Methode in den Konzernabschluss einbezogene Uniper-Gruppe hier zugeordnet. Der Uniper-Ergebnisbeitrag wurde im nicht operativen Ergebnis ausgewiesen. Weitere Informationen zur Uniper-Gruppe befinden sich in Textziffer 4.

Segmentinformationen nach Bereichen¹

in Mio €	Energienetze						Kundenlösungen					
	Deutschland		Schweden		Zentraleuropa Ost/Türkei		Deutschland Vertrieb		Großbritannien		Sonstige	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Außenumsatz	4.819	12.536	978	1.038	598	742	6.648	6.986	7.699	7.147	7.289	7.038
Innenumsatz	1.424	1.663	11	34	939	977	120	28	59	58	312	319
Umsatzerlöse²	6.243	14.199	989	1.072	1.537	1.719	6.768	7.014	7.758	7.205	7.601	7.357
Abschreibungen³	-593	-591	-150	-158	-232	-237	-33	-30	-95	-103	-183	-183
Bereinigtes EBIT	895	1.030	498	474	451	530	160	102	142	248	111	129
darin Equity-Ergebnis ⁴	69	74	–	–	97	157	–	–	–	–	10	14
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	1.559	2.429	771	640	652	605	273	284	92	401	211	237
Investitionen	802	703	341	345	454	371	35	25	207	211	395	360

1 Aufgrund der Änderungen in der Segmentberichterstattung wurden die Vorjahreswerte entsprechend angepasst.

2 Die Darstellung der Umsatzerlöse im Jahr 2018 wurde maßgeblich durch die Erstanwendung von IFRS 15 „Erlöse aus Verträgen mit Kunden“ beeinflusst (vergleiche die Erläuterung in Textziffer 2).

3 bereinigt um nicht operative Effekte

4 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 bereinigten EBIT.

5 operatives Geschäft einschließlich der gemäß IFRS 5 in nicht fortgeführte Aktivitäten umgegliederten Geschäftsbereiche im Segment Erneuerbare Energien

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung der in der Segmentberichterstattung ausgewiesenen Umsatzerlöse auf die Umsatzerlöse in der Gewinn- und Verlustrechnung:

Überleitung der Umsatzerlöse

in Mio €	E.ON-Konzern		Umgegliederte Aktivitäten im Segment Erneuerbare Energien		E.ON-Konzern (fortgeführte Aktivitäten)	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Umsatzerlöse	30.253	37.965	-688	-668	29.565	37.297

Nicht-Kerngeschäft											
Erneuerbare Energien ⁵		PreussenElektra		Erzeugung Türkei		Konzernleitung/ Sonstiges		Konsolidierung		E.ON-Konzern ⁵	
2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
784	767	1.399	1.585	–	–	38	125	1	1	30.253	37.965
970	837	–	–	–	–	606	671	-4.441	-4.587	0	0
1.754	1.604	1.399	1.585	–	–	644	796	-4.440	-4.586	30.253	37.965
-340	-331	-157	-148	–	–	-72	-100	4	–	-1.851	-1.881
521	454	399	506	-17	-113	-153	-275	-18	-11	2.989	3.074
44	24	53	55	-17	-113	65	67	-1	-1	320	277
657	601	199	-7.357	–	–	-328	-81	1	6	4.087	-2.235
1.037	1.225	15	14	154	–	86	53	-3	1	3.523	3.308

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

Überleitung des operativen Cashflows

in Mio €	2018	2017
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	4.087	-2.235
Zinszahlungen	-606	-234
Ertragsteuerzahlungen	-628	-483
Operativer Cashflow aus der Geschäftstätigkeit	2.853	-2.952
Umgegliedertes Geschäft Erneuerbare Energien	-558	-557
Operativer Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	2.295	-3.509

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung der in der Segmentberichterstattung ausgewiesenen Investitionen auf die Investitionen fortgeführter Aktivitäten. Letztere entsprechen den in der Kapitalflussrechnung enthaltenen Auszahlungen für Investitionen.

Überleitung der Investitionen

in Mio €	2018	2017
Investitionen	3.523	3.308
Umgegliedertes Geschäft Erneuerbare Energien	-1.036	-1.212
Investitionen fortgeführter Aktivitäten	2.487	2.096

Das in den Segmentinformationen nach Bereichen ausgewiesene Equity-Ergebnis im Segment Erneuerbare Energien ist vollständig dem nicht fortgeführten Geschäftsbereich zuzuordnen.

Bereinigtes EBIT

Zur internen Steuerung und als wichtigster Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts wird bei E.ON ein um nicht operative Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen und Steuern („bereinigtes EBIT“) verwendet.

Der E.ON-Vorstand ist überzeugt, dass das bereinigte EBIT die geeignete Kennzahl für die Bestimmung des Erfolgs eines Geschäfts ist, weil diese Kennzahl den operativen Ertrag einzelner Geschäfte unabhängig von nicht operativen Einflüssen sowie Zinsen und Steuern darstellt.

Das unbereinigte Ergebnis vor Zinsen und Steuern („EBIT“) ist das um Steuern vom Einkommen und vom Ertrag sowie das Finanz- und Beteiligungsergebnis korrigierte Ergebnis des E.ON-Konzerns gemäß den IFRS-Standards. Zur Erhöhung der Aussagekraft als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft des E.ON-Geschäfts wird das unbereinigte Ergebnis vor Steuern und Zinsen um bestimmte nicht operative Effekte bereinigt.

Im operativen Ergebnis werden auch Erträge aus der Vereinnahmung von passivierten Investitionszuschüssen ausgewiesen.

Die nicht operativen Ergebniseffekte, um die das EBIT bereinigt wird, umfassen insbesondere Erträge und Aufwendungen aus der Marktbewertung von derivativen Finanzinstrumenten aus Sicherungsgeschäften sowie, soweit von wesentlicher Bedeutung, Buchgewinne/-verluste, bestimmte Aufwendungen für Restrukturierung, außerplanmäßige Wertberichtigungen/Wertaufholungen auf das Anlagevermögen, auf Beteiligungen an verbundenen oder assoziierten Unternehmen und auf Goodwill im Rahmen von Werthaltigkeitstests und sonstige nicht operative Ergebnisbeiträge. Die Rückerstattung der Kernbrennstoffsteuer wurde im Vorjahr ebenfalls im nicht operativen Ergebnis ausgewiesen. Darüber hinaus werden seit dem Geschäftsjahr 2017 Effekte aus der stichtagsbezogenen Bewertung bestimmter Rückstellungen im neutralen Ergebnis ausgewiesen. Der geänderte Ausweis führt zu einer verbesserten Darstellung der nachhaltigen Ertragskraft.

Zudem werden im bereinigten EBIT auch die Ergebnisbeiträge der nicht fortgeführten Aktivitäten im Segment Erneuerbare Energien, bereinigt um nicht operative Effekte, berücksichtigt. Gemäß IFRS 5 ist die Equity-Fortschreibung von Beteiligungen im nicht fortgeführten Geschäftsbereich grundsätzlich zu beenden. Im Rahmen der internen Steuerung wird diese jedoch weitergeführt und ist dann ebenfalls im bereinigten EBIT enthalten. Analog zur Behandlung der Effekte aus der Equity-Fortschreibung werden die planmäßigen Abschreibungen im nicht fortgeführten Geschäftsbereich, die grundsätzlich gemäß IFRS 5 auszusetzen sind, weitergeführt und im bereinigten EBIT ausgewiesen.

Im Geschäftsjahr 2018 lagen die Netto-Buchgewinne deutlich über dem Vorjahreswert. Der Anstieg resultierte im Wesentlichen aus der Veräußerung der Uniper-Beteiligung, von Hamburg Netz und von E.ON Gas Sverige. Der Börsengang von Enerjisa Enerji in der Türkei führte dagegen insgesamt zu einem Buchverlust. Dagegen waren im Vorjahr Erträge aus dem Verkauf einer Beteiligung im Bereich Kundenlösungen in Schweden enthalten. Zusätzlich lagen die Erträge aus dem Abgang von Wertpapieren deutlich unter dem Wert des Vorjahres.

Die Aufwendungen für Restrukturierung sind im Vergleich zum Vorjahr deutlich gesunken. Der Rückgang ist unter anderem auf einen wesentlich geringeren Aufwand im Zusammenhang mit konzernweiten Kostensenkungsprogrammen zurückzuführen. Dagegen sind im Geschäftsjahr 2018 erstmals auch Aufwendungen im Zusammenhang mit dem geplanten Erwerb von innogy enthalten.

Aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten, mit denen das operative Geschäft gegen Preisschwankungen abgesichert wird, sowie sonstigen Derivaten resultierte zum 31. Dezember 2018 ein positiver Effekt von 610 Mio € (Vorjahr: -954 Mio €). Der positive Wert im Jahr 2018 ist im Wesentlichen auf die im zweiten Quartal erfolgte Ausbuchung von derivativen

Finanzinstrumenten im Zusammenhang mit vertraglichen Rechten und Pflichten aus der Veräußerung der Uniper-Anteile zurückzuführen. Weitere Effekte ergaben sich, wie im Vorjahr, aus der Absicherung von Preisschwankungen, insbesondere im Geschäftsfeld Kundenlösungen.

Im Berichtszeitraum 2018 fielen Wertberichtigungen insbesondere in den Bereichen Kundenlösungen in Großbritannien und E.ON Connecting Energies an. Im Vorjahr wurden Wertberichtigungen vor allem im Bereich Kundenlösungen in Großbritannien vorgenommen.

Der signifikante Rückgang im sonstigen nicht operativen Ergebnis ist vor allem auf die im Vorjahr enthaltene Erstattung der Kernbrennstoffsteuer zurückzuführen. Darüber hinaus ist im Jahr 2017 auch der Equity-Ergebnisbeitrag von Uniper enthalten. Seit Ende September 2017 wurde Uniper als zur Veräußerung gehaltener Vermögenswert ausgewiesen. Eine Equity-Fortschreibung erfolgte seitdem nicht mehr.

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung des Ergebnisses vor Finanzergebnis und Steuern auf das bereinigte EBIT beziehungsweise bereinigte EBITDA:

Überleitung des Ergebnisses vor Finanzergebnis und Steuern

in Mio €	2018	2017
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern	3.953	4.932
Beteiligungsergebnis	44	-5
EBIT	3.997	4.927
Nicht operative Bereinigungen	-1.521	-2.293
Netto-Buchgewinne/-Buchverluste	-857	-375
Aufwendungen für Restrukturierung	64	539
Marktbewertung derivativer Finanzinstrumente	-610	954
Wertberichtigungen (+)/Wertaufholungen (-)	61	171
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-179	-3.582
Umgegliedertes Geschäft Erneuerbare Energien (bereinigtes EBIT)	513	440
Bereinigtes EBIT	2.989	3.074
Wertberichtigungen (+)/Wertaufholungen (-)	45	72
Planmäßige Abschreibungen	1.475	1.488
Umgegliedertes Geschäft Erneuerbare Energien (planmäßige Abschreibungen, Wertberichtigungen und Wertaufholungen)	331	321
Bereinigtes EBITDA	4.840	4.955

Eine weitere Erläuterung zur Überleitung vom Konzernüberschuss auf das bereinigte EBIT erfolgt auf den Seiten 32 und 33 im zusammengefassten Lagebericht.

Zusätzliche Angaben auf Unternehmensebene

Der Außenumsatz nach Produkten teilt sich wie folgt auf:

Segmentinformationen nach Produkten

in Mio €	2018	2017
Strom	22.599	30.178
Gas	5.825	5.897
Sonstige	1.829	1.890
Summe	30.253	37.965

Unter dem Posten Sonstige sind insbesondere Umsätze aus Dienstleistungen 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

in Mio €	Deutschland		Großbritannien		Schweden		Übriges Europa		Sonstige		Summe	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Außenumsatz nach Sitz des Kunden	13.359	21.953	7.707	7.056	2.238	2.194	6.666	6.551	283	211	30.253	37.965
Außenumsatz nach Sitz der Gesellschaften	13.651	21.995	7.866	7.360	2.232	2.123	6.224	6.278	280	209	30.253	37.965
Immaterielle Vermögenswerte	600	560	287	395	145	146	1.130	1.088	–	54	2.162	2.243
Sachanlagen	9.557	10.555	620	3.708	4.593	4.679	3.287	3.517	–	2.307	18.057	24.766
At equity bewertete Unternehmen	787	1.123	–	–	71	90	1.745	2.054	–	280	2.603	3.547

Aus der Kundenstruktur des Konzerns ergibt sich ein Schwerpunkt für die Region Deutschland. Darüber hinaus 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 4,1 Mio € (2017: 4,5 Mio €).

Im Geschäftsjahr 2018 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 den Seiten 96 und 97 dargestellt.

Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Aufsichtsrats finden sich auf den Seiten 242 und 243.

Vorstand

Die Gesamtbezüge des Vorstands betrugen 15,9 Mio € (2017: 14,0 Mio €) und enthalten die Grundvergütung, die Tantieme, die sonstigen Bezüge sowie die aktienbasierte Vergütung.

Die Mitglieder des Vorstands haben im Jahr 2018 virtuelle Aktien der zweiten Tranche des E.ON Performance Plan (2017: erste Tranche des E.ON Performance Plan) mit einem Wert von 4,9 Mio € (2017: 4,4 Mio €) und einer Stückzahl von 760.078 (2017: 751.857) erhalten.

Die Gesamtbezüge der früheren Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen betrugen 12,5 Mio € (2017: 12,4 Mio €). Für die Pensionsverpflichtungen gegenüber früheren Vorstandsmitgliedern und ihren Hinterbliebenen sind 155,8 Mio € (2017: 159,0 Mio €) zurückgestellt.

Im Geschäftsjahr 2018 bestanden wie im Vorjahr keine Kredite gegenüber Vorstandsmitgliedern.

Das System der Vergütung des Vorstands, die einzelnen Bezüge jedes Vorstandsmitglieds sowie weitere Angaben zu den Bezügen sind im Vergütungsbericht auf den Seiten 82 bis 95 dargestellt.

Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands finden sich auf der Seite 244.

(35) Anteilsbesitzliste gemäß § 313 Abs. 2 HGB**Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2018)**

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
:agile accelerator GmbH, DE, Düsseldorf ²	100,0	Abwasserentsorgung Marne-Land GmbH, DE, Diekhusen-Fahrstedt ⁶	49,0
100 Kilowatt Naperőmű Alfa Korlátolt Felelősségű Társaság, HU, Budapest ²	100,0	Abwasserentsorgung Schladen GmbH, DE, Schladen ⁶	49,0
100 Kilowatt Naperőmű Béta Korlátolt Felelősségű Társaság, HU, Budapest ²	100,0	Abwasserentsorgung Schöppenstedt GmbH, DE, Schöppenstedt ⁶	49,0
100 Kilowatt Naperőmű Delta Korlátolt Felelősségű Társaság, HU, Budapest ²	100,0	Abwasserentsorgung St. Michaelisdonn, Avelak, Dingen, Eddelak GmbH, DE, St. Michaelisdonn ⁶	25,1
100 Kilowatt Naperőmű Épsilon Korlátolt Felelősségű Társaság, HU, Budapest ²	100,0	Abwasserentsorgung Tellingstedt GmbH, DE, Tellingstedt ⁶	25,0
100 Kilowatt Naperőmű Éta Korlátolt Felelősségű Társaság, HU, Budapest ²	100,0	Abwasserentsorgung Uetersen GmbH, DE, Uetersen ⁶	49,0
100 Kilowatt Naperőmű Éta Korlátolt Felelősségű Társaság, HU, Budapest ²	100,0	Abwassergesellschaft Bardowick mbH & Co. KG, DE, Bardowick ⁶	49,0
100 Kilowatt Naperőmű Gamma Korlátolt Felelősségű Társaság, HU, Budapest ²	100,0	Abwassergesellschaft Bardowick Verwaltungs-GmbH, DE, Bardowick ⁶	49,0
100 Kilowatt Naperőmű Kappa Korlátolt Felelősségű Társaság, HU, Budapest ²	100,0	Abwassergesellschaft Gehrden mbH, DE, Gehrden ⁶	49,0
Aabenraa- og Tønderegnens Biogas ApS, DK, Bevtøft ⁶	50,0	Abwassergesellschaft Ilmenau mbH, DE, Melbeck ⁶	49,0
Abens-Donau Netz GmbH & Co. KG, DE, Mainburg ⁶	50,0	Abwasserwirtschaft Fichtelberg GmbH, DE, Fichtelberg ⁶	25,0
Abens-Donau Netz Verwaltung GmbH, DE, Mainburg ⁶	50,0	Abwasserwirtschaft Kunstadt GmbH, DE, Burgkunstadt ⁶	30,0
Abfallwirtschaft Dithmarschen GmbH, DE, Heide ⁶	49,0	Alcamo II S.r.l., IT, Mailand ²	100,0
Abfallwirtschaft Schleswig-Flensburg GmbH, DE, Schleswig ⁶	49,0	Amrum-Offshore West GmbH, DE, Düsseldorf ¹	100,0
Abfallwirtschaft Südholstein GmbH - AWSH -, DE, Elmenhorst ⁶	49,0	Anacacho Holdco, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Abfallwirtschaftsgesellschaft Rendsburg-Eckernförde mbH, DE, Borgstedt ⁶	49,0	Anacacho Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹	100,0
Abwasser und Service Burg, Hochdonn GmbH, DE, Burg ⁶	39,0	ANCO Sp. z o.o., PL, Jarocin ²	100,0
Abwasser und Service Mittelangeln GmbH, DE, Satrup ⁶	33,3	Aurum Solaris 4 GmbH & Co. KG, DE, Kassel ²	100,0
Abwasserbeseitigung Nortorf-Land GmbH, DE, Nortorf ⁶	49,0	AV Packaging GmbH, DE, München ¹	0,0
Abwasserentsorgung Albersdorf GmbH, DE, Albersdorf ⁶	49,0	Avacon AG, DE, Helmstedt ¹	61,5
Abwasserentsorgung Amt Achterwehr GmbH, DE, Achterwehr ⁶	49,0	Avacon Beteiligungen GmbH, DE, Helmstedt ¹	100,0
Abwasserentsorgung Bargteheide GmbH, DE, Bargteheide ⁶	27,0	Avacon Connect GmbH, DE, Laatzen ¹	100,0
Abwasserentsorgung Bleckede GmbH, DE, Bleckede ⁶	49,0	Avacon Hochdrucknetz GmbH, DE, Helmstedt ¹	100,0
Abwasserentsorgung Brunsbüttel GmbH (ABG), DE, Brunsbüttel ⁶	49,0	Avacon Natur GmbH, DE, Sarstedt ¹	100,0
Abwasserentsorgung Friedrichskoog GmbH, DE, Friedrichskoog ⁶	49,0	Avacon Netz GmbH, DE, Helmstedt ¹	100,0
Abwasserentsorgung Kappeln GmbH, DE, Kappeln ⁶	25,0	Avon Energy Partners Holdings, GB, Coventry ²	100,0
Abwasserentsorgung Kropp GmbH, DE, Kropp ⁶	20,0	AWE-Arkona-Windpark Entwicklungs-GmbH, DE, Hamburg ⁴	50,0
		BAG Port 1 GmbH, DE, Regensburg ²	100,0
		Bayernwerk AG, DE, Regensburg ¹	100,0
		Bayernwerk Energiedienstleistungen Licht GmbH, DE, Regensburg 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.

Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2018)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Bayernwerk Energietechnik GmbH, DE, Regensburg ²	100,0	Brunnshög Energi AB, SE, Malmö ²	100,0
Bayernwerk Natur 1. Beteiligungs-GmbH, DE, Regensburg ²	100,0	BTB Bayreuther Thermalbad GmbH, DE, Bayreuth ⁶	33,3
Bayernwerk Natur GmbH, DE, Unterschleißheim ¹	100,0	Bursjöliden Vind AB, SE, Malmö ²	100,0
Bayernwerk Netz GmbH, DE, Regensburg ¹	100,0	Bützower Wärme GmbH, DE, Bützow ⁶	20,0
Bayernwerk Portfolio GmbH & Co. KG, DE, Regensburg ²	100,0	Cameleon B.V., NL, Rotterdam ²	100,0
Bayernwerk Portfolio Verwaltungs GmbH, DE, Regensburg ¹	100,0	Camellia Solar LLC, US, Wilmington ²	100,0
Bayernwerk Regio Energie GmbH, DE, Regensburg ²	100,0	Camellia Solar Member LLC, US, Wilmington ²	100,0
Beteiligung H1 GmbH, DE, Helmstedt ²	100,0	Cardinal Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Beteiligung H2 GmbH, DE, Helmstedt ²	100,0	Cattleman Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Beteiligung N1 GmbH, DE, Helmstedt ²	100,0	Cattleman Wind Farm II, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Beteiligung N2 GmbH, DE, Helmstedt ²	100,0	Celle-Uelzen Netz GmbH, DE, Celle ¹	97,5
Beteiligungsgesellschaft der Energieversorgungsunternehmen an der Kerntechnische Hilfsdienst GmbH GbR, DE, Eggenstein- Leopoldshofen ⁶	46,3	Celsius Serwis Sp. z o.o., PL, Skarżysko-Kamienna ²	100,0
Beteiligungsgesellschaft e.disnatur mbH, DE, Potsdam ²	100,0	Celsius Sp. z o.o., PL, Skarżysko-Kamienna ²	87,8
BHL Biomasse Heizanlage Lichtenfels GmbH, DE, Lichtenfels ⁶	25,1	Champion WF Holdco, LLC, US, Wilmington ¹	100,0
BHO Biomasse Heizanlage Obersees GmbH, DE, Hollfeld ⁶	40,7	Champion Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹	100,0
BHP Biomasse Heizwerk Pegnitz GmbH, DE, Pegnitz ⁶	46,5	Charge-ON GmbH, DE, Essen ¹	100,0
Bioenergie Merzig GmbH, DE, Merzig ²	51,0	CHN Contractors Limited, GB, Coventry ²	100,0
Bioerdgas Hallertau GmbH, DE, Wolnzach ²	90,0	CHN Electrical Services Limited, GB, Coventry ²	100,0
Bioerdgas Schwandorf GmbH, DE, Schwandorf ²	100,0	CHN Group Ltd, GB, Coventry ²	100,0
Biogas Ducherow GmbH, DE, Ducherow ²	80,0	CHN Special Projects Limited, GB, Coventry ²	100,0
Biogas Steyerberg GmbH, DE, Steyerberg ²	100,0	Citigen (London) Limited, GB, Coventry ¹	100,0
Biomasseverwertung Straubing GmbH, DE, Straubing ²	100,0	Clinton Wind, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Bio-Wärme Gräfelfing GmbH, DE, Gräfelfing ⁶	40,0	Colbeck's Corner, LLC, US, Wilmington ¹	100,0
Blackbeard Solar, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Colbeck's Corner Holdco, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Blackbriar Battery, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Colonia-Cluj-Napoca-Energie S.R.L., RO, Cluj-Napoca ⁶	33,3
Blackjack Creek Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Cordova Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²	100,0
BMV Energie Beteiligungs GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree ²	100,0	Cranell Holdco, LLC, US, Wilmington ¹	100,0
BMV Energie GmbH & Co. KG, DE, Fürstenwalde/Spree ⁶	25,6	Cranell Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹	100,0
BO Baltic Offshore GmbH, DE, Hamburg ²	98,0	Cremlinger Energie GmbH, DE, Cremlingen ⁶	49,0
Boiling Springs Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Cuculus GmbH, DE, Ilmenau ⁶	20,4
Broken Spoke Solar, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Dampfversorgung Ostsee-Molkerei GmbH, DE, Wismar ⁶	50,0
Bruenning's Breeze Holdco, LLC, US, Wilmington ²	100,0	DD Turkey Holdings S.à r.l., LU, Luxemburg ¹	100,0
Bruenning's Breeze Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Delgaz Grid S.A., RO, Târgu Mureș ¹	56,5

1 konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3 gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4 Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5 assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6 assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7 übrige Beteiligungen · 8 Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen.

Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2018)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen AG & Co. oHG, DE, Gorleben ⁶	42,5	E.ON Business Services Iași S.A., RO, Iași ²	100,0
DOTI Deutsche Offshore-Testfeld- und Infrastruktur-GmbH & Co. KG, DE, Oldenburg ⁵	26,3	E.ON Business Services Regensburg GmbH, DE, Regensburg ^{1, 8}	100,0
DOTI Management GmbH, DE, Oldenburg ⁶	26,3	E.ON Business Services Sverige AB, SE, Malmö ²	100,0
DOTTO MORCONE S.r.l., IT, Mailand ²	100,0	E.ON Carbon Sourcing North America LLC, US, Wilmington ²	100,0
Drivango GmbH, DE, Düsseldorf ²	100,0	E.ON CDNE. S.p.A., IT, Mailand ²	81,1
Dutchdelta Finance S.à r.l., LU, Luxemburg ¹	100,0	E.ON Česká republika, s.r.o., CZ, České Budějovice ¹	100,0
E WIE EINFACH GmbH, DE, Köln ¹	100,0	E.ON Climate & Renewables Canada Ltd., CA, Saint John ¹	100,0
e.dialog Netz GmbH, DE, Potsdam ²	100,0	E.ON Climate & Renewables France, FR, Levallois-Perret ²	100,0
E.DIS AG, DE, Fürstenwalde/Spree ¹	67,0	E.ON Climate & Renewables GmbH, DE, Essen ¹	100,0
E.DIS Bau- und Energieservice GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree ²	100,0	E.ON Climate & Renewables Italia S.r.l., IT, Mailand ¹	100,0
E.DIS Netz GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree ¹	100,0	E.ON Climate & Renewables North America, LLC, US, Wilmington ¹	100,0
e.discom Telekommunikation GmbH, DE, Rostock ²	100,0	E.ON Climate & Renewables Services GmbH, DE, Essen ²	100,0
e.disnatur Erneuerbare Energien GmbH, DE, Potsdam ¹	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Biomass Limited, GB, Coventry ¹	100,0
e.distherm Wärmedienstleistungen GmbH, DE, Potsdam ¹	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Blyth Limited, GB, Coventry ¹	100,0
e.kundenservice Netz GmbH, DE, Hamburg ¹	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Developments Limited, GB, Coventry ¹	100,0
E.ON (Cross-Border) Pension Trustees Limited, GB, Coventry ²	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Humber Wind Limited, GB, Coventry ¹	100,0
E.ON 6. Verwaltungs GmbH, DE, Essen ²	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Limited, GB, Coventry ¹	100,0
E.ON 7. Verwaltungs GmbH, DE, Essen ²	100,0	E.ON Climate & Renewables UK London Array Limited, GB, Coventry ¹	100,0
E.ON 8. Verwaltungs GmbH, DE, Essen ²	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Offshore Wind Limited, GB, Coventry ¹	100,0
E.ON 9. Verwaltungs GmbH, DE, Essen ²	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Operations Limited, GB, Coventry ¹	100,0
E.ON 11. Verwaltungs GmbH, DE, Essen ²	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Robin Rigg East Limited, GB, Coventry ¹	100,0
E.ON 12. Verwaltungs GmbH, DE, Essen ²	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Robin Rigg West Limited, GB, Coventry ¹	100,0
E.ON Agile Nordic AB, SE, Malmö ²	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Wind Limited, GB, Coventry ¹	100,0
E.ON Asset Management GmbH & Co. EEA KG, DE, Grünwald ^{1, 8}	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Zone Six Limited, GB, Coventry ¹	100,0
E.ON Bayern Verwaltungs AG, DE, Essen ²	100,0	E.ON Climate & Renewables Windparks Deutschland GmbH, DE, Essen ²	100,0
E.ON Beteiligungen GmbH, DE, Düsseldorf ^{1, 8}	100,0	E.ON Connecting Energies GmbH, DE, Essen ¹	100,0
E.ON Bioerdgas GmbH, DE, Essen ¹	100,0	E.ON Connecting Energies Italia S.r.l., IT, Mailand ¹	100,0
E.ON Biofor Sverige AB, SE, Malmö ¹	100,0	E.ON Connecting Energies Limited, GB, Coventry ¹	100,0
E.ON Business Services Cluj S.R.L., RO, Cluj-Napoca ¹	100,0	E.ON Connecting Energies SAS, FR, Levallois-Perret 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 Hungary Kft., HU, Budapest 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.

Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2018)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
E.ON Control Solutions Limited, GB, Coventry ¹	100,0	E.ON Energy Solutions GmbH, DE, Unterschleißheim ²	100,0
E.ON Country Hub Germany GmbH, DE, Berlin ^{1,8}	100,0	E.ON Energy Solutions Limited, GB, Coventry ¹	100,0
E.ON Danmark A/S, DK, Frederiksberg ¹	100,0	E.ON Észak-dunántúli Áramhálózati Zrt., HU, Győr ¹	100,0
E.ON Dél-dunántúli Áramhálózati Zrt., HU, Pécs ¹	100,0	E.ON Fastigheter 1 AB, SE, Malmö ²	100,0
E.ON Dél-dunántúli Gázhálózati Zrt., HU, Pécs ¹	100,0	E.ON Fastigheter 2 AB, SE, Malmö ²	100,0
E.ON Dialog S.R.L., RO, Şelimbăr ²	100,0	E.ON Fastigheter Sverige AB, SE, Malmö ¹	100,0
E.ON Distribuce, a.s., CZ, České Budějovice ¹	100,0	E.ON Finanzanlagen GmbH, DE, Düsseldorf ^{1,8}	100,0
E.ON Drive Infrastructure GmbH, DE, Essen ^{1,8}	100,0	E.ON Finanzholding Beteiligungs-GmbH, DE, Berlin ²	100,0
E.ON Drive Infrastructure UK Limited, GB, Coventry ²	100,0	E.ON Finanzholding SE & Co. KG, DE, Essen ^{1,8}	100,0
E.ON edis Contracting GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree ²	100,0	E.ON First Future Energy Holding B.V., NL, Rotterdam ²	100,0
E.ON edis energia Sp. z o.o., PL, Warschau ¹	100,0	E.ON Flash S.R.L., RO, Târgu Mureş ²	100,0
E.ON Elnät Stockholm AB, SE, Malmö ¹	100,0	E.ON Fünfundzwanzigste Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf ^{1,8}	100,0
E.ON Energetikai Tanácsadó Kft., HU, Budapest ²	100,0	E.ON Gas Mobil GmbH, DE, Essen ²	100,0
E.ON Energia S.p.A., IT, Mailand ¹	100,0	E.ON Gashandel Sverige AB, SE, Malmö ¹	100,0
E.ON Energiakereskedelmi Kft., HU, Budapest ¹	100,0	E.ON Gasol Sverige AB, SE, Malmö ¹	100,0
E.ON Energiatermelő Kft., HU, Budapest ¹	100,0	E.ON Gaz Furnizare S.A., RO, Târgu Mureş ¹	68,2
E.ON Energidistribution AB, SE, Malmö ¹	100,0	E.ON Gazdasági Szolgáltató Kft., HU, Győr ¹	100,0
E.ON Energie 25. Beteiligungs-GmbH, DE, München ²	100,0	E.ON Gruga Geschäftsführungsgesellschaft mbH, DE, Düsseldorf ^{1,8}	100,0
E.ON Energie 38. Beteiligungs-GmbH, DE, München ²	100,0	E.ON Gruga Objektgesellschaft mbH & Co. KG, DE, Essen ^{1,8}	100,0
E.ON Energie AG, DE, Düsseldorf ^{1,8}	100,0	E.ON Human Resources International GmbH, DE, Hannover ^{1,8}	100,0
E.ON Energie Deutschland GmbH, DE, München ¹	100,0	E.ON Hungária Energetikai Zártkörűen Működő Részvénytársaság, HU, Budapest ¹	100,0
E.ON Energie Deutschland Holding GmbH, DE, München ¹	99,8	E.ON Iberia Holding GmbH, DE, Düsseldorf ^{1,8}	100,0
E.ON Energie Dialog GmbH, DE, Potsdam ²	100,0	E.ON Inhouse Consulting GmbH, DE, Essen ²	100,0
E.ON Energie Odnawialne Sp. z o.o., PL, Szczecin ¹	100,0	E.ON Innovation Co-Investments Inc., US, Wilmington ¹	100,0
E.ON Energie Real Estate Investment GmbH, DE, München ²	100,0	E.ON Innovation Hub S.A., RO, Târgu Mureş ²	100,0
E.ON Energie România S.A., RO, Târgu Mureş ¹	68,2	E.ON Insurance Services GmbH, DE, Essen ²	100,0
E.ON Energie, a.s., CZ, České Budějovice ¹	100,0	E.ON INTERNATIONAL FINANCE B.V., NL, Amsterdam ¹	100,0
E.ON Energihandel Nordic AB, SE, Malmö ¹	100,0	E.ON Invest GmbH, DE, Grünwald ²	100,0
E.ON Energilösningar AB, SE, Malmö ¹	100,0	E.ON IT UK Limited, GB, Coventry ²	100,0
E.ON Energy Gas (Eastern) Limited, GB, Coventry ²	100,0	E.ON Italia S.p.A., IT, Mailand ¹	100,0
E.ON Energy Gas (Northwest) Limited, GB, Coventry ²	100,0	E.ON Közép-dunántúli Gázhálózati Zrt., HU, Nagykanizsa ¹	99,9
E.ON Energy Installation Services Limited, GB, Coventry ¹	100,0	E.ON Kundensupport Sverige AB, SE, Malmö ¹	100,0
E.ON Energy Projects GmbH, DE, München ¹	100,0	E.ON Mälarkraft Värme AB, SE, Håbo kommun ¹	99,8
E.ON Energy Services, 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.

Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2018)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
E.ON Metering GmbH, DE, München ²	100,0	E.ON Ügyfélszolgálati Kft., HU, Budapest ¹	100,0
E.ON NA Capital LLC, US, Wilmington ¹	100,0	E.ON UK CHP Limited, GB, Coventry ¹	100,0
E.ON Nord Sverige AB, SE, Malmö ¹	100,0	E.ON UK CoGeneration Limited, GB, Coventry ¹	100,0
E.ON Nordic AB, SE, Malmö ¹	100,0	E.ON UK Directors Limited, GB, Coventry ²	100,0
E.ON Norge AS, NO, Stavanger ²	100,0	E.ON UK Energy Markets Limited, GB, Coventry ¹	100,0
E.ON North America Finance, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	E.ON UK Energy Services Limited, GB, Coventry ²	100,0
E.ON Nutzenergie GmbH i. Gr., DE, Essen ²	100,0	E.ON UK Heat Limited, GB, Coventry ²	100,0
E.ON Off Grid Solutions GmbH, DE, Düsseldorf ²	100,0	E.ON UK Holding Company Limited, GB, Coventry ¹	100,0
E.ON Perspekt GmbH, DE, Düsseldorf ²	70,0	E.ON UK Industrial Shipping Limited, GB, Coventry ²	100,0
E.ON Power Plants Belgium BVBA, BE, Mechelen ¹	100,0	E.ON UK Pension Trustees Limited, GB, Coventry ²	100,0
E.ON Produktion Danmark A/S, DK, Frederiksberg ¹	100,0	E.ON UK plc, GB, Coventry ¹	100,0
E.ON Produzione S.p.A., IT, Mailand ¹	100,0	E.ON UK Property Services Limited, GB, Coventry ²	100,0
E.ON Project Earth Limited, GB, Coventry ¹	100,0	E.ON UK PS Limited, GB, Coventry ²	100,0
E.ON RAG Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, Düsseldorf ¹	100,0	E.ON UK Secretaries Limited, GB, Coventry ²	100,0
E.ON RE Investments LLC, US, Wilmington ¹	100,0	E.ON UK Steven's Croft Limited, GB, Coventry ²	100,0
E.ON Real Estate GmbH, DE, Essen ²	100,0	E.ON UK Trustees Limited, GB, Coventry ²	100,0
E.ON Rhein-Ruhr Ausbildungs-GmbH, DE, Essen ²	100,0	E.ON US Corporation, US, Wilmington ¹	100,0
E.ON Rhein-Ruhr Werke GmbH, DE, Essen ²	100,0	E.ON US Energy LLC, US, Wilmington ¹	100,0
E.ON România S.R.L., RO, Târgu Mureș ¹	100,0	E.ON US Holding GmbH, DE, Düsseldorf ^{1,8}	100,0
E.ON Ruhrgas GPA GmbH, DE, Essen ^{1,8}	100,0	E.ON Varme Danmark ApS, DK, Frederiksberg ¹	100,0
E.ON Ruhrgas Portfolio GmbH, DE, Essen ^{1,8}	100,0	E.ON Värme Sverige AB, SE, Malmö ¹	100,0
E.ON Sechzehnte Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf ^{1,8}	100,0	E.ON Verwaltungs AG Nr. 1, DE, München ²	100,0
E.ON Service GmbH, DE, Essen ²	100,0	E.ON Verwaltungs SE, DE, Düsseldorf ^{1,8}	100,0
E.ON Servicii Clienti S.R.L., RO, Târgu Mureș ¹	100,0	E.ON Wind Denmark AB, SE, Malmö ²	100,0
E.ON Servicii S.R.L., RO, Târgu Mureș ¹	100,0	E.ON Wind Denmark 2 AB, SE, Malmö ²	100,0
E.ON Servicii Tehnice S.R.L., RO, Târgu Mureș ¹	100,0	E.ON Wind Kårehamn AB, SE, Malmö ¹	100,0
E.ON Servisní, s.r.o., CZ, České Budějovice ¹	100,0	E.ON Wind Norway AB, SE, Malmö ²	100,0
E.ON Slovensko, a.s., SK, Bratislava ¹	100,0	E.ON Wind Service GmbH, DE, Neubukow ²	100,0
E.ON Software Development SRL, RO, Târgu Mureș ²	100,0	E.ON WIND SERVICE ITALIA S.r.l., IT, Mailand ²	100,0
E.ON Solar GmbH, DE, Essen ²	100,0	E.ON Wind Services A/S, DK, Rødby ¹	100,0
E.ON Solutions GmbH, DE, Essen ^{1,8}	100,0	E.ON Wind Sweden AB, SE, Malmö ¹	100,0
E.ON Sverige AB, SE, Malmö ¹	100,0	E.ON Zweiundzwanzigste Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf ^{1,8}	100,0
E.ON Telco, s.r.o., CZ, České Budějovice ²	100,0	E3 Haustechnik GmbH, DE, Magdeburg ²	100,0
E.ON Tiszántúli Áramhálózati Zrt., HU, Debrecen ¹	100,0	East Midlands Electricity Distribution Holdings, GB, Coventry 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.

Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2018)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
East Midlands Electricity Share Scheme Trustees Limited, GB, Coventry ²	100,0	EMSZET Első Magyar Szélerőmű Korlátolt Felelősségű Társaság, HU, Kulcs ²	74,7
EBERnetz GmbH & Co. KG, DE, Ebersberg ⁶	49,0	Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A., PL, Opole ⁵	46,7
EBY Immobilien GmbH & Co KG, DE, Regensburg ²	100,0	Energie und Wasser Potsdam GmbH, DE, Potsdam ⁵	35,0
EBY Port 1 GmbH, DE, München ^{1, 8}	100,0	Energie und Wasser Wahlstedt/Bad Segeberg GmbH & Co. KG (ews), DE, Bad Segeberg ⁶	50,1
EBY Port 3 GmbH, DE, Regensburg ¹	100,0	Energie Vorpommern GmbH, DE, Trassenheide ⁶	49,0
EC&R Asset Management, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Energie-Agentur Weyhe GmbH, DE, Weyhe ⁶	50,0
EC&R Canada Ltd., CA, Saint John ¹	100,0	energielösung GmbH, DE, Regensburg ²	100,0
EC&R Development, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Energienetz Neufahrn/Eching GmbH & Co. KG, DE, Neufahrn bei Freising ⁶	49,0
EC&R Energy Marketing, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Energienetze Bayern GmbH, DE, Regensburg ¹	100,0
EC&R Ft. Huachuca Solar, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Energienetze Schaaheim GmbH, DE, Regensburg ²	100,0
EC&R Grandview Holdco, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Energie-Pensions-Management GmbH, DE, Hannover ²	70,0
EC&R Investco EPC Mgmt, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Energieversorgung Alzenau GmbH (EVA), DE, Alzenau ⁶	69,5
EC&R Investco Mgmt, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Energieversorgung Buching-Trauchgau (EBT) Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Halblech ⁶	50,0
EC&R Investco Mgmt II, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Energieversorgung Putzbrunn GmbH & Co. KG, DE, Putzbrunn ⁶	50,0
EC&R Magicat Holdco, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Energieversorgung Putzbrunn Verwaltungs GmbH, DE, Putzbrunn ⁶	50,0
EC&R NA Solar PV, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Energieversorgung Sehnde GmbH, DE, Sehnde ⁶	30,0
EC&R O&M, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Energieversorgung Vechelde GmbH & Co. KG, DE, Vechelde ⁶	49,0
EC&R Panther Creek Wind Farm III, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Energie-Wende-Garching GmbH & Co. KG, DE, Garching ⁶	50,0
EC&R QSE, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Energie-Wende-Garching Verwaltungs-GmbH, DE, Garching ⁶	50,0
EC&R Services, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Energiewerke Isernhagen GmbH, DE, Isernhagen ⁶	49,0
EC&R Sherman, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Energiewerke Osterburg GmbH, DE, Osterburg (Altmark) ⁶	49,0
EC&R Solar Development, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Energy Collection Services Limited, GB, Coventry ²	100,0
Economy Power Limited, GB, Coventry ¹	100,0	Enerjisa Enerji A.Ş., TR, Istanbul ⁴	40,0
EDT Energie Werder GmbH, DE, Werder (Havel) ²	100,0	Enerjisa Üretim Santralleri A.Ş., TR, Istanbul ⁴	50,0
EEP 2. Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, München ²	100,0	EPS Polska Holding Sp. z o.o., PL, Warschau ¹	100,0
EFG Erdgas Forchheim GmbH, DE, Forchheim ⁶	24,9	Ergon Energia S.r.l. in liquidazione, IT, Brescia ⁶	50,0
EFR Europäische Funk-Rundsteuerung GmbH, DE, München ⁶	39,9	Ergon Overseas Holdings Limited, GB, Coventry ¹	100,0
El Algodon Alto Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²	100,0	ErwärmBAR GmbH, DE, Eberswalde ⁶	50,0
ElbEnergie GmbH, DE, Quickborn ²	100,0	ESN EnergieSystemeNord GmbH, DE, Schwentinental ²	55,0
Elektrizitätsnetzgesellschaft Grünwald mbH & Co. KG, DE, Grünwald ⁶	49,0	ESN Sicherheit und Zertifizierung GmbH, DE, Schwentinental ²	100,0
Elektrizitätswerk Schwandorf GmbH, DE, Schwandorf ²	100,0	etatherm GmbH, DE, Potsdam ⁶	20,4
Elevate Wind Holdco, LLC, US, Wilmington ⁴	50,0		
Elmregia GmbH, DE, Schöningen 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.

Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2018)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
EVG Energieversorgung Gemünden GmbH, DE, Gemünden am Main ⁶	49,0	Gelsenberg Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf ²	100,0
ews Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Bad Segeberg ⁶	50,2	Gelsenwasser Beteiligungs-GmbH, DE, München ²	100,0
EZV Energie- und Service GmbH & Co. KG Untermain, DE, Wörth am Main ⁶	28,9	Gemeindewerke Gräfelfing GmbH & Co. KG, DE, Gräfelfing ⁶	49,0
EZV Energie- und Service Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Wörth am Main ⁶	28,8	Gemeindewerke Gräfelfing Verwaltungs GmbH, DE, Gräfelfing ⁶	49,0
Falkenbergs Biogas AB, SE, Malmö ²	65,0	Gemeindewerke Leck GmbH, DE, Leck ⁶	49,9
Farma Wiatrowa Barzowice Sp. z o.o., PL, Warschau ¹	100,0	Gemeindewerke Uetze GmbH, DE, Uetze ⁶	49,0
Fernwärmeversorgung Freising Gesellschaft mit beschränkter Haftung (FFG), DE, Freising ⁶	50,0	Gemeindewerke Wedemark GmbH, DE, Wedemark ⁶	49,0
FEVA Infrastrukturgesellschaft mbH, DE, Wolfsburg ⁶	49,0	Gemeindewerke Wietze GmbH, DE, Wietze ⁶	49,0
FIDELIA Holding LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Gemeinnützige Gesellschaft zur Förderung des E.ON Energy Research Center mbH, DE, Aachen ⁶	50,0
Fifth Standard Solar PV, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde GmbH & Co. oHG, DE, Emmerthal ¹	100,0
Fitas Verwaltung GmbH & Co. Dritte Vermietungs-KG, DE, Pullach im Isartal ²	90,0	Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde Management GmbH, DE, Emmerthal ²	83,2
FITAS Verwaltung GmbH & Co. REGIUM-Objekte KG, DE, Pullach im Isartal ²	90,0	Gemeinschaftskernkraftwerk Isar 2 GmbH, DE, Essenbach ²	75,0
Flatlands Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH & Co. oHG, DE, Emmerthal ¹	66,7
Florida Solar and Power Group LLC, US, Wilmington ²	100,0	Geotermisk Operaterselskab ApS, DK, Kirke Saby ⁶	20,0
Forest Creek Investco, Inc., US, Wilmington ¹	100,0	Geothermie-Wärmegeellschaft Braunau-Simbach mbH, AT, Braunau am Inn ⁶	20,0
Forest Creek WF Holdco, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH, DE, Kiel ⁶	33,3
Forest Creek Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	GfS Gesellschaft für Simulatorschulung mbH, DE, Essen ⁶	41,7
Fortuna Solar, LLC, US, Wilmington ²	100,0	GHD Bayernwerk Natur GmbH & Co. KG, DE, Dingolfing ²	75,0
Frazier Solar, LLC, US, Wilmington ²	100,0	GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH, DE, Essen ⁶	48,0
Freudi AB, SE, Malmö ¹	100,0	GOLLIPP Bioerdgas GmbH & Co. KG, DE, Gollhofen ⁶	50,0
GASAG AG, DE, Berlin ⁵	36,9	GOLLIPP Bioerdgas Verwaltungs GmbH, DE, Gollhofen ⁶	50,0
Gasnetzgesellschaft Laatzen-Süd mbH, DE, Laatzen ⁶	49,0	Gondoskodás-Egymásért Alapítvány, HU, Debrecen ²	100,0
Gasversorgung Bad Rodach GmbH, DE, Bad Rodach ⁶	50,0	Gottburg Energie- und Wärmetechnik GmbH & Co. KG, DE, Leck ⁶	49,9
Gasversorgung Ebermannstadt GmbH, DE, Ebermannstadt ⁶	50,0	Gottburg Verwaltungs GmbH, DE, Leck ⁶	49,9
Gasversorgung im Landkreis Gifhorn GmbH, DE, Gifhorn ¹	95,0	Grandview Wind Farm, LLC, US, Wilmington ⁴	50,0
Gasversorgung Unterfranken Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Würzburg ⁵	49,0	Grandview Wind Farm III, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Gasversorgung Wismar Land GmbH, DE, Lübow ⁶	49,0	Grandview Wind Farm IV, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Gasversorgung Wunsiedel GmbH, DE, Wunsiedel ⁶	50,0	Grandview Wind Farm V, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Gelsenberg GmbH & Co. KG, DE, Düsseldorf ^{1, 8}	100,0	Green Sky Energy Limited, GB, Coventry ¹	100,0
		greenited GmbH, DE, Hamburg 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.

Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2018)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
greenXmoney.com GmbH i. L., DE, Neu-Ulm ²	100,0	Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH, DE, Gundremmingen ⁵	25,0
GrönGas Partner A/S, DK, Hirtshals ⁶	50,0	Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg ³	50,0
Hams Hall Management Company Limited, GB, Coventry ⁶	44,8	Kernkraftwerk Stade GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg ¹	66,7
HanseGas GmbH, DE, Quickborn ¹	100,0	Kernkraftwerke Isar Verwaltungs GmbH, DE, Essenbach ¹	100,0
HanseWerk AG, DE, Quickborn ¹	66,5	KGW - Kraftwerk Grenzach-Wyhlen GmbH, DE, München ¹	100,0
HanseWerk Natur GmbH, DE, Hamburg ¹	100,0	Kite Power Systems Limited, GB, Chelmsford ⁶	20,0
Harzwasserwerke GmbH, DE, Hildesheim ⁵	20,8	Komáromi Kogenerációs Erőmű Kft., HU, Budapest ²	100,0
Havelstrom Zehdenick GmbH, DE, Zehdenick ⁶	49,0	KommEnergie Erzeugungs GmbH, DE, Eichenau ⁶	100,0
Heizwerk Holzverwertungsgenossenschaft Stiftland eG & Co. oHG, DE, Neualbenreuth ⁶	50,0	KommEnergie GmbH, DE, Eichenau ⁶	61,0
HGC Hamburg Gas Consult GmbH, DE, Hamburg ²	100,0	Kommunale Energieversorgung GmbH Eisenhüttenstadt, DE, Eisenhüttenstadt ⁶	49,0
HOCHTEMPERATUR-KERNKRAFTWERK GmbH (HKG). Gemeinsames europäisches Unternehmen, DE, Hamm ⁶	26,0	Kommunale Klimaschutzgesellschaft Landkreis Celle gemeinnützige GmbH, DE, Celle ⁶	25,0
Holsteiner Wasser GmbH, DE, Neumünster ⁶	50,0	Kommunale Klimaschutzgesellschaft Landkreis Uelzen gemeinnützige GmbH, DE, Celle ⁶	25,0
Home.ON GmbH, DE, Aachen ⁶	45,0	Kraftwerk Burghausen GmbH, DE, München ¹	100,0
iamsmart GmbH, DE, Essen ²	100,0	Kraftwerk Hattorf GmbH, DE, München ¹	100,0
Improbed AB, SE, Malmö ²	100,0	Kraftwerk Marl GmbH, DE, München ¹	100,0
Inadale Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Kraftwerk Plattling GmbH, DE, München ¹	100,0
Induboden GmbH, DE, Düsseldorf ²	100,0	KSG Kraftwerks-Simulator-Gesellschaft mbH, DE, Essen ⁶	41,7
Induboden GmbH & Co. Grundstücksgesellschaft oHG, DE, Essen ²	100,0	Kurgan Grundstücks-Verwaltungsgesellschaft mbH & Co. oHG, DE, Grünwald ¹	90,0
Industriekraftwerk Greifswald GmbH, DE, Kassel ⁶	49,0	Lake Fork Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Industry Development Services Limited, GB, Coventry ²	100,0	LandE GmbH, DE, Wolfsburg ¹	69,6
InfraServ - Bayernwerk Gendorf GmbH, DE, Burgkirchen a. d. Alz ⁶	50,0	Landwehr Wassertechnik GmbH, DE, Schöppenstedt ²	100,0
Infrastrukturgesellschaft Stadt Nienburg/Weser mbH, DE, Nienburg/Weser ⁶	49,9	Lighting for Staffordshire Holdings Limited, GB, Coventry ¹	60,0
Intelligent Maintenance Systems Limited, GB, Milton Keynes ⁶	25,0	Lighting for Staffordshire Limited, GB, Coventry ¹	100,0
IPP ESN Power Engineering GmbH, DE, Kiel ²	51,0	Liikennevirta Oy, FI, Helsinki ⁶	34,9
Iron Horse Battery Storage, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Lillo Energy NV, BE, Brüssel ⁶	50,0
Jihočeská plynárenská, a.s., CZ, České Budějovice ²	100,0	Limfjordens Bioenergi ApS, DK, Frederiksberg ²	78,0
Kalmar Energi Försäljning AB, SE, Kalmar ⁶	40,0	Local Energies, a. s., CZ, Zlín - Malenovice ²	100,0
Kalmar Energi Holding AB, SE, Kalmar ⁴	50,0	London Array Limited, GB, Tunbridge Wells ⁶	30,0
Kasson Manteca Solar, LLC, US, Wilmington ²	100,0	LSW Energie Verwaltungs-GmbH, DE, Wolfsburg ⁶	57,0
Kemsley CHP Limited, GB, Coventry ¹	100,0	LSW Holding GmbH & Co. KG, DE, Wolfsburg ⁵	57,0
Kernkraftwerk Brokdorf GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg ¹	80,0	LSW Holding Verwaltungs-GmbH, DE, Wolfsburg ⁶	57,0
Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg ⁵	33,3		

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.

Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2018)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
LSW Netz Verwaltungs-GmbH, DE, Wolfsburg ⁵	57,0	Netzgesellschaft Hohen Neuendorf Strom GmbH & Co. KG, DE, Hohen Neuendorf ⁶	49,0
Luna Lüneburg GmbH, DE, Lüneburg ⁵	49,0	Netzgesellschaft Ronnenberg GmbH & Co. KG, DE, Ronnenberg ⁶	49,0
Magicat Holdco, LLC, US, Wilmington ⁵	20,0	Netzgesellschaft Schwerin mbH (NGS), DE, Schwerin ⁶	40,0
Major Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Netzgesellschaft Stuhr/Weyhe mbH i. L., DE, Helmstedt ²	100,0
March Road Solar, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Netzgesellschaft Syke GmbH, DE, Syke ⁵	49,0
Maricopa East Solar PV, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Neumünster Netz Beteiligungs-GmbH, DE, Neumünster ¹	50,1
Maricopa East Solar PV 2, LLC, US, Wilmington ²	100,0	New Cogen Sp. z o.o., PL, Warschau ²	100,0
Maricopa Land Holding, LLC, US, Wilmington ²	100,0	NIS Norddeutsche Informations-Systeme Gesellschaft mbH, DE, Schwentinental ²	100,0
Maricopa West Solar PV 2, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Nord Stream AG, CH, Zug ⁵	15,5
Matrix Control Solutions Limited, GB, Coventry ¹	100,0	NORD-direkt GmbH, DE, Neumünster ²	100,0
MEON Pensions GmbH & Co. KG, DE, Grünwald ^{1, 8}	100,0	NordNetz GmbH, DE, Quickborn ²	100,0
MEON Verwaltungs GmbH, DE, Grünwald ²	100,0	Northern Orchard Solar PV, LLC, US, Wilmington ²	100,0
MFG Flughafen-Grundstücksverwaltungsgesellschaft mbH & Co. Gamma oHG i.L., DE, Grünwald ²	90,0	Northern Orchard Solar PV 2, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Midlands Electricity Limited, GB, Coventry ²	100,0	Northern Orchard Solar PV 3, LLC, US, Wilmington ²	100,0
MINUS 181 GmbH, DE, Parchim ⁶	25,1	Novo Innovations Limited, GB, Coventry ²	100,0
Mosoni-Duna Menti Szélerőmű Kft., HU, Budapest ²	100,0	Nysäter Wind AB, SE, Malmö ⁵	20,0
Munnsville Investco, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Oberland Stromnetz GmbH & Co. KG, DE, Murnau a. Staffelsee ⁶	33,9
Munnsville WF Holdco, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	ocean5 Digital Service GmbH, DE, Kiel ⁶	50,0
Munnsville Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Oebisfelder Wasser und Abwasser GmbH, DE, Oebisfelde ⁶	49,0
Nahwärme Ascha GmbH, DE, Ascha ²	90,0	Offshore-Windpark Delta Nordsee GmbH, DE, Hamburg ²	100,0
Naranjo Battery, LLC, US, Wilmington ²	100,0	OMNI Energy Kft., HU, Kiskunhalas ⁵	50,0
Netz- und Wartungsservice (NWS) GmbH, DE, Schwerin ²	100,0	OOO E.ON Connecting Energies, RU, Moskau ⁴	50,0
Netzanschluss Mürow Oberdorf GbR, DE, Bremerhaven ⁶	34,8	OOO E.ON IT, RU, Moskau ²	100,0
Netzgesellschaft Bad Münde GmbH & Co. KG, DE, Bad Münde ⁶	49,0	Oskarshamn Energi AB, SE, Oskarshamn ⁴	50,0
Netzgesellschaft Barsinghausen GmbH & Co. KG, DE, Barsinghausen ⁶	49,0	OurGreenCar Sweden AB, SE, Malmö ⁶	30,0
Netzgesellschaft Gehrden mbH, DE, Gehrden ⁶	49,0	Owen Prairie Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Netzgesellschaft Hemmingen mbH, DE, Hemmingen ⁶	49,0	PannonWatt Energetikai Megoldások Zrt., HU, Győr ⁶	49,9
Netzgesellschaft Hennigsdorf Strom mbH, DE, Hennigsdorf ⁶	50,0	Panther Creek I&II Retrofit, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Netzgesellschaft Hildesheimer Land GmbH & Co. KG, DE, Giesen ⁶	49,0	Panther Creek Solar, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Netzgesellschaft Hildesheimer Land Verwaltung GmbH, DE, Giesen ⁶	49,0	Panther Creek Wind Farm I&II, LLC, US, Wilmington ¹	100,0
		Paradise Cut Battery, LLC, US, Wilmington ²	100,0
		Pawnee Spirit Wind Farm, LLC, US, Wilmington 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.

Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2018)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
PEG Infrastruktur AG, CH, Zug ¹	100,0	REGAS Verwaltungs-GmbH, DE, Regensburg ⁶	50,0
Peißenberger Kraftwerksgesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Peißenberg ²	100,0	REGENSBURGER ENERGIE- UND WASSERVERSORGUNG AG, DE, Regensburg ⁶	35,5
Peißenberger Wärmegesellschaft mbH, DE, Peißenberg ⁶	50,0	regiolicht GmbH, DE, Helmstedt ²	89,8
Perstorps Fjärrvärme AB, SE, Perstorp ⁶	50,0	RegioNetzMünchen GmbH & Co. KG, DE, Garching ⁶	50,0
Peyton Creek Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²	100,0	RegioNetzMünchen Verwaltungs GmbH, DE, Garching ⁶	50,0
Pinckard Solar LLC, US, Wilmington ²	100,0	Regnitzstromverwertung Aktiengesellschaft, DE, Erlangen ⁶	33,3
Pinckard Solar Member LLC, US, Wilmington ²	100,0	REWAG REGENSBURGER ENERGIE- UND WASSERVERSORGUNG AG & CO KG, DE, Regensburg ⁵	35,5
Pioneer Trail Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	R-KOM Regensburger Telekommunikationsgesellschaft mbH & Co. KG, DE, Regensburg ⁶	20,0
Pipkin Ranch Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²	100,0	R-KOM Regensburger Telekommunikationsverwaltungs-gesellschaft mbH, DE, Regensburg ⁶	20,0
Portfolio EDL GmbH, DE, Helmstedt ^{1, 8}	100,0	Rødsand 2 Offshore Wind Farm AB, SE, Malmö ⁵	20,0
Powergen Holdings B.V., NL, Rotterdam ¹	100,0	Roscoe WF Holdco, LLC, US, Wilmington ¹	100,0
Powergen International Limited, GB, Coventry ¹	100,0	Roscoe Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹	100,0
Powergen Limited, GB, Coventry ¹	100,0	Rose Rock Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Powergen Luxembourg Holdings S.à r.l., LU, Luxemburg ¹	100,0	Rosengård Invest AB, SE, Malmö ⁶	25,0
Powergen Power No. 1 Limited, GB, Coventry ²	100,0	S.C. Salgaz S.A., RO, Salonta ²	56,7
Powergen Power No. 2 Limited, GB, Coventry ²	100,0	Safekont GmbH, DE, München ²	100,0
Powergen Serang Limited, GB, Coventry ²	100,0	Safetec Entsorgungs- und Sicherheitstechnik GmbH, DE, Heidelberg ²	100,0
Powergen UK Investments, GB, Coventry ²	100,0	Safetec-Swiss GmbH, CH, Stans ²	100,0
PreussenElektra GmbH, DE, Hannover ¹	100,0	Sand Bluff WF Holdco, LLC, US, Wilmington ¹	100,0
Purena Consult GmbH, DE, Wolfenbüttel ²	100,0	Sand Bluff Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹	100,0
Purena GmbH, DE, Wolfenbüttel ¹	94,1	Scarweather Sands Limited, GB, Coventry ⁶	50,0
Pyron Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Schleswig-Holstein Netz AG, DE, Quickborn ¹	81,1
Radford's Run Holdco, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Schleswig-Holstein Netz Verwaltungs-GmbH, DE, Quickborn ¹	100,0
Radford's Run Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	SEC A Sp. z o.o., PL, Szczecin ²	100,0
Rampion Offshore Wind Limited, GB, Coventry ¹	50,1	SEC B Sp. z o.o., PL, Szczecin ²	100,0
Rauschbergbahn Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Ruhpolding ²	77,4	SEC C Sp. z o.o., PL, Szczecin ²	100,0
Raymond Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²	100,0	SEC D Sp. z o.o., PL, Szczecin ²	100,0
RDE Regionale Dienstleistungen Energie GmbH & Co. KG, DE, Veitshöchheim ²	100,0	SEC E Sp. z o.o., PL, Szczecin ²	100,0
RDE Verwaltungs-GmbH, DE, Veitshöchheim ²	100,0	SEC Energia Sp. z o.o., PL, Szczecin ²	100,0
Redsted Varmetransmission ApS, DK, Frederiksberg ²	100,0	SEC F Sp. z o.o., PL, Szczecin ²	100,0
Refarmed ApS, DK, Kopenhagen ⁶	20,0		
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.

Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2018)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
SEC G Sp. z o.o., PL, Szczecin ²	100,0	Stadtwerke Bad Bramstedt GmbH, DE, Bad Bramstedt ⁶	36,0
SEC H Sp. z o.o., PL, Szczecin ²	100,0	Stadtwerke Barth GmbH, DE, Barth ⁶	49,0
SEC HR Sp. z o.o., PL, Szczecin ²	100,0	Stadtwerke Bayreuth Energie und Wasser GmbH, DE, Bayreuth ⁵	24,9
SEC I Sp. z o.o., PL, Szczecin ²	100,0	Stadtwerke Bergen GmbH, DE, Bergen ⁶	49,0
SEC J Sp. z o.o., PL, Szczecin ²	100,0	Stadtwerke Blankenburg GmbH, DE, Blankenburg ⁶	30,0
SEC K Sp. z o.o., PL, Szczecin ²	100,0	Stadtwerke Bogen GmbH, DE, Bogen ⁶	41,0
SEC Myślibórz Sp. z o.o., PL, Myślibórz ²	89,9	Stadtwerke Bredstedt GmbH, DE, Bredstedt ⁶	49,9
SEC Region Sp. z o.o., PL, Barlinek ²	100,0	Stadtwerke Burgdorf GmbH, DE, Burgdorf ⁶	49,0
SEC Serwis Sp. z o.o., PL, Szczecin ²	100,0	Stadtwerke Ebermannstadt Versorgungsbetriebe GmbH, DE, Ebermannstadt ⁶	25,0
SERVICE plus GmbH, DE, Neumünster ²	100,0	Stadtwerke Eggenfelden GmbH, DE, Eggenfelden ⁶	49,0
Service Plus Recycling GmbH, DE, Neumünster ²	100,0	Stadtwerke Frankfurt (Oder) GmbH, DE, Frankfurt (Oder) ⁵	39,0
Servicii Energetice pentru Acasa - SEA Complet S.A., RO, Târgu Mureș ²	96,0	Stadtwerke Garbsen GmbH, DE, Garbsen ⁶	24,9
Settlers Trail Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	Stadtwerke Geesthacht GmbH, DE, Geesthacht ⁶	24,9
Skive GreenLab Biogas ApS, DK, Frederiksberg ²	100,0	Stadtwerke Husum GmbH, DE, Husum ⁶	49,9
ŠKO ENERGO, s.r.o., CZ, Mladá Boleslav ⁶	21,0	Stadtwerke Lüz GmbH, DE, Lüz ⁶	25,0
ŠKO-ENERGO FIN, s.r.o., CZ, Mladá Boleslav ⁵	42,5	Stadtwerke Ludwigsfelde GmbH, DE, Ludwigsfelde ⁶	29,0
SmartSim GmbH, DE, Essen ⁶	24,0	Stadtwerke Neunburg vorm Wald Strom GmbH, DE, Neunburg vorm Wald ⁶	24,9
Snow Shoe Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Stadtwerke Niebüll GmbH, DE, Niebüll ⁶	49,9
Söderåsens Bioenergi AB, SE, Malmö ²	63,3	Stadtwerke Olching Stromnetz GmbH & Co. KG, DE, Olching ⁶	49,0
Solar Supply Sweden AB, SE, Karlshamn ²	100,0	Stadtwerke Olching Stromnetz Verwaltungs GmbH, DE, Olching ⁶	49,0
Sønderjysk Biogas Bevtøft A/S, DK, Vejens ⁶	50,0	Stadtwerke Parchim GmbH, DE, Parchim ⁶	25,2
Sparta North, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Stadtwerke Premnitz GmbH, DE, Premnitz ⁶	35,0
Sparta South, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Stadtwerke Pritzwalk GmbH, DE, Pritzwalk ⁶	49,0
SPIE Energy Solutions Harburg GmbH, DE, Hamburg ⁶	35,0	Stadtwerke Ribnitz-Damgarten GmbH, DE, Ribnitz-Damgarten ⁶	39,0
Städtische Betriebswerke Luckenwalde GmbH, DE, Luckenwalde ⁶	29,0	Stadtwerke Schwedt GmbH, DE, Schwedt/Oder ⁶	37,8
Städtische Werke Magdeburg GmbH & Co. KG, DE, Magdeburg ⁵	26,7	Stadtwerke Tornesch GmbH, DE, Tornesch ⁶	49,0
Städtische Werke Magdeburg Verwaltungs-GmbH, DE, Magdeburg ⁶	26,7	Stadtwerke Vilshofen GmbH, DE, Vilshofen ⁶	41,0
Stadtnetze Neustadt a. Rbge. GmbH & Co. KG, DE, Neustadt a. Rbge. ⁶	24,9	Stadtwerke Wismar GmbH, DE, Wismar ⁵	49,0
Stadtnetze Neustadt a. Rbge. Verwaltungs-GmbH, DE, Neustadt a. Rbge. ⁶	24,9	Stadtwerke Wittenberge GmbH, DE, Wittenberge ⁶	22,7
Stadtversorgung Pattensen GmbH & Co. KG, DE, Pattensen ⁶	49,0	Stadtwerke Wolfenbüttel GmbH, DE, Wolfenbüttel ⁶	26,0
Stadtversorgung Pattensen Verwaltung GmbH, DE, Pattensen ⁶	49,0	Stadtwerke Wolmirstedt GmbH, DE, Wolmirstedt ⁶	49,4
		Stella Holdco, LLC, US, Wilmington 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.

Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2018)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Stella Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹	100,0	SVO Holding GmbH, DE, Celle ¹	50,1
Stillwater Energy Storage, LLC, US, Wilmington ²	100,0	SVO Vertrieb GmbH, DE, Celle ¹	100,0
Stockton Solar I, LLC, US, Wilmington ²	100,0	SWG Glasfaser Netz GmbH, DE, Geesthacht ⁶	33,4
Stockton Solar II, LLC, US, Wilmington ²	100,0	SWN Stadtwerke Neustadt GmbH, DE, Neustadt bei Coburg ⁶	25,1
Strom Germering GmbH, DE, Germering ²	90,0	SWS Energie GmbH, DE, Stralsund ⁵	49,0
Stromnetz Kulmbach GmbH & Co. KG, DE, Kulmbach ⁶	49,0	Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o., PL, Szczecin ¹	66,5
Stromnetz Kulmbach Verwaltungs GmbH, DE, Kulmbach ⁶	49,0	Szombathelyi Erőmű Zrt., HU, Budapest ²	55,0
Stromnetz Pullach GmbH, DE, Pullach im Isartal ²	100,0	Szombathelyi Távhőszolgáltató Kft., HU, Szombathely ⁶	25,0
Stromnetz Weiden i.d.OPf. GmbH & Co. KG, DE, Weiden i. d. OPf. ⁶	49,0	Tech Park Solar, LLC, US, Wilmington ¹	100,0
Stromnetz Würmtal GmbH & Co. KG, DE, Planegg ²	74,5	The Power Generation Company Limited, GB, Coventry ²	100,0
Stromnetz Würmtal Verwaltungs GmbH, DE, Planegg ²	100,0	Three Rocks Solar, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Stromnetze Peiner Land GmbH, DE, Ilsede ⁶	49,0	Tierra Blanca Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Stromnetzgesellschaft Bad Salzdetfurth - Diekhöfen mbH & Co. KG, DE, Bad Salzdetfurth ⁶	49,0	Tipton Wind, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Stromnetzgesellschaft Barsinghausen GmbH & Co. KG, DE, Barsinghausen ⁶	49,0	TPG Wind Limited, GB, Coventry ⁶	50,0
Stromnetzgesellschaft Wunstorf GmbH & Co. KG, DE, Wunstorf ⁶	49,0	Triangeln 10 i Norrköping Fastighets AB, SE, Sundsvall ¹	100,0
Stromversorgung Angermünde GmbH, DE, Angermünde ⁶	49,0	Triangeln 15 i Norrköping Fastighets AB, SE, Malmö ²	100,0
Stromversorgung Penzberg GmbH & Co. KG, DE, Penzberg ⁶	49,0	Trocknungsanlage Zolling GmbH & Co. KG, DE, Zolling ⁶	33,3
Stromversorgung Pfaffenhofen a. d. Ilm GmbH & Co. KG, DE, Pfaffenhofen ⁶	49,0	Trocknungsanlage Zolling Verwaltungs GmbH, DE, Zolling ⁶	33,3
Stromversorgung Pfaffenhofen a. d. Ilm Verwaltungs GmbH, DE, Pfaffenhofen ⁶	49,0	Turkey Run, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Stromversorgung Ruhpolding Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Ruhpolding ²	100,0	Überlandwerk Leinetal GmbH, DE, Gronau ⁶	48,0
Stromversorgung Unterschleißheim GmbH & Co. KG, DE, Unterschleißheim ⁶	49,0	Ultra-Fast Charging Joint Venture Scandinavia ApS, DK, Kopenhagen ⁶	50,0
Stromversorgung Unterschleißheim Verwaltungs GmbH, DE, Unterschleißheim ⁶	49,0	Umspannwerk Miltzow-Mannhagen GbR, DE, Sundhagen ⁶	22,2
strotög GmbH Strom für Töging, DE, Töging am Inn ⁶	50,0	Union Grid s.r.o., CZ, Prag ⁶	34,0
StWB Stadtwerke Brandenburg an der Havel GmbH & Co. KG, DE, Brandenburg an der Havel ⁵	36,8	Uranit GmbH, DE, Jülich ⁴	50,0
StWB Verwaltungs GmbH, DE, Brandenburg an der Havel ⁶	36,8	Utility Debt Services Limited, GB, Coventry ²	100,0
SüdWasser GmbH, DE, Erlangen ²	100,0	Valencia Solar, LLC, US, Tucson ¹	100,0
SVH Stromversorgung Haar GmbH, DE, Haar ⁶	50,0	Valverde Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²	100,0
SVI-Stromversorgung Ismaning GmbH, DE, Ismaning ⁶	25,1	VDE Komplementär GmbH, DE, Kassel ²	100,0
		VDE Projects GmbH, DE, Kassel 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

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.

Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2018)

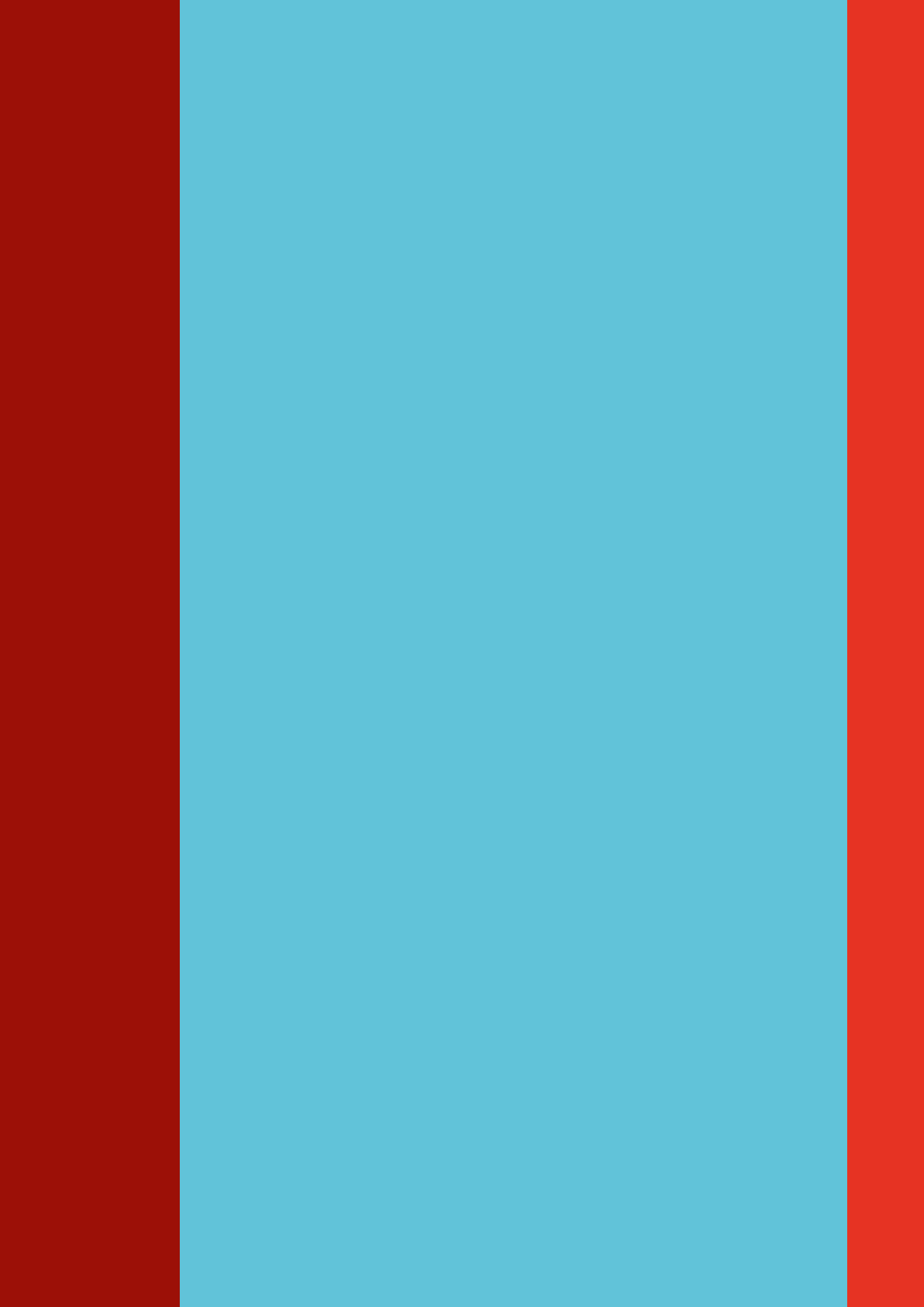
Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Versorgungsbetrieb Waldbüttelbrunn GmbH, DE, Waldbüttelbrunn ⁶	49,0	WEVG Salzgitter GmbH & Co. KG, DE, Salzgitter ¹	50,2
Versorgungsbetriebe Helgoland GmbH, DE, Helgoland ⁶	49,0	WEVG Verwaltungs GmbH, DE, Salzgitter ²	50,2
Versorgungskasse Energie (VVaG) i. L., DE, Hannover ¹	70,3	Wildcat Wind Farm II, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Versuchsatomkraftwerk Kahl GmbH, DE, Karlstein ⁶	20,0	Wildcat Wind Farm III, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Veszprém-Kogeneráció Energiatermelő Zrt., HU, Budapest ²	100,0	Windenergie Leinetal 2 Verwaltungs GmbH, DE, Freden (Leine) ²	100,0
Vici Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Windenergie Leinetal GmbH & Co. KG, DE, Freden (Leine) ⁶	26,2
Vici Wind Farm II, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Windenergie Leinetal Verwaltungs GmbH, DE, Freden (Leine) ⁶	24,9
Vici Wind Farm III, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Windenergie Osterburg GmbH & Co. KG, DE, Osterburg (Altmark) ⁶	49,0
Visioncash, GB, Coventry ¹	100,0	Windenergie Osterburg Verwaltungs GmbH, DE, Osterburg (Altmark) ⁶	49,0
Vortex Energy Deutschland GmbH, DE, Kassel ²	100,0	WINDENERGIEPARK WESTKÜSTE GmbH, DE, Kaiser-Wilhelm-Koog ²	80,0
Vortex Energy Windpark GmbH & Co. KG, DE, Kassel ²	100,0	Windpark Anhalt-Süd (Köthen) OHG, DE, Potsdam ²	83,3
Wärmeversorgung Schenefeld GmbH, DE, Schenefeld ⁶	40,0	Windpark Fresenhede GmbH & Co. KG, DE, Kassel ⁶	50,0
Wärmeversorgungsgesellschaft Königs Wusterhausen mbH, DE, Königs Wusterhausen ²	50,1	Windpark Herßum-Vinnen Projekt GmbH & Co. KG, DE, Kassel ⁶	50,0
Wasser- und Abwassergesellschaft Vienenburg mbH, DE, Goslar ⁶	49,0	Windpark Hölzerberg GmbH & Co. KG, DE, Kassel ²	100,0
Wasserkraft Baierbrunn GmbH, DE, Unterschleißheim ⁶	50,0	Windpark Mutzschen OHG, DE, Potsdam ²	77,8
Wasserkraft Farchet GmbH, DE, Bad Tölz ²	60,0	Windpark Naundorf OHG, DE, Potsdam ²	66,7
Wasserkraftnutzung im Landkreis Gifhorn GmbH, DE, Müden/Aller ⁶	50,0	Windpark Rotenburg GmbH & Co. KG, DE, Kassel ⁶	50,0
Wasserversorgung Sarstedt GmbH, DE, Sarstedt ⁶	49,0	Windpark Schapen GmbH & Co. KG, DE, Kassel ⁶	50,0
Wasserwerk Gifhorn Beteiligungs-GmbH, DE, Gifhorn ⁶	49,8	Windpark Winterlingen-Alb GmbH & Co. KG, DE, Kassel ²	100,0
Wasserwerk Gifhorn GmbH & Co KG, DE, Gifhorn ⁶	49,8	Wiregrass, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Wasserwirtschafts- und Betriebsgesellschaft Grafenwöhr GmbH, DE, Grafenwöhr ⁶	29,0	WIT Ranch Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²	100,0
WEA Schönerlinde GbR mbH Kiepsch & Bosse & Beteiligungsges. e.disnatur mbH, DE, Berlin ²	70,0	WR Graceland Solar, LLC, US, Wilmington ²	100,0
Weißmalkraftwerk Röhrenhof Aktiengesellschaft, DE, Bad Berneck ²	93,5	WUN Pellets GmbH, DE, Wunsiedel ⁶	25,1
werkkraft GmbH, DE, Unterschleißheim ⁶	50,0	WVM Wärmeversorgung Maßbach GmbH, DE, Maßbach ⁶	22,2
West of the Pecos Solar, LLC, US, Wilmington ²	100,0	Yorkshire Windpower Limited, GB, Coventry ⁶	50,0
		Západoslovenská energetika a.s. (ZSE), SK, Bratislava ⁵	49,0
		Zenit-SIS GmbH i.L., 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.

Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2018)

Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %		
Sondervermögen			
ASF, DE, Düsseldorf ¹			100,0
HANSEFONDS, DE, Düsseldorf ¹			100,0
OB 2, DE, Düsseldorf ¹			100,0
OB 5, DE, Düsseldorf ¹			100,0
Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %	Eigenkapital Mio €	Ergebnis Mio €
Übrige Beteiligungen			
e-werk Sachsenwald GmbH, DE, Reinbek ⁷	16,0	28,4	4,5
Herzo Werke GmbH, DE, Herzogenaurach ⁷	19,9	12,8	0,0
HEW HofEnergie+Wasser GmbH, DE, Hof ⁷	19,9	22,1	0,0
infra fürth gmbh, DE, Fürth ⁷	19,9	72,9	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	10,8	0,0
Stadtwerke Wertheim GmbH, DE, Wertheim ⁷	10,0	20,5	0,0
Thermondo GmbH, DE, Berlin ⁷	19,4	20,3	-11,8

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.



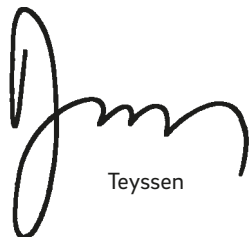
Weitere Informationen

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.

Essen, den 28. Februar 2019

Der Vorstand



Teyssen



Birnbaum



König



Spieker



Wildberger

An die E.ON SE, Essen

Vermerk über die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts

Prüfungsurteile

Wir haben den Konzernabschluss der E.ON SE, Essen, und ihrer Tochtergesellschaften (der Konzern) – bestehend aus der Konzernbilanz zum 31. Dezember 2018, der Konzerngewinn- und Verlustrechnung, der Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen, der Entwicklung des Konzerneigenkapitals und der Konzernkapitalflussrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2018 sowie dem Konzernanhang, einschließlich einer Zusammenfassung bedeutsamer Rechnungslegungsmethoden – geprüft. Darüber hinaus haben wir den Konzernlagebericht der E.ON SE, der mit dem Lagebericht der Gesellschaft zusammengefasst ist, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2018 geprüft. Die Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289f HGB und § 315d HGB haben wir in Einklang mit den deutschen gesetzlichen Vorschriften nicht inhaltlich geprüft.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse

- entspricht der beigefügte Konzernabschluss in allen wesentlichen Belangen den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315e 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 2018 sowie seiner Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2018 und
- vermittelt der beigefügte Konzernlagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns. In allen wesentlichen Belangen steht dieser Konzernlagebericht in Einklang mit dem Konzernabschluss, entspricht den deutschen gesetzlichen Vorschriften und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar. Unser Prüfungsurteil zum Konzernlagebericht erstreckt sich nicht auf den Inhalt der oben genannten Erklärung zur Unternehmensführung.

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

Grundlage für die Prüfungsurteile

Wir haben unsere Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit § 317 HGB und der EU-Abschlussprüferverordnung (Nr. 537/2014; im Folgenden „EU-APrVO“) unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Die Prüfung des Konzernabschlusses haben wir unter ergänzender Beachtung der International Standards on Auditing (ISA) durchgeführt. Unsere Verantwortung nach diesen Vorschriften, Grundsätzen und Standards ist im Abschnitt „Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von den Konzernunternehmen unabhängig in Übereinstimmung mit den europarechtlichen sowie den deutschen handelsrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und haben unsere sonstigen deutschen Berufspflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Darüber hinaus erklären wir gemäß Artikel 10 Abs. 2 Buchst. f) EU-APrVO, dass wir keine verbotenen Nichtprüfungsleistungen nach Artikel 5 Abs. 1 EU-APrVO erbracht haben. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht zu dienen.

Besonders wichtige Prüfungssachverhalte in der Prüfung des Konzernabschlusses

Besonders wichtige Prüfungssachverhalte sind solche Sachverhalte, die nach unserem pflichtgemäßen Ermessen am bedeutsamsten in unserer Prüfung des Konzernabschlusses für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2018 waren. Diese Sachverhalte wurden im Zusammenhang mit unserer Prüfung des Konzernabschlusses als Ganzem und bei der Bildung unseres Prüfungsurteils hierzu berücksichtigt; wir geben kein gesondertes Prüfungsurteil zu diesen Sachverhalten ab.

Aus unserer Sicht waren folgende Sachverhalte am bedeutendsten in unserer Prüfung:

1. Tausch von Geschäftsaktivitäten mit RWE
2. Werthaltigkeit der Geschäfts- und Firmenwerte
3. Langfristige Rückstellungen

Unsere Darstellung dieser besonders wichtigen Prüfungssachverhalte haben wir jeweils wie folgt strukturiert:

- a. Sachverhalt und Problemstellung
- b. Prüferisches Vorgehen und Erkenntnisse
- c. Verweis auf weitergehende Informationen

Nachfolgend stellen wir die besonders wichtigen Prüfungssachverhalte dar:

1. Tausch von Geschäftsaktivitäten mit RWE

- a. Im Konzernabschluss der E.ON SE zum 31. Dezember 2018 werden unter dem Bilanzposten „Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte“ ein Betrag von € 11,4 Mrd. sowie unter dem Bilanzposten „Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden“ ein Betrag von € 3,7 Mrd. ausgewiesen. Diese entfallen mit € 11,3 Mrd. bzw. € 2,7 Mrd. insbesondere auf das Geschäft mit Erneuerbaren Energien sowie mit € 0,2 Mrd. bzw. € 1,0 Mrd. auf zwei Minderheitsbeteiligungen an den von der RWE AG, Essen, (RWE) betriebenen Kernkraftwerken Emsland und Gundremmingen sowie weitere Vermögenswerte zum Betrieb und Rückbau dieser Kraftwerke einschließlich der damit zusammenhängenden Rückbauverpflichtungen (Kernenergiebeteiligungen).

Am 12. März 2018 haben E.ON und RWE eine Vereinbarung über den weitgehenden Tausch von Geschäftsaktivitäten abgeschlossen; der Vollzug der Vereinbarung steht unter üblichen aufschiebenden Bedingungen, insbesondere der Zustimmung der zuständigen Kartellbehörden. Gemäß dieser Vereinbarung erwirbt E.ON den von RWE gehaltenen 76,8 %-Anteil an der innogy SE, Essen, (innogy) und erhält einen Barausgleich von € 1,5 Mrd. Im Gegenzug wird E.ON den überwiegenden Teil des bisherigen Geschäfts mit Erneuerbaren Energien, die Kernenergiebeteiligungen sowie – nach Vollzug der innogy-Übernahme – das gesamte erneuerbare Energiegeschäft und das Gasspeichergeschäft der innogy sowie deren Beteiligung an der KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft (Kelag) an RWE übertragen. Darüber hinaus erhält RWE unter Inanspruchnahme des genehmigten Kapitals der E.ON SE 440.219.800 neue Aktien von E.ON SE, entsprechend einem Anteil von ca. 16,67% am E.ON Grundkapital.

Am 27. April 2018 hat E.ON ein freiwilliges öffentliches Angebot zum Erwerb sämtlicher Aktien der innogy SE in Höhe von € 36,76 je Aktie veröffentlicht. Erfolgt der Vollzug der Transaktion vor dem Tag der innogy Hauptversammlung, die über die Verwendung des Bilanzgewinns für das Geschäftsjahr 2018 entscheidet, erhöht sich die Gegenleistung um € 1,64 je innogy Aktie. Der Vollzug der Transaktion sowie das öffentliche Übernahmeangebot sind aufschiebend bedingt und bedürfen der Zustimmung der zuständigen Kartellbehörden. Die im Rahmen des Übernahmeangebots angedienten Anteile belaufen sich auf 9,4 %. Die aus dem Übernahmeangebot entstehende Verpflichtung für E.ON wurde als sonstige finanzielle Verpflichtung im Konzernanhang angegeben.

Aufgrund der Einschätzung der gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft, dass der Vollzug der gesamten Transaktion höchstwahrscheinlich ist, wird das abgehende Geschäft mit Erneuerbaren Energien seit dem 30. Juni 2018 gemäß IFRS 5 als aufgebener Geschäftsbereich und die Kernenergiebeteiligungen als Abgangsgruppe ausgewiesen. Da E.ON das Geschäft mit Erneuerbaren Energien bis zum endgültigen Abgang steuern wird, werden die Aktivitäten weiterhin vollständig in die relevanten Steuerungsgrößen einbezogen und in der Segmentberichterstattung dargestellt. Im Rahmen der vor der Umgliederung vorzunehmenden Werthaltigkeitsprüfung der Vermögenswerte der beiden Abgangsgruppen wurde kein wesentlicher Wertminderungs- bzw. Wertaufholungsbedarf festgestellt. Aus der anschließenden Überprüfung der Werthaltigkeit des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien insgesamt hat sich kein weiterer Abwertungsbedarf ergeben. Aufgrund der hohen Komplexität der gesamten Transaktion und der bilanziellen Abbildung der Vereinbarung mit RWE sowie der zugrunde gelegten Annahmen und Schätzungen waren insbesondere der Ausweis als aufgebener Geschäftsbereich bzw. als Abgangsgruppe, die hierfür vorgenommenen Werthaltigkeitsprüfungen sowie die Abbildung des öffentlichen Übernahmeangebots im Konzernabschluss durch E.ON von besonderer Bedeutung für unsere Prüfung.

- b. Im Rahmen unserer Prüfung haben wir insbesondere den Ausweis des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien als aufgebener Geschäftsbereich sowie den Ausweis der Kernenergiebeteiligungen als Abgangsgruppe gewürdigt. Wir haben beurteilt, ob die Einstufung als aufgebener

Geschäftsbereich bzw. als Abgangsgruppe zum 30. Juni 2018 sachgerecht war und der Ausweis in Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung sowie Kapitalflussrechnung in Einklang mit den Standards und allgemein anerkannten berufsständischen Interpretationen steht. Dazu haben wir uns zunächst ein Verständnis der zugrundeliegenden vertraglichen Vereinbarungen verschafft sowie deren Auswirkungen auf den Ausweis des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien bzw. der Kernenergiebeteiligungen und die bilanzielle Behandlung beurteilt.

In die Beurteilung der Einschätzung des Vollzugs der Transaktion als höchstwahrscheinlich haben wir insbesondere das öffentliche Übernahmeangebot seitens E.ON an die Minderheitsaktionäre der innogy, die Vereinbarung zur Kooperation zwischen innogy, RWE und E.ON sowie die Einschätzungen der gesetzlichen Vertreter hinsichtlich der Zustimmung der Kartellbehörden einbezogen. Anschließend bildete die Bewertung der Vermögenswerte und Schulden der beiden Abgangsgruppen sowie die Werthaltigkeitsprüfung des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien einen Schwerpunkt unserer Prüfung. Wir haben die Bewertungsmodelle und die der Bewertung zugrundeliegenden Annahmen sowie die konkrete Ermittlung gewürdigt. Ferner haben wir die Darstellung der Transaktion im Anhang, insbesondere die Angaben zu dem aufgegebenen Geschäftsbereich innerhalb der Segmentberichterstattung beurteilt. Wir konnten uns davon überzeugen, dass der Ausweis des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien sowie der Minderheitsbeteiligungen sachgerecht erfolgt, die der Bewertung zugrundeliegenden Annahmen und Parameter insgesamt hinreichend dokumentiert und begründet sind und die Angaben zum aufgegebenen Geschäftsbereich in der Segmentberichterstattung angemessen sind.

Ferner haben wir einen Fokus auf die Abbildung des öffentlichen Übernahmeangebots und die hierdurch entstandene Verpflichtung seitens E.ON im Konzernabschluss gelegt. Dazu haben wir uns insbesondere mit den gesetzlichen Grundlagen für ein solches Übernahmeangebot im Kontext der gesamten Transaktion, welche auf Kontrollerwerb ausgerichtet ist, auseinandergesetzt. Außerdem haben wir den Angebotswert und dessen Zusammensetzung vor dem Hintergrund des aktuellen Börsenwertes der innogy gewürdigt. Wir konnten uns davon überzeugen, dass es keiner bilanziellen Erfassung des Übernahmeangebots bzw. der hieraus entstehenden Verpflichtung für E.ON bedarf, die Verpflichtung jedoch zutreffend als sonstige finanzielle Verpflichtung im Konzernanhang angegeben ist.

- c. Die Angaben der Gesellschaft zur geplanten Veräußerung des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien sowie der Minderheitsbeteiligungen sind in Textziffer 4, Textziffer 27 und Textziffer 33 des Konzernanhangs enthalten.

2. Werthaltigkeit der Geschäfts- und Firmenwerte

- a. Im Konzernabschluss der E.ON SE zum 31. Dezember 2018 wird, nach Umgliederung des auf die Erneuerbaren Energien entfallenden Goodwills von € 1,3 Mrd. in „Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte“, unter dem Bilanzposten „Goodwill“ noch ein Betrag von € 2,1 Mrd. ausgewiesen. Im Geschäftsjahr 2018 war kein Wertminderungsbedarf zu erfassen. Die Gesellschaft ordnet die Goodwills zahlungsmittelgenerierenden Einheiten bzw. Gruppen zahlungsmittelgenerierender Einheiten zu, welche im E.ON-Konzern den operativen Segmenten entsprechen. Diese werden regelmäßig im vierten Quartal eines Geschäftsjahres oder anlassbezogen einem Werthaltigkeitstest unterzogen. Im Rahmen des Werthaltigkeitstests wird der Buchwert der jeweiligen zahlungsmittelgenerierenden Einheiten – inklusive des Geschäfts- oder Firmenwerts – dem entsprechenden erzielbaren Betrag gegenübergestellt. Grundlage der Bewertung im Rahmen eines Werthaltigkeitstests ist der Barwert künftiger Zahlungsströme der zahlungsmittelgenerierenden Einheit. Den Zahlungsströmen liegt hierbei die Mittelfristplanung des E.ON-Konzerns betreffend die Jahre 2019 bis 2021 zugrunde. Für Zwecke der Überprüfung der Werthaltigkeit des Goodwill wird der dreijährige Detailplanungszeitraum generell um zwei weitere Jahre – sofern geboten auch darüber hinaus – verlängert und danach unter Annahme von langfristigen Wachstumsraten in einer ewigen Rente fortgeschrieben. Die Diskontierung erfolgt jeweils mit den gewichteten Kapitalkosten der jeweiligen zahlungsmittelgenerierenden Einheit. Das Ergebnis dieser Bewertung ist in hohem Maße von der Einschätzung der gesetzlichen Vertreter hinsichtlich der Höhe der künftigen Zahlungsströme, des verwendeten Diskontierungszinssatzes sowie der Wachstumsrate abhängig. Darüber hinaus sind insbesondere die Annahmen über die langfristige Entwicklung der zugrundeliegenden Preise sowie der relevanten regulatorischen Einflussfaktoren von Bedeutung. Aufgrund der Komplexität der Bewertung und der mit den zugrunde gelegten Annahmen verbundenen erheblichen Unsicherheiten war dieser Sachverhalt im Rahmen unserer Prüfung von besonderer Bedeutung.

- b. Im Rahmen unserer Prüfung haben wir unter anderem nachvollzogen, ob das Bewertungsmodell zur Durchführung des Werthaltigkeitstests die konzeptionellen Anforderungen der relevanten Standards sachgerecht abbildet und die Berechnungen in den Modellen korrekt erfolgen. Der Schwerpunkt unserer Prüfung lag auf der kritischen Auseinandersetzung mit den bei der Bewertung zugrunde gelegten zentralen Annahmen. Die Angemessenheit der bei der Bewertung verwendeten künftigen Zahlungsströme haben wir durch Abstimmung mit allgemeinen und branchenspezifischen Markterwartungen sowie durch Abgleich mit den aktuellen Budgets aus dem von den gesetzlichen Vertretern erstellten Konzerninvestitions-, Finanz- und Personalplan für das Jahr 2019, dem der Aufsichtsrat am 18. Dezember 2018 zugestimmt hat, sowie der von den gesetzlichen Vertretern erstellten und vom Aufsichtsrat zur Kenntnis genommenen Planung für die Jahre 2020 und 2021 beurteilt. Unter anderem haben wir die Herleitung der im Bereich der ewigen Rente angewandten langfristigen Wachstumsraten aus beobachtbaren Marktdaten sowie den Markterwartungen nachvollzogen. Ferner haben wir die bei der Bestimmung des verwendeten Diskontierungszinssatzes herangezogenen Parameter beurteilt sowie das Berechnungsschema nachvollzogen. Darüber hinaus haben wir die Annahmen über die langfristige Entwicklung der Preise sowie der relevanten regulatorischen Einflussfaktoren mit branchenspezifischen Erwartungen abgestimmt. Ferner haben wir im Rahmen der Überprüfung der Werthaltigkeit für den Goodwill die sachgerechte Ermittlung und Zuordnung von Kosten für Konzernfunktionen sowie deren zutreffende Berücksichtigung bei den Werthaltigkeitstests der jeweiligen zahlungsmittelgenerierenden Einheiten beurteilt. Abschließend haben wir die Ermittlung der Buchwerte der zahlungsmittelgenerierenden Einheiten, welche mit dem jeweiligen erzielbaren Betrag verglichen werden, sowie die rechnerische Gegenüberstellung gewürdigt.

Die von den gesetzlichen Vertretern angewandten Bewertungsparameter und -annahmen stimmen insgesamt mit unseren Erwartungen überein. Wir konnten die Berücksichtigung in den Bewertungsmodellen sowie die Ermittlung der festgestellten Wertminderungen nachvollziehen.

- c. Die Angaben der Gesellschaft zu der Werthaltigkeit des Goodwill sind in Textziffer 14 des Konzernanhangs enthalten.

3 Langfristige Rückstellungen

- a. Im Konzernabschluss der E.ON SE zum 31. Dezember 2018 wird unter dem Bilanzposten „Übrige Rückstellungen“ ein Betrag von € 12,5 Mrd. ausgewiesen. Hiervon entfallen € 9,5 Mrd. auf Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich. Sowohl dem Ansatz als auch der Folgebewertung von Rückstellungen liegen ebenso wie der Ermittlung der hierbei zugrundeliegenden Annahmen einschließlich der Kostensteigerungsraten und des zur Diskontierung verwendeten Zinssatzes in einem hohen Ausmaß Einschätzungen und Annahmen der gesetzlichen Vertreter zugrunde. Daher war dieser Sachverhalt aus unserer Sicht von besonderer Bedeutung für unsere Prüfung.
- b. Mit der Kenntnis, dass die Rückstellungsbewertung maßgeblich auf von den gesetzlichen Vertretern getroffenen Einschätzungen beruht und diese erhebliche Auswirkungen auf das Konzernergebnis haben, haben wir insbesondere die Verlässlichkeit der verwendeten Datengrundlagen sowie die Angemessenheit der bei der Bewertung verwendeten Annahmen beurteilt. Im Rahmen unserer Prüfung der Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich haben wir uns unter anderem mit den bei der Bewertung zugrunde gelegten externen Gutachten auseinandergesetzt. Schwerpunkt war die Würdigung der technischen Rückbaukonzepte und der zugrundeliegenden Kostenannahmen, insbesondere im Bereich der Personalkosten. Des Weiteren haben wir die zutreffende Ableitung der Kostensteigerungsraten sowie der laufzeitadäquaten Zinssätze aus Marktdaten nachvollzogen.

Das Berechnungsschema der jeweiligen Rückstellungen haben wir anhand der eingehenden Bewertungsparameter insgesamt, einschließlich der Diskontierung, nachvollzogen sowie die geplante zeitliche Inanspruchnahme der Rückstellungen hinterfragt. Wir konnten uns davon überzeugen, dass die getroffenen Einschätzungen und Annahmen der gesetzlichen Vertreter hinreichend begründet sind, um den Ansatz und die Bewertung der langfristigen Rückstellungen zu rechtfertigen. Die von den gesetzlichen Vertretern angewandten Bewertungsparameter und -annahmen konnten wir insgesamt nachvollziehen und uns von deren zutreffender Berücksichtigung bei der Ermittlung der Rückstellungen überzeugen.

- c. Die Angaben der Gesellschaft zu den langfristigen Rückstellungen sind in Textziffer 25 des Konzernanhangs enthalten.

Sonstige Informationen

Die gesetzlichen Vertreter sind für die sonstigen Informationen verantwortlich. Die sonstigen Informationen umfassen die Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289f HGB und § 315d HGB.

Die sonstigen Informationen umfassen zudem die übrigen Teile des Geschäftsberichts – ohne weitergehende Querverweise auf externe Informationen –, mit Ausnahme des geprüften Konzernabschlusses, des geprüften Konzernlageberichts sowie unseres Bestätigungsvermerks, und den gesonderten nichtfinanziellen Bericht nach § 289b Abs. 3 HGB und § 315b Abs. 3 HGB.

Unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht erstrecken sich nicht auf die sonstigen Informationen, und dementsprechend geben wir weder ein Prüfungsurteil noch irgendeine andere Form von Prüfungsschlussfolgerung hierzu ab.

Im Zusammenhang mit unserer Prüfung haben wir die Verantwortung, die sonstigen Informationen zu lesen und dabei zu würdigen, ob die sonstigen Informationen

- wesentliche Unstimmigkeiten zum Konzernabschluss, zum Konzernlagebericht oder unseren bei der Prüfung erlangten Kenntnissen aufweisen oder
- anderweitig wesentlich falsch dargestellt erscheinen.

Falls wir auf Grundlage der von uns durchgeführten Arbeiten den Schluss ziehen, dass eine wesentliche falsche Darstellung dieser sonstigen Informationen vorliegt, sind wir verpflichtet, über diese Tatsache zu berichten. Wir haben in diesem Zusammenhang nichts zu berichten.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsrats für den Konzernabschluss und den Konzernlagebericht

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Konzernabschlusses, der den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften in allen wesentlichen Belangen entspricht, und dafür, dass der Konzernabschluss unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt. Ferner sind

die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig bestimmt haben, um die Aufstellung eines Konzernabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist.

Bei der Aufstellung des Konzernabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu beurteilen. Des Weiteren haben sie die Verantwortung, Sachverhalte in Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit, sofern einschlägig, anzugeben. Darüber hinaus sind sie dafür verantwortlich, auf der Grundlage des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu bilanzieren, es sei denn, es besteht die Absicht, den Konzern zu liquidieren oder der Einstellung des Geschäftsbetriebs oder es besteht keine realistische Alternative dazu.

Außerdem sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Aufstellung des Konzernlageberichts, der insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Vorkehrungen und Maßnahmen (Systeme), die sie als notwendig erachtet haben, um die Aufstellung eines Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit den anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften zu ermöglichen und um ausreichende geeignete Nachweise für die Aussagen im Konzernlagebericht erbringen zu können.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses des Konzerns zur Aufstellung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts.

Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Konzernabschluss als Ganzes frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist, und ob der Konzernlagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss sowie mit den bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnissen in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt, sowie einen Bestätigungsvermerk zu erteilen, der unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht beinhaltet.

Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit § 317 HGB und der EU-APrVO unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung sowie unter ergänzender Beachtung der ISA durchgeführte Prüfung eine wesentliche falsche Darstellung stets aufdeckt. Falsche Darstellungen können aus Verstößen oder Unrichtigkeiten resultieren und werden als wesentlich angesehen, wenn vernünftigerweise erwartet werden könnte, dass sie einzeln oder insgesamt die auf der Grundlage dieses Konzernabschlusses und Konzernlageberichts getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Adressaten beeinflussen.

Während der Prüfung üben wir pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung. Darüber hinaus

- identifizieren und beurteilen wir die Risiken wesentlicher – beabsichtigter oder unbeabsichtigter – falscher Darstellungen im Konzernabschluss und im Konzernlagebericht, planen und führen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken durch sowie erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zu dienen. Das Risiko, dass wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist bei Verstößen höher als bei Unrichtigkeiten, da Verstöße betrügerisches Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen bzw. das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- gewinnen wir ein Verständnis von dem für die Prüfung des Konzernabschlusses relevanten internen Kontrollsystem und den für die Prüfung des Konzernlageberichts relevanten Vorkehrungen und Maßnahmen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit dieser Systeme abzugeben.
- beurteilen wir die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte und damit zusammenhängenden Angaben.
- ziehen wir Schlussfolgerungen über die Angemessenheit des von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die bedeutsame Zweifel an der Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen können. Falls wir zu dem Schluss kommen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, im Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Konzernabschluss und im Konzernlagebericht aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser jeweiliges Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch dazu führen, dass der Konzern seine Unternehmenstätigkeit nicht mehr fortführen kann.
- beurteilen wir die Gesamtdarstellung, den Aufbau und den Inhalt des Konzernabschlusses einschließlich der Angaben sowie ob der Konzernabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse so darstellt, dass der Konzernabschluss unter Beachtung der IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und der ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt.

- holen wir ausreichende geeignete Prüfungsnachweise für die Rechnungslegungsinformationen der Unternehmen oder Geschäftstätigkeiten innerhalb des Konzerns ein, um Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht abzugeben. Wir sind verantwortlich für die Anleitung, Überwachung und Durchführung der Konzernabschlussprüfung. Wir tragen die alleinige Verantwortung für unsere Prüfungsurteile.
- beurteilen wir den Einklang des Konzernlageberichts mit dem Konzernabschluss, seine Gesetzesentsprechung und das von ihm vermittelte Bild von der Lage des Konzerns.
- führen wir Prüfungshandlungen zu den von den gesetzlichen Vertretern dargestellten zukunftsorientierten Angaben im Konzernlagebericht durch. Auf Basis ausreichender geeigneter Prüfungsnachweise vollziehen wir dabei insbesondere die den zukunftsorientierten Angaben von den gesetzlichen Vertretern zugrunde gelegten bedeutsamen Annahmen nach und beurteilen die sachgerechte Ableitung der zukunftsorientierten Angaben aus diesen Annahmen. Ein eigenständiges Prüfungsurteil zu den zukunftsorientierten Angaben sowie zu den zugrunde liegenden Annahmen geben wir nicht ab. Es besteht ein erhebliches unvermeidbares Risiko, dass künftige Ereignisse wesentlich von den zukunftsorientierten Angaben abweichen.

Wir erörtern mit den für die Überwachung Verantwortlichen unter anderem den geplanten Umfang und die Zeitplanung der Prüfung sowie bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger Mängel im internen Kontrollsystem, die wir während unserer Prüfung feststellen.

Wir geben gegenüber den für die Überwachung Verantwortlichen eine Erklärung ab, dass wir die relevanten Unabhängigkeitsanforderungen eingehalten haben, und erörtern mit ihnen alle Beziehungen und sonstigen Sachverhalte, von denen vernünftigerweise angenommen werden kann, dass sie sich auf unsere Unabhängigkeit auswirken, und die hierzu getroffenen Schutzmaßnahmen.

Wir bestimmen von den Sachverhalten, die wir mit den für die Überwachung Verantwortlichen erörtert haben, diejenigen Sachverhalte, die in der Prüfung des Konzernabschlusses für den aktuellen Berichtszeitraum am bedeutsamsten waren und daher die besonders wichtigen Prüfungssachverhalte sind. Wir beschreiben diese Sachverhalte im Bestätigungsvermerk, es sei denn, Gesetze oder andere Rechtsvorschriften schließen die öffentliche Angabe des Sachverhalts aus.

Sonstige gesetzliche und andere rechtliche Anforderungen

Übrige Angaben gemäß Artikel 10 EU-APrVO

Wir wurden von der Hauptversammlung am 9. Mai 2018 als Konzernabschlussprüfer gewählt. Wir wurden am 25. Juni 2018 vom Aufsichtsrat beauftragt. Wir sind ununterbrochen, seitdem die Gesellschaft im Geschäftsjahr 1965 erstmals die Anforderungen als Unternehmen von öffentlichem Interesse im Sinne des § 319a Abs. 1 Satz 1 HGB erfüllte, als Konzernabschlussprüfer der E.ON SE, Essen, tätig.

Wir erklären, dass die in diesem Bestätigungsvermerk enthaltenen Prüfungsurteile mit dem zusätzlichen Bericht an den Prüfungsausschuss nach Artikel 11 EU-APrVO (Prüfungsbericht) in Einklang stehen.

Verantwortliche Wirtschaftsprüferin

Die für die Prüfung verantwortliche Wirtschaftsprüferin ist Aissata Touré.

Düsseldorf, den 5. März 2019

PricewaterhouseCoopers GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Markus Dittmann
Wirtschaftsprüfer

Aissata Touré
Wirtschaftsprüferin

**Vermerk des unabhängigen Wirtschaftsprüfers
über eine betriebswirtschaftliche Prüfung
zur Erlangung begrenzter Sicherheit der nicht-
finanziellen Berichterstattung**

An die E.ON SE, Essen

Wir haben den zusammengefassten gesonderten nichtfinanziellen Bericht nach §§ 289b Abs. 3 und 315b Abs. 3 HGB der E.ON SE, Essen (im Folgenden die „Gesellschaft“) für den Zeitraum vom 1. Januar bis 31. Dezember 2018 (im Folgenden der „nichtfinanzielle Bericht“) einer betriebswirtschaftlichen Prüfung zur Erlangung begrenzter Sicherheit unterzogen.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter

Die gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft sind verantwortlich für die Aufstellung des nichtfinanziellen Berichts in Übereinstimmung mit den §§ 315b und 315c i. V. m. 289b bis 289e HGB.

Diese Verantwortung der gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft umfasst die Auswahl und Anwendung angemessener Methoden zur nichtfinanziellen Berichterstattung sowie das Treffen von Annahmen und die Vornahme von Schätzungen zu einzelnen nichtfinanziellen Angaben, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig bestimmt haben, um die Aufstellung eines nichtfinanziellen Berichts zu ermöglichen, der frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Angaben ist.

**Unabhängigkeit und Qualitätssicherung der
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft**

Wir haben die deutschen berufsrechtlichen Vorschriften zur Unabhängigkeit sowie weitere berufliche Verhaltensanforderungen eingehalten.

Unsere Wirtschaftsprüfungsgesellschaft wendet die nationalen gesetzlichen Regelungen und berufsständischen Verlautbarungen – insbesondere der Berufssatzung für Wirtschaftsprüfer und vereidigte Buchprüfer (BS WP/vBP) sowie des vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) herausgegebenen IDW Qualitätssicherungsstandards 1 „Anforderungen an die Qualitätssicherung in der Wirtschaftsprüferpraxis“ (IDW QS 1) – an und unterhält dementsprechend ein umfangreiches Qualitätssicherungssystem, das dokumentierte Regelungen und Maßnahmen in Bezug auf die Einhaltung beruflicher Verhaltensanforderungen, beruflicher Standards sowie maßgebender gesetzlicher und anderer rechtlicher Anforderungen umfasst.

Verantwortung des Wirtschaftsprüfers

Unsere Aufgabe ist es, auf Grundlage der von uns durchgeführten Prüfung ein Prüfungsurteil mit begrenzter Sicherheit über die Angaben in dem nichtfinanziellen Bericht abzugeben.

Nicht Gegenstand unseres Auftrags ist die Beurteilung von externen Dokumentationsquellen oder Expertenmeinungen, auf die im nichtfinanziellen Bericht verwiesen wird.

Wir haben unsere betriebswirtschaftliche Prüfung unter Beachtung des International Standard on Assurance Engagements (ISAE) 3000 (Revised): „Assurance Engagements other than Audits or Reviews of Historical Financial Information“, herausgegeben vom IAASB, durchgeführt. Danach haben wir die Prüfung so zu planen und durchzuführen, dass wir mit begrenzter Sicherheit beurteilen können, ob uns Sachverhalte bekannt geworden sind, die uns zu der Auffassung gelangen lassen, dass der nichtfinanzielle Bericht der Gesellschaft für den Zeitraum vom 1. Januar bis 31. Dezember 2018 in allen wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den §§ 315b und 315c i. V. m. 289b bis 289e HGB aufgestellt worden ist.

Bei einer betriebswirtschaftlichen Prüfung zur Erlangung einer begrenzten Sicherheit sind die durchgeführten Prüfungshandlungen im Vergleich zu einer betriebswirtschaftlichen Prüfung zur Erlangung einer hinreichenden Sicherheit weniger umfangreich, sodass dementsprechend eine erheblich geringere Prüfungssicherheit erlangt wird. Die Auswahl der Prüfungshandlungen liegt im pflichtgemäßen Ermessen des Wirtschaftsprüfers.

Im Rahmen unserer Prüfung haben wir unter anderem folgende Prüfungshandlungen und sonstige Tätigkeiten durchgeführt:

- Verschaffung eines Verständnisses über die Struktur der Nachhaltigkeitsorganisation und über die Einbindung von Stakeholdern,
- Befragung der gesetzlichen Vertreter und der relevanten Mitarbeiter, die in die Aufstellung des nichtfinanziellen Berichts einbezogen wurden, über den Aufstellungsprozess, über das auf diesen Prozess bezogene interne Kontrollsystem sowie über Angaben im nichtfinanziellen Bericht,
- Identifikation wahrscheinlicher Risiken wesentlicher falscher Angaben in dem nichtfinanziellen Bericht,
- analytische Beurteilung von Angaben im nichtfinanziellen Bericht,
- schriftliche Umfrage zur lokalen Datenerhebung und Genehmigung von Treibhausgasemissionen, um ein Verständnis dafür zu erhalten, wie die Daten erfasst wurden und wie mit potenziellen Fehlerquellen (z. B. unvollständigen oder falschen Daten) umgegangen wird,
- Abgleich von Angaben mit den entsprechenden Daten im Konzernabschluss und Konzernlagebericht und
- Beurteilung der Darstellung der Angaben.

Prüfungsurteil

Auf der Grundlage der durchgeführten Prüfungshandlungen und der erlangten Prüfungsnachweise sind uns keine Sachverhalte bekannt geworden, die uns zu der Auffassung gelangen lassen, dass der nichtfinanzielle Bericht der Gesellschaft für den Zeitraum vom 1. Januar bis 31. Dezember 2018 in allen wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den §§ 315b und 315c i. V. m. 289b bis 289e HGB aufgestellt worden ist.

Verwendungszweck des Vermerks

Wir erteilen diesen Vermerk auf Grundlage des mit der Gesellschaft geschlossenen Auftrags. Die Prüfung wurde für Zwecke der Gesellschaft durchgeführt und der Vermerk ist nur zur Information der Gesellschaft über das Ergebnis der Prüfung bestimmt.

Der Vermerk ist nicht dazu bestimmt, dass Dritte hierauf gestützt (Vermögens-)Entscheidungen treffen. Unsere Verantwortung besteht allein der Gesellschaft gegenüber. Dritten gegenüber übernehmen wir dagegen keine Verantwortung.

Essen, den 5. März 2019

PricewaterhouseCoopers GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Markus Dittmann
Wirtschaftsprüfer

Hendrik Fink
Wirtschaftsprüfer

Aufsichtsrat (einschließlich Angaben zu weiteren Mandaten)**Dr. Karl-Ludwig Kley**

Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE

- Bayerische Motoren Werke AG
- Deutsche Lufthansa AG (Vorsitz)
- Verizon Communications Inc. (bis 3. Mai 2018)

Prof. Dr. Ulrich Lehner (bis 9. Mai 2018)

Stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE (bis 9. Mai 2018)

Mitglied des Gesellschafterausschusses der Henkel AG & Co. KGaA

- Deutsche Telekom AG (Vorsitz)
- ThyssenKrupp AG (Vorsitz, bis 31. Juli 2018)
- Porsche Automobil Holding SE
- Henkel AG & Co. KGaA

Erich Clementi

Stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE (seit 9. Mai 2018)

Senior Vice President, Global Integrated Accounts und Chairman, IBM Europe

Andreas Scheidt

Stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE
Mitglied im ver.di-Bundesvorstand, Fachbereichsleiter

Ver- und Entsorgung

Clive Broutta

Hauptamtlicher Vertreter der Gewerkschaft General, Municipal, Boilermakers and Allied Trade Union (GMB)

Klaus Fröhlich (seit 29. Mai 2018)

Vorstandsmitglied der Bayerische Motoren Werke AG

- Here BV (bis 28. Februar 2018)

Tibor Gila (bis 9. Mai 2018)

Gesamtbetriebsratsvorsitzender E.ON Hungária Zrt.

Stellvertretender Vorsitzender des SE-Betriebsrats der E.ON SE
Betriebsratsvorsitzender E.ON Észak-dunántúli Áramhálózati Zrt.

- E.ON Észak-dunántúli Áramhálózati Zrt.

Carolina Dybeck Happe

Chief Financial Officer der ASSA ABLOY AB

- ASSA ABLOY Asia Holding AB (Vorsitz)
- ASSA ABLOY East Europe AB (Vorsitz)
- ASSA ABLOY Entrance Systems AB (Vorsitz)
- ASSA ABLOY Financial Services AB (Vorsitz)
- ASSA ABLOY Finans AB (Vorsitz)
- ASSA ABLOY IP AB (Vorsitz)
- ASSA ABLOY Kredit AB (Vorsitz)
- ASSA ABLOY Mobile Services AB (Vorsitz)

Baroness Denise Kingsmill CBE (bis 9. Mai 2018)

Anwältin am Supreme Court

Mitglied im britischen Oberhaus

- Monzo Bank Ltd. (Vorsitz, bis 30. Mai 2018)
- Inditex S.A.

Eugen-Gheorghe Luha

Vorsitzender des Gas-Gewerkschaftsverbands Gaz România

Vorsitzender der Arbeitnehmervertreter Rumäniens

Szilvia Pinczésné Márton (seit 9. Mai 2018)

Vorsitzende des Betriebsrats der E.ON Dél-dunántúli Áramhálózati Zrt.

Andreas Schmitz

Jurist und Bankkaufmann

- HSBC Trinkaus & Burkhardt AG (Vorsitz)
- Scheidt & Bachmann GmbH (Vorsitz)
- Andersch AG (Vorsitz, seit 23. April 2018)

Fred Schulz (bis 9. Mai 2018, seit 29. Mai 2018)

Vorsitzender des SE-Betriebsrats der E.ON SE

Stellvertretender Vorsitzender des Konzernbetriebsrats der E.ON SE

Vorsitzender des Gesamtbetriebsrats der E.DIS AG

Vorsitzender des Betriebsrats der Region Ost der E.DIS Netz GmbH

- E.DIS AG
- Szczecińska Energetyka Ciepłna Sp. z o.o.

Silvia Šmátralová (bis 9. Mai 2018)

Betriebsratsvorsitzende Západoslovenská energetika a.s. (ZSE)

Mitglied im SE-Betriebsrat der E.ON SE

- Západoslovenská distribučná a.s.
- Západoslovenská energetika a.s.

Dr. Karen de Segundo

Juristin

Dr. Theo Siegert (bis 9. Mai 2018)

Geschäftsführender Gesellschafter de Haen-Carstanjen & Söhne

- Henkel AG & Co. KGaA
- Merck KGaA
- DKSH Holding Ltd.
- E. Merck KG

Elisabeth Wallbaum

Referentin SE-Betriebsrat der E.ON SE und Konzernbetriebsrat der E.ON SE

Ewald Woste

Unternehmensberater

- TEAG Thüringer Energie AG (Vorsitz, bis 20. Juni 2018)
- GASAG AG
- Bayernwerk AG (seit 25. Juni 2018)
- GreenCom Networks AG
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
- Energie Steiermark AG
- TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG (bis 20. Juni 2018)

Albert Zettl

Stellvertretender Vorsitzender des SE-Betriebsrats der E.ON SE

Vorsitzender des Konzernbetriebsrats der E.ON SE

Vorsitzender des Spartenbetriebsrats der Bayernwerk AG

Vorsitzender des Betriebsrats der Region Ostbayern

der Bayernwerk Netz GmbH

- Bayernwerk AG
- Versorgungskasse Energie VVaG i. L.

Ausschüsse des Aufsichtsrats

Präsidialausschuss

Dr. Karl-Ludwig Kley, Vorsitzender

Andreas Scheidt, stellvertretender Vorsitzender

Erich Clementi (seit 9. Mai 2018)

Prof. Dr. Ulrich Lehner (bis 9. Mai 2018)

Fred Schulz (bis 9. Mai 2018, seit 29. Mai 2018)

Prüfungs- und Risikoausschuss

Andreas Schmitz, Vorsitzender (seit 9. Mai 2018)

Dr. Theo Siegert, Vorsitzender (bis 9. Mai 2018)

Fred Schulz, stellvertretender Vorsitzender

(bis 9. Mai 2018, seit 29. Mai 2018)

Carolina Dybeck Happe (seit 9. Mai 2018)

Elisabeth Wallbaum (seit 1. Januar 2018)

Investitions- und Innovationsausschuss

Dr. Karen de Segundo, Vorsitzende

Albert Zettl, stellvertretender Vorsitzender

Clive Broutta

Carolina Dybeck Happe (bis 9. Mai 2018)

Klaus Fröhlich (seit 29. Mai 2018)

Eugen-Gheorghe Luha

Ewald Woste

Nominierungsausschuss

Dr. Karl-Ludwig Kley, Vorsitzender

Erich Clementi, stellvertretender Vorsitzender (seit 9. Mai 2018)

Prof. Dr. Ulrich Lehner, stellvertretender Vorsitzender

(bis 9. Mai 2018)

Dr. Karen de Segundo

Vorstand (einschließlich Angaben zu weiteren Mandaten)**Dr. Johannes Teyssen**

Geb. 1959 in Hildesheim,
 Vorsitzender des Vorstands seit 2010
 Mitglied des Vorstands seit 2004
 Strategie & Unternehmensentwicklung, Türkei,
 Personal, Kommunikation & Öffentlichkeitsarbeit,
 Recht & Compliance, Revision
 → Deutsche Bank AG (bis 24. Mai 2018)
 → Nord Stream AG

Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum

Geb. 1967 in Ludwigshafen,
 Mitglied des Vorstands seit 2013
 innogy-Integrationsprojekt, Erneuerbare Energien, Gesundheit,
 Sicherheit & Umweltschutz, Nachhaltigkeit, PreussenElektra
 → E.ON Czech Holding AG¹ (Vorsitz, bis 10. Juli 2018)
 → Georgsmarienhütte Holding GmbH
 → E.ON Sverige AB² (Vorsitz, bis 21. August 2018)
 → E.ON Hungária Zrt.² (Vorsitz, bis 2. August 2018)
 → E.ON Česká republika s.r.o.² (Vorsitz, bis 30. September 2018)
 → E.ON Distribuce, a.s.² (Vorsitz, bis 31. August 2018)

Dr. Thomas König

Geb. 1965 in Finnentrop,
 Mitglied des Vorstands seit 1. Juni 2018
 Energienetze, Einkauf, Beratung
 → Avacon AG¹ (Vorsitz)
 → Bayernwerk AG¹ (Vorsitz)
 → E.DIS AG¹ (Vorsitz)
 → Hansewerk AG¹ (Vorsitz)
 → E.ON Dialog Netz GmbH¹ (Vorsitz, bis 31. Oktober 2018)
 → e.kundenservice Netz GmbH¹
 (Vorsitz, bis 31. Oktober 2018)
 → GASAG AG (bis 28. September 2018)
 → E.ON Sverige AB² (Vorsitz, seit 21. August 2018)
 → E.ON Hungária Zrt.² (Vorsitz, seit 2. August 2018)
 → E.ON Česká republika s.r.o.²
 (seit 1. Oktober 2018, Vorsitz seit 11. Oktober 2018)
 → E.ON Distribuce, a.s.² (Vorsitz, seit 11. September 2018)

Dr. Marc Spieker

Geb. 1975 in Essen,
 Mitglied des Vorstands seit 2017
 Finanzen, Mergers & Acquisitions und Beteiligungsmanagement,
 Risikomanagement, Rechnungswesen & Controlling, Investor
 Relations, Steuern
 → Uniper SE (bis 16. Juli 2018)
 → E.ON Verwaltungs SE (seit 8. März 2018)
 → Nord Stream AG

Dr. Karsten Wildberger

Geb. 1969 in Gießen,
 Mitglied des Vorstands seit 2016
 Vertrieb und Kundenlösungen, Dezentrale Erzeugung, Energie-
 management, Marketing, Digitale Transformation, Innovation, IT
 → E.ON Business Services GmbH¹ (Vorsitz)
 → E.ON Sverige AB²
 → E.ON Energie A.S.² (Vorsitz)

Alle Angaben beziehen sich – wenn nicht anders angegeben – auf den 31. Dezember 2018, 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 gemäß § 100 Abs. 2 Satz 2 AktG

² weitere Konzernmandate

Mehrjahresübersicht^{1,2}

in Mio €	2014	2015	2016	2017	2018
Umsatz und Ergebnis					
Umsatz	113.095	42.656	38.173	37.965	30.253
Bereinigtes EBITDA ³	8.376	5.844	4.939	4.955	4.840
Bereinigtes EBIT ³	4.695	3.563	3.112	3.074	2.989
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	-3.130	-6.377	-16.007	4.180	3.524
Konzernüberschuss/-fehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE	-3.160	-6.999	-8.450	3.925	3.223
Bereinigter Konzernüberschuss ³	1.646	1.076	904	1.427	1.505
Wertentwicklung					
ROACE/ab 2015 ROCE (in Prozent)	8,6	10,9	10,4	10,6	10,4
Kapitalkosten vor Steuern (in Prozent)	7,4	6,7	5,8	6,4	6,4
Value Added ⁴	640	1.217	1.370	1.211	1.145
Vermögens- und Kapitalstruktur					
Langfristige Vermögenswerte	83.065	73.612	46.296	40.164	30.883
Kurzfristige Vermögenswerte	42.625	40.081	17.403	15.786	23.441
Gesamtvermögen	125.690	113.693	63.699	55.950	54.324
Eigenkapital	26.713	19.077	1.287	6.708	8.518
Gezeichnetes Kapital	2.001	2.001	2.001	2.201	2.201
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	2.128	2.648	2.342	2.701	2.760
Langfristige Schulden	63.335	61.172	39.287	35.198	30.545
Rückstellungen	31.376	30.655	19.618	18.001	15.706
Finanzverbindlichkeiten	15.784	14.954	10.435	9.922	8.323
Übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges	16.175	15.563	9.234	7.275	6.516
Kurzfristige Schulden	35.642	33.444	23.125	14.044	15.261
Rückstellungen	4.120	4.280	12.008	2.041	2.117
Finanzverbindlichkeiten	3.883	2.788	3.792	3.099	1.563
Übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges	27.639	26.376	7.325	8.904	11.581
Gesamtkapital	125.690	113.693	63.699	55.950	54.324
Cashflow/Investitionen und Kennziffern					
Operativer Cashflow ⁵	6.354	4.191	2.961	-2.952	2.853
Zahlungswirksame Investitionen	4.637	3.227	3.169	3.308	3.523
Eigenkapitalquote (in Prozent)	21	17	2	12	16
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (31. Dezember)	33.394	27.714	26.320	19.248	16.580
Debt Factor ⁶	4,0	3,7	5,3	3,9	3,4
Operativer Cashflow in Prozent des Umsatzes	5,6	9,8	7,8	–	9
Aktie und langfristiges Rating der E.ON SE					
Ergebnis je Aktie in € (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	-1,64	-3,6	-4,33	1,84	1,49
Eigenkapital ⁷ je Aktie (in €)	12,72	8,42	-0,50	1,85	2,66
Höchstkurs ⁸ (in €)	15,46	12,98	8,49	10,69	9,93
Tiefstkurs ⁸ (in €)	12,56	6,28	6,04	6,64	7,89
Jahresendkurs ^{8,9} (in €)	14,2	7,87	6,70	9,06	8,63
Dividende je Aktie ¹⁰ (in €)	0,50	0,50	0,21	0,30	0,43
Dividendensumme	966	976	410	650	932
Marktkapitalisierung ^{9,11} (in Mrd €)	27,4	17,4	13,1	19,6	18,7
Moody's	A3	Baa1	Baa1	Baa2	Baa2
Standard & Poor's	A-	BBB+	BBB+	BBB	BBB
Mitarbeiter					
Mitarbeiter (31. Dezember)	58.811	43.162	43.138	42.699	43.302

1 um nicht fortgeführte Aktivitäten und die Anwendung von IFRS 10, 11 und IAS 32 angepasste Werte · 2 GuV-Werte 2016 und 2015 bereinigt um Uniper, vor 2015 inklusive Uniper; Bilanzwerte 2016 ohne Uniper und vor 2016 inklusive Uniper · 3 bereinigt um nicht operative Effekte · 4 Ausweis auf Basis der Stichtagsbetrachtung · 5 entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten; 2018 Segment Erneuerbare Energien vollständig enthalten · 6 Verhältnis zwischen wirtschaftlicher Netto-Verschuldung und bereinigtem EBITDA; 2015 nicht um Uniper bereinigt · 7 Anteil der Gesellschafter der E.ON SE · 8 Xetra, 2015 und 2016 bereinigt um die Uniper-Abspaltung · 9 Ende Dezember · 10 für das jeweilige Geschäftsjahr; Vorschlag für 2018 · 11 auf Basis ausstehender Aktien

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.

Bereinigtes EBIT¹

Das bereinigte EBIT ist unsere wichtigste interne Ergebniskennzahl und Indikator für die nachhaltige Ertragskraft unserer Geschäfte. Das von E.ON verwendete bereinigte EBIT (Earnings before Interest and Taxes) ist ein bereinigtes Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern. Bereinigt werden im Wesentlichen nicht operative Aufwendungen und Erträge (vergleiche nicht operative Effekte).

Bereinigtes EBITDA¹

Das bereinigte EBITDA (Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) ist ein bereinigtes Ergebnis vor Finanzergebnis, Steuern und Abschreibungen. Bereinigt werden im Wesentlichen nicht operative Aufwendungen und Erträge (vergleiche nicht operative Effekte).

Bereinigter Konzernüberschuss¹

Ergebnisgröße nach Zinsen, Steuern vom Einkommen und vom Ertrag sowie Anteilen ohne beherrschenden Einfluss, die um nicht operative Effekte bereinigt ist.

¹ Neben den fortgeführten Aktivitäten des E.ON-Konzerns sind entsprechend der internen Steuerung zusätzlich die nicht fortgeführten Aktivitäten im Geschäftsbereich Erneuerbare Energien enthalten.

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 Employed¹

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.

Cash Conversion Rate¹

Die Cash Conversion Rate berechnet sich aus dem Verhältnis von operativem Cashflow vor Zinsen und Steuern und dem bereinigten EBITDA. Diese Kennzahl weist darauf hin, ob aus dem operativen Ergebnis ausreichend Liquidität generiert wird.

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 Schuldernamen.

Debt Factor²

Verhältnis von wirtschaftlicher Netto-Verschuldung zu bereinigtem 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.

¹ Neben den fortgeführten Aktivitäten des E.ON-Konzerns sind entsprechend der internen Steuerung zusätzlich die nicht fortgeführten Aktivitäten im Geschäftsbereich Erneuerbare Energien enthalten.

² Neben den fortgeführten Aktivitäten des E.ON-Konzerns sind entsprechend der internen Steuerung zusätzlich die nicht fortgeführten Aktivitäten im Geschäftsbereich Erneuerbare Energien enthalten. Darüber hinaus werden die dem E.ON-Anteil entsprechenden Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen für die Kernkraftwerke Emsland und Gundremmingen, die als Abgangsgruppe unter PreussenElektra ausgewiesen werden, berücksichtigt.

Eigenkapitalverzinsung

Bei der Eigenkapitalverzinsung handelt es sich um die Verzinsung, die ein Eigenkapital-investor aus der Anlage (hier: in E.ON-Aktien) erhält. Diese Verzinsung berechnet sich nach Unternehmenssteuern, aber vor der individuellen Besteuerung 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 oder Rohstoffpreise) und einen Nominalbetrag (zum Beispiel Fremdwährungsbetrag oder bestimmte Anzahl von Aktien) 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 Vermögenswerts mit seinem erzielbaren Betrag (höherer Wert aus Nettoveräußerungswert und Nutzungswert) verglichen wird. Für den Fall, dass der erzielbare Betrag den Buchwert unterschreitet, ist eine außerplanmäßige Abschreibung (Impairment) auf den Vermögenswert vorzunehmen. Von besonderer Bedeutung vor allem 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.

Investitionen¹

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 Vermögenswerte 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.

Netto-Finanzposition¹

Saldo aus einerseits liquiden Mitteln und langfristigen Wertpapieren sowie andererseits Finanzverbindlichkeiten (einschließlich der Effekte aus der Währungssicherung) gegenüber Kreditinstituten und Dritten sowie aus Beteiligungsverhältnissen.

¹ Neben den fortgeführten Aktivitäten des E.ON-Konzerns sind entsprechend der internen Steuerung zusätzlich die nicht fortgeführten Aktivitäten im Geschäftsbereich Erneuerbare Energien enthalten.

Nicht fortgeführte Aktivitäten

Abgrenzbare Geschäftseinheiten, die zum Verkauf bestimmt sind oder bereits veräußert wurden. Sie unterliegen besonderen Ausweisregeln.

Nicht operative Effekte

Hierzu zählen insbesondere Erträge und Aufwendungen aus der Marktbewertung von derivativen Finanzinstrumenten aus Sicherungsgeschäften sowie, soweit von wesentlicher Bedeutung, Buchgewinne/-verluste, bestimmte Aufwendungen für Restrukturierung, außerplanmäßige Wertberichtigungen beziehungsweise Wertaufholungen auf das Anlagevermögen, auf Beteiligungen an verbundenen oder assoziierten Unternehmen und auf Goodwill im Rahmen von Werthaltigkeitstests und sonstige nicht operative Ergebnisbeiträge.

Operativer Cashflow

Aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter und nicht 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- und CO₂-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 bereinigten EBIT und dem durchschnittlich investierten Kapital (Average Capital Employed) berechnet. Das Capital Employed berücksichtigt hierbei das abschreibbare Anlagevermögen mit der Hälfte der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten.

ROCE¹

Return on Capital Employed – Renditemaß für die periodische Erfolgskontrolle. Der ROCE wird als Quotient aus dem bereinigten EBIT und dem durchschnittlich investierten Kapital (Average Capital Employed) berechnet. Das Capital Employed berücksichtigt hierbei das abschreibbare Anlagevermögen zu Buchwerten.

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 (ROCE – Kapitalkosten) und dem durchschnittlichen Kapitaleinsatz (Average Capital Employed) berechnet.

Value at Risk (VaR)

Risikomaß, das den potenziellen Verlust angibt, den ein Portfolio mit einer gegebenen Konfidenzwahrscheinlichkeit (zum Beispiel 99 Prozent) über eine bestimmte Haltedauer (zum Beispiel einen Tag) nicht überschreiten wird. Aufgrund von Korrelationen zwischen einzelnen Transaktionen ist das Risiko eines Portfolios in der Regel geringer als die Summe der individuellen Risiken.

Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste

Die versicherungsmathematische Berechnung der Pensionsrückstellungen beruht im Wesentlichen auf zu prognostizierenden Parametern (wie zum Beispiel den Lohn- und Rententwicklungen). Wenn sich die tatsächlichen Entwicklungen später von den Annahmen unterscheiden, resultieren daraus versicherungsmathematische Gewinne oder Verluste.

Werthaltigkeitsprüfung

(siehe Impairment-Test)

Wirtschaftliche Netto-Verschuldung²

Kennziffer, die neben der Netto-Finanzposition auch die Pensions-, Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen einschließt. Bei wesentlichen Rückstellungswerten, die auf Basis eines negativen Realzinses berechnet wurden, wird der Verpflichtungsbetrag anstatt des Bilanzwertes bei der Berechnung der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung berücksichtigt.

Working Capital

Finanzkennzahl, die sich aus den kurzfristigen operativen Vermögenswerten abzüglich der kurzfristigen operativen Verbindlichkeiten ergibt.

¹ Neben den fortgeführten Aktivitäten des E.ON-Konzerns sind entsprechend der internen Steuerung zusätzlich die nicht fortgeführten Aktivitäten im Geschäftsbereich Erneuerbare Energien enthalten.

² Neben den fortgeführten Aktivitäten des E.ON-Konzerns sind entsprechend der internen Steuerung zusätzlich die nicht fortgeführten Aktivitäten im Geschäftsbereich Erneuerbare Energien enthalten. Darüber hinaus werden die dem E.ON-Anteil entsprechenden Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen für die Kernkraftwerke Emsland und Gundremmingen, die als Abgangsgruppe unter PreussenElektra ausgewiesen werden, berücksichtigt.

Kontakt

E.ON SE
Brüsseler Platz 1
45131 Essen

T 02 01-1 84-00
info@eon.com
www.eon.com

Für Journalisten
T 02 01-1 84-42 36
eon.com/de/ueber-uns/presse.html

Für Analysten und Aktionäre
T 02 01-1 84-28 06
investorrelations@eon.com

Für Anleiheinvestoren
T 02 01-1 84-72 30
creditorrelations@eon.com

Produktion & Satz:

Jung Produktion, Düsseldorf

Druck:

G. Peschke Druckerei, Parsdorf



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

13. Mai 2019	Quartalsmitteilung Januar – März 2019
14. Mai 2019	Hauptversammlung 2019
7. August 2019	Halbjahresfinanzbericht Januar – Juni 2019
13. November 2019	Quartalsmitteilung Januar – September 2019
25. März 2020	Veröffentlichung des Geschäftsberichts 2019
12. Mai 2020	Quartalsmitteilung Januar – März 2020
13. Mai 2020	Hauptversammlung 2020
12. August 2020	Halbjahresfinanzbericht Januar – Juni 2020
11. November 2020	Quartalsmitteilung Januar – September 2020

Der vorliegende Geschäftsbericht wurde am 13. März 2019 veröffentlicht.

Dieser Geschäftsbericht 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.

E.ON SE

Brüsseler Platz 1
45131 Essen
T 02 01 - 1 84 - 00
info@eon.com

eon.com