

# **Geschäftsbericht 2019**

***e.on***

## E.ON-Konzern in Zahlen

in Mio €	2019	2018	+/- %
Umsatz <sup>1</sup>	41.484	30.084	+38
Bereinigtes EBITDA <sup>1, 2</sup>	5.558	4.840	+15
– reguliertes Geschäft <sup>3</sup> (in %)	65	57	+8 <sup>6</sup>
– quasi-reguliertes und langfristig kontrahiertes Geschäft <sup>3</sup> (in %)	13	21	-8 <sup>6</sup>
– marktbestimmtes Geschäft <sup>3</sup> (in %)	22	22	–
Bereinigtes EBIT <sup>1, 2</sup>	3.235	2.989	+8
– reguliertes Geschäft <sup>3</sup> (in %)	70	58	+12 <sup>6</sup>
– quasi-reguliertes und langfristig kontrahiertes Geschäft <sup>3</sup> (in %)	11	20	-9 <sup>6</sup>
– marktbestimmtes Geschäft <sup>3</sup> (in %)	19	22	-3 <sup>6</sup>
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	1.808	3.524	-49
Konzernüberschuss/-fehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE	1.566	3.223	-51
Bereinigter Konzernüberschuss <sup>1, 2</sup>	1.536	1.505	+2
Investitionen <sup>1</sup>	5.492	3.523	+56
Operativer Cashflow <sup>1, 4</sup>	2.965	2.853	+3
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern <sup>1, 5</sup>	4.407	4.087	+8
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (31. 12.) <sup>1</sup>	39.430	16.580	+138
Eigenkapital	13.085	8.518	+54
Bilanzsumme	98.566	54.324	+81
ROCE (in %) <sup>1</sup>	8,4	10,4	-2,0 <sup>6</sup>
Mitarbeiter (31. 12.) <sup>1</sup>	78.948	43.302	+82
– Anteil Frauen (in %)	33	32	+1,0 <sup>6</sup>
– Durchschnittsalter der Mitarbeiter	42	42	–
Ergebnis je Aktie <sup>7, 8</sup> (in €)	0,68	1,49	-54
Ergebnis je Aktie aus bereinigtem Konzernüberschuss <sup>1, 7, 8</sup> (in €)	0,67	0,69	-3
Dividende je Aktie <sup>9</sup> (in €)	0,46	0,43	+7
Dividendensumme	1.199	932	+29

1 enthält bis zum 18. September 2019 auch den nicht fortgeführten Geschäftsbereich im Segment Erneuerbare Energien (vergleiche Textziffer 4 im Anhang)

2 bereinigt um nicht operative Effekte

3 Die Definition des regulierten, quasi-regulierten Geschäfts, etc. von E.ON und innogy wurde vereinheitlicht. Die Vorjahreswerte wurden entsprechend angepasst.

4 entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit

5 entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit vor Zinsen und Steuern

6 Veränderung in Prozentpunkten

7 Anteil der Gesellschafter der E.ON SE

8 auf Basis ausstehender Aktien (gewichteter Durchschnitt)

9 für das jeweilige Geschäftsjahr; Vorschlag für 2019

# Inhalt

<b>4</b>	<b>Bericht des Aufsichtsrats</b>
<b>10</b>	<b>Strategie und Ziele</b>
<b>14</b>	<b>Zusammengefasster Lagebericht</b>
14	Grundlagen des Konzerns
14	Geschäftsmodell
17	Steuerungssystem
18	Innovation
20	Wirtschaftsbericht
20	Gesamtwirtschaftliche und branchenbezogene Rahmenbedingungen
23	Geschäftsentwicklung
24	Ertragslage
29	Finanzlage
33	Vermögenslage
34	Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage der E.ON SE
36	Weitere finanzielle und nichtfinanzielle Leistungsindikatoren
36	– Wertmanagement
37	– Mitarbeiter
40	Prognosebericht
42	Risiko- und Chancenbericht
50	Geschäftsfelder
57	Internes Kontrollsystem zum Rechnungslegungsprozess
59	Übernahmerelevante Angaben
62	Corporate-Governance-Bericht
62	Erklärung zur Unternehmensführung
70	Vergütungsbericht
<b>88</b>	<b>Gesonderter zusammengefasster nichtfinanzieller Bericht</b>
<b>104</b>	<b>Konzernabschluss</b>
104	Gewinn- und Verlustrechnung
105	Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen
106	Bilanz
108	Kapitalflussrechnung
110	Entwicklung des Konzerneigenkapitals
112	Anhang
210	Anteilsbesitzliste
<b>230</b>	<b>Weitere Informationen</b>
230	Versicherung der gesetzlichen Vertreter
231	Bestätigungsvermerk
238	Prüfungsvermerk zum zusammengefassten nichtfinanziellen Bericht
240	Aufsichtsratsmitglieder
242	Vorstandsmitglieder
243	Mehrjahresübersicht
245	Finanzkalender



# **Bericht des Aufsichtsrats**

## Liebe Aktionäre,



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

das Jahr 2019 war weit überwiegend von der Übernahme der innogy SE geprägt. Mit dem Vollzug der Transaktion im September hat E.ON ein neues Kapitel in der Unternehmensgeschichte aufgeschlagen. Der Aufsichtsrat dankt dem Vorstand und allen Mitarbeitern für die gewaltigen Anstrengungen, die mit der Transaktion sowie der Integration verbunden waren und sind.

Der Aufsichtsrat hat im Geschäftsjahr 2019 seine Aufgaben und Pflichten nach Gesetz, Satzung und Geschäftsordnung umfassend und sorgfältig wahrgenommen. Der Aufsichtsrat hat den Vorstand bei der Führung des Unternehmens intensiv beraten und seine Tätigkeit kontinuierlich überwacht. Dabei hat er sich von der Recht-, Zweck- und Ordnungsmäßigkeit der Unternehmensführung überzeugt. In vier ordentlichen und zwei außerordentlichen Sitzungen hat er sich mit allen für das Unternehmen relevanten Fragen befasst. Die Vertreter der Anteilseigner und die Vertreter der Arbeitnehmer haben diese Sitzungen regelmäßig gesondert und unter Beteiligung einzelner oder aller Vorstandsmitglieder vorbereitet. Zwei Aufsichtsratsmitglieder waren im Jahr 2019 an einzelnen Sitzungsteilnahmen gehindert, im Übrigen nahmen sämtliche Mitglieder an allen Sitzungen des Aufsichtsrats teil.

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.

### **Übernahme der innogy SE und weitreichender Transfer von Geschäftsaktivitäten mit RWE**

Der Aufsichtsrat hat sich in allen Sitzungen des Jahres 2019 mit dem Stand der Übernahme der innogy SE befasst und die erforderlichen Beschlüsse gefasst. Der Vorstand hat den Aufsichtsrat fortlaufend unter anderem zum aktuellen Stand des öffentlichen Übernahmeverfahrens, des Fusionskontrollverfahrens sowie zum Fortschritt der Integrationsvorbereitungen und -maßnahmen informiert. In diesem Zusammenhang hat der Aufsichtsrat auch über die Auswirkungen der kartellrechtlichen Auflagen der EU-Kommission auf ausgewählte Märkte, in denen E.ON aktiv ist, diskutiert und Beschlüsse gefasst, soweit dies erforderlich war. Darüber hinaus hat der Aufsichtsrat die Optionen für die rechtliche Integration der innogy SE erörtert und entsprechende Beschlüsse gefasst. Ebenfalls im Zusammenhang mit der Übernahme der innogy SE, hat der Aufsichtsrat seine Erweiterung auf 20 Mitglieder vollzogen sowie die Personalentscheidungen für die Besetzung des E.ON-Vorstands getroffen.

## 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 deren jeweilige Auswirkungen auf die Geschäftsfelder von E.ON im Fokus.

Weiterhin hat sich der Aufsichtsrat im Hinblick auf das aktuelle operative Geschäft ausführlich mit den Auswirkungen des Niedrigzinsumfeldes auf E.ON, der wirtschaftlichen Lage des Konzerns und seiner Gesellschaften im Allgemeinen, den nationalen und internationalen Energiemärkten sowie den für E.ON wichtigen Währungen 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 Mittel- und langfristige Planung des Konzerns für die Jahre 2020 bis 2022 erörtert. Dem Aufsichtsrat wurden zudem regelmäßig die Entwicklungen im Bereich Gesundheit, (Arbeits-) Sicherheit und Umweltschutz – hier insbesondere der Verlauf der wesentlichen Unfallkennzahlen – sowie die aktuelle Entwicklung der Kundenzahlen, der Kundenzufriedenheit und die Entwicklung der Auszubildendenzahlen dargestellt. Ferner hat sich der Aufsichtsrat umfassend mit der zukünftigen Energiebeschaffungsstrategie des Konzerns befasst.

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) geprüft und gebilligt.

## Corporate Governance

In der zum Jahresende abgegebenen Entsprechenserklärung hat der Aufsichtsrat – 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. Vorstand und Aufsichtsrat haben weiter erklärt, dass diesen Empfehlungen seit Abgabe der letzten jährlichen Erklärung im Dezember 2018 uneingeschränkt entsprochen wurde mit Ausnahme von zwei Abweichungen betreffend die Empfehlungen in Ziffer 7.1.2 Satz 3 und Ziffer 4.2.3 Abs. 2 Satz 8. Die jeweils aktuelle Entsprechenserklärung sowie frühere Fassungen sind im Internet unter [www.eon.com](http://www.eon.com) veröffentlicht.

Im Geschäftsjahr 2019 bestand bei zwei Mitgliedern des Innovations- und Nachhaltigkeitsausschusses (bisher: Investitions- und Innovationsausschuss) wegen weiterer Mandate jeweils ein Interessenkonflikt im Zusammenhang mit einer möglichen Transaktion. Die Mitglieder haben dies vor der Sitzung am 11. März 2019 ordnungsgemäß angezeigt und an der Befassung des Ausschusses nicht teilgenommen. Ferner bestanden bei Herrn Rolf Martin Schmitz aufgrund seiner Eigenschaft als Vorstandsvorsitzender der RWE AG Interessenkonflikte in Bezug auf einzelne operative Sachverhalte, weswegen er an der Behandlung ausgewählter Tagesordnungspunkte nicht teilgenommen hat. Im Übrigen lagen dem Aufsichtsrat keine Anzeichen für Interessenkonflikte von Vorstands- und Aufsichtsratsmitgliedern vor.

Im abgelaufenen Geschäftsjahr wurden drei umfassende Aus- und Fortbildungsveranstaltungen zu ausgewählten operativen und nicht operativen Themen des E.ON-Geschäfts für die Mitglieder des Aufsichtsrats durchgeführt. Ferner bestand für die neuen Mitglieder des Aufsichtsrats die Möglichkeit, sich im Rahmen eines Onboarding-Programms umfassend in die Geschäftstätigkeit der Gesellschaft einführen zu lassen.

Turnusgemäß hat der Aufsichtsrat in diesem Jahr eine Effizienzprüfung zur Arbeit des Aufsichtsrats durchgeführt. Die Mitglieder des Aufsichtsrats hatten sowohl über einen Onlinefragebogen als auch in Einzelgesprächen mit dem Vorsitzenden des Aufsichtsrats Gelegenheit, die Effizienz der Arbeit des Aufsichtsrats zu bewerten und Vorschläge zu ihrer Verbesserung zu formulieren. Aus den Ergebnissen wurden konkrete Maßnahmen zur Verbesserung der Arbeit des Aufsichtsrats abgeleitet, die fortlaufend umgesetzt werden. Dies betrifft vor allem die verstärkte Befassung des Aufsichtsrats mit ausgewählten strategischen und operativen Themen, technologischen und branchenspezifischen Trends sowie die Beobachtung von E.ONs Wettbewerbsumfeld. Darüber hinaus hat der Aufsichtsrat sogenannte Themenpatenschaften für einzelne Mitglieder in Bezug auf ausgewählte operative Themen begründet.

Zudem hat der Aufsichtsrat sein Kompetenzprofil um die Kategorie der Nachhaltigkeitsdimensionen Umweltschutz, Sozialbelange und Governance (ESG = Environmental, Social, Governance) erweitert. 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 in der Erklärung zur Unternehmensführung auf den Seiten 65 und 66 verfügbar.

## Arbeit der Ausschüsse

Der Aufsichtsrat hat die im Folgenden näher beschriebenen Ausschüsse gebildet, um seine Aufgaben sorgfältig und effizient wahrnehmen zu können.

Der Präsidialausschuss des Aufsichtsrats hat im Geschäftsjahr 2019 insgesamt acht Mal getagt. Sämtliche Mitglieder nahmen an allen Sitzungen des Ausschusses teil. Der Ausschuss hat in seinen Sitzungen die geplante Übernahme von innogy und die damit verbundenen kartellrechtlichen Auflagen intensiv diskutiert und gemäß der Ermächtigung des Aufsichtsrats die erforderlichen Beschlüsse betreffend die rechtliche Integration der innogy SE gefasst. Weiterhin hat er wesentliche Personalangelegenheiten, insbesondere die Vergütungsangelegenheiten des Vorstands sowie die Übernahme des Vorstandsmandats bei der innogy SE durch Herrn Dr.-Ing. Birnbaum, diskutiert und – soweit erforderlich – Beschlüsse gefasst. Daneben hat der Ausschuss die Beschlüsse des Aufsichtsrats zur personellen Besetzung des E.ON SE Vorstands vorbereitet sowie auf Vorschlag des Vorstands Änderungen in dessen Geschäftsverteilung beschlossen. Zudem hat sich der Präsidialausschuss periodisch über den Stand der Erreichung der Vorstandsziele für das Jahr 2019 unterrichten lassen. Schließlich hat sich der Präsidialausschuss eingehend mit der Mittelfristplanung für den Zeitraum 2020 bis 2022 befasst.

Der Innovations- und Nachhaltigkeitsausschuss (bisher: Investitions- und Innovationsausschuss) kam in fünf Sitzungen zusammen und führte ein schriftliches Beschlussverfahren durch. Sämtliche Mitglieder nahmen an allen Sitzungen und Verfahren des Ausschusses teil. Der Ausschuss befasste sich unter anderem mit der Investition für den US-amerikanischen Windpark „Big Raymond“ sowie mit der vom Vorstand geplanten Refinanzierung der syndizierten Kreditlinie. Zudem waren insbesondere der Innovationsansatz bei E.ON sowie anorganische Wachstumsoptionen Gegenstand der Beratungen. Zuletzt hat sich der Ausschuss im Zusammenhang mit den Nachhaltigkeitsdimensionen Umweltschutz, Sozialbelange und Governance intensiv mit der Klimastrategie des Konzerns sowie den Aktivitäten mit Bezug Nachhaltigkeit befasst.

Der Prüfungs- und Risikoausschuss hielt im Geschäftsjahr 2019 vier Sitzungen ab. Alle Mitglieder nahmen an allen Sitzungen teil. Der Ausschuss befasste sich im Rahmen einer eingehenden Prüfung insbesondere mit dem handelsrechtlichen Jahresabschluss und dem Konzernabschluss für

das Geschäftsjahr 2018 nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) sowie den Zwischenabschlüssen der E.ON SE im Jahr 2019. Der Ausschuss erörterte den Vorschlag zur Wahl des Abschlussprüfers für das Geschäftsjahr 2019 sowie die entsprechenden Zwischenabschlüsse und erteilte die Aufträge für die Prüfungsleistungen des Abschlussprüfers, legte die Prüfungsschwerpunkte fest, beschloss die Vergütung des Abschlussprüfers und überprüfte dessen Qualifikation und Unabhängigkeit gemäß den Anforderungen des Deutschen Corporate Governance Kodex. Der Ausschuss hat sich auch davon überzeugt, dass beim Abschlussprüfer keine Interessenkonflikte vorliegen, und die Entscheidung des Aufsichtsrats zur Pflichtrotation des Abschlussprüfers vorbereitet. Zudem befasste sich der Ausschuss mit weiteren ihm nach Gesetz, Satzung oder Geschäftsordnung zugewiesenen Sachverhalten, insbesondere den Aktivitäten und Berichten der internen Revision, Fragen der Rechnungslegung, dem Risikomanagement sowie mit den Entwicklungen im Bereich Compliance. 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. 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.

Der Nominierungsausschuss führte im Jahr 2019 ein schriftliches Beschlussverfahren betreffend die gerichtliche Bestellung der neuen Anteilseignervertreter im Aufsichtsrat durch, an dem alle Mitglieder des Ausschusses teilnahmen.

Über die Arbeit des jeweiligen Ausschusses berichtete der jeweilige Ausschussvorsitzende regelmäßig in den Sitzungen des Aufsichtsrats. Angaben zur Zusammensetzung der Ausschüsse und zu ihren Aufgaben befinden sich in der Erklärung zur Unternehmensführung auf den Seiten 67 und 68. Eine Übersicht über die Teilnahme der Aufsichtsratsmitglieder an den Sitzungen des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse ist dort ebenfalls enthalten.



## **Prüfung und Feststellung des Jahresabschlusses zum 31. Dezember 2019, Billigung des Konzernabschlusses, Gewinnverwendungsvorschlag**

Der Jahresabschluss der E.ON SE zum 31. Dezember 2019, der mit dem Konzernlagebericht zusammengefasste Lagebericht sowie der nach IFRS aufgestellte Konzernabschluss wurden von 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.

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 24. März 2020 ausführlich besprochen. 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. Darüber hinaus hat der Aufsichtsrat den gesonderten zusammengefassten nichtfinanziellen Bericht geprüft und gebilligt.

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 0,46 € 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.

## **Personelle Veränderungen im Vorstand**

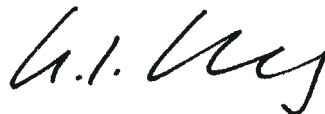
Im Kalenderjahr 2019 gab es keine personellen Veränderungen im Vorstand der Gesellschaft. Die Ressortzuständigkeiten des Vorstands der E.ON SE zum 31. Dezember 2019 entnehmen Sie dem Geschäftsbericht auf Seite 242.

## **Personelle Veränderungen im Aufsichtsrat**

Im Zuge der von der Hauptversammlung 2019 beschlossenen Erweiterung des Aufsichtsrats von 14 auf 20 Mitglieder wurden auf Anteilseignerseite Herr Ulrich Grillo, Herr Dr. Rolf Martin Schmitz sowie Frau Deborah Wilkens mit Wirkung zum 1. Oktober 2019 gerichtlich in den Aufsichtsrat bestellt. Auf Arbeitnehmerseite wurden Herr Stefan May, Frau Monika Krebber und Herr René Pöhls mit Wirkung zum 24. September 2019 neu in den Aufsichtsrat gewählt. Weiterhin ist auf Arbeitnehmerseite Herr Clive Broutta mit Ablauf des 31. Januar 2020 aufgrund des Austritts des Vereinigten Königreichs aus der Europäischen Union aus dem Aufsichtsrat ausgeschieden. Als sein Nachfolger wurde Herr Christoph Schmitz mit Wirkung zum 1. Februar 2020 gewählt. Eine Übersicht aller Aufsichtsratsmitglieder zum 31. Dezember 2019 entnehmen Sie dem Geschäftsbericht auf den Seiten 240 und 241.

Essen, den 24. März 2020  
Der Aufsichtsrat

Mit freundlichen Grüßen



Dr. Karl-Ludwig Kley  
Vorsitzender



# Strategie und Ziele

## Strategie und Ziele

### Unsere Strategie: Führender Partner für die neue Energiewelt

Der Energiemarkt war im Jahr 2019 – und wird auch in der kommenden Dekade – maßgeblich von den Themen Dekarbonisierung, Dezentralisierung und Digitalisierung geprägt. Diese Trends nutzen wir, um unsere Position als führender Player im europäischen Energiemarkt zu stärken, erfolgreich Neugeschäft zu erschließen und unsere Prozesse effizienter zu gestalten.

Unser Ziel ist es, das Unternehmen konsequent auf eine durch zunehmend selbstständige und aktive Kunden geprägte neue Energiewelt auszurichten. Dazu schaffen wir neue Märkte für unsere Kunden durch neue Produkte, Dienstleistungen und Technologien. Für Politiker und Regulatoren werden wir der bevorzugte Partner für die Energiewende sein. Die Umsetzung erfolgt dabei auf der Basis unserer Prinzipien Integration, Fokus, Effizienz und Wachstum.

Die bereits im Vorjahr begonnene Integration der innogy SE werden wir im laufenden Jahr nach Erwerb der verbleibenden Aktien und dem Squeeze-out verstärkt fortsetzen. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Zusammenführung der jeweiligen Organisationseinheiten in unsere neue Zielstruktur. Dabei werden wir auch die Kernprozesse der betreffenden Geschäftseinheiten auf Basis von Benchmarking-Analysen weiter optimieren oder auf Best-Practice-Niveau neu aufsetzen.

Der Fokus unserer Geschäftstätigkeit wird in Zukunft auf den Kerngebieten der neuen Energiewelt – regulierte, leistungsstarke Energienetze und innovative Kundenlösungen – liegen. Diese Bereiche wurden durch den Erwerb der innogy SE signifikant gestärkt. Nach Abschluss der Transaktion wird die neue E.ON der erste europäische Player mit ausschließlichem Fokus auf kommunale, betriebliche und private Kunden sein und einen Großteil des bereinigten EBIT aus regulierten Geschäften erzielen. Die Kombination der Geschäftsfelder Energienetze und Kundenlösungen folgt dabei dem Trend, dass diese beiden Bereiche in einer zunehmend dezentralen und digitalen Energiewelt zusammenwachsen. Intelligente Zähler ermöglichen beispielsweise eine bessere Koordination in Energienetzen und bilden die Grundlage für neue kommerzielle Angebote im Vertrieb, wie zeitbasierte Stromtarife und Energiehandlungsmöglichkeiten für dezentrale Anlagen.

Im Hinblick auf unser Effizienzziel erlaubt die Übernahme der innogy neben der Verstärkung der Kerngeschäftsfelder die Realisierung von erheblichen Synergieeffekten in der Größenordnung von rund 740 Mio € bis 2022. Weitere Effizienzsteigerungen sind aus der forcierten Optimierung und Digitalisierung unserer Geschäftsprozesse zu erwarten.

Unsere Wachstumsstrategie sieht umfangreiche Investitionen in beiden Geschäftsfeldern vor. Der Schwerpunkt liegt dabei auf dem Bereich Energienetze, in dem wir im Jahr 2020 rund 3,2 Mrd € investieren werden. Im Bereich Kundenlösungen planen wir Investitionen von rund 0,9 Mrd € im Jahr 2020. Hier fließen die Mittel im Wesentlichen in die Bereiche City Energy Solutions und Lösungsgeschäfte mit Industriekunden. Weitere Wachstumsimpulse erwarten wir aus unseren Innovationsaktivitäten im operativen Vertriebs- und Netzgeschäft sowie den Investitionen in junge Unternehmen (diese sind im Kapitel „Innovation“ im zusammengefassten Lagebericht näher beschrieben).

#### Geschäftsfeld Energienetze

Durch die Integration von innogy wird E.ON künftig regulierte Verteilnetze in acht europäischen Ländern betreiben und damit zum einem der größten Verteilnetzbetreiber in Europa. Dabei hat E.ON eine regulierte Kapitalbasis (ohne innogy) in Höhe von rund 21 Mrd €. Maßgebliche Ziele unseres Netzbereichs sind die kontinuierliche Steigerung der Effizienz und die Erhöhung der regulierten Kapitalbasis. In Hinblick auf die Effizienz konnten alle vier E.ON-Verteilnetzbetreiber einen Effizienzgrad von 100 Prozent erreichen. Bei innogy weisen die Verteilnetzbetreiber einen durchschnittlichen wertgewichteten Effizienzwert von 98,4 Prozent auf.

Nochmals gesteigerte Investitionsbudgets sichern den Substanzerhalt und den Ausbau der regulierten Kapitalbasis unserer Netze. Die Verteilnetze verbinden unsere Kunden miteinander und stellen das Rückgrat einer erfolgreichen Energiewende dar. Dabei fokussieren wir den Umbau von einem reinen Verteilnetzbetreiber hin zu einem intelligenten Plattformanbieter. Hier spielt die Digitalisierung der Verteilnetze eine wichtige Rolle. So wurden bei E.ON und innogy rund 2.700 intelligente Ortsnetzstationen bei den deutschen Regionalversorgungsunternehmen in Betrieb genommen. Sie ermöglichen in einem zukünftigen Smart Grid, den sicheren Betrieb bei zunehmender Komplexität und variabler Einspeisung sicherzustellen. Durch die Kooperation mit dem Start-up envelio verfügt E.ON über die Möglichkeit, Marktteilnehmern unmittelbar Informationen zum Netzanschluss zu übermitteln, was die Planung dezentraler Energieerzeugung deutlich verbessert.

Darüber hinaus baut E.ON gemeinsam mit innogy ihre Aktivitäten im Bereich Breitband durch signifikante Investitionen aus. Durch den Ausbau eines Breitbandnetzes mit Glasfaseranschlüssen bis ins Haus bringt E.ON Highspeed-Internet mit hohen Bandbreiten auch in den ländlichen Raum.

### **Geschäftsfeld Kundenlösungen**

Durch die Integration von innogy wird die neue E.ON mit einem Kundenportfolio von 40 Millionen Kunden (inklusive 19 Millionen Kunden von innogy) zu dem größten Endkundenversorger Europas. Darüber hinaus werden durch unsere Beteiligung Enerjisa Enerji in der Türkei weitere 10 Millionen Kunden versorgt.

Im Strom- und Gasvertrieb verfolgen wir das Ziel, unsere wettbewerbliche Position durch maximale Kosteneffizienz, Innovation und strikte Kundenorientierung weiter zu stärken. Auch hier setzen wir stark auf die Digitalisierung: Mithilfe hocheffizienter digitaler Systeme sind wir zukünftig in der Lage, die operativen Kosten nachhaltig zu senken.

Im Hinblick auf neue Kundenlösungen über den reinen Strom- und Gasvertrieb hinaus ist unser Ziel, das Produkt- und Dienstleistungsangebot für innovative Wärmelösungen, Energieeffizienz, dezentrale Erzeugung und Speicherung sowie nachhaltige Mobilitätskonzepte kontinuierlich zu verbessern oder neu aufzusetzen. E.ON wird so zum bevorzugten Partner der öffentlichen, gewerblichen und privaten Kunden.

So konnte E.ON in mehreren Projekten ihre Strategie umsetzen, dem Kunden zu helfen, nachhaltiger zu werden. Meilensteine waren beispielsweise die Entscheidung zum Bau eines Biomassekraftwerks in Hürth für einen international tätigen Papierhersteller, das neben der Wärmeversorgung des Werks auch regenerativ erzeugten Strom in das öffentliche Netz einspeisen wird. Daneben wurde nahe Stockholm in Högybytorp eine thermische Abfallverwertungsanlage errichtet. Mit einem fortschrittlichen Material- und Energierecyclingsystem wird sichergestellt, dass eine der am schnellsten wachsenden Regionen Schwedens mit klimaneutraler Wärme, Strom und Biogas versorgt werden kann. Außerdem hat E.ON einen Großauftrag zum Bau einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage in Kent von einem international tätigen Verpackungshersteller erhalten. Die Anlage soll 36.000 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr einsparen und voraussichtlich im Jahr 2021 in Betrieb genommen werden.

### **Nachhaltigkeit**

Gute Unternehmensführung, die Wahrnehmung gesellschaftlicher und sozialer Verantwortung sowie die Bewahrung der natürlichen Lebensgrundlagen sind für E.ON essenziell, um langfristig einen nachhaltigen wirtschaftlichen Wert zu generieren. Deshalb hat E.ON beschlossen bis 2040 in Bezug auf Scope 1 und Scope 2 Treibhausgasemissionen klimaneutral zu sein. Außerdem hat der Vorstand zur Unterstreichung der Nachhaltigkeitsorientierung sich zu den Sustainable Development Goals (SDGs) der UN bekannt. Die erfolgreiche Implementierung des Nachhaltigkeitsgedankens spiegelt sich auch in den sogenannten Environmental, Social and Governance (ESG) Ratings wider. Hier konnten wir uns bei führenden Nachhaltigkeits-Ratingagenturen, wie beispielsweise MSCI oder Sustainalytics, erfolgreich positionieren.

Das Ziel der Nachhaltigkeit in der Energieversorgung steht auch hinter der Initiative „Grünes Gas aus Grünem Strom“, mit der E.ON die Reduzierung von CO<sub>2</sub> bei der Wärmeerzeugung, im Verkehr und in der Industrie vorantreibt. In diesem Kontext hat E.ON ein vom Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) gefördertes Projekt „Reallabore der Energiewende“ gewonnen. In diesem Energie-wendelabor soll eine Power-to-Gas-(P2G)-Anlage errichtet und in Betrieb genommen werden. Es sollen damit intelligente Verknüpfungen unterschiedlicher Technologien zur regenerativen Energieerzeugung, -umwandlung, -speicherung sowie zur Energieverteilung erprobt und weiterentwickelt werden, um die Dekarbonisierung weiter voranzutreiben (vergleiche den gesonderten zusammengefassten nichtfinanziellen Bericht für weitere Details zur Nachhaltigkeit).

### **Finanzstrategie**

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

### **Mitarbeiterstrategie**

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



# Zusammengefasster Lagebericht

- **innogy-Übernahme vollzogen**
- **Bereinigtes EBIT und bereinigter Konzernüberschuss innerhalb der im November für 2019 strukturell angepassten Prognose**
- **Wirtschaftliche Netto-Verschuldung aufgrund der innogy-Übernahme erwartungsgemäß deutlich gestiegen**
- **Für das Jahr 2020 bereinigtes EBIT zwischen 3,9 und 4,1 Mrd € und bereinigter Konzernüberschuss zwischen 1,7 und 1,9 Mrd € erwartet**
- **Dividende in Höhe von 0,46 € pro Aktie für das Geschäftsjahr 2019 vorgeschlagen**
- **Jährliches Wachstum der Dividende pro Aktie von bis zu 5 Prozent bis einschließlich der Dividende für das Geschäftsjahr 2022 beschlossen**

## Grundlagen des Konzerns

### Geschäftsmodell

E.ON ist ein privates Energieunternehmen mit rund 79.000 Mitarbeitern, das von der Konzernleitung in Essen geführt wird. Der Konzern ist in vier operative Geschäftsfelder – Energienetze, Kundenlösungen, innogy 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. Das Netzgeschäft von innogy wird im Geschäftsjahr 2019 hier nicht ausgewiesen.

#### 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 Business Solutions mit der Bereitstellung dezentraler Komplettlösungen für unsere Kunden zugeordnet. Das Vertriebsgeschäft von innogy wird im Geschäftsjahr 2019 hier nicht ausgewiesen.

#### innogy

Das Geschäftsfeld innogy umfasst insbesondere das Netz- und Vertriebsgeschäft sowie die Holdingfunktionen und internen Dienstleister der im September 2019 übernommenen innogy-Gruppe. Netzgeschäft betreibt innogy vor allem in Deutschland, Polen, Ungarn und Kroatien. Vertriebsgeschäft unterhält innogy insbesondere in den Märkten Deutschland, Großbritannien, Niederlande, Belgien, Ungarn, Polen. Das legal noch von innogy auf RWE zu übertragende Erneuerbare Energien- und Gas-speichergeschäft sowie der Anteil am österreichischen Energieversorger KELAG sind hier nicht enthalten.

#### Erneuerbare Energien

Im Geschäftsfeld Erneuerbare Energien werden die Windparks auf dem Festland (Onshore-Wind) und auf See (Offshore-Wind) sowie die Solarparks zusammengefasst. E.ON hat die Planung, den Bau und den Betrieb sowie die Steuerung der jeweiligen Stromerzeugungsanlagen wahrgenommen. Die Vermarktung der gewonnenen Energie erfolgte 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 wurde seit dem 30. Juni 2018 als nicht fortgeführte Aktivität ausgewiesen und zum 18. September 2019 entkonsolidiert (weitere Erläuterungen enthalten die Seiten 15, 27 und 28 im zusammengefassten Lagebericht sowie Textziffer 4 im Anhang). Bestimmte Geschäftsaktivitäten von e.d.isnatur in Deutschland und Polen sowie ein 20-Prozent Anteil am Offshore-Windpark Rampion in Großbritannien sind nicht auf RWE übergegangen und wurden im Geschäftsjahr 2019 weiterhin hier ausgewiesen.

#### Nicht-Kerngeschäft

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



## Besondere Ereignisse im Berichtszeitraum

### Erwerb der innogy-Anteile von RWE vollzogen

Am 18. September 2019 sind die bislang von RWE gehaltenen 76,8 Prozent der Anteile an innogy auf E.ON übergegangen. Ende September hat E.ON auch das freiwillige öffentliche Übernahmeangebot an die Minderheitsaktionäre von innogy vollzogen und damit weitere 9,4 Prozent der innogy-Aktien übernommen. Zusammen mit den zwischenzeitlich durch E.ON börslich erworbenen knapp 3,8 Prozent hält E.ON insgesamt 90 Prozent aller innogy-Aktien und erfüllt damit die notwendigen Voraussetzungen für einen umwandlungsrechtlichen Squeeze-out (weitere Einzelheiten zur Transaktion enthält Textziffer 4 im Anhang).

### Erneuerbare Energien

Die im Rahmen der Transaktion mit RWE übertragenen Geschäfte im Segment Erneuerbare Energien wurden seit dem 30. Juni 2018 als nicht fortgeführte Aktivität gemäß IFRS 5 ausgewiesen. Für Zwecke der internen Steuerung wurden diese Aktivitäten bis zum 18. September 2019 vollständig in die relevanten Steuerungsgrößen einbezogen. Hierfür wurden 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 in diesem Geschäftsbericht 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 27 und 28 im zusammengefassten Lagebericht sowie Textziffer 34 im Anhang.

### E.ON-Aufsichtsrat erweitert, Zusammensetzung des E.ON-Vorstands unverändert

Wie von der E.ON-Hauptversammlung im Mai 2019 beschlossen, hat E.ON nach Vollzug der Übernahme von innogy den E.ON-Aufsichtsrat auf 20 Mitglieder vergrößert. Für die Vertreter der Anteilseigner hat E.ON den RWE-Vorstandsvorsitzenden Rolf Martin Schmitz, den Unternehmer Ulrich Grillo und die US-amerikanische Unternehmensberaterin Deborah B. Wilkens bestellt. Außerdem wurden Monika Krebber, Stefan May und René Pöhls als Vertreter der Arbeitnehmer Mitglieder des E.ON-Aufsichtsrats. Die Führung der neuen E.ON liegt weiter in der Verantwortung der bisherigen Vorstandsmitglieder des Unternehmens.

### Restrukturierungsmaßnahmen unter anderem in Deutschland und Großbritannien eingeleitet

Im Zusammenhang mit der innogy-Übernahme hat E.ON den Abbau von bis zu 5.000 Arbeitsplätzen konzernweit angekündigt. Vor diesem Hintergrund wurde im Mai 2019 der „Tarifvertrag zur Zukunft und Beschäftigungssicherung“ mit Arbeitgeberverbänden und -vereinigungen sowie ver.di und der Industriewerkschaft Bergbau, Chemie und Energie geschlossen. Dieser Tarifvertrag gilt zunächst für personelle Veränderungen und Anpassungsmaßnahmen, die als Folge der Integration des innogy-Konzerns in den E.ON-Konzern in Deutschland durchgeführt werden. Er umfasst unter anderem Regelungen zu Abfindungszahlungen für freiwillig ausscheidende Beschäftigte, für einen Vorruhestand sowie die Möglichkeit zum Wechsel in eine Beschäftigungs- und Qualifizierungsgesellschaft. Bis zum Jahresende 2019 wurden diese Maßnahmen weiter konkretisiert und sind seit Mitte Februar 2020 zunächst an ausgewählten Standorten wählbar.

Ende November 2019 hat E.ON Vorschläge zur Restrukturierung von npower bekannt gegeben. Danach sollen die Haushalts- und kleineren Gewerbekunden (B2C) von npower schrittweise auf einer gemeinsamen IT-Plattform mit den B2C-Kunden von E.ON UK zusammengeführt werden. Darüber hinaus wurde im Februar 2020 zwischen npower und E.ON UK eine Vereinbarung über den Verkauf der B2C-Kundenverträge von npower geschlossen. Des Weiteren ist die Ausgliederung des npower-Geschäfts mit Industrie- und großen Gewerbekunden (B2B) geplant. Die verbleibenden Aktivitäten von npower sollen in den nächsten zwei Jahren restrukturiert werden. Das beinhaltet die Schließung der meisten npower-Standorte und einen damit einhergehenden Personalabbau.

### Rahmenvertrag mit MVM und Opus zur Neuordnung des Geschäfts in Ungarn unterzeichnet

Anfang Oktober 2019 erwarb E.ON die von EnBW gehaltenen 27 Prozent der Anteile an ELMŰ Nyrt. („ELMŰ“) und ÉMÁSZ Nyrt. („ÉMÁSZ“). Anschließend wurde ein Rahmenvertrag zwischen E.ON, MVM Magyar Villamos Művek Zrt. (ein Aktionär von ELMŰ und ÉMÁSZ) („MVM“) und Opus Global Nyrt. („Opus“) unterzeichnet. Im Rahmen dieser Vereinbarung beabsichtigt E.ON, in Ungarn ein ausgewogenes und optimiertes Portfolio zu schaffen, das auch eine schnelle Integration der Aktivitäten von innogy ermöglicht.

Es wird erwartet, dass die Vereinbarung im Jahr 2021 vollständig umgesetzt sein wird. Danach hält MVM 100 Prozent an dem ÉMÁSZ-Verteilnetzbetreiber sowie einen 25-prozentigen Anteil an E.ON Hungária, die dann alleinige Eigentümerin von ELMŰ sein wird. Zusätzlich wird Opus Eigentümer der heutigen E.ON Tochtergesellschaft E.ON Tiszántúli Áramhálózati Zrt. („E.ON ETI“) sein.

### Syndizierte Kreditlinie mit ESG-Element abgeschlossen

E.ON hat im Oktober 2019 eine neue syndizierte Kreditlinie über 3,5 Mrd € mit einer Laufzeit von fünf Jahren und zwei Optionen zur Laufzeitverlängerung um jeweils ein Jahr abgeschlossen. Darüber hinaus kann das Kreditvolumen während der Vertragslaufzeit um bis zu 0,75 Mrd € erhöht werden. Die syndizierte Fazilität löst die beiden bisherigen revolving Kreditlinien über 2,75 Mrd € der E.ON SE und über 2 Mrd € der innogy SE ab. Die Kreditmarge ist unter anderem an die Entwicklung bestimmter ESG-Ratings gekoppelt, wodurch E.ON sich auch finanzielle Anreize für eine nachhaltige Unternehmensstrategie setzt.

### Grüne Unternehmensanleihen ausgegeben

E.ON hat im August 2019 zwei grüne Unternehmensanleihen zu je 750 Mio € mit Fälligkeiten im Jahr 2024 beziehungsweise 2030 begeben. Aufgrund der hohen Investorennachfrage konnten attraktive Zinskonditionen mit Kupons von 0 Prozent beziehungsweise 0,35 Prozent per annum gesichert werden. Grüne Anleihen sind festverzinsliche Wertpapiere, deren Emissionserlöse zur Finanzierung nachhaltiger Infrastruktur- und Energieeffizienzprojekte dienen.

### Weitere Anleihen begeben

E.ON hat im Oktober 2019 zwei weitere Unternehmensanleihen zu je 750 Mio € begeben. Aufgrund der großen Investorennachfrage konnte E.ON sich über beide Laufzeiten (2022 beziehungsweise 2026) attraktive Zinskonditionen (0 beziehungsweise 0,25 Prozent per annum) sichern und nach der ersten grünen Anleihe im August 2019 ein weiteres Mal eine Anleihe mit Null-Prozent-Kupon platzieren.

Darüber hinaus wurde im November 2019 eine weitere Anleihe über 500 Mio € mit einer Laufzeit von zwölf Jahren begeben. Diese wird mit einem Kupon von 0,625 Prozent per annum verzinst.

Im Dezember 2019 wurde eine weitere Anleihe über 500 Mio € mit einer Laufzeit von 3 Jahren begeben. Diese wird mit einem Kupon von 0 Prozent per annum verzinst.

### Erwerb von Coromatic

Am 11. Juli 2019 schloss der E.ON-Konzern die Übernahme von 100 Prozent des schwedischen Dienstleisters Coromatic, eines führenden nordischen Anbieters von unternehmenskritischer Gebäudeinfrastruktur, ab. Der Verkäufer war die EQT-Gruppe. Coromatic hat seinen Sitz in Stockholm und beschäftigt rund 500 Mitarbeiter. Das Unternehmen hat mehr als 5.000 Kunden in Skandinavien, die in einer Vielzahl von Branchen wie Rechenzentren, Gesundheitswesen, öffentlicher Sektor, Verkehr, Industrie, Telekommunikation, Finanzen und Einzelhandel tätig sind. Über den Kaufpreis wurde Stillschweigen vereinbart. Das Transaktionsvolumen ist für den Konzern insgesamt von untergeordneter Bedeutung.

### Einbringung Nord Stream in das Contractual Trust Arrangement (CTA)

Die E.ON Beteiligungen GmbH hielt sämtliche Anteile an der PEG Infrastruktur AG (PEGI) und damit die indirekte Beteiligung an der Nord Stream AG (15,5 Prozent). Die Nord Stream AG, eine in 2005 gegründete Projektgesellschaft, besitzt und betreibt zwei jeweils 1.224 km lange Offshore-Gasleitungen, die Erdgas von Russland nach Deutschland transportieren. Mit Vertrag vom 18. Dezember 2019 hat die E.ON Beteiligungen GmbH sämtliche Anteile an der PEGI und damit die indirekte Beteiligung an der Nord Stream AG an den E.ON Pension Trust e.V. (EPT) mit Wirkung und auf Rechnung für das Treuhandvermögen der MEON Pensions GmbH & Co. KG (MEON) verkauft und Ende 2019 übertragen (siehe Textziffer 4 im Konzernanhang für weitere Informationen).

### Übertragung Reststrommengen

Im Juli 2019 wurden vom Kernkraftwerk Krümmel 10 TWh Reststrommengen erworben und auf das von der PreussenElektra geführte Kernkraftwerk Grohnde übertragen. Die Versorgung des Kraftwerks Grohnde und der anderen von E.ON betriebenen Kernkraftwerke mit weiteren Reststrommengen ist aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen gesichert.

### **IFRS 16 „Leasingverhältnisse“**

Im Jahr 2019 wenden wir den Rechnungslegungsstandard IFRS 16 „Leasingverhältnisse“ erstmals an, der den bisherigen Standard zur Leasingbilanzierung IAS 17 „Leasingverhältnisse“ sowie IFRIC 4 „Beurteilung, ob eine Vereinbarung ein Leasingverhältnis enthält“ ersetzt. Die wesentlichen Effekte durch die Einführung von IFRS 16 sind in der Konzernbilanz in dem Anstieg sowohl des Anlagevermögens (Bilanzierung der Nutzungsrechte) als auch der Finanzverbindlichkeiten (Ausweis der korrespondierenden Leasingverbindlichkeiten) zu verzeichnen. Die betragsmäßigen Auswirkungen im Zeitpunkt der Erstanwendung beliefen sich bei den Leasingverbindlichkeiten auf 0,8 Mrd € und bei den Nutzungsrechten auf rund 0,8 Mrd € unter Berücksichtigung bestehender Abgrenzungen. Von den genannten Effekten entfielen jeweils 0,3 Mrd € auf den nicht fortgeführten Geschäftsbereich Erneuerbare Energien. In der Gewinn- und Verlustrechnung ergaben sich aus der Einführung von IFRS 16 Abschreibungen auf Nutzungsrechte in Höhe von 0,1 Mrd € und ein Rückgang der sonstigen betrieblichen Aufwendungen von ebenfalls 0,1 Mrd €. Der resultierende Ergebniseffekt war insgesamt unwesentlich (Textziffer 2 im Konzernhang enthält weitere Informationen zu den genannten Umstellungseffekten aus der erstmaligen Anwendung von IFRS 16).

Am 31. Dezember 2019 wurden Nutzungsrechte und korrespondierende Leasingverbindlichkeiten in Höhe von jeweils 3,1 Mrd € ausgewiesen. Die Leasingverbindlichkeiten fließen in die wirtschaftliche Netto-Verschuldung ein. Darüber hinaus sind im Jahr 2019 Zahlungsmittel aus Leasingvereinbarungen in Höhe von 0,4 Mrd € abgeflossen. Hiervon entfielen 0,1 Mrd € auf den operativen Cashflow und 0,3 Mrd € auf den Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit. Weitere Informationen zu den Effekten aus der Anwendung von IFRS 16 im Geschäftsjahr 2019 enthält die Textziffer 32 im Konzernanhang.

### **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 Controllingssystem ein, das die effiziente Verwendung unserer Finanzmittel gewährleistet. Auch bei der Nachhaltigkeit handeln wir effizienz- und leistungsorientiert. Dabei verankern wir unsere Nachhaltigkeitsansprüche mithilfe konzernweit verbindlicher Richtlinien, die Mindeststandards definieren, immer tiefer im Konzern, in allen Geschäften, allen Organisationseinheiten und allen Prozessen (vergleiche für weitere Informationen den gesonderten zusammengefassten nichtfinanziellen Bericht auf den Seiten 88 bis 101).

### **Wesentliche Steuerungskennzahlen**

Unsere wesentlichen Kennzahlen zur Steuerung des operativen Geschäfts sind im Geschäftsjahr 2019 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 sowie des Umsatzes im zusammengefassten Lagebericht enthält auch die Bestandteile, die auf die nicht fortgeführten und zum 18. September 2019 entkonsolidierten Aktivitäten im Bereich der Erneuerbaren Energien entfallen (vergleiche die Seite 15 im zusammengefassten Lagebericht für weitere Informationen). Überleitungen dieser Größen auf die Angaben in der Gewinn- und Verlustrechnung, der Bilanz und der Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns enthalten die Seiten 27 bis 28 im zusammengefassten Lagebericht sowie Textziffer 34 im Anhang. Für das Geschäftsjahr 2020 planen wir Änderungen an den wesentlichen Steuerungskennzahlen. Diese sind nachfolgend ebenfalls beschrieben.

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 und -aufholungen, die stichtagsbezogene Marktbewertung von Derivaten sowie das sonstige nicht operative Ergebnis (siehe auch Erläuterungen auf den Seiten 27 bis 28 des zusammengefassten Lageberichts und in Textziffer 34 des Anhangs). Zusätzlich werden die Effekte aus der Folgebewertung der stillen Reserven und stillen Lasten, die im Rahmen der Kaufpreisermittlung und -verteilung im Zusammenhang mit der innogy-Transaktion aufgedeckt wurden, separat ausgewiesen.

Die zahlungswirksamen Investitionen entsprechen den Auszahlungen für Investitionen, die wir in der Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns zeigen. Dabei werden auch die nicht fortgeführten und zum 18. September 2019 entkonsolidierten 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. Ab dem Geschäftsjahr 2020 werden die im operativem Cashflow vor Zinsen und Steuern enthaltenen Auszahlungen für den Rückbau von Kernkraftwerken für Zwecke der Cash Conversion Rate nicht mehr berücksichtigt. Um Schwankungen auszugleichen, die sich vor allem durch Zahlungen rund um den Bilanzstichtag ergeben können, wird die Cash Conversion Rate künftig mit einem Zielwert über den dreijährigen Zeitraum der Mittelfristplanung ermittelt.

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. Ab dem Geschäftsjahr 2020 wird der ROCE nicht mehr in Vergütungskomponenten des Vorstands der E.ON SE einfließen. Der ROCE zählt daher im Geschäftsjahr 2020 nicht mehr zu den wesentlichen Steuerungskennzahlen, sondern wird künftig als weitere Kennzahl berichtet.

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 den Seiten 27 und 28 des zusammengefassten Lageberichts).

Die Kapitalstruktur bei E.ON wird mittels des Verschuldungsfaktors (Debt Factor) gesteuert (siehe auch Kapitel Finanzstrategie auf Seite 29). 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 Kennzahlen sind der operative Cashflow, Durchleitungs- und Absatzmengen für Strom und Gas sowie ausgewählte mitarbeiterbezogene Informationen.

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 für Endkunden und Industrie, in der Energieeffizienz, für nachhaltige Städte- und Quartierslösungen und bei der Mobilität.
- 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.
- Erneuerbare Erzeugung: Erhöhung der Kosteneffizienz bei bestehenden Windenergie- und Solaranlagen sowie die Erforschung neuer Technologien im Bereich Erneuerbare Energien. Das Erneuerbare-Energien-Geschäft von E.ON wurde mit den zugehörigen Innovationsaktivitäten im September 2019 an RWE übertragen.

### **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 2019 haben wir in Vinli und HoloBuilder investiert und diverse Folgeinvestitionen in unser Portfolio vorgenommen.

Vinli ist ein US-amerikanisches Software-Start-up, das eine Software- und Datenanalyseplattform für Mobilitätslösungen entwickelt hat. Dabei werden Daten von verbundenen Fahrzeugen von der Softwarelösung nicht nur aufgenommen und klar strukturiert. Zusätzlich können ergebnisorientierte Erkenntnisse herausgearbeitet werden, wodurch die Vorteile der E-Mobilität für große Fahrzeugflotten, Automobilhersteller und Serviceanbieter ökonomisch nutzbar werden.

HoloBuilder, das Start-up mit Aachener Wurzeln und Sitz in San Francisco, macht mit seiner Cloud-Lösung nicht nur virtuelle Bau- begehungen und 360°-Live-Streaming von der Baustelle möglich, sondern auch „Zeitreisen“: Bauverantwortliche, Geschäftskunden und Partnerfirmen können zu unterschiedlichen Zeitpunkten vor- und zurückspulen und so den Baufortschritt besser nachvollziehen. Ein weiteres Feature ist die virtuelle Messung von Abständen auf der Baustelle. Die Bilder für die Software liefert eine 360°-Kamera in Verbindung mit der sogenannten JobWalk App, mit Hilfe derer Mitarbeiter vor Ort die Kamera aktivieren und die Projektdokumentation vornehmen können.

E.ON wird die Lösung von HoloBuilder künftig beim Bau von Netzprojekten wie Umspannwerken und Schaltanlagen sowie bei großen Quartiersprojekten einsetzen. In der Digitalisierung von Bauvorhaben liegt ein aus unserer Sicht hohes bisher ungenutztes Potenzial.

### **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 zukunftsfähige Stromnetze, innovative Wärmelösungen für Gebäude und Quartiere sowie neue Energielösungen für Privatkunden und Industrie.

Wirtschaftsbericht

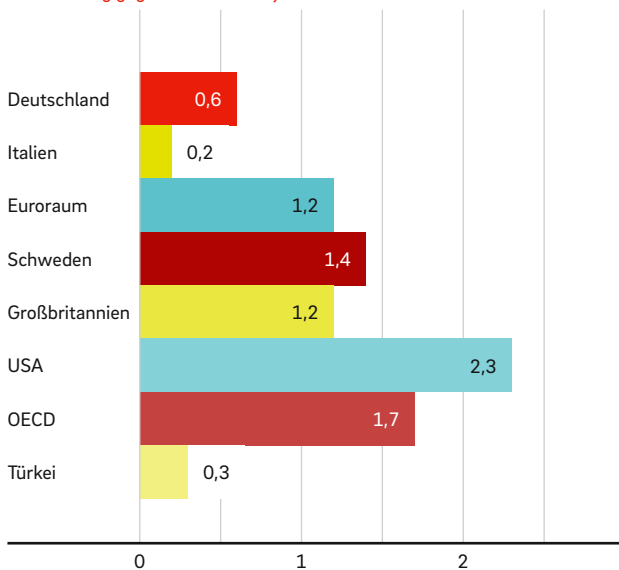
Gesamtwirtschaftliche und branchenbezogene Rahmenbedingungen

Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen

Nachdem die Weltwirtschaft im Jahr 2018 ihre Wachstumsspitze erlebte, ließ sich im Jahr 2019 ein globaler Konjunkturabschwung beobachten. Das Jahr 2019 war gekennzeichnet durch die anhaltende Unsicherheit über den Brexit sowie die zunehmenden handelspolitischen Spannungen zwischen den USA und China. Als Resultat ließ sich bei fast allen Volkswirtschaften eine Verlangsamung beobachten und der Welthandel stagnierte. Das globale Wirtschaftswachstum sank im Vergleich zum Vorjahr um 0,8 Prozentpunkte und wird für das Jahr 2019 auf 2,9 Prozent geschätzt.

Entwicklung des realen Bruttoinlandsprodukts 2019

Veränderung gegenüber dem Vorjahr in Prozent



Quelle: OECD 2019

COVID-19 (Coronavirus)

Der Ausbruch und die Verbreitung des neuartigen Coronavirus hat weltweit gravierende, auch wirtschaftliche und finanzielle Auswirkungen. Auch in diesem Zusammenhang ist sich E.ON der Verantwortung als Betreiber kritischer Infrastruktur bewusst. Ein unternehmensinterner Krisenstab wurde implementiert, der die aktuellen Entwicklungen tagesaktuell verfolgt, um die ersten bereits ergriffenen Maßnahmen gegebenenfalls ausweiten zu können.

Energiepolitisches Umfeld

International

Die US-Regierung unter Präsident Donald Trump kündigte zum 4. November 2019 das Pariser Klimaabkommen auf. Die Übergangsfrist von einem Jahr endet einen Tag nach der nächsten Präsidentschaftswahl am 3. November 2020.

Die 25. Klimaschutzkonferenz in Madrid vom 2. bis zum 15. Dezember 2019 endete weitgehend ergebnislos und die Delegierten der knapp 200 Staaten einigten sich lediglich auf einen Minimalkompromiss. Im Abschlussdokument verständigten sich die Staaten auf eine „Prüfung“ der Lücke zwischen ihren bisherigen freiwilligen Klimazielen und dem, was nötig wäre, um die Erderwärmung gemäß dem Pariser Abkommen auf unter zwei Grad zu begrenzen. Somit wurden zentrale Entscheidungen, wie eine Selbstverpflichtung aller Staaten zu mehr Klimaschutz oder die Ausarbeitung eines globalen Marktmechanismus für den Handel mit Klimaschutzzertifikaten, auf den nächsten Klimagipfel 2020 in Glasgow vertagt.

Europa

Nach den Wahlen zum Europäischen Parlament im Mai 2019 hat die Europäische Union eine neue Kommission gewählt. Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen hat beschlossen, Klima- und Umweltfragen mit dem Start des „European Green Deal“ zu ihrer obersten Priorität zu machen. Mittelpunkt des „Green Deals“ ist eine rechtsverbindliche Verpflichtung der EU zur Klimaneutralität bis zum Jahr 2050. Darüber hinaus beabsichtigt die neue Kommission, eine Anhebung der Zielvorgaben für das Jahr 2030 auf 50 Prozent bis 55 Prozent CO<sub>2</sub>-Einsparungen zu prüfen. Um dies zu unterstützen, wird die Kommission Vorschläge für ein Emissionshandelssystem der Europäischen Union für Verkehr und Bauwesen unterbreiten (das schließlich mit dem bestehenden Emissionshandelssystem fusioniert werden soll), eine den Anforderungen der Welthandelsorganisation entsprechende CO<sub>2</sub>-Grenzsteuer einführen und die Energiesteuerrichtlinie überprüfen.

Mit dem „European Green Deal“ wird auch ein Strukturwandel-fonds zur Unterstützung der von fossilen Brennstoffen abhängigen Regionen eingeführt. Darüber hinaus wird die Kommission einen Investitionsplan für ein nachhaltiges Europa einführen und hierfür im nächsten Jahrzehnt eine Billion € für Investitionen mobilisieren. In diesem Rahmen wird sie versuchen, Teile der Europäischen Investitionsbank in eine Klimabank umzuwandeln und ihre Finanzierung für Klimainvestitionen bis zum Jahr 2025 zu verdoppeln. Die neue Kommission beabsichtigt auch, eine neue Industriepolitik und Vorschläge für die ethische Regulierung der künstlichen Intelligenz vorzulegen. Die Vorschläge für die Beziehungen, die Konsultation und die Gesetzgebung werden voraussichtlich in den Jahren 2020 und 2021 veröffentlicht.

### **Deutschland**

Die im Nachgang zur Bundestagswahl 2017 im Koalitionsvertrag beschlossenen Klimaziele bleiben mit Bestehen der Großen Koalition unberührt. Damit bleibt auch das Ziel, den Anteil Erneuerbarer Energie von 65 Prozent am Bruttostromverbrauch für 2030 zu erreichen, unverändert. Auch der ambitionierte Maßnahmenplan für die Modernisierung und den Ausbau der Energienetze besteht weiterhin.

Das Ende 2019 von der Bundesregierung verabschiedete Klimapakete zielt auf vier unterschiedliche Bereiche zur Erreichung der Klimaziele im Jahr 2030 ab. Kernelement ist zum einen die Bepreisung von CO<sub>2</sub>-Emissionen im Gebäude- und Verkehrsbereich durch die Einführung eines Zertifikatehandels. Darüber hinaus handelt es sich um eine Kombination aus regulatorischen Vorgaben sowie finanziellen Anreizen und sozial motivierten Ausgleichsmaßnahmen. Die Steuerung über die Klimaschutzstrategie übernimmt der Kabinettsausschuss Klimaschutz (Klimakabinett), welcher jährlich den Fortschritt beurteilt und Anpassungen von Maßnahmen vornehmen kann.

Umstritten bleibt weiterhin das Thema Ausbau der Erneuerbaren Energien. Die Regierungsparteien konnten sich im Jahr 2019 nicht auf weitere Maßnahmen verständigen. Zwar konnte die Kohlekommission ihren Abschlussbericht im Januar 2019 vorlegen; der entsprechende Gesetzesentwurf wurde aber erst im Januar 2020 vom Bundeskabinett verabschiedet. Die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) wird im ersten Halbjahr 2020 erwartet.

E.ON bekennt sich ausdrücklich zu dem 65-Prozent-Ziel der Bundesregierung. Dafür muss die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2030 in etwa verdoppelt werden. Um solch einen Zubau zu ermöglichen, müssen ausreichend Flächen zur Verfügung gestellt werden. Im Sinne der Akzeptanzschaffung für die Energiewende innerhalb der Bevölkerung, werden diese Flächen jedoch oft begrenzt. Beispiele für solche Restriktionen sind Abstandsregeln für den Bau von Windkraftanlagen an Land, aber auch Einschränkungen für den Bau von Fotovoltaik-Freiflächenanlagen. Um die gesetzten Ziele zu erreichen und die Energiewende insgesamt erfolgreich zu gestalten, setzt sich E.ON für eine flexible und ambitionierte Regelung für den Ausbau von Windenergie beziehungsweise den Bau von Fotovoltaik-Anlagen ein.

Unser Kerngeschäft im Netzbereich ist von einem Urteil des BGH vom 9. Juli 2019 betroffen. Hierin wurde die Senkung der von der BNetzA festgelegten kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze für Betreiber von Strom- und Gasversorgungsnetzen von 9,05 Prozent auf 6,91 Prozent vor Steuern für die dritte Regulierungsperiode bestätigt. Gegen diese Beschlüsse hatten die Verteilnetzbetreiber der E.ON zusammen mit rund 1.100 weiteren Unternehmen Beschwerde beim OLG Düsseldorf eingelegt.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) plant eine Novelle der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) bis Mitte nächsten Jahres. Ziel der Novelle soll es insbesondere sein, stärkere wirtschaftliche Anreize für ein effizientes Engpassmanagement und den Netzausbau zu setzen. Dabei könnte E.ON von einer Überarbeitung des Eigenkapitalzinses innerhalb der ARegV-Novelle profitieren.

Das Kabinett hat im November 2019 den Masterplan Ladeinfrastruktur beschlossen. Hierin enthalten sind Maßnahmen für den zügigen Aufbau einer flächendeckenden und nutzerfreundlichen Ladeinfrastruktur für bis zu zehn Millionen E-Fahrzeuge bis zum Jahr 2030. Ziel sind eine Million öffentlich zugängliche Ladepunkte; 50.000 sollen bereits in den kommenden zwei Jahren errichtet werden. Zusätzlich stehen ab dem Jahr 2020 erstmals 50 Mio € für private Lademöglichkeiten zur Verfügung.

### **Großbritannien**

2019 hat sich als ein politisch besonders bewegtes Jahr in Großbritannien erwiesen. Die Entscheidung über die Brexit-Austrittsvereinbarung, die ursprünglich vom britischen Parlament bis zum 29. März 2019 getroffen werden sollte, wurde mehrfach verschoben. Die Austrittsvereinbarung, die als Artikel-50-Verfahren bezeichnet wird, wurde dahin gehend geändert, dass sie nun eine „Flexion“ enthält, durch die die Frist erneut bis zum 31. Januar 2020 verlängert wurde. Vor dem Hintergrund der Aushandlung einer überarbeiteten Austrittsvereinbarung gelang es dem neuen Premierminister Boris Johnson schließlich, eine Parlamentswahl am 12. Dezember 2019 durchzuführen. Diese Wahl wurde wesentlich durch das Thema Brexit geprägt, dessen Lösung primär im Wählerinteresse lag. Boris Johnson und seine Partei gingen als klare Sieger aus der Parlamentswahl hervor. Danach setzte Johnson seine Vorstellungen des Brexit-Deals durch und konnte Großbritannien wie geplant zum 31. Januar 2020 aus der Europäischen Union führen. Die Gefahr eines Austritts Großbritanniens ohne Abkommen konnte zunächst verhindert werden. Bis zum 31. Dezember 2020 gilt nun eine Übergangsfrist, in der Großbritannien mit der Europäischen Union ein Austrittsabkommen aushandeln kann, aber weiterhin wie ein EU-Mitglied behandelt wird. Prinzipiell sind beide Seiten an einem tief greifenden Freihandelsabkommen sowie möglichst engen Beziehungen auf allen Politikfeldern, aber vor allem im Bereich der Außen- und Sicherheitspolitik, interessiert. Angesichts des sehr engen Zeitrahmens und des Beschlusses der britischen Regierung, die Übergangsphase keinesfalls verlängern zu wollen, werden die Austrittsverhandlungen für beide Seiten eine historische Herausforderung darstellen.

Im Juni 2019 hat die britische Regierung das Klimaschutzgesetz von 2008 formell geändert, um sich bis 2050 zu Netto-Null-Emissionen zu verpflichten. Das Thema Netto-Null hat eine hohe Priorität im Energiesektor, und es wird immer wichtiger, dass nun entsprechende Maßnahmen zur Erreichung des ehrgeizigen Ziels entwickelt werden, die dazu beitragen werden, das Vereinigte Königreich auf den Weg zur Dekarbonisierung zu bringen.

### **Italien**

Im August 2019, 18 Monate nach den Wahlen, erlebte Italien eine Regierungskrise. Im September 2019 unterstützte eine neue Mitte-links/Umweltfreundliche-Koalition die Bildung einer neuen Regierung. Im Energiesektor setzt sich die Regierung dafür ein, die Erzeugung erneuerbarer Energieträger unter besonderer Berücksichtigung von Eigenerzeugungssystemen zu steigern und Kohlekraftwerke bis 2025 im Rahmen eines „Green New Deal“ stillzulegen. Im Oktober 2019 hat die Nationale Regulierungsbehörde einen Vorschlag zur Regelung des Übergangs zu einem vollständig liberalisierten Strommarkt für Endverbraucher vorgelegt. Das Ende der regulierten Preise ist derzeit auf den 1. Juli 2020 festgelegt.

### **Schweden**

Die schwedische Energiepolitik konzentriert sich weiterhin 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 Windkapazitäten und zur Umstellung von fossilen Brennstoffen auf Biomasse geführt. Das Ziel für neue Erneuerbare Energien im Jahr 2030 wird voraussichtlich bereits Anfang der 2020er-Jahre erreicht. Im Januar 2019 wurde eine neue Regierung gebildet. Teil des Koalitionsvertrages ist eine Umstellung der Ökosteuer.



Dazu gehören die erhöhte Besteuerung fossil betriebener KWK-Anlagen und eine geplante Steuer auf Abfallverbrennung. Die nächste Regulierungsperiode für Stromnetze beginnt 2020. Es wird erwartet, dass ungenutzte regulatorische Spielräume aus früheren Perioden bei einem bestimmten Investitionsniveau auf die nächste Regulierungsperiode übertragen werden können.

#### **Zentraleuropa Ost**

Die tschechische Regierung muss noch einen Gesetzentwurf zur Umsetzung der Strommarkttrichtlinie vorlegen. Der Nationale Energie- und Klimaplan (NECP) wird die Zukunft des heimischen Energiesektors in den kommenden Jahren zeigen.

Im März 2019 fanden Präsidentschaftswahlen in der Slowakei statt; Zuzana Čaputová wurde zur neuen Präsidentin gewählt. Eine Gesetzesnovelle zu Erneuerbaren Energien und hocheffizienter KWK-Unterstützung zur Einführung der Einspeisevergütung für neue Stromerzeuger sowie der Ausschluss von Verteilnetzbetreibern aus den Fördermechanismen hatten Einfluss auf das E.ON-Geschäft vor Ort.

In Ungarn zeigten die Kommunalwahlen vom 13. Oktober 2019 einen signifikanten Zuwachs für die Oppositionsparteien. Der amtierende von der regierenden Fidesz-Partei unterstützte Bürgermeister von Budapest verlor sein Amt nach neun Jahren an den Kandidaten der Oppositionspartei. Unklar ist, wie die Regierung mit der Opposition auf kommunaler Ebene zusammenarbeiten wird. Derzeit hat die ungarische Regierung dem Parlament ihren Entwurf der Energiestrategie 2020 zur Genehmigung vorgelegt. Darin heißt es, dass Ungarn auf Grundlage des Ausbaus von Kernkraftwerken sowie des Ausbaus der Erneuerbaren Energien (insbesondere Fotovoltaik) bis 2030 eine 90-prozentige Kohlenstoffneutralität im Stromsektor anstrebt.

In Rumänien wurde am 4. November 2019 nach einem Misstrauensvotum des Parlaments gegen die frühere sozialdemokratische Regierung eine von der liberalen Partei geführte neue Regierung gebildet. Die Wiedereinführung des vorrangigen Zugangs zu Gas für rumänische Haushaltskunden führte zur Wiedereinführung eines Vertragsverletzungsverfahrens durch die Europäische Kommission wegen des Exportverbots.

## **Geschäftsentwicklung**

Im Geschäftsjahr 2019 hat sich das operative Geschäft positiv entwickelt. Im Vergleich zum Berichtszeitraum 2018 lag der Umsatz mit 41,5 Mrd € um 11,4 Mrd € über dem Vorjahreswert. Dieser Anstieg resultierte weitgehend aus der Übernahme der innogy-Gruppe im September 2019.

Das bereinigte EBIT für den Konzern lag mit 3,2 Mrd € um 0,2 Mrd € über dem Vorjahresniveau und ebenfalls über der im Geschäftsbericht 2018 prognostizierten Bandbreite von 2,9 bis 3,1 Mrd €. Dies ist insbesondere auf den Vollzug der innogy-Transaktion zurückzuführen. Zusätzliche Ergebnisbeiträge der innogy-Gruppe wurden durch den Wegfall der auf RWE übertragenen Geschäfte im Bereich Erneuerbare Energien teilweise kompensiert. Der bereinigte Konzernüberschuss lag mit 1,5 Mrd € auf dem Vorjahresniveau und damit in der von uns im Geschäftsbericht 2018 prognostizierten Bandbreite von 1,4 bis 1,6 Mrd €. Das auf dem bereinigten Konzernüberschuss basierende Ergebnis je Aktie betrug im Berichtszeitraum 0,67 € (2018: 0,69 €). Darüber hinaus liegen bereinigtes EBIT und bereinigter Konzernüberschuss innerhalb der im November 2019 strukturell angepassten Prognosebandbreiten.

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 (4,4 Mrd €) und bereinigtem EBITDA (5,6 Mrd €). Damit lag die Cash Conversion Rate bei rund 80 Prozent. Der ROCE betrug 8,4 Prozent. Damit liegt diese Kennzahl in der von uns genannten Zielbandbreite von 8 bis 10 Prozent.

Unsere Investitionen in Höhe von 5,5 Mrd € lagen deutlich über dem Vorjahresniveau von 3,5 Mrd € und der Größenordnung von 3,7 Mrd €, die wir im Rahmen unserer Prognose im Geschäftsbericht 2018 für das Jahr 2019 vorgesehen hatten. Diese Abweichung ist ebenfalls auf die innogy-Transaktion zurückzuführen. Zusätzliche Investitionen resultierten vor allem aus dem Erwerb von Anteilen an der innogy SE sowie aus der innogy-Gruppe seit Vollzug der Übernahme durch E.ON. Dagegen sanken die Investitionen im Geschäftsfeld Erneuerbare Energien, da der

wesentliche Teil dieses Geschäftsfelds an RWE übertragen wurde. E.ON hatte im November 2019 die Prognose für die Investitionen auf 6,0 Mrd € angepasst. Dieser Wert wurde nicht erreicht, da vor allem bestimmte Auszahlungen für den Erwerb von weiteren Unternehmensanteilen an Tochtergesellschaften im Finanzierungscashflow auszuweisen waren.

Der operative Cashflow aus fortgeführten und nicht fortgeführten Aktivitäten lag mit 3,0 Mrd € auf dem Niveau des Vorjahres.

### Unternehmenserwerbe, -veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten im Jahr 2019

Die folgenden wesentlichen Transaktionen und Ausweisänderungen gemäß IFRS 5 haben wir im Jahr 2019 durchgeführt. Ausführliche Beschreibungen befinden sich in Textziffer 4 des Anhangs:

- Vollzug der innogy-Übernahme
- Übertragung wesentlicher Teile des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien und von zwei Minderheitsbeteiligungen der PreussenElektra auf RWE
- Einbringung der PEG Infrastruktur AG (PEGI) als Muttergesellschaft der Nord Stream AG in das Contractual Trust Arrangement (CTA)
- Darstellung des Vertriebsgeschäfts von innogy in Tschechien als nicht fortgeführte Aktivität
- Darstellung von E.ON Tiszántúli Áramhálózati Zrt. als Abgangsgruppe

Im Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten sind im Jahr 2019 zahlungswirksame Desinvestitionen in Höhe von 256 Mio € (Vorjahr: 4.306 Mio €) enthalten.

## Ertragslage

### Umsatz

Im Jahr 2019 lag der Umsatz mit 41,5 Mrd € um rund 11,4 Mrd € über dem Vorjahreswert. Dieser Anstieg ist vor allem auf den Erwerb der innogy-Gruppe im September 2019 zurückzuführen. Darüber hinaus hat sich das IFRS Interpretations Committee (IFRS IC) mit der Frage der Bilanzierung von physisch erfüllten Waretermingeschäften, die nach IFRS 9 nicht als Eigenverbrauchsverträge eingestuft werden können und als Derivat zu bilanzieren sind (sogenannte „Failed Own Use“-Verträge), befasst. E.ON hat diese Änderung der Rechnungslegungsmethode ab dem Geschäftsjahr 2019 entsprechend angewendet. Darüber hinaus waren die Vorjahreswerte entsprechend anzupassen. Die Anpassung führt unter anderem zu einer Volatilität der Umsatzerlöse (vergleiche Textziffer 2 im Anhang für weitere Informationen).

Im Geschäftsfeld Energienetze lag der Umsatz auf dem Niveau des Vorjahres. Bei den Kundenlösungen stiegen die Umsatzerlöse um 1,3 Mrd €. Ursachen waren vor allem höhere Absatzmengen im Strom- und Gasgeschäft in Deutschland. Darüber hinaus trugen insbesondere höhere Verkaufspreise und gestiegene Absatzmengen in Italien, Tschechien und Ungarn zum Umsatzanstieg bei.

Wesentliche Teile des Geschäftsfelds Erneuerbare Energien wurden im Zuge der innogy-Transaktion im September 2019 auf RWE übertragen. Folglich reduzierten sich die Umsatzerlöse im Geschäftsjahr 2019 gegenüber dem Berichtszeitraum 2018 deutlich um rund 0,2 Mrd € auf 1,6 Mrd €.

### Umsatz<sup>1,2</sup>

in Mio €	4. Quartal			1.-4. Quartal		
	2019	2018	+/- %	2019	2018	+/- %
Energienetze	2.314	2.355	-2	8.870	8.769	+1
Kundenlösungen	6.591	6.286	+5	23.279	21.987	+6
innogy	9.528	-	-	10.444	-	-
Erneuerbare Energien	293	541	-46	1.596	1.754	-9
Nicht-Kerngeschäft	307	411	-25	1.174	1.370	-14
Konzernleitung/Sonstiges	178	144	+24	622	644	-3
Konsolidierung	-1.238	-1.169	-6	-4.501	-4.440	-1
<b>E.ON-Konzern</b>	<b>17.973</b>	<b>8.568</b>	<b>+110</b>	<b>41.484</b>	<b>30.084</b>	<b>+38</b>

1 Enthält bis zum 18. September 2019 auch den nicht fortgeführten Geschäftsbereich im Segment Erneuerbare Energien. Die Umsatzerlöse der fortgeführten Aktivitäten betragen im Geschäftsjahr 2019 41,0 Mrd € (Vorjahr: 29,4 Mrd €).

2 Inklusive Effekten aus „Failed Own Use“-Verträgen; die Vorquartale wurden entsprechend angepasst (vergleiche Textziffer 2 im Anhang).

Im Nicht-Kerngeschäft ging der Umsatz vor allem aufgrund der Beendigung von Lieferverträgen und der Übertragung von Minderheitsbeteiligungen an Kernkraftwerken an RWE deutlich auf 1,2 Mrd € zurück.

#### **Weitere Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung**

Die anderen aktivierten Eigenleistungen belaufen sich auf 487 Mio € (2018: 394 Mio €) und resultieren im Wesentlichen aus aktivierten Leistungen im Zusammenhang mit IT- Projekten und Netzinvestitionen. Der Anstieg erklärt sich im Wesentlichen durch die Einbeziehung von innogy.

Die zuvor genannten Effekte aus „Failed Own Use“-Verträgen wirken sich auch im Materialaufwand und in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen aus. Vergleiche Textziffer 2 im Konzernanhang für weitere Informationen.

Die sonstigen betrieblichen Erträge stiegen um 315 Mio € auf 5.649 Mio € (2018: 5.334 Mio €). Der Anstieg resultiert im Wesentlichen aus der Auflösung von im Rahmen der vorläufigen innogy-Kaufpreisverteilung passivierten Eigenverbrauchsverträgen in Höhe von 755 Mio €. Dagegen sanken die Erträge aus dem Abgang von Anlagevermögen und Wertpapieren um 456 Mio € auf 612 Mio €. Darin ist im Jahr 2019 die Veräußerung der PEG Infrastruktur AG als Muttergesellschaft der Nord Stream AG mit 390 Mio € enthalten. Aus dem Verkauf von Wertpapieren resultierten mit 42 Mio € niedrigere Erträge als im Vorjahr (91 Mio €).

Der Materialaufwand lag mit 32.126 Mio € deutlich über dem Niveau des Vorjahres (22.635 Mio €). Der Anstieg ist insbesondere auf den Erwerb der innogy-Gruppe zurückzuführen.

Der Personalaufwand lag mit 4.101 Mio € um 1.641 Mio € über dem Wert des Vorjahres (2.460 Mio €). Der Anstieg liegt im Wesentlichen an der Übernahme von innogy. Hieraus resultieren auch steigende Aufwendungen aus der Personalreorganisation.

Die Abschreibungen haben sich gegenüber der Vorjahresvergleichsperiode von 1.575 Mio € auf 2.502 Mio € erhöht. Die Veränderung resultiert im Wesentlichen aus der erstmaligen Einbeziehung von innogy. Weiterhin ist der Anstieg auf die Erstanwendung des IFRS 16 und die damit einhergehenden Abschreibungen auf Nutzungsrechte zurückzuführen. Die außerplanmäßigen Abschreibungen entfielen im Berichtsjahr insbesondere auf Stilllegungskosten für einen Gasspeicher im Segment Energienetze Deutschland sowie auf das Geschäftsfeld Kundenlösungen in Großbritannien.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen lagen mit 7.355 Mio € um 54 Prozent über dem Niveau des Vorjahres (4.786 Mio €). Insbesondere die Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten stiegen deutlich von 866 Mio € auf 2.270 Mio €. Die Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen betragen 1.775 Mio € (Vorjahr: 1.626 Mio €). Darüber hinaus sind Aufwendungen aus der Auflösung von im Rahmen der vorläufigen innogy-Kaufpreisverteilung aktivierten Eigenverbrauchsverträgen in Höhe von 725 Mio € enthalten.

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen lag mit 421 Mio € deutlich über dem Niveau des Vorjahres (269 Mio €). Das anteilige Ergebnis aus der Beteiligung an der Enerjisa Üretim Santralleri A.Ş. lag 91 Mio € über dem Vorjahresniveau. Zusätzlich stieg das Ergebnis durch die erstmalige Einbeziehung der Beteiligungen von innogy.

#### **Bereinigtes EBIT**

Im Jahr 2019 nahm unser bereinigtes EBIT im Kerngeschäft um 262 Mio € gegenüber dem Vorjahreswert zu.

Im Geschäftsfeld Energienetze lag das Ergebnis mit 1.888 Mio € auf dem Niveau des Vorjahres. Der Anstieg des bereinigten EBIT in Deutschland und Schweden wurde durch einen Ergebnisrückgang im Bereich Zentraleuropa Ost/Türkei teilweise kompensiert.

Bei den Kundenlösungen ging das bereinigte EBIT deutlich um 100 Mio € zurück. Dies ist insbesondere auf die eingeführten regulatorischen Preisobergrenzen und gesunkene Kundenzahlen in Großbritannien zurückzuführen.

Das bereinigte EBIT im Geschäftsfeld innogy belief sich vom 18. September bis zum 31. Dezember 2019 auf 421 Mio €. Dieser Ergebnisbeitrag ist insbesondere auf das Netzgeschäft, vor allem in Deutschland, zurückzuführen.

Wie bereits beschrieben sind wesentliche Teile des Geschäftsfelds Erneuerbare Energien im September 2019 auf RWE übertragen worden. Das bereinigte EBIT reduzierte sich daher im Vergleich zum Vorjahr um 174 Mio €.

Das bereinigte EBIT für den Konzern lag 246 Mio € über dem Vorjahreswert. Gründe im Kerngeschäft waren die bereits genannten Effekte. Im Nicht-Kerngeschäft sank das bereinigte EBIT leicht. Im Bereich PreussenElektra wirkten sich höhere Abschreibungen, die Übertragung von Minderheitsbeteiligungen an Kernkraftwerken auf RWE sowie längere Anlagenstillstände negativ aus. Dies wurde durch einen höheren Ergebnisbeitrag des türkischen Erzeugungsgeschäfts größtenteils kompensiert.

**Bereinigtes EBIT**

in Mio €	4. Quartal			1.–4. Quartal		
	2019	2018	+/- %	2019	2018	+/- %
Energienetze	463	372	+24	1.888	1.844	+2
Kundenlösungen	89	53	+68	313	413	-24
innogy	417	–	–	421	–	–
Erneuerbare Energien	19	238	-92	347	521	-33
Konzernleitung/Sonstiges	–	-73	–	-107	-153	–
Konsolidierung	-1	-21	–	7	-18	–
<b>Bereinigtes EBIT Kerngeschäft</b>	<b>987</b>	<b>569</b>	<b>+73</b>	<b>2.869</b>	<b>2.607</b>	<b>+10</b>
Nicht-Kerngeschäft	40	68	-41	366	382	-4
<b>Bereinigtes EBIT</b>	<b>1.027</b>	<b>637</b>	<b>+61</b>	<b>3.235</b>	<b>2.989</b>	<b>+8</b>

E.ON erwirtschaftet einen hohen Anteil des bereinigten EBIT in sehr stabilen Geschäftsfeldern. Insgesamt resultierte der überwiegende Anteil am bereinigten EBIT im Jahr 2019 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) mittel- bis langfristig in hohem Maße gesichert sind. Hierbei handelt es sich beispielsweise um den Betrieb von industriellen Kundenlösungen mit langfristigen Abnahmeverträgen oder den Betrieb von Wärmenetzen.

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

**Konzernüberschuss/-fehlbetrag**

Der Anteil der Gesellschafter der E.ON SE am Konzernüberschuss und das entsprechende Ergebnis je Aktie für das Jahr 2019 betragen 1,6 Mrd € beziehungsweise 0,68 €. Dem standen im Vorjahr ein Konzernüberschuss von 3,2 Mrd € und ein Ergebnis je Aktie von 1,49 € gegenüber.

Das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten wird gemäß IFRS 5 in der Gewinn- und Verlustrechnung gesondert ausgewiesen und enthält im Jahr 2019 und im Vergleichszeitraum vor allem den Ergebnisbeitrag der nicht fortgeführten Aktivitäten im Segment Erneuerbare Energien, die zum 18. September 2019 entkonsolidiert wurden. Neben den Ergebnissen aus der laufenden Geschäftstätigkeit wurden hier die Effekte aus der Entkonsolidierung erfasst. In diesem Zusammenhang wurden auch zuvor erfolgsneutral im Eigenkapital erfasste Effekte erfolgswirksam realisiert. Ebenfalls enthalten ist das Ergebnis aus der nach der Anteilsreduzierung auf 20 Prozent vorzunehmenden Übergangskonsolidierung des Windparks Rampion. Der Entkonsolidierungserfolg betrug insgesamt 0,8 Mrd €. Des Weiteren wird hier auch der Ergebnisbeitrag des Vertriebsgeschäfts von innogy in Tschechien ausgewiesen.

Der Steueraufwand betrug 53 Mio € (2018: 46 Mio €). Im Jahr 2019 ergab sich eine Steuerquote von 7 Prozent (2018: 1 Prozent). Im Berichtsjahr sowie im Jahr 2018 führten insbesondere Auflösungen von Steuerrückstellungen und -verbindlichkeiten für Vorjahre zu einer Minderung der Steuerquote. Darüber hinaus minderten höhere steuerfreie beziehungsweise nicht steuerbelastend wirkende Ergebnisbestandteile die Steuerquote 2018.

Die Verbesserung des Finanzergebnisses gegenüber dem Vorjahr beruht im Wesentlichen auf positiven Ergebniseffekten aus der Marktwertveränderung von Wertpapieren, die durch die negativen Bewertungseffekte der langfristigen Rückstellungen kompensiert wurden. Außerdem enthält das Finanzergebnis im Jahr

2019 einen positiven Effekt aus der Auflösung der Bewertungsdifferenzen zwischen dem Nominal- und Marktwert der Anleihen der innogy SE und innogy Finance B.V. in Höhe von 142 Mio €.

Im Geschäftsjahr 2019 gingen die Netto-Buchgewinne deutlich zurück. Sie umfassen vor allem die Effekte aus der Entkonsolidierung der PEGI als Muttergesellschaft der Nord Stream. Im Vorjahr waren noch die positiven Effekte aus der Veräußerung der Uniper-Beteiligung, von Hamburg Netz sowie von E.ON Gas Sverige und gegenläufig das insgesamt negative Abgangsergebnis aus dem Börsengang von Enerjisa Enerji enthalten. Zusätzlich lagen die Erträge aus dem Abgang von Wertpapieren unter dem Wert des Vorjahres.

Die Aufwendungen für Restrukturierung lagen deutlich über dem Niveau des Berichtszeitraums 2018 und enthielten im Jahr 2019 vor allem Aufwendungen im Zusammenhang mit dem Erwerb von innogy. Enthalten sind auch die Aufwendungen

im Rahmen der eingeleiteten Restrukturierungsmaßnahmen in Deutschland sowie ab dem Erwerbszeitpunkt bei npower, dem britischen Vertriebsgeschäft von innogy.

Aus derivativen Finanzinstrumenten resultierte im Geschäftsjahr 2019 ein nicht operativer Effekt von -707 Mio € (Vorjahr: +610 Mio €). Negative Effekte ergaben sich im Berichtszeitraum 2019 vor allem aus der Absicherung von Preisschwankungen, insbesondere im Geschäftsfeld Kundenlösungen, und durch die Marktbewertung der Derivate im Segment innogy. Der Wert im Jahr 2018 war im Wesentlichen auf derivative Finanzinstrumente im Zusammenhang mit vertraglichen Rechten und Pflichten aus der Veräußerung der Uniper-Anteile zurückzuführen. Darüber hinaus werden alle Effekte, die sich aus sogenannten „Failed Own Use“-Verträgen (vergleiche Textziffer 2 im Anhang für weitere Informationen) im nicht operativen Ergebnis ergeben, in der Position „Effekte aus derivativen Finanzinstrumenten“ zusammengefasst.

### Konzernüberschuss/-fehlbetrag

in Mio €	4. Quartal		1.–4. Quartal	
	2019	2018	2019	2018
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	163	369	1.808	3.524
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON SE</i>	126	303	1.566	3.223
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>	37	66	242	301
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	26	-116	-1.064	-286
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>189</b>	<b>253</b>	<b>744</b>	<b>3.238</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-306	-152	53	46
Finanzergebnis	32	215	554	669
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern</b>	<b>-85</b>	<b>316</b>	<b>1.351</b>	<b>3.953</b>
Beteiligungsergebnis	-3	-24	58	44
<b>EBIT</b>	<b>-88</b>	<b>292</b>	<b>1.409</b>	<b>3.997</b>
<b>Nicht operative Bereinigungen</b>	<b>1.115</b>	<b>110</b>	<b>1.526</b>	<b>-1.521</b>
<i>Netto-Buchgewinne (-)/-verluste (+)</i>	-398	2	-366	-857
<i>Aufwendungen für Restrukturierung</i>	640	12	819	64
<i>Effekte aus derivativen Finanzinstrumenten</i>	633	295	707	-610
<i>Wertberichtigungen (+)/Wertaufholungen (-)</i>	273	61	275	61
<i>Fortschreibung stiller Reserven (-) und Lasten (+) aus der innogy-Transaktion</i>	113	-	252	-
<i>Sonstiges nicht operatives Ergebnis</i>	-146	-260	-161	-179
Umgegliedertes Geschäft Erneuerbare Energien <sup>1</sup> (bereinigtes EBIT)	-	235	300	513
<b>Bereinigtes EBIT</b>	<b>1.027</b>	<b>637</b>	<b>3.235</b>	<b>2.989</b>
Wertberichtigungen (+)/Wertaufholungen (-)	64	27	66	45
Planmäßige Abschreibungen	725	414	1.986	1.475
Umgegliedertes Geschäft Erneuerbare Energien <sup>1</sup> (planmäßige Abschreibungen, Wertberichtigungen und Wertaufholungen)	-	87	271	331
<b>Bereinigtes EBITDA</b>	<b>1.816</b>	<b>1.165</b>	<b>5.558</b>	<b>4.840</b>

<sup>1</sup> entkonsolidiert zum 18. September 2019

Im Berichtszeitraum 2019 fielen Wertberichtigungen insbesondere in den Bereichen Kundenlösungen in Großbritannien, Energienetze Deutschland und innogy an. Im Vorjahr wurden Wertberichtigungen vor allem im Bereich Kundenlösungen in Großbritannien und E.ON Business Solutions vorgenommen.

Effekte aus der Folgebewertung von stillen Reserven und Lasten im Zusammenhang mit der vorläufigen innogy-Kaufpreisverteilung und neu zu erfassende Effekte aus der Bewertung finanzieller Vermögenswerte im Segment innogy werden separat ausgewiesen. Letztere werden sich in Folgeperioden ausgleichen.

Das sonstige nicht operative Ergebnis lag auf dem Niveau des Vorjahres und enthält im Jahr 2019 unter anderem positive Effekte aus realisierten Sicherungsgeschäften für bestimmte Währungsrisiken.

### 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 (jeweils nach Steuern und Anteilen ohne beherrschenden Einfluss), sofern von wesentlicher Bedeutung, und das nicht operative Zinsergebnis, das sich aus dem auf nicht operative Effekte entfallenden Zinsergebnis ergibt. Das sonstige nicht operative Ergebnis und das nicht operative Zinsergebnis enthalten auch die Folgebewertung der stillen Reserven und Lasten, die im Rahmen der Kaufpreismittlung und -verteilung im Zusammenhang mit der innogy-Transaktion aufgedeckt wurden.

Darüber hinaus sind die um nicht operative Effekte bereinigten Ergebnisbeiträge der nicht fortgeführten und zum 18. September 2019 entkonsolidierten Aktivitäten im Segment Erneuerbare Energien so enthalten, als wären Ausweis und Bewertung nicht gemäß IFRS 5 erfolgt. Die Seiten 15 und 17 des zusammengefassten Lageberichts und die Textziffern 4 und 34 im Anhang enthalten diesbezüglich weitere Erläuterungen.

### Bereinigter Konzernüberschuss

in Mio €	4. Quartal		1.–4. Quartal	
	2019	2018	2019	2018
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern</b>	<b>-85</b>	<b>316</b>	<b>1.351</b>	<b>3.953</b>
Beteiligungsergebnis	-3	-24	58	44
<b>EBIT</b>	<b>-88</b>	<b>292</b>	<b>1.409</b>	<b>3.997</b>
Nicht operative Bereinigungen	1.115	110	1.526	-1.521
Umgegliedertes Geschäft Erneuerbare Energien <sup>1</sup> (bereinigtes EBIT)	-	235	300	513
<b>Bereinigtes EBIT</b>	<b>1.027</b>	<b>637</b>	<b>3.235</b>	<b>2.989</b>
Zinsergebnis	-29	-191	-612	-713
Nicht operativer Zinsaufwand (+)/Zinsertrag (-)	-264	53	-66	174
Umgegliedertes Geschäft Erneuerbare Energien <sup>1</sup> (operatives Zinsergebnis)	-	-36	-123	-135
<b>Betriebliches Ergebnis vor Steuern</b>	<b>734</b>	<b>463</b>	<b>2.434</b>	<b>2.315</b>
Steuern auf das betriebliche Ergebnis	-206	-126	-586	-544
Anteile ohne beherrschenden Einfluss am betrieblichen Ergebnis	-169	-54	-316	-221
Umgegliedertes Geschäft Erneuerbare Energien <sup>1</sup> (Steuern und Fremddanteile auf das betriebliche Ergebnis)	1	14	4	-45
<b>Bereinigter Konzernüberschuss</b>	<b>360</b>	<b>297</b>	<b>1.536</b>	<b>1.505</b>

<sup>1</sup> entkonsolidiert zum 18. September 2019

## 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. Zusätzlich waren am 31. Dezember 2018 noch die umgegliederten und zum 18. September 2019 entkonsolidierten Aktivitäten in den Bereichen Erneuerbare Energien und die Verpflichtungen im Zusammenhang mit den veräußerten Minderheitsbeteiligungen der PreussenElektra enthalten.

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 2019 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.

Die Bilanzierung der Finanzverbindlichkeiten von innogy zum Zeitpunkt der Erstkonsolidierung führt aufgrund der Bewertungsvorschriften nach IFRS zu einer Neubewertung zum Marktwert. Dieser Marktwert war deutlich höher als der ursprüngliche Nominalwert, weil das Marktzinsniveau seit der Begebung der Anleihen gesunken ist. Die aus der im Rahmen der vorläufigen

Kaufpreisverteilung ermittelte Differenz zwischen dem Nominal- und dem Marktwert der Anleihen in Höhe von 2,5 Mrd € zum 31. Dezember 2019 wird über die Laufzeit der jeweiligen Anleihe aufwandsmindernd über das Finanzergebnis aufgelöst. Die Zins- und Tilgungszahlungen ändern sich durch diesen Bilanz- und Ergebniseffekt nicht. Für die Steuerung der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung stellen wir daher abweichend von der Bilanzierung weiterhin auf den Nominalwert der Finanzverbindlichkeiten ab.

E.ON strebt mittelfristig eine Reduktion der Steuerungsgröße Debt Factor auf rund 5 an.

Am 31. Dezember 2019 lag der Debt Factor mit 7,1 oberhalb des bisherigen mittelfristigen Ziels von kleiner 4. Die Aussagekraft der Kennzahl zum Jahresende 2019 ist sehr eingeschränkt, da nach Vollzug der innogy-Übernahme die relevanten Verschuldungspositionen zum Stichtag vollständig enthalten sind, das bereinigte EBITDA hingegen für das Geschäftsjahr 2019 nur anteilig ab Vollzug der Übernahme berücksichtigt wird.

### Wirtschaftliche Netto-Verschuldung

Im Vergleich zum 31. Dezember 2018 (16,6 Mrd €) stieg die wirtschaftliche Netto-Verschuldung um 22,8 Mrd € auf 39,4 Mrd €.

Die Entwicklung der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung bis zum Stichtag ist im Wesentlichen durch Sondereffekte geprägt. Die Verschuldung erhöht sich insbesondere durch die Erstkonsolidierung der innogy-Aktivitäten. Gegenläufig wirkt sich die Veräußerung der zum 31. Dezember 2018 noch enthaltenen umgegliederten Aktivitäten in den Bereichen Erneuerbare Energien und der PreussenElektra aus. Darüber hinaus sind zum Stichtag die zahlungswirksamen Effekte aus der innogy-Transaktion enthalten (vergleiche die Seiten 31 und 32 für weitere Informationen).

Die Pensionsrückstellungen erhöhten sich – trotz einer positiven Wertentwicklung des Planvermögens – auch durch die deutliche Reduzierung der Rechnungszinsen, die zu einer Erhöhung des Anwartschaftsbarwertes führte.

Die Entwicklung der Netto-Finanzposition im Berichtsjahr wurde zudem durch die Erstanwendung von IFRS 16 beeinflusst (vergleiche „Besondere Ereignisse im Berichtszeitraum“ auf Seite 17). Diese hat dabei keinen materiellen Einfluss auf die Verschuldungskapazität von E.ON, da Operating-Lease-Verhältnisse bereits vor Einführung von IFRS 16 bei ihrer Ermittlung berücksichtigt wurden.

**Wirtschaftliche Netto-Verschuldung**

in Mio €	31. Dezember	
	2019	2018
Liquide Mittel	3.602	5.423
Langfristige Wertpapiere	2.353	2.295
Finanzverbindlichkeiten <sup>1</sup>	-29.482	-10.721
Effekte aus Währungssicherung	167	-28
<b>Netto-Finanzposition</b>	<b>-23.360</b>	<b>-3.031</b>
Pensionsrückstellungen	-7.201	-3.261
Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen <sup>2</sup>	-8.869	-10.288
<b>Wirtschaftliche Netto-Verschuldung</b>	<b>-39.430</b>	<b>-16.580</b>
Bereinigtes EBITDA	5.558	4.840
<b>Verschuldungsfaktor (Debt Factor)</b>	<b>7,1</b>	<b>3,4</b>

1 Die durch innogy begebenen Anleihen sind mit dem Nominalwert einbezogen. Der Konzernbilanzwert ist um 2,5 Mrd € höher.

2 Der Wert der Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen entspricht nicht den bilanzierten Werten fortgeführter und nicht fortgeführter Aktivitäten (31. Dezember 2019: 10.571 Mio €; 31. Dezember 2018: 11.889 Mio €), da bei der Ermittlung der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung teilweise auf Verpflichtungsbeträge abgestellt wird.

**Überleitung wirtschaftliche Netto-Verschuldung**

in Mio €	31. Dezember	
	2019	2018
<b>Wirtschaftliche Netto-Verschuldung</b>	<b>-39.430</b>	<b>-16.580</b>
Umgegliedertes Geschäft Erneuerbare Energien und PreussenElektra <sup>1</sup>	-	1.961
<b>Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (fortgeführte Aktivitäten)</b>	<b>-39.430</b>	<b>-14.619</b>

1 entkonsolidiert zum 18. September 2019

**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 Anleihen, Privatplatzierungen oder auch Schuldscheindarlehen kombiniert. Weiterhin hat E.ON im Jahr 2019 erstmals sogenannte grüne Unternehmensanleihen begeben und beabsichtigt, auch in Zukunft einen Teil ihrer Anleiheemissionen als grüne Anleihen auszugestalten. 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 sowie durch die innogy SE und die innogy Finance B.V. unter Garantie

der innogy SE durchgeführt. Im Laufe des Geschäftsjahres 2019 wurden Anleihen in Höhe von 1,1 Mrd € vollständig zurückgezahlt. Dagegen standen Neuemissionen von Schuldtiteln in Höhe von 4,0 Mrd €.

**Finanzverbindlichkeiten**

in Mrd €	31. Dezember	
	2019	2018
Anleihen <sup>1</sup>	24,6	9,0
in EUR	15,6	4,0
in GBP	7,6	3,8
in USD	0,9	0,9
in JPY	0,3	0,2
Sonstiges	0,2	0,1
Schuldscheindarlehen	0,0	0,1
Commercial Paper	0,1	0,0
Sonstige Verbindlichkeiten	4,8	1,6
<b>Summe</b>	<b>29,5</b>	<b>10,7</b>

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 eines Debt-Issuance-Programms emittiert. Für die von der innogy SE und der innogy Finance B.V. emittierten Anleihen gilt entsprechend, dass diese unter dem Debt-Issuance-Programm der innogy-Gruppe begeben wurden. 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 März 2019 mit einem Programmrahmen von insgesamt 35 Mrd € erneuert (hiervon waren zum Jahresende 2019 rund 11,8 Mrd € genutzt). Die E.ON SE strebt im Jahr 2020 eine Erneuerung des Programms an.

Neben dem Debt-Issuance-Programm steht 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 jeweils kurzfristige Schuldverschreibungen begeben werden können. Zum Jahresende 2019 standen Commercial Paper in Höhe von 50 Mio € aus (Vorjahr: 0 €).

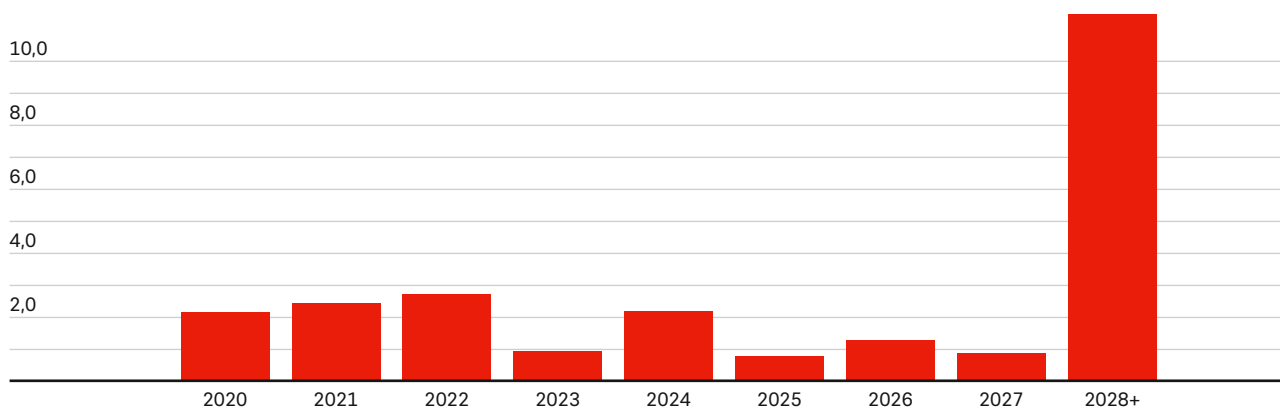
Daneben steht E.ON die am 24. Oktober 2019 abgeschlossene syndizierte Kreditlinie mit einem Volumen von 3,5 Mrd € und einer Laufzeit von fünf Jahren – zuzüglich zweier Optionen zur Verlängerung um jeweils ein weiteres Jahr – zur Verfügung. Die Linie ersetzt die beiden bisherigen syndizierten Kreditlinien von



## Anleihen der E.ON SE, E.ON International Finance B.V., innogy SE und der innogy Finance B.V. – Fälligkeitsstruktur

in Mrd €

Stand: 31. Dezember 2019



E.ON über 2,75 Mrd € und von innogy über 2 Mrd €. Die Kreditlinie ist teilweise an die Entwicklung bestimmter ESG-Ratings gekoppelt, wodurch E.ON sich finanzielle Anreize für eine nachhaltige Unternehmensstrategie setzt. Die ESG-Ratings werden durch drei namhafte Agenturen bestimmt: ISS ESG, MSCI ESG Research, und Sustainalytics. Die Linie dient als verlässliche und nachhaltige Liquiditätsreserve des Konzerns und kann bei Bedarf gezogen werden. Die Kreditlinie wird von 21 Banken zur Verfügung gestellt, die E.ONs Kernbankengruppe bilden.

Im Zusammenhang mit der Akquisition der innogy SE hat E.ON am 6. April 2018 eine Akquisitionsfinanzierung über ursprünglich 5 Mrd € abgeschlossen, die bereits im August 2018 auf 1,75 Mrd € reduziert wurde. Die Kreditlinie ist ungezogen und steht dem Konzern weiterhin zur Verfügung.

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 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 wird weiterhin dem Vertrauen der Ratingagenturen, Investoren und Banken mit einer klaren Strategie und einer transparenten Kommunikation jederzeit Rechnung tragen, und veranstaltet daher unter anderem ein jährliches Informationstreffen für seine Kernbankengruppe.

### Investitionen

Im Jahr 2019 lagen die Investitionen im Kerngeschäft und für den gesamten Konzern deutlich über dem Vorjahresniveau. Auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte entfielen rund 3,8 Mrd € (Vorjahr: 3,0 Mrd €). Die Investitionen in Beteiligungen betrugen 1,7 Mrd € gegenüber 0,5 Mrd € im Vorjahr.

### Investitionen

in Mio €	2019	2018	+/- %
Energienetze	1.655	1.597	+4
Kundenlösungen	724	637	+14
innogy	878	–	–
Erneuerbare Energien	722	1.037	-30
Konzernleitung/Sonstiges	1.305	86	–
Konsolidierung	1	-3	–
<b>Investitionen Kerngeschäft</b>	<b>5.285</b>	<b>3.354</b>	<b>+58</b>
Nicht-Kerngeschäft	207	169	+23
<b>Investitionen E.ON-Konzern</b>	<b>5.492</b>	<b>3.523</b>	<b>+56</b>

Im Geschäftsfeld Energienetze lagen die Investitionen 58 Mio € über dem Vorjahresniveau. In Deutschland stiegen die Investitionen vor allem aufgrund von Neuanschlüssen sowie Ersatz- und Modernisierungsmaßnahmen an. In Schweden wurden im Vergleich zum Vorjahr geringere IT-Investitionen vorgenommen. Im Bereich Zentraleuropa Ost/Türkei wurde weniger als im Berichtszeitraum 2018 investiert. Der Rückgang ist insbesondere auf eine geänderte Zuordnung von Investitionsprojekten zwischen den Geschäftsfeldern Energienetze und Kundenlösungen in Tschechien gegenüber dem Vorjahr zurückzuführen.

Im Geschäftsfeld Kundenlösungen wurden 87 Mio € mehr als im Vorjahr investiert. Der Anstieg resultierte unter anderem aus dem Erwerb von Coromatic in Schweden. Darüber hinaus erhöhten sich die Investitionen im Vorjahresvergleich durch die bereits genannte geänderte Zuordnung von Investitionsprojekten in Tschechien. Dagegen gingen die Investitionen in Großbritannien vor allem aufgrund von geringeren Investitionen im Bereich Smart Meter zurück.

Die Investitionen im Geschäftsfeld innogy betragen vom 18. September bis zum 31. Dezember 2019 878 Mio €. Der größte Teil der Mittel floss in den Ausbau und die Modernisierung der Netzinfrastruktur in Deutschland. Im Vordergrund stehen neben der Substanzerhaltung der Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen sowie der Netzausbau im Zusammenhang mit der Energiewende.

Im Geschäftsfeld Erneuerbare Energien lagen die Investitionen um 442 Mio € unter dem Vorjahreswert. Grund hierfür war der Wegfall der im Rahmen der Transaktion mit RWE zum 18. September 2019 übertragenen Geschäfte dieses Segments.

Im Bereich Konzernleitung/Sonstiges stiegen die Investitionen insbesondere durch die innogy-Transaktion deutlich an. Im Geschäftsjahr 2019 sind vor allem Auszahlungen im Rahmen des vollzogenen öffentlichen Übernahmeangebots und für den Erwerb weiterer innogy-Aktien am Markt enthalten.

Die Investitionen im Nicht-Kerngeschäft lagen 38 Mio € über dem Vorjahresniveau. Im Jahr 2019 sind im Bereich PreussenElektra insbesondere Auszahlungen im Zusammenhang mit der innogy-Transaktion und für den Erwerb von Reststrommengen enthalten. Der Vorjahreswert beinhaltet vor allem die Kapitalerhöhung bei der Equity-Beteiligung Enerjisa Üretim in der Türkei.

**Cashflow**

Der operative Cashflow vor Zinsen und Steuern aus fortgeführten und nicht fortgeführten Aktivitäten war mit 4,4 Mrd € um 0,3 Mrd € höher als im Vorjahreszeitraum. Dabei wurden negative Working-Capital-Bewegungen des Geschäftsjahres 2019 durch die erstmalige Einbeziehung von innogy überkompensiert. Der operative Cashflow aus fortgeführten und nicht fortgeführten Aktivitäten lag dagegen aufgrund höherer Zins- und Steuerzahlungen nur leicht über dem Vorjahreswert.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter und nicht fortgeführter Aktivitäten betrug rund -5,8 Mrd € gegenüber +1,0 Mrd € im Vorjahreszeitraum. Wesentlicher Faktor für diese Veränderung ist die im Vorjahr erfolgte Veräußerung der Anteile an Uniper SE (-3,8 Mrd €). Im Jahr 2019 wirkte insbesondere der Erwerb der innogy-Anteile mindernd auf den investiven Cashflow. Aus dem Kauf beziehungsweise Verkauf von Wertpapieren sowie der Veränderung der Finanzforderungen und der verfügbaren Zahlungsmittel resultierte im Geschäftsjahr 2019 eine Nettoauszahlung (-0,6 Mrd €), während im Vergleichszeitraum des Vorjahres eine Nettoeinzahlung (+0,2 Mrd €) vorlag.

**Cashflow<sup>1</sup>**

in Mio €	2019	2018
Operativer Cashflow	2.965	2.853
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern <sup>2</sup>	4.407	4.087
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-5.820	1.011
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	792	-2.637

<sup>1</sup> aus fortgeführten und nicht fortgeführten Aktivitäten  
<sup>2</sup> ohne das gemäß IFRS 5 umgliederte innogy-Geschäft in Tschechien

Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter und nicht fortgeführter Aktivitäten lag mit +0,8 Mrd € um 3,4 Mrd € über dem Vergleichswert des Vorjahres von -2,6 Mrd €. Diese Entwicklung ging vor allem auf die Rückzahlung von Anleihen im Geschäftsjahr 2018 sowie Anleiheemissionen im Berichtszeitraum 2019 zurück. Gegenläufig stiegen die ausgezahlten Dividenden von 0,9 Mrd € im Jahr 2018 auf 1,1 Mrd € im Geschäftsjahr 2019 an.

## Vermögenslage

Die Entwicklung der Bilanz ist insbesondere durch die Übernahme der innogy-Aktivitäten geprägt. Die Bilanzsumme steigt im Vergleich zum Vorjahr deutlich und liegt mit rund 98,6 Mrd € um 44,2 Mrd € beziehungsweise 81 Prozent über dem Wert zum Jahresende 2018. Das langfristige Vermögen (76,4 Mrd €) liegt 45,6 Mrd € über dem Niveau vom 31. Dezember 2018. Im Zuge der Übernahme stieg im Wesentlichen das Sachanlagevermögen um 17,8 Mrd €. Darüber hinaus wurde ein vorläufiger Unterschiedsbetrag in Zusammenhang mit der innogy-Übernahme von 15,5 Mrd € angesetzt.

Das kurzfristige Vermögen verminderte sich um 1,3 Mrd € von 23,4 Mrd € auf rund 22,1 Mrd € (-6 Prozent). Zu dieser Entwicklung trug vor allem der Abgang des Geschäftsbereichs Erneuerbare Energien in den zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten in Höhe von 11,3 Mrd € bei. Gegenläufig wirkt sich der Anstieg der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie der sonstigen betrieblichen Vermögensgegenstände in Höhe von 8,9 Mrd € aus. Dies beinhaltet Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige Vermögensgegenstände in Höhe von 6,6 Mrd €, die von innogy übernommen wurden.

Die Eigenkapitalquote (einschließlich der Anteile ohne beherrschenden Einfluss) belief sich am 31. Dezember 2019 auf 13 Prozent und weist damit im Vergleich zum 31. Dezember 2018 eine Verringerung um 3 Prozentpunkte auf.

Im September erfolgte eine Kapitalerhöhung im gezeichneten Kapital. E.ON hat damit das Grundkapital unter überwiegender Ausnutzung ihres genehmigten Kapitals durch Ausgabe von 440.219.800 neuen, auf den Namen lautenden Stückaktien gegen Sacheinlage von 2.201.099.000 € auf 2.641.318.800 € erhöht. Die Veränderung der Kapitalrücklage in Höhe von 3,5 Mrd € resultiert im Wesentlichen aus der Bewertung von im Rahmen der Sachkapitalerhöhung zugehenden innogy SE-Aktien, die über den Nennwert der ausgegebenen neuen E.ON SE-Aktien (440.219.800 €) hinausgeht. Das auf die Anteilseigner der E.ON SE entfallende Eigenkapital beträgt zum 31. Dezember 2019 9,1 Mrd €, während auf Anteile ohne beherrschenden Einfluss ein Eigenkapital von 4,0 Mrd € entfällt.

Die langfristigen Schulden verdoppelten sich gegenüber dem Jahresende 2018 nahezu. Wie auf der Aktivseite wirkte sich auch hier der Zugang der innogy-Aktivitäten erhöhend aus. Im Wesentlichen stiegen die begebenen Anleihen um 17,1 Mrd €, von denen rund 14,3 Mrd € innogy zuzurechnen sind. Ebenso führt die Erstkonsolidierung der innogy-Gesellschaften und auch die Reduzierung der Rechnungszinsen zu einem Anstieg der Pensionsrückstellungen.

Die kurzfristigen Schulden (26,0 Mrd €) lagen 70 Prozent über dem Stand zum 31. Dezember 2018. Im Zuge der Transaktion wurden innogy-Schulden in Höhe von 14,5 Mrd € übernommen. Dieser Anstieg wurde durch den Abgang der zuvor gemäß IFRS 5 umgliederten Schulden des Geschäftsbereichs Erneuerbare Energien in Höhe von 2,7 Mrd € teilweise kompensiert.

## Konzernbilanzstruktur

in Mio €	31. Dez. 2019	%	31. Dez. 2018	%
Langfristige Vermögenswerte	76.444	78	30.883	57
Kurzfristige Vermögenswerte	22.122	22	23.441	43
<b>Aktiva</b>	<b>98.566</b>	<b>100</b>	<b>54.324</b>	<b>100</b>
Eigenkapital	13.085	13	8.518	16
Langfristige Schulden	59.464	60	30.545	56
Kurzfristige Schulden	26.017	27	15.261	28
<b>Passiva</b>	<b>98.566</b>	<b>100</b>	<b>54.324</b>	<b>100</b>

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	
	2019	2018
Sachanlagen	10	10
Finanzanlagen	45.067	33.241
<b>Anlagevermögen</b>	<b>45.077</b>	<b>33.251</b>
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	5.934	7.472
Übrige Forderungen	1.522	1.932
Liquide Mittel	1.460	3.041
<b>Umlaufvermögen</b>	<b>8.916</b>	<b>12.445</b>
Rechnungsabgrenzungsposten	35	28
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	3	–
<b>Gesamtvermögen</b>	<b>54.031</b>	<b>45.724</b>
Eigenkapital	9.728	9.432
Rückstellungen	1.061	1.480
Anleihen	6.000	2.000
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	31.040	32.456
Übrige Verbindlichkeiten	6.195	354
Rechnungsabgrenzungsposten	7	2
<b>Gesamtkapital</b>	<b>54.031</b>	<b>45.724</b>

Nach der am 18. September 2019 erfolgten Freigabe durch die EU-Kommission und die zuständigen kartellrechtlichen Behörden war die Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage der E.ON SE im Geschäftsjahr 2019 vor allem durch den am 12. März 2018 zwischen E.ON und RWE vereinbarten Transfer von Geschäftsaktivitäten beeinflusst.

Die Veränderungen im Finanzanlagevermögen betreffen im Wesentlichen den Zugang der Mehrheitsbeteiligung von 76,8 Prozent an der innogy SE und deren Einlage in ein Tochterunternehmen. Gegenläufig wirkt sich der als Rückzahlung der Anschaffungskosten erfolgsneutral erfasste Anteil der Ausschüttung aus dem Bilanzgewinn der E.ON Beteiligungen GmbH aus.

Die Veränderung des Eigenkapitals ergibt sich hauptsächlich aus der im Geschäftsjahr durchgeführten Kapitalerhöhung. Der Jahresüberschuss im Jahr 2019 ist geringer ausgefallen als im Vorjahr.

Die übrigen Verbindlichkeiten beinhalten vor allem die Verpflichtung gegenüber RWE aus der künftigen Übertragung des gesamten Erneuerbare-Energien- und des gesamten Gasspeicher-geschäfts der innogy sowie des 37,9-prozentigen Anteils von innogy am österreichischen Energieversorger KELAG.

Wesentliche Effekte für die Finanzlage der Gesellschaft stellen die Begebung von Anleihen mit einem Nominalwert von insgesamt 4.000 Mio € und die Verringerung der liquiden Mittel um 1.581 Mio € dar.

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

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

in Mio €	2019	2018
Beteiligungsergebnis	1.620	1.171
Zinsergebnis	-127	-140
Übrige Aufwendungen und Erträge	-763	-225
Steuern	59	247
<b>Jahresüberschuss</b>	<b>789</b>	<b>1.053</b>
Gewinnvortrag aus dem Vorjahr	121	-
Entnahme aus Gewinnrücklagen	300	-
<b>Bilanzgewinn</b>	<b>1.210</b>	<b>1.053</b>

Die Ertragslage des Unternehmens ist als Konzernmuttergesellschaft durch das Beteiligungsergebnis geprägt. Zum positiven Beteiligungsergebnis haben insbesondere der ertragswirksam erfasste Anteil der phasengleich vereinnahmten Ausschüttung aus dem Bilanzgewinn der E.ON Beteiligungen GmbH in Höhe von 664 Mio € sowie Erträge aus der Gewinnabführung der E.ON Beteiligungen GmbH in Höhe von 979 Mio € und der E.ON Energie AG in Höhe von 210 Mio € beigetragen. Dagegen wirkten sich vor allem die Aufwendungen aus Verlustübernahmen in Höhe von 241 Mio € negativ auf das Beteiligungsergebnis aus.

Die Veränderung des negativen Saldos aus den übrigen Aufwendungen und Erträgen resultiert überwiegend aus Übertragungen des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien und von zwei Kernenergiebeteiligungen der E.ON an RWE. Des Weiteren sind personalbezogene Aufwendungen mit 183 Mio €, Aufwendungen für Prüfungs- und Beratungsleistungen mit 160 Mio € sowie für bezogene Fremdleistungen mit 156 Mio € enthalten. Im Vorjahr wirkten sich Erträge aus der erforderlichen Anpassung der Rückstellungen für bestimmte Rekultivierungs- und Sanierungsverpflichtungen von Vorgängergesellschaften in Höhe von insgesamt 271 Mio € positiv aus.

Im Berichtsjahr ergab sich für Steuern vom Einkommen und Ertrag insgesamt ein Steuerertrag von 59 Mio €, der sowohl das laufende Jahr als auch Vorjahre betrifft. Für das Jahr 2019 entfallen unter Anwendung der Mindestbesteuerung 69 Mio € auf Körperschaftsteuer nebst 4 Mio € Solidaritätszuschlag sowie 33 Mio € auf Gewerbesteuer. Für Vorjahre ergab sich ein Steuerertrag von 165 Mio €.

Der Vorstand schlägt der Hauptversammlung im Jahr 2020 vor, aus dem Bilanzgewinn eine Dividende von 0,46 € je dividendenberechtigte Stückaktie auszuschütten und den Restbetrag in Höhe von 10 Mio € auf neue Rechnung vorzutragen. Der Gewinnverwendungsvorschlag berücksichtigt die dividendenberechtigten Aktien zum Zeitpunkt der Aufstellung des Jahresabschlusses am 23. März 2020.

Der Vorstand der E.ON SE hat vorbehaltlich der Zustimmung des Aufsichtsrats eine Dividendenpolitik mit einem jährlichen Wachstum der Dividende pro Aktie von bis zu 5 Prozent bis einschließlich der Dividende für das Geschäftsjahr 2022 beschlossen. Auch danach strebt E.ON eine jährliche Steigerung der Dividende pro Aktie an.

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](http://www.eon.com) abrufbar.

## Weitere finanzielle und nichtfinanzielle Leistungsindikatoren

### Wertmanagement

Der ROCE ist eine Kapitalrendite vor Steuern und wird als Quotient aus bereinigtem EBIT und dem durchschnittlich gebundenen Kapital ( $\emptyset$  Capital Employed) berechnet. Der ROCE zählt im Geschäftsjahr 2020 nicht mehr zu den wesentlichen Steuerungskennzahlen (vergleiche die Seiten 17 und 18).

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. Um unterjährige Schwankungen in der Kapitalbindung besser abzubilden, wird das durchschnittlich gebundene Kapital grundsätzlich als Mittelwert von Jahresanfangs- und -endbestand ermittelt.

Wesentliche unterjährige Portfolioänderungen werden bei der Ermittlung des durchschnittlich gebundenen Kapitals berücksichtigt. Daher wurden die für das Capital Employed relevanten

Vermögenswerte und Schulden der innogy-Gruppe erst ab Ende September 2019 einbezogen. Die Bestandteile des Capital Employed, die auf die nicht fortgeführten und an RWE übertragenen Aktivitäten im Bereich der Erneuerbaren Energien entfallen, wurden bis Ende September 2019 berücksichtigt (weitere Informationen enthält Fußnote 4 zur ROCE-Tabelle).

Marktbewertungen der übrigen Beteiligungen und der Derivate werden nicht im durchschnittlich gebundenen Kapital abgebildet. Damit soll eine konsistente Ermittlung der Wertentwicklung gewährleistet werden.

### Renditeentwicklung im Geschäftsjahr 2019

Der Rückgang des ROCE von 10,4 Prozent im Vorjahr auf 8,4 Prozent im Jahr 2019 resultiert im Wesentlichen aus dem Anstieg des Capital Employed. Gründe hierfür sind vor allem die erstmalige Berücksichtigung der Vermögenswerte (inklusive des vorläufigen Unterschiedsbetrags aus der Kaufpreisverteilung) und Schulden der innogy-Gruppe sowie die infolge der Erstanwendung von IFRS 16 „Leasingverhältnisse“ im Jahr 2019 erstmals anzusetzenden Nutzungsrechte.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Herleitung des ROCE für den E.ON-Konzern:

### Return on Capital Employed (ROCE)

in Mio €	2019	2018
Sachanlagen, Nutzungsrechte, immaterielle Vermögenswerte und Goodwill <sup>1</sup>	60.590	30.915
Beteiligungen	6.962	4.263
<b>Anlagevermögen</b>	<b>67.552</b>	<b>35.178</b>
Vorräte	1.252	710
Übrige unverzinsliche Vermögenswerte/Verbindlichkeiten inklusive aktiver/passiver Rechnungsabgrenzungsposten und latenter Steuern <sup>2</sup>	-2.455	-4.862
<b>Umlaufvermögen</b>	<b>-1.203</b>	<b>-4.152</b>
Unverzinsliche Rückstellungen <sup>3</sup>	-3.557	-1.655
<b>Capital Employed<sup>4</sup></b>	<b>62.792</b>	<b>29.371</b>
$\emptyset$ Capital Employed <sup>4</sup>	38.726	28.811
<b>Bereinigtes EBIT<sup>5</sup></b>	<b>3.235</b>	<b>2.989</b>
<b>ROCE<sup>6</sup></b>	<b>8,4 %</b>	<b>10,4 %</b>

1 inklusive des vorläufigen Unterschiedsbetrags aus der innogy-Kaufpreisverteilung

2 Übrige unverzinsliche Vermögenswerte/Verbindlichkeiten berücksichtigen beispielsweise Ertragsteuerforderungen und -verbindlichkeiten.

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

4 Das gewichtete Capital Employed ergibt sich grundsätzlich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und -endbestand. Um die Übernahme von innogy im September 2019 ökonomisch adäquat zu berücksichtigen, wurde eine Gewichtung der Capital-Employed-Werte im Jahr 2019 vorgenommen. In diese Berechnung sind die folgenden Werte eingeflossen:

a) Capital Employed (inklusive der nicht fortgeführten Aktivitäten im Bereich Erneuerbare Energien) zum 31. Dezember 2018 (29,4 Mrd €)

b) Capital Employed zum 30. Juni 2019 (inklusive der nicht fortgeführten Aktivitäten im Bereich Erneuerbare Energien), das auf Basis von Netto-Investitionen und Abschreibungen auf den 30. September 2019 fortentwickelt wurde (32,4 Mrd €)

c) Capital Employed der fortgeführten Aktivitäten (inklusive innogy und exklusive der an RWE übertragenen Geschäfte) zum 1. Oktober 2019 (61,7 Mrd €)

d) Capital Employed der fortgeführten Aktivitäten (inklusive innogy und exklusive der an RWE übertragenen Geschäfte) zum 31. Dezember 2019 (62,8 Mrd €)

Während der Durchschnitt über die Parameter a) und b) zu 75 Prozent im  $\emptyset$  Capital Employed berücksichtigt wird, wird das Mittel über die Parameter c) und d) zu 25 Prozent einbezogen.

5 Um nicht operative Effekte bereinigt. Für Zwecke der internen Steuerung enthält das bereinigte EBIT auch den EBIT-Beitrag, der auf die nicht fortgeführten und im September 2019 entkonsolidierten Aktivitäten im Bereich der Erneuerbaren Energien entfällt.

6 ROCE = bereinigtes EBIT/ $\emptyset$  Capital Employed

## Mitarbeiter

### Mitarbeiterstrategie

Das Jahr 2019 war für E.ON vor allem durch die Vorbereitung der Integration der innogy in den E.ON-Konzern gekennzeichnet. Der gelungenen Integration der rund 36.500 Mitarbeiter von innogy kommt eine entscheidende Bedeutung für den Erfolg der Transaktion zu. Daher war die HR-Integration eines der wichtigsten Themen für den E.ON-Personalbereich im Jahr 2019.

2019 haben wir darüber hinaus unsere Personalstrategie auf die Begleitung und Gestaltung des digitalen Wandels fokussiert. In den Fokusbereichen digitale Kultur und Führung, Zukunftskompetenzen, Anpassung von Personalprozessen und -produkten sowie Mitarbeiterentwicklung soll die digitale Transformation gemeinsam mit den Geschäftseinheiten durch eine Vielzahl von zentralen und lokalen Projekten gestaltet werden.

Darüber hinaus haben wir unsere konzernweiten Rahmenmodelle grow@E.ON, ein Kompetenzmodell zur persönlichen Weiterentwicklung unserer Mitarbeiter und Führungskräfte, sowie E.ONs „Employee Value Proposition“, unser Arbeitgeberversprechen, aktualisiert und an die durch die innogy-Integration veränderten Rahmenbedingungen angepasst.

### Diversity

Vielfalt ist auch in Zukunft ein wichtiges Element der Wettbewerbsfähigkeit von E.ON, denn Vielfalt und eine wertschätzende Unternehmenskultur sind zentrale Treiber für Kreativität und Innovationen. Dies ist auch wichtiger 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, sexuelle Orientierung und Identität 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 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.

Auch im vergangenen Jahr haben wir zahlreiche Maßnahmen zur Förderung von Vielfalt bei E.ON ergriffen. Ein wichtiger Bestandteil ist dabei die Karriereentwicklung von weiblichen Führungskräften. Wir haben uns neue, ambitionierte Ziele gesetzt, um den Anteil von Frauen in Führungspositionen zu erhöhen. Im Zuge der innogy-Integration haben wir nach Abschluss der Besetzungsprozesse bei Rollen, die direkt an den Vorstand der E.ON SE berichten, den Frauenanteil auf 24 Prozent gesteigert. Bis 2026 wollen wir konzernweit den Anteil an Frauen in der Gesamtbelegschaft von 32 Prozent (Stand 31. Dezember 2018) auch in den Führungskräfteebenen widerspiegeln. Die konkreten Zielvorgaben für jede einzelne Konzerneinheit werden nach der vollständigen Integration von innogy überprüft und gegebenenfalls angepasst.

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 2019 waren im E.ON-Konzern weltweit 78.948 Mitarbeiter, 2.563 Auszubildende sowie 238 Vorstände und Geschäftsführer beschäftigt. Die Zahl der Mitarbeiter ist damit im Vergleich zum 31. Dezember 2018 deutlich gestiegen (+82 Prozent).

**Mitarbeiter<sup>1</sup>**

Personen	31. Dezember		+/- %
	2019	2018	
Energienetze	20.438	17.896	+14
Kundenlösungen	17.669	19.692	-10
innogy	36.537	-	-
Erneuerbare Energien	12	1.374	-99
Konzernleitung/Sonstiges <sup>2</sup>	2.414	2.447	-1
<b>Mitarbeiter Kerngeschäft</b>	<b>77.070</b>	<b>41.409</b>	<b>+86</b>
Nicht-Kerngeschäft	1.878	1.893	-1
<b>Mitarbeiter E.ON-Konzern</b>	<b>78.948</b>	<b>43.302</b>	<b>+82</b>

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

Die Hauptursache für den deutlichen Anstieg der Mitarbeiteranzahl im Berichtsjahr ist die Übernahme von innogy.

**Mitarbeiter nach Regionen<sup>1</sup>**

	Personen		FTE <sup>3</sup>	
	31. Dez. 2019	31. Dez. 2018	31. Dez. 2019	31. Dez. 2018
Deutschland	38.336	15.903	36.510	15.400
Großbritannien	14.368	9.502	13.737	9.077
Ungarn	8.129	5.244	8.104	5.234
Rumänien	6.579	6.427	6.410	6.363
Tschechien	2.930	2.771	2.913	2.758
Niederlande	2.888	-	2.628	-
Schweden	2.286	2.058	2.263	2.027
Polen	2.018	209	2.003	208
Weitere Länder <sup>2</sup>	1.414	1.188	1.385	1.174
<b>Summe</b>	<b>78.948</b>	<b>43.302</b>	<b>75.953</b>	<b>42.241</b>

1 ohne Vorstände, Geschäftsführer und Auszubildende  
 2 unter anderem Italien, USA, Dänemark etc.  
 3 Vollzeitäquivalent

Die Anzahl der Mitarbeiter im Geschäftsfeld Energienetze nahm im Vergleich zum 31. Dezember 2018 deutlich zu. Dieser Anstieg ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass vor allem Beschäftigte in Tschechien und Rumänien, die zuvor dem Geschäftsfeld Kundenlösungen zugehörig waren, hier zugeordnet wurden. Darüber hinaus wurden Vakanzen zum Ausbau des Geschäftes – in Deutschland überwiegend durch Auszubildende, die ihre Berufsausbildung erfolgreich abgeschlossen hatten – besetzt.

Wesentlichen Einfluss auf den Rückgang der Mitarbeiteranzahl im Geschäftsfeld Kundenlösungen hatten die bereits genannten Übergänge von Beschäftigten zum Geschäftsfeld Energienetze. Zusätzlich trugen Restrukturierungsprojekte zum Mitarbeiterrückgang bei. Gegenläufig wirkte sich die Akquisition von Coromatic in Schweden aus.

Nahezu alle Beschäftigten des Geschäftsfeldes Erneuerbare Energien wurden im Zusammenhang mit der innogy-Übernahme auf RWE übertragen.

**Geografische Struktur**

Der Anteil der im Ausland tätigen Mitarbeiter (40.612) ist mit 51 Prozent gegenüber dem Vorjahr (63 Prozent) deutlich gesunken.



### Anteil weiblicher Beschäftigter, Altersstruktur, Teilzeitbeschäftigung

Der Frauenanteil an der Belegschaft lag zum 31. Dezember 2019 bei 33 Prozent und damit leicht über dem Vorjahr (32 Prozent).

#### Frauenanteil

in Prozent	2019	2018
Energienetze	21	21
Kundenlösungen	44	43
innogy	34	–
Erneuerbare Energien	31	20
Konzernleitung/Sonstiges <sup>1</sup>	47	49
<b>Kerngeschäft</b>	<b>33</b>	<b>32</b>
Nicht-Kerngeschäft	13	13
<b>E.ON-Konzern</b>	<b>33</b>	<b>32</b>

<sup>1</sup> einschließlich E.ON Business Services

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

#### Altersstruktur

in Prozent zum Jahresende	2019	2018
bis 30 Jahre	20	19
zwischen 31 und 50 Jahren	50	53
über 50 Jahre	30	28

Insgesamt waren am Jahresende im E.ON-Konzern 8.520 Mitarbeiter in Teilzeit beschäftigt, davon 6.520 Frauen (77 Prozent). Die Teilzeitquote betrug somit 10 Prozent (Vorjahr: 8 Prozent).

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

#### Ausbildung

Auf die Berufsausbildung junger Menschen wird bei E.ON weiterhin großer Wert gelegt. Der E.ON-Konzern beschäftigt am 31. Dezember 2019 in Deutschland insgesamt 2.456 Auszubildende und duale Studenten. Die Ausbildungsquote in Deutschland in Höhe von 6,0 Prozent liegt über dem Vorjahreswert (5,4 Prozent).

E.ON bildet in mehr als 65 Ausbildungsberufen und dualen Studiengängen aus, um den eigenen Bedarf an Facharbeitskräften zu decken und dem demografischen Wandel gezielt entgegenzuwirken. Darüber hinaus bietet der E.ON-Konzern jungen Menschen noch die Möglichkeit für eine Einstiegsqualifizierung an.

#### Ausbildung in Deutschland

zum Jahresende	Personen		Quote in Prozent	
	2019	2018	2019	2018
Energienetze	804	818	8,0	8,4
Kundenlösungen	20	24	0,7	0,9
innogy	1.573	–	6,6	–
Erneuerbare Energien	–	–	–	–
Konzernleitung/Sonstiges	19	14	0,9	0,7
<b>Kerngeschäft</b>	<b>2.416</b>	<b>856</b>	<b>6,2</b>	<b>5,8</b>
Nicht-Kerngeschäft	40	43	2,1	2,2
<b>E.ON-Konzern</b>	<b>2.456</b>	<b>899</b>	<b>6,0</b>	<b>5,4</b>

Prognosebericht

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Gesamtwirtschaftliche Situation

Die aktuellen wirtschafts- und finanzpolitischen Entwicklungen deuten auf eine längere Phase gedämpften globalen Wachstums hin. Aufgrund der fortwährenden politischen Unsicherheit und der daraus resultierenden Abwärtsrisiken wird der globale Konjunkturabschwung weiter anhalten. Das weltweite BIP-Wachstum wird für die Jahre 2020 bis 2021 erneut auf unter 3 Prozent geschätzt. Vor allem die große Unsicherheit über die Art der künftigen Handelsbeziehungen zwischen der EU und Großbritannien, das bestehende Risiko einer weiteren Eskalation der bilateralen Handelsspannungen zwischen den USA und China sowie die Spannungen im Iran geben Anlass zu erheblicher Besorgnis. Während das BIP-Wachstum im Euroraum stagnieren wird, kommt es in den USA, China und Japan sogar zu einer Verlangsamung. Lediglich für Indien und Brasilien sagen die OECD-Projektionen eine leichte Beschleunigung des BIP-Wachstums voraus.

Erwartete Ertragslage

Voraussichtliche Ergebnisentwicklung

Basierend auf der Konzernstrategie sowie den gesamtwirtschaftlichen und branchenbezogenen Rahmenbedingungen stellen wir uns weiterhin den Herausforderungen im operativen Geschäft. Wir investieren konsequent in unsere Energienetze und treiben insbesondere digitale und innovative Lösungen in all unseren Netzgesellschaften voran. Bei den Kundenlösungen wollen wir noch kosteneffizienter werden und unsere Marktanteile ausbauen.

Im Jahr 2019 haben wir die innogy-Übernahme erfolgreich vollzogen. Die Prognose für den E.ON-Konzern und die Segmente beinhaltet somit auch die innogy-Geschäfte, die im Rahmen eines weitreichenden Transfers von Geschäftsaktivitäten mit RWE übernommen worden sind. Ab dem 1. Januar 2020 werden die innogy-Aktivitäten nicht mehr als eigenständiges Segment gesteuert und dargestellt, sondern in die Geschäftsfelder Energienetze, Kundenlösungen und Konzernleitung/Sonstiges integriert. Die innogy-Netzgeschäfte werden dem Bereich Energienetze zugeordnet. Der Vertrieb von Strom und Gas sowie neuer Kundenlösungen bei innogy, beispielsweise Dienstleistungen rund um Elektromobilität, werden unter Kundenlösungen ausgewiesen. Der Bereich Konzernleitung/Sonstiges enthält die Holdingfunktionen und internen Dienstleister von innogy. Die nach der Übertragung wesentlicher Teile auf RWE verbliebenen Geschäfte im Bereich Erneuerbare Energien werden in den Bereichen Energienetze Deutschland, Kundenlösungen Großbritannien und Konzernleitung/Sonstiges ausgewiesen.

Vor diesem Hintergrund erwarten wir für das Jahr 2020 ein bereinigtes Konzern-EBIT im Bereich von 3,9 bis 4,1 Mrd €. Für den bereinigten Konzernüberschuss rechnen wir 2020 mit einem Ergebnis von 1,7 bis 1,9 Mrd € beziehungsweise 0,65 € bis 0,73 € je Aktie (basierend auf einer durchschnittlich ausstehenden Aktienanzahl von rund 2.607 Mio Stück). Darüber hinaus planen wir für den Konzern – ohne Berücksichtigung der Auszahlungen für die Stilllegung von Kernkraftwerken – im Durchschnitt über die Geschäftsjahre 2020 bis 2022 mit einer Cash Conversion Rate von circa 95 Prozent.

Zu den Segmenten im Einzelnen:

Bereinigtes EBIT<sup>1</sup>

in Mrd €	2020 (Prognose)
Energienetze	3,3 bis 3,5
Kundenlösungen	0,5 bis 0,7
Konzernleitung/Sonstiges	circa -0,4
Nicht-Kerngeschäft	0,3 bis 0,5
<b>E.ON-Konzern</b>	<b>3,9 bis 4,1</b>

<sup>1</sup> um nicht operative Effekte bereinigt

Für das Geschäftsfeld Energienetze erwarten wir im Jahr 2020 aufgrund der Übernahme des innogy-Netzgeschäfts in Deutschland, Polen, Ungarn und Kroatien einen deutlichen Anstieg des bereinigten EBIT im Vergleich zum Vorjahr. In Deutschland wird das Netzgeschäft von weiteren Investitionen in die regulierte Kapitalbasis profitieren. Die neue Regulierungsperiode in Schweden wirkt sich ergebnismindernd aus.

Wir erwarten für das Geschäftsfeld Kundenlösungen, dass das bereinigte EBIT deutlich oberhalb des Vorjahresniveaus liegen wird. Positiv wirkt die erstmals ganzjährige Einbeziehung des Kundenlösungengeschäfts von innogy, mit Aktivitäten vor allem in Deutschland, Großbritannien, Niederlande, Belgien, Ungarn und Polen. Weiterhin ergebnisbelastend wirken die Interventionen der britischen Wettbewerbsbehörde.

Die wesentlichen Teile des Geschäftsfelds Erneuerbare Energien wurden im September 2019 auf RWE übertragen. Wie beschrieben werden die verbliebenen Aktivitäten ab dem 1. Januar 2020 anderen Geschäftsfeldern zugeordnet. Eine Prognose für das Jahr 2020 ist damit nicht mehr anzugeben.

Im Bereich Konzernleitung/Sonstiges erwarten wir, dass das Ergebnis deutlich unterhalb des Vorjahreswertes liegen wird. Grund hierfür ist vor allem die Berücksichtigung der innogy-Konzernleitung. Kosteneinsparungen und Synergieeffekte aus der Zusammenlegung der Konzernleitungsaktivitäten von E.ON und innogy werden sich dagegen positiv auswirken.

Im Nicht-Kerngeschäft rechnen wir mit einem Ergebnis leicht über Vorjahr. Bei PreussenElektra tragen insbesondere steigende Vermarktungspreise zum erwarteten Ergebnis bei. Dies wird durch höhere Aufwendungen für Reststrommengen teilweise kompensiert.

## Erwartete Finanzlage

### Geplante Finanzierungsmaßnahmen

Im Jahr 2020 wird es neben den vorgesehenen Investitionen und Dividenden für das Jahr 2019 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

Der Vorstand der E.ON SE hat vorbehaltlich der Zustimmung des Aufsichtsrats eine Dividendenpolitik mit einem jährlichen Wachstum der Dividende pro Aktie von bis zu 5 Prozent bis einschließlich der Dividende für das Geschäftsjahr 2022 beschlossen. Auch danach strebt E.ON eine jährliche Steigerung der Dividende pro Aktie an.

### Geplante Investitionen

Für das Jahr 2020 haben wir zahlungswirksame Investitionen in Höhe von 4,5 Mrd € vorgesehen. E.ON wird ihre auf nachhaltiges Wachstum ausgerichtete Strategie fortsetzen. Selbstverständlich achten wir weiterhin auf eine gezielte und disziplinierte Kapitalverwendung.

### Zahlungswirksame Investitionen: Planung 2020

	Mrd €	Anteile in %
Energienetze	3,2	71
Kundenlösungen	0,9	21
Konzernleitung/Sonstiges	0,2	3
Nicht-Kerngeschäft	0,2	5
<b>Summe</b>	<b>4,5</b>	<b>100</b>

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 IT-, Zähler- und Modernisierungsprojekte und integrierte Energielösungen. Darüber hinaus investieren wir in Schweden, Deutschland und Großbritannien in das Wärmegeschäft und in Lösungen für Industrie- und Geschäftskunden.

Im Geschäftsfeld Nicht-Kerngeschäft sind Investitionen zum Erwerb von Reststrommengen enthalten. Konzernleitung/Sonstiges umfasst im Wesentlichen Investitionen in die konzernweite IT-Infrastruktur.

## Gesamtaussage zur voraussichtlichen Entwicklung

Das Jahr 2020 wird von der um innogy ergänzten Neuaufstellung des E.ON-Konzerns geprägt sein. Der Integration des erweiterten E.ON-Konzerns kommt eine besondere Bedeutung zu. Diese ist eine Voraussetzung dafür, um das Geschäft weiterzuentwickeln, Wachstum zu schaffen und die versprochenen Verbundvorteile (Synergien) zu heben. Dabei wird natürlich der gebotene Schutz der Interessen von verbliebenen Minderheitsaktionären bei innogy beachtet.

Daneben sind die Restrukturierung und erfolgreiche Sanierung des verlustreichen britischen Vertriebsgeschäfts vorzunehmen. Zusätzlich soll die IT- und Digitalagenda für leistungsfähige und moderne Unterstützungssysteme weiterentwickelt werden. Außerdem besteht bei einigen Konzessionen im deutschen Netzgeschäft Erneuerungsbedarf. All diese Ziele und Maßnahmen sind in einem herausfordernden wirtschaftlichen Umfeld zu erbringen. Niedrige Zinsen, Geschäftsabgaben als Folge des Kartellverfahrens sowie der harte Wettbewerb um Netze und Kunden bestimmen das tägliche Geschäft.

Die derzeit hohe Ungewissheit hinsichtlich der weltweiten Ausbreitung des Coronavirus und der daraus resultierenden wirtschaftlichen Folgen, lässt zum jetzigen Zeitpunkt noch keine hinreichend konkrete Abschätzung der Auswirkungen auf die Prognose der Geschäftsentwicklung für das Jahr 2020 zu. Der E.ON-Konzern geht gleichwohl für das Jahr 2020 davon aus, dass es auf allen Märkten, in denen E.ON tätig ist, zu finanziellen Folgen mit entsprechenden deutlichen Auswirkungen auf die E.ON-Steuerungskennzahlen durch das Coronavirus kommen wird. Aktuelle Analysen von einzelnen Märkten aus den Geschäftsfeldern Energienetze und Kundenlösungen deuten darauf hin, dass ein kritischer Treiber Volumeneffekte aus der Nachfrage nach Strom und Gas sein werden (Absatzrisiken). Insbesondere im Segment Kundenlösungen können, getrieben durch Absatzrisiken, auch weitere Marktpreisrisiken mit möglichen Auswirkungen auf die Beschaffung von Strom und Gas entstehen. In einer anhaltenden Krise kann darüber hinaus auch in beiden Geschäftsbereichen eine reduzierte Zahlungsfähigkeit von Kunden und Geschäftspartnern zum Risiko werden. Die kurz- sowie langfristigen Auswirkungen auf das bereinigte EBIT und weitere Steuerungskennzahlen als Folge der Ausbreitung des Coronavirus sind derzeit nicht abschätzbar und im Ausblick daher nicht enthalten.

Risiko- und Chancenbericht

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 Vertriebseinheiten 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 – 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 sorgfältige 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 objektiver 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 können im Commodity-Geschäft die Rohstoffpreise steigen oder sinken. 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 Mittelfristplanungszeitraum 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	niedrig
Gesundheit, Arbeits- und Umweltschutz (HSE), Human Resources und Sonstiges	niedrig	niedrig
Marktrisiken	wesentlich	mittel
Strategische Risiken	mittel	niedrig
Finanz- und Treasury-Risiken	moderat	mittel

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.

Zum Aufstellungszeitpunkt waren die möglichen Geschäftsbeeinträchtigungen durch den Ausbruch des Coronavirus noch nicht hinreichend abschätzbar. Die Auswirkungen aus diesem Sachverhalt werden fortlaufend analysiert. Zu weiteren Ausführungen wird auf den Prognosebericht verwiesen.

**Risiken und Chancen nach Segmenten  
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.

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 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**

Der Betrieb von Energienetzen unterliegt weitgehend einer staatlichen Regulierung. Neue Gesetze und Regulierungsperioden verursachen Unsicherheiten für das Geschäft. Zusätzlich können Sachverhalte wie in Deutschland im Zusammenhang mit dem



Gesetz zum Vorrang Erneuerbarer Energien – etwa der Photovoltaik – zeitweise zu Schwankungen bei Cashflow 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. So führen zum Beispiel Insolvenzen aufseiten der Anlagenbetreiber oder vom Netzbetreiber zu Unrecht ausgezahlte Einspeisevergütungen zu Gerichts- oder regulierungsbehördlichen Verfahren.

### **innogy**

Für das Geschäftsjahr 2019 umfasst die Risikosituation des bestehenden innogy-Portfolios das Netz- und Vertriebsgeschäft sowie die Holdingfunktionen und internen Dienstleister. Mithilfe des ganzheitlichen Rahmenwerks für das Risikomanagement erkennt innogy Risiken und Chancen frühzeitig und kann dementsprechend ihr Handeln danach ausrichten. Das Rahmenwerk erfüllt damit auch die Anforderungen des Gesetzes zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG). Dieses wird zunächst auch unverändert fortgeführt.

Der Bereich Controlling & Risk trägt in seiner vom Vorstand delegierten übergreifenden Risiko-Governance-Rolle die zentrale Verantwortung für die Umsetzung, Weiterentwicklung und Koordination des Risikomanagement-Rahmenwerks und der Risikomanagementstrategie des innogy-Konzerns.

Die Risikolage des innogy-Konzerns ist in erheblichem Maße von den wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen abhängig. Beispielsweise wird im Vertriebsgeschäft das Risiko weiterer regulatorischer Eingriffe sowie ein nach wie vor sehr intensives Wettbewerbsumfeld ähnlich wie bei E.ON betrachtet. Im Netzgeschäft bestehen für den Zeitraum der Mittelfristplanung gegenwärtig nur geringe regulatorische Risiken, aufgrund weiterer regulatorischer Festlegungen im Vergleich zum Vorjahr sowie aufgrund der Veräußerung der von innogy gehaltenen Anteile am tschechischen Gasnetzgeschäft und an der slowakischen Východoslovenská energetika Holding a.s. (VSEH).

Wie E.ON ist innogy aufgrund der operativen Geschäftstätigkeit sowie durch den Einsatz von Finanzinstrumenten Kreditrisiken ausgesetzt. So birgt die historische Verflechtung mit RWE weiterhin ein wesentliches, wenn auch unwahrscheinliches Risiko.

Für die nachfolgenden Geschäftsjahre wird eine vollumfängliche Risikoposition aus den einzelnen Geschäftseinheiten dargestellt.

Die Gesamtrisiko- und Chancenposition der innogy wird zum Stichtag als wesentlich eingestuft.

### **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 nach wie vor bestehende Ungewissheit bezüglich der zukünftigen Zusammenarbeit in den einzelnen E.ON-Geschäftsbereichen resultierend aus dem Brexit. Dies kann dazu führen, dass E.ON sowohl mit direkten als auch indirekten Auswirkungen konfrontiert wird, was zu möglichen finanziellen Nachteilen führen könnte. Neue Risiken – aber auch Chancen – resultieren aus energiepolitischen Entscheidungen sowohl auf europäischer wie auch auf nationaler Ebene. Zu nennen sind hier vor allem der sogenannte „Green-Deal“ der EU-Kommission, der Ende 2019 vorgestellt wurde, sowie die Entscheidung der Bundesregierung, aus der konventionellen Energieerzeugung mit Braun- und Steinkohle auszusteigen (geplantes Kohleausstiegsgesetz). Zur Erreichung dieser Ziele sind rechtlich-regulatorische Umsetzungsmaßnahmen erforderlich, die ihrerseits neue Risiken für einzelne Geschäftsaktivitäten des E.ON-Konzerns bedeuten.

Im Laufe der letzten Jahre sind infolge der Wirtschafts- und Finanzkrise in vielen EU-Mitgliedstaaten politische und regulatorische Interventionen in Form von zusätzlichen Steuern sowie zusätzlichen Reporting-Anforderungen (beispielsweise EMIR, MAR, REMIT, MiFID2) eingeführt worden. Die Einhaltung der sich hieraus ergebenden Vorgaben wird von den zuständigen Behörden streng überwacht. Daraus resultieren entsprechende Risiken für E.ONs Aktivitäten. Gleiches gilt für Preismoratorien, regulierte Preissenkungen und Änderungen in den Fördersystemen von Erneuerbaren Energien, die sowohl Risiken wie auch Chancen für E.ON in den jeweiligen 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.

## 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 niedrige Chancenposition. Projektrisiken beinhalten generell zeitliche Verzögerungen und steigende Investitionen.

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 mittlere 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. 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 (Transaktionsrisiko). Andererseits führen Wechselkursschwankungen zu einem bilanziellen Effekt aufgrund der Umrechnung der Bilanzpositionen sowie der Erträge und Aufwendungen der ausländischen Konzerngesellschaften im Konzernabschluss (Translationsrisiko). 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 2019 bleibt die Gesamt-Risiko- und -Chancenlage des E.ON-Konzerns im operativen Geschäft gegenüber dem Jahresende 2018 nahezu unverändert. Auch wenn das durchschnittliche jährliche Risiko für das bereinigte EBIT des E.ON-Konzerns als wesentlich eingestuft ist, und trotz der durch die innogy-Transaktion hervorgerufenen Ausweitung der Chancen- und Risikoposition sehen wir aus heutiger Sicht kein Risikoprofil, das den Fortbestand der E.ON SE, des Konzerns oder einzelner Segmente gefährden könnte.

## Geschäftsfelder

## Energienetze

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

## Durchgeleitete Energiemengen

in Mrd kWh	Deutschland		Schweden		Zentraleuropa Ost/Türkei		Summe	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
<b>4. Quartal</b>								
Strom	26,9	27,8	9,8	10,1	9,9	10,0	46,6	47,9
Netzverluste, Eigenverbrauch etc.	1,0	1,1	0,3	0,3	0,7	0,6	2,0	2,0
Gas	28,1	26,7	–	–	14,1	15,7	42,2	42,4
<b>1.–4. Quartal</b>								
Strom	104,1	106,9	35,5	37,1	38,5	37,9	178,1	181,9
Netzverluste, Eigenverbrauch etc.	3,8	3,8	1,1	1,1	2,6	2,6	7,5	7,5
Gas	89,6	89,4	–	1,5	44,2	44,5	133,8	135,4

## Durchgeleitete Strom- und Gasmengen

Die durchgeleiteten Strom- und Gasmengen entsprachen im Jahr 2019 insgesamt, in Deutschland und im Bereich Zentraleuropa Ost/Türkei dem Vorjahresniveau.

In Schweden lagen die durchgeleiteten Strommengen witterungsbedingt leicht unter dem Niveau des Vorjahres. Gasmengen wurden im Jahr 2019 nicht mehr durchgeleitet, da das Gasverteilnetz im April 2018 veräußert wurde.

## Netzanschlusspunkte und -längen

Die Länge des Stromnetzes in Deutschland entsprach mit rund 351.000 km in etwa dem Jahr 2018. Im Versorgungsnetz gab es zum Jahresende wie im Vorjahr rund 5,8 Millionen Entnahmestellen im Stromnetz. Die Netzlänge und die Ausspeisepunkte im Gasbereich sind mit rund 52.000 km beziehungsweise 0,7 Millionen gegenüber dem Jahr 2018 nahezu unverändert.

In Schweden betrug die Netzlänge im Strombereich rund 138.000 km (Vorjahr: 137.900 km). Die Zahl der Netzanschlusspunkte im Stromverteilnetz betrug unverändert 1,0 Millionen. Das Gasverteilnetz wurde im Jahr 2018 verkauft.

Mit rund 232.000 km im Strom- sowie rund 46.000 km im Gasnetz veränderten sich die Netzlängen in Zentraleuropa Ost im Vergleich zum Vorjahr kaum. Mit rund 4,8 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 2019 um 101 Mio € über dem Vorjahreswert. Das bereinigte EBIT stieg um 44 Mio €.

Die Umsatzerlöse in Deutschland betragen 6,3 Mrd € und lagen damit auf dem Vorjahresniveau. Das bereinigte EBIT ist im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 26 Mio € auf 921 Mio € gestiegen. Ergebnissteigernd wirkte sich vor allem der Ausbau der regulierten Kapitalbasis aus. Dagegen führte der Entfall positiver Einmaleffekte aus dem Vorjahr und der Rückgang des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes mit dem Beginn der dritten Regulierungsperiode Strom zu einer Minderung des bereinigten EBIT.

In Schweden lag der Umsatz mit 1,0 Mrd € leicht über dem Vorjahr. Höhere Netzentgelte im Strombereich führten zu einem Umsatzanstieg. Dagegen resultierte aus dem Verkauf des

Gasverteilgeschäfts im Vorjahresvergleich ein Rückgang der Umsatzerlöse. Zusätzlich wirkten sich Währungsumrechnungseffekte negativ aus. Das bereinigte EBIT stieg insbesondere aufgrund einer verbesserten Bruttomarge im Bereich Strom an. Dies wurde unter anderem durch den bereits genannten Verkauf des Gasverteilgeschäfts und negative Währungsumrechnungseffekte teilweise kompensiert.

Im Bereich Zentraleuropa Ost/Türkei lag der Umsatz auf dem Niveau des Jahres 2018. Das bereinigte EBIT sank gegenüber dem Vorjahr um 5 Prozent auf 428 Mio €. Gründe hierfür sind unter anderem eine verschlechterte Bruttomarge im Bereich Gas sowie gestiegene Kosten – beispielsweise aufgrund der im Jahr 2019 neu eingeführten Umsatzbesteuerung, die erst zeitverzögert über die Netzentgelte erstattet wird – jeweils in Rumänien.

### Energienetze

in Mio €	Deutschland		Schweden		Zentraleuropa Ost/Türkei		Summe	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
<b>4. Quartal</b>								
Umsatz	1.617	1.683	276	260	421	412	2.314	2.355
Bereinigtes EBITDA	414	306	183	172	153	154	750	632
Bereinigtes EBIT	228	140	145	135	90	97	463	372
<b>1.–4. Quartal</b>								
Umsatz	6.263	6.243	1.024	989	1.583	1.537	8.870	8.769
Bereinigtes EBITDA	1.565	1.488	692	648	667	683	2.924	2.819
Bereinigtes EBIT	921	895	539	498	428	451	1.888	1.844

## Kundenlösungen

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

### Stromabsatz<sup>1</sup>

in Mrd kWh	Deutschland Vertrieb		Großbritannien		Sonstige <sup>2</sup>		Summe	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
<b>4. Quartal</b>								
Privat- und kleinere Geschäftskunden	4,2	4,3	4,2	4,7	6,1	6,0	14,5	15,0
Industrie- und Geschäftskunden	3,8	2,5	3,1	3,1	6,7	6,3	13,6	11,9
Vertriebspartner	–	–	–	–	0,2	0,2	0,2	0,2
<b>Kundengruppen</b>	<b>8,0</b>	<b>6,8</b>	<b>7,3</b>	<b>7,8</b>	<b>13,0</b>	<b>12,5</b>	<b>28,3</b>	<b>27,1</b>
Großhandel	3,0	3,5	0,2	0,2	2,1	2,6	5,3	6,3
<b>Summe</b>	<b>11,0</b>	<b>10,3</b>	<b>7,5</b>	<b>8,0</b>	<b>15,1</b>	<b>15,1</b>	<b>33,6</b>	<b>33,4</b>
<b>1.–4. Quartal</b>								
Privat- und kleinere Geschäftskunden	15,0	14,9	15,5	17,7	22,9	22,5	53,4	55,1
Industrie- und Geschäftskunden	13,8	10,2	12,0	13,7	26,4	25,6	52,2	49,5
Vertriebspartner	–	–	–	–	0,7	0,7	0,7	0,7
<b>Kundengruppen</b>	<b>28,8</b>	<b>25,1</b>	<b>27,5</b>	<b>31,4</b>	<b>50,0</b>	<b>48,8</b>	<b>106,3</b>	<b>105,3</b>
Großhandel	12,2	13,0	0,9	0,9	9,2	8,9	22,3	22,8
<b>Summe</b>	<b>41,0</b>	<b>38,1</b>	<b>28,4</b>	<b>32,3</b>	<b>59,2</b>	<b>57,7</b>	<b>128,6</b>	<b>128,1</b>

1 Die Kundengruppendefinitionen von E.ON und innogy wurden vereinheitlicht. Die Vorjahreswerte wurden entsprechend angepasst. Der Stromabsatz von innogy ist hier nicht enthalten.  
2 ohne E.ON Business Solutions

### Gasabsatz<sup>1</sup>

in Mrd kWh	Deutschland Vertrieb		Großbritannien		Sonstige <sup>2</sup>		Summe	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
<b>4. Quartal</b>								
Privat- und kleinere Geschäftskunden	6,2	5,9	10,9	11,7	9,1	9,9	26,2	27,5
Industrie- und Geschäftskunden	4,2	3,5	2,9	2,3	5,6	6,3	12,7	12,1
Vertriebspartner	–	–	–	–	0,6	0,7	0,6	0,7
<b>Kundengruppen</b>	<b>10,4</b>	<b>9,4</b>	<b>13,8</b>	<b>14,0</b>	<b>15,3</b>	<b>16,9</b>	<b>39,5</b>	<b>40,3</b>
Großhandel	4,8	1,2	–	–	2,2	1,6	7,0	2,8
<b>Summe</b>	<b>15,2</b>	<b>10,6</b>	<b>13,8</b>	<b>14,0</b>	<b>17,5</b>	<b>18,5</b>	<b>46,5</b>	<b>43,1</b>
<b>1.–4. Quartal</b>								
Privat- und kleinere Geschäftskunden	18,2	17,3	31,8	35,9	27,6	28,2	77,6	81,4
Industrie- und Geschäftskunden	13,5	11,1	9,0	8,2	21,9	22,3	44,4	41,6
Vertriebspartner	–	–	–	–	1,6	1,7	1,6	1,7
<b>Kundengruppen</b>	<b>31,7</b>	<b>28,4</b>	<b>40,8</b>	<b>44,1</b>	<b>51,1</b>	<b>52,2</b>	<b>123,6</b>	<b>124,7</b>
Großhandel	11,7	4,6	–	–	5,0	5,8	16,7	10,4
<b>Summe</b>	<b>43,4</b>	<b>33,0</b>	<b>40,8</b>	<b>44,1</b>	<b>56,1</b>	<b>58,0</b>	<b>140,3</b>	<b>135,1</b>

1 Die Kundengruppendefinitionen von E.ON und innogy wurden vereinheitlicht. Die Vorjahreswerte wurden entsprechend angepasst. Der Gasabsatz von innogy ist hier nicht enthalten.  
2 ohne E.ON Business Solutions

### **Strom- und Gasabsatz**

Im Geschäftsjahr 2019 ist der Stromabsatz um 0,5 Mrd kWh und der Gasabsatz um 5,2 Mrd kWh gestiegen.

Der Stromabsatz in Deutschland lag mit 41,0 Mrd kWh um 8 Prozent über dem Niveau des Vorjahres. Während der Absatz an Privat- und kleinere Geschäftskunden auf Vorjahresniveau lag, erhöhten sich die an Industrie- und Geschäftskunden abgesetzten Mengen aufgrund erfolgreicher Kundenakquise deutlich. Der Stromabsatz im Großhandelsmarkt ging aufgrund geringerer Absatzmengen für die bereits kontrahierte Belieferung bestimmter Großkunden von Uniper im Vergleich zum Jahr 2018 zurück. Der Gasabsatz lag mit 43,4 Mrd kWh um 32 Prozent deutlich über dem Vorjahresniveau. Dies ist unter anderem auf die Akquise neuer Kunden in den Bereichen Privat- und kleinere Geschäftskunden sowie Industrie- und Geschäftskunden zurückzuführen. Im Großhandelsmarkt führte die Optimierung des Beschaffungsportfolios zu einem deutlichen Anstieg der Absatzmengen.

In Großbritannien nahm der Stromabsatz um 3,9 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 sank um 3,3 Mrd kWh. Der Absatz an Privat- und kleinere Geschäftskunden nahm im Wesentlichen witterungsbedingt ab. Die Absatzsteigerung bei Industrie- und Geschäftskunden infolge einer geringen Erhöhung des Gasportfolios wirkte teilweise kompensierend.

Der Stromabsatz in den sonstigen Regionen (Schweden, Ungarn, Tschechien, Rumänien und Italien) lag insgesamt und auch in den einzelnen Kundengruppen sowie im Großhandelsmarkt auf dem Niveau des Vorjahres. Bei Industrie- und Geschäftskunden führte vor allem eine erhöhte Nachfrage in Tschechien und Italien zu einem Absatzanstieg. Dies wurde durch Kundenverluste in

Schweden teilweise kompensiert. Die Optimierung des Beschaffungsportfolios führte in Tschechien zu einem deutlichen Anstieg der Absatzmengen im Großhandelsmarkt. Dies wurde unter anderem durch einen Rückgang in Schweden ausgeglichen. Der Gasabsatz lag in den sonstigen Regionen insgesamt und auch in den einzelnen Kundengruppen auf dem Niveau des Vorjahres. Bei Industrie- und Geschäftskunden konnte der Absatzrückgang infolge des Verkaufs einer Beteiligung im zweiten Quartal 2019 in Schweden und von Kundenverlusten in Rumänien teilweise durch eine erfolgreiche Kundenakquise in Ungarn kompensiert werden. Im Großhandelsmarkt ist der Rückgang des Gasabsatzes unter anderem auf im Vorjahresvergleich geringere Nachfrage Spitzen in Rumänien zurückzuführen.

### **Entwicklung der Kundenzahlen**

Die Kundenzahl lag mit rund 20,9 Millionen unter dem Vorjahresniveau von 21,0 Millionen. In Großbritannien nahm sie von 6,6 auf 6,1 Millionen ab. Die Kundenverluste entfallen sowohl auf Strom- als auch auf Gaskunden. In Deutschland legte die Kundenzahl von 6,0 Millionen im Jahr 2018 auf rund 6,2 Millionen zu, wovon 5,2 Millionen auf den Strom- und 0,9 Millionen auf den Gasbereich entfallen (2018: 5,1 Millionen Stromkunden, 0,9 Millionen Gaskunden). In den sonstigen Regionen betrug die Gesamtkundenzahl 8,6 Millionen (Vorjahr: 8,5 Millionen).

Für die Kundenzahlen im Segment innogy vergleiche Seite 54.

### **Umsatz und bereinigtes EBIT**

Der Umsatz im Geschäftsfeld Kundenlösungen lag 2019 um 1.292 Mio € über dem Vorjahreswert. Das bereinigte EBIT verringerte sich um 100 Mio €.

In Deutschland ist der Umsatzanstieg vor allem auf die höheren Absatzmengen im Strom- und Gasgeschäft zurückzuführen. Das bereinigte EBIT lag für das Gesamtjahr 2019, wie unterjährig angekündigt, auf dem Vorjahresniveau.

## Kundenlösungen

in Mio €	Deutschland Vertrieb		Großbritannien		Sonstige		Summe	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
<b>4. Quartal</b>								
Umsatz	2.038	1.888	2.307	2.286	2.246	2.112	6.591	6.286
Bereinigtes EBITDA	78	45	-3	26	124	63	199	134
Bereinigtes EBIT	69	36	-40	-1	60	18	89	53
<b>1.–4. Quartal</b>								
Umsatz	7.313	6.798	7.683	7.633	8.283	7.556	23.279	21.987
Bereinigtes EBITDA	198	193	133	237	353	294	684	724
Bereinigtes EBIT	159	160	11	142	143	111	313	413

In Großbritannien lag der Umsatz auf Vorjahresniveau. Das bereinigte EBIT sank vor allem wegen der eingeführten regulatorischen Preisobergrenzen und der gesunkenen Kundenzahlen deutlich.

Im Bereich Sonstige stieg der Umsatz um 727 Mio €. Gründe waren vor allem höhere Verkaufspreise und gestiegene Absatzmengen in Italien, Tschechien und Ungarn. Das bereinigte EBIT lag deutlich über dem Vorjahresniveau. Dies ist unter anderem auf eine verbesserte Gasmarge in Rumänien und höhere Absatzmengen in Italien zurückzuführen.

## innogy

Das Geschäftsfeld innogy umfasst insbesondere das Netz- und Vertriebsgeschäft sowie die Holdingfunktionen und internen Dienstleister der im September 2019 übernommenen innogy-Gruppe. Die legal noch von innogy auf RWE zu übertragenden Geschäfte sind hier nicht enthalten (vergleiche Seite 14).

Das Netzgeschäft beinhaltet die Verteilung von Strom und Gas in Deutschland, das Gasverteilnetzgeschäft in Kroatien sowie das Stromverteilnetzgeschäft in Polen und Ungarn. Das deutsche Strom- und Gasverteilnetzgeschäft umfasst auch die Aktivitäten der vollkonsolidierten Regionalversorger (unter anderem Netzbetrieb, Stromerzeugung und Wassergeschäft) – jedoch nicht deren separat berichtetes Vertriebsgeschäft – und Minderheitsbeteiligungen (zum Beispiel an deutschen Stadtwerken) sowie die Aktivitäten rund um den Breitbandausbau.

Das Vertriebsgeschäft umfasst den Energievertrieb, der neben dem Verkauf von Strom und Gas die Bereitstellung von innovativen, bedarfsgerechten Energielösungen beinhaltet. Die innogy-Gruppe ist dabei insbesondere in den Märkten Deutschland, Großbritannien, Niederlande, Belgien und Osteuropa vertreten. Insgesamt werden von innogy 14,4 Millionen Kunden mit Strom und 4,7 Millionen Kunden mit Gas versorgt.

## Umsatz und bereinigtes EBIT

Der Umsatz im Geschäftsfeld innogy betrug vom 18. September bis zum 31. Dezember 2019 10.444 Mio € und resultierte vor allem aus dem Vertrieb von Strom und Gas und dem Strom- und Gasverteilnetzgeschäft.

Das bereinigte EBIT im Geschäftsfeld innogy belief sich vom 18. September bis zum 31. Dezember 2019 auf 421 Mio €. Dieser Ergebnisbeitrag ist insbesondere auf das Netzgeschäft, vor allem in Deutschland, zurückzuführen.

## innogy

in Mio €	2019
<b>4. Quartal</b>	
Umsatz	9.528
Bereinigtes EBITDA	711
Bereinigtes EBIT	417
<b>1.–4. Quartal</b>	
Umsatz	10.444
Bereinigtes EBITDA	756
Bereinigtes EBIT	421



## Erneuerbare Energien

Das Geschäftsfeld Erneuerbare Energien war sehr stark durch die Übertragung seiner wesentlichen Geschäfte zum 18. September 2019 im Rahmen der Transaktion mit RWE geprägt.

Zum 31. Dezember 2019 gab es keine wesentliche vollkonsolidierte beziehungsweise rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung mehr für das Geschäftsfeld zu berichten. Zum Jahresende 2018 lag die vollkonsolidierte Kraftwerksleistung bei 5.334 MW und die rechtlich zurechenbare bei 5.742 MW.

Im Geschäftsfeld Erneuerbare Energien entfielen die wesentlichen Stromerzeugungs- und -absatzmengen auf die zum 18. September 2019 übertragenen Geschäfte. Vom 1. Januar bis zum Übertragungszeitpunkt lag der Stromabsatz bei 13,2 Mrd kWh (2018: 17,7 Mrd kWh). In eigenen Anlagen wurde 10,9 Mrd kWh Strom erzeugt (2018: 14,7 Mrd kWh). Der Strombezug lag im Berichtszeitraum 2019 bei 2,3 Mrd kWh (2018: 3,0 Mrd kWh).

### Umsatz und bereinigtes EBIT

Der Umsatz im Geschäftsfeld Erneuerbare Energien sank im Jahr 2019 um 158 Mio € gegenüber dem Vorjahresniveau. Das bereinigte EBIT nahm um 174 Mio € ab.

### Erneuerbare Energien

in Mio €	2019	2018
<b>4. Quartal</b>		
Umsatz	294	541
Bereinigtes EBITDA	22	327
Bereinigtes EBIT	19	238
<b>1.–4. Quartal</b>		
Umsatz	1.596	1.754
Bereinigtes EBITDA	628	861
Bereinigtes EBIT	347	521

Der Umsatz und das bereinigte EBIT sanken aufgrund des Wegfalls der im Rahmen der Transaktion mit RWE zum 18. September 2019 übertragenen Geschäfte dieses Segments.

## Nicht-Kerngeschäft

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

### Vollkonsolidierte und rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung

Im Rahmen der innogy-Übernahme wurden die von E.ON gehaltenen Anteile an den Kernkraftwerken Gundremmingen und Emsland an RWE übertragen (vergleiche Textziffer 4 im Anhang für weitere Informationen). Die vollkonsolidierte Kraftwerksleistung und die rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung von PreussenElektra sanken daher zum 31. Dezember 2019 auf 3.828 MW (Vorjahr: 4.150 MW) beziehungsweise 3.319 MW (Vorjahr: 3.808 MW).

### Stromerzeugung und -absatz

Die Strombeschaffung (Eigenerzeugung und Bezug) lag mit 32,5 Mrd kWh deutlich unter dem Vorjahresniveau. Dies ist vor allem auf den Abgang der Kernkraftwerke Gundremmingen und Emsland sowie auf die Beendigung von Lieferverträgen zurückzuführen. Darüber hinaus war ein geringerer Zukauf von Strommengen zur Deckung von Lieferverpflichtungen notwendig.

### Stromerzeugung

in Mrd kWh	PreussenElektra	
	2019	2018
<b>4. Quartal</b>		
Eigenerzeugung	7,7	8,5
Bezug	0,2	2,1
<i>Gemeinschaftskraftwerke</i>	-	0,4
<i>Fremde</i>	0,2	1,7
<b>Summe</b>	<b>7,9</b>	<b>10,6</b>
Betriebsverbrauch, Netzverlust etc.	-	-
<b>Stromabsatz</b>	<b>7,9</b>	<b>10,6</b>
<b>1.–4. Quartal</b>		
Eigenerzeugung	30,1	31,2
Bezug	2,5	8,1
<i>Gemeinschaftskraftwerke</i>	0,9	1,4
<i>Fremde</i>	1,6	6,7
<b>Summe</b>	<b>32,6</b>	<b>39,3</b>
Betriebsverbrauch, Netzverlust etc.	-0,1	-0,1
<b>Stromabsatz</b>	<b>32,5</b>	<b>39,2</b>

**Umsatz und bereinigtes EBIT**

Die Umsatzerlöse im Bereich PreussenElektra haben sich gegenüber dem Vorjahr um 196 Mio € verringert. Dies resultierte im Wesentlichen aus der Beendigung von Lieferverträgen und der bereits beschriebenen Übertragung von Minderheitsbeteiligungen an Kernkraftwerken an RWE.

Das bereinigte EBIT 2019 lag mit 366 Mio € leicht unter dem Vorjahreswert von 382 Mio €. Im Bereich PreussenElektra führten höhere Abschreibungen und die Übertragung der

Minderheitsbeteiligungen an Kernkraftwerken zu einer Reduzierung des bereinigten EBIT, die durch höhere Vermarktpreise nicht kompensiert werden konnte.

Dagegen verbesserte sich das bereinigte EBIT im Bereich Erzeugung Türkei, da insbesondere die Stromerzeugung in den dort betriebenen Wasserkraftwerken gegenüber dem Vorjahr deutlich gesteigert wurde.

**Nicht-Kerngeschäft**

in Mio €	PreussenElektra		Erzeugung Türkei		Summe	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
<b>4. Quartal</b>						
Umsatz	307	411	–	–	307	411
Bereinigtes EBITDA	120	120	4	23	124	143
Bereinigtes EBIT	36	45	4	23	40	68
<b>1.–4. Quartal</b>						
Umsatz	1.174	1.370	–	–	1.174	1.370
Bereinigtes EBITDA	543	556	74	-17	617	539
Bereinigtes EBIT	292	399	74	-17	366	382

## 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, innogy, 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, in Cluj, Rumänien, oder in Krakau,

Polen, 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. Weitere Details zum internen Kontrollsystem der innogy-Gruppe, das bisher nicht an das E.ON IKS angepasst wurde, können den Seiten 58 bis 59 entnommen werden.

### 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.

## **Internes Kontrollsystem von innogy**

Das Regelwerk zur Ausgestaltung und Überwachung des IKS bei der innogy SE gilt unverändert und wurde bis dato nicht an das E.ON-IKS angepasst. Der Vorstandsvorsitzende und der Finanzvorstand der innogy SE haben in einer formalen schriftlichen Bestätigung (Freizeichnung) zum Konzernabschluss 2019 ihre Verantwortung für sowie die Effektivität des IKS der innogy-Gruppe bestätigt.

## Bericht zum rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystem der innogy SE

In der Finanzberichterstattung besteht das Risiko, dass die Jahres-, Konzern- und Zwischenabschlüsse Falschdarstellungen enthalten, die einen wesentlichen Einfluss auf die Entscheidungen der Adressaten haben könnten. Unser rechnungslegungsbezogenes IKS zielt darauf ab, mögliche Fehlerquellen zu erkennen und die daraus resultierenden Risiken zu begrenzen. Dadurch können wir mit hinreichender Sicherheit gewährleisten, dass ein den gesetzlichen Vorschriften entsprechender Jahres- und Konzernabschluss erstellt wird.

Fundament des IKS sind die im innogy-Verhaltenskodex formulierten Grundsätze – allen voran der Anspruch, vollständig, sachlich, korrekt, verständlich und zeitnah zu informieren – und die konzernweit geltenden Richtlinien des Unternehmens. Darauf aufbauend sollen IKS-Qualitätsstandards für die rechnungslegungsbezogenen IT-Systeme dafür sorgen, dass Daten zuverlässig erhoben und verarbeitet werden.

Die Organisation unseres Rechnungswesens hat sich im Vergleich zum Vorjahr nicht verändert. Die fachliche Führung der Rechnungsweseneinheiten der innogy-Gruppe und des Dienstleistungszentrums (Shared Service Center) in Krakau, in dem die transaktionsbezogenen Rechnungswesenaktivitäten gebündelt sind, obliegt dem Bereich Accounting & Reporting der innogy SE; dieser Bereich verantwortet auch die Aufstellung des innogy-Konzernabschlusses.

Für die Ausgestaltung und Überwachung des IKS in der innogy-Gruppe ist eine eigene Abteilung innerhalb des Bereichs Accounting & Reporting zuständig. Unterstützt wird sie bei der Umsetzung des IKS durch das IKS-Komitee. Das Komitee wirkt darauf hin, dass das IKS im gesamten Konzern nach einheitlichen Grundsätzen umgesetzt wird und dabei hohen Ansprüchen an Korrektheit und Transparenz genügt. Es setzt sich aus Verantwortlichen der Bereiche Accounting & Reporting, Tax, Controlling & Risk sowie Finance & Credit Risk, Personal, Einkauf, IT, Abrechnung Netz und Vertrieb und Corporate Responsibility zusammen. Das Regelwerk zur Ausgestaltung und Überwachung des IKS gilt unverändert.

Um die Wirksamkeit des IKS zu überprüfen, gehen wir folgendermaßen vor: In einem ersten Schritt untersuchen wir für den Bereich Rechnungswesen, ob die Risikosituation angemessen abgebildet wird und ob es für die identifizierten Risiken sachgerechte Kontrollen gibt. In einem zweiten Schritt wird die Wirksamkeit der Kontrollen überprüft. Mit dieser Aufgabe sind Mitarbeiter aus dem Rechnungswesen und der internen Revision sowie externe Wirtschaftsprüfungsgesellschaften betraut; die Abarbeitung wird dabei systemseitig unterstützt. Für die Funktionen Finanzen, Personal, Einkauf, IT, Steuern, Abrechnung Vertrieb und im Jahr 2019 erstmals Abrechnung Netz untersuchten die jeweils Verantwortlichen, ob den vereinbarten IKS-Qualitätsstandards entsprochen wurde. Über die Ergebnisse

der Prüfungen wird dem Vorstand berichtet. Der CEO und der CFO der innogy SE bestätigen formal ihre Verantwortung für die Effektivität des IKS in der innogy-Gruppe.

Im Rahmen der externen Berichterstattung haben die Mitglieder des Vorstands der innogy SE die Versicherung der gesetzlichen Vertreter unterzeichnet. Sie bestätigten damit, dass die vorgeschriebenen Rechnungslegungsstandards eingehalten wurden und dass die Zahlen ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage vermitteln. Der Prüfungsausschuss des Aufsichtsrats befasste sich in seinen Sitzungen regelmäßig mit der Wirksamkeit des IKS. Ende Februar 2020 legte der Vorstand dem Prüfungsausschuss der innogy SE einen Bericht über die Angemessenheit der Ausgestaltung und die Wirksamkeit des IKS vor.

Bei den Beurteilungen und Prüfungen, die 2019 stattfanden, hat sich das IKS in den Funktionen Rechnungswesen, Finanzen, Personal, Einkauf, Steuern sowie Abrechnung Netz und Vertrieb als wirksam erwiesen. Allerdings können wir damit das Risiko gravierender Falschdarstellungen in der Rechnungslegung nur verringern, ganz eliminieren lässt es sich nicht.

Im vergangenen Jahr wurde das IKS weiterentwickelt. Schwerpunkte waren dabei das Rechnungswesen und die IT im Zusammenhang mit der Einführung des neuen IT-Systems SAP HANA.

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

### Zusammensetzung des gezeichneten Kapitals

Das Grundkapital beträgt 2.641.318.800,00 € und ist eingeteilt in 2.641.318.800 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 2019 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 ihren 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 und am 18. September 2019 vom Vorstand konkretisierten 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. Der Präsidialausschuss hat der Kapitalerhöhung am 18. September 2019 zugestimmt. Die Kapitalerhöhung wurde mit ihrer Eintragung im Handelsregister am 19. September 2019 wirksam. 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 zugrunde liegenden 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**

Der Gesellschaft sind folgende direkte oder indirekte Beteiligungen am Kapital der Gesellschaft, die 10 Prozent der Stimmrechte überschreiten, mitgeteilt worden:

- Per Mitteilung vom 2. Oktober 2019 durch die RWE Aktiengesellschaft 15 Prozent Gesamtstimmrechtsanteile
- Per Mitteilung vom 4. Oktober 2019 durch The Capital Group Companies, Inc. 10,16 Prozent Gesamtstimmrechtsanteile

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.

## Corporate-Governance-Bericht

### Erklärung 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 jährlichen Erklärung im Dezember 2018 uneingeschränkt entsprochen wurde mit Ausnahme folgender zweier Abweichungen, die im Oktober 2019 in der Ergänzung zur Entsprechenserklärung genannt wurden:

#### Ziffer 7.1.2 Satz 3:

*Der Konzernabschluss und der Konzernlagebericht sollen binnen 90 Tagen nach Geschäftsjahresende, die verpflichtenden unterjährigen Finanzinformationen sollen binnen 45 Tagen nach Ende des Berichtszeitraums öffentlich zugänglich sein.*

Die Quartalsmitteilung zum dritten Quartal 2019 (Stichtag 30. September 2019) wurde erst am 29. November 2019 veröffentlicht und damit nicht binnen der empfohlenen Frist von 45 Tagen nach Ende des Berichtszeitraums. Grund dafür war, dass aufgrund des Vollzugs der Übernahme der innogy SE zahlreiche Maßnahmen im Rahmen der Erstkonsolidierung durchzuführen waren. Die dafür erforderlichen Arbeiten konnten trotz Vorbereitungen nicht binnen der empfohlenen Frist von 45 Tagen nach Ende des Berichtszeitraums durchgeführt werden. Die einmalige Abweichung von der Empfehlung war erforderlich, um eine ordnungsgemäße Finanzberichterstattung für das dritte Quartal 2019 sicherzustellen.

#### Ziffer 4.2.3 Abs. 2 Satz 8:

*Eine nachträgliche Änderung der Erfolgsziele oder der Vergleichsparameter soll ausgeschlossen sein.*

Die Gesamtvergütung der Mitglieder des Vorstands umfasst auch variable Bestandteile, deren Höhe sich nach dem Erreichen bestimmter Zielkennzahlen richtet. Die im Dezember 2018 für das Geschäftsjahr 2019 (kurzfristige variable Vergütung) beziehungsweise im Jahr 2016 für einen das Geschäftsjahr 2019

umfassenden Zeitraum (langfristige variable Vergütung) festgelegten Zielkennzahlen knüpften jeweils maßgeblich an Konzernkennzahlen an, die durch den Vollzug der Übernahme der innogy SE und deren Eintreten in den Konsolidierungskreis der E.ON SE jeweils erheblich beeinflusst wurden. Um sicherzustellen, dass sowohl die kurzfristige als auch die langfristige variable Vergütung des Vorstands weiterhin an sachgerechten anspruchsvollen Vergleichsparametern ausgerichtet ist, wurden die relevanten Kennzahlen nachträglich angepasst.

Essen, den 18. Dezember 2019

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](http://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 mit Ausnahme der zwei oben genannten Abweichungen 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 Quartals-  
ergebnisse 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](http://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 2019 haben wir im Internet unter [www.eon.com](http://www.eon.com) veröffentlicht.

#### **Compliance**

Compliance, das heißt rechtmäßiges und regelkonformes Verhalten, bestimmt 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](http://www.eon.com) veröffentlicht.

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

##### **Der Vorstand**

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

Im Jahr 2019 bestand der Vorstand 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. Herr Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum, ist zugleich Vorstandmitglied der innogy SE. Nach seiner Bestellung zum Vorstandmitglied der innogy SE am 10. Oktober 2019, hat Herr Dr.-Ing. Birnbaum im Vorstand der E.ON SE nicht mehr an Beschlussfassungen oder sonstigen Geschäftsführungsmaßnahmen teilgenommen, bei denen ein potenzieller Interessenkonflikt zwischen der E.ON SE und der innogy SE bestand. Wesentliche

Geschäfte zwischen dem Unternehmen einerseits und den Vorstandsmitgliedern sowie ihnen nahestehenden Personen oder ihnen persönlich nahestehenden Unternehmungen andererseits bedürfen der Zustimmung des Präsidialausschusses des Aufsichtsrats. Entsprechende Verträge bestanden im Berichtszeitraum nicht.

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

Um sicherzustellen, dass nach dem Erwerb der Mehrheit der Anteile an der innogy SE die innogy-Mitarbeiter bereits kurzfristig im Aufsichtsrat der E.ON SE als Konzernobergesellschaft repräsentiert sind, wurde auf der Hauptversammlung 2019 beschlossen, den Aufsichtsrat zeitlich befristet auf 20 Mitglieder zu erweitern, aufschiebend bedingt auf den inzwischen erfolgten Vollzug des Erwerbs der Mehrheit der Anteile an der innogy SE. Ab Beendigung der ordentlichen Hauptversammlung 2023 ist die Größe des Aufsichtsrats auf zwölf Mitglieder reduziert. 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 zehn 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.

Für Mitglieder des Aufsichtsrats gilt eine Altersobergrenze von 75 Jahren.

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.

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

Teilnehmer	Aufsichtsrat	Präsidialausschuss	Prüfungs- und Risikoausschuss	Innovations- und Nachhaltigkeits- ausschuss <sup>1</sup>	Nominierungs- ausschuss
Kley, Dr. Karl-Ludwig	5/6	8/8	–	–	0/0
Clementi, Erich	6/6	8/8	–	1/1 (Gast)	0/0
Dybeck Happe, Carolina	6/6	–	4/4	–	–
Fröhlich, Klaus	6/6	–	–	5/5	–
Grillo, Ulrich <sup>3</sup>	2/2	1/1 <sup>5</sup>	–	–	–
Schmitz, Andreas	6/6	6/6 <sup>4,6</sup>	4/4	–	–
Schmitz, Dr. Rolf Martin <sup>3</sup>	2/2	–	–	–	–
Segundo, Dr. Karen de	5/6	–	–	5/5	0/0
Wilkens, Deborah <sup>3</sup>	2/2	–	1/1 <sup>5</sup>	–	–
Woste, Ewald	6/6	–	–	5/5	–
Scheidt, Andreas	6/6	8/8	–	–	–
Broutta, Clive	6/6	–	–	5/5	–
Krebber, Monika <sup>2</sup>	2/2	–	–	–	–
Luha, Eugen-Gheorghe	6/6	–	–	5/5	–
May, Stefan <sup>2</sup>	2/2	–	–	1/1 <sup>5,7</sup>	–
Pinczésné Márton, Szilvia	6/6	–	–	–	–
Pöhls, René <sup>2</sup>	2/2	–	1/1 <sup>5</sup>	–	–
Schulz, Fred	6/6	8/8	4/4	–	–
Wallbaum, Elisabeth	6/6	–	4/4	–	–
Zettl, Albert	6/6	7/7 <sup>4</sup>	–	3/4 <sup>6,7</sup>	–

1 bis 2. Oktober 2019: Investitions- und Innovationsausschuss

2 Mitglied ab 24. September 2019

3 Mitglied ab 1. Oktober 2019

4 Ausschussmitglied ab 12. März 2019

5 Ausschussmitglied ab 2. Oktober 2019

6 Ausschussmitglied bis 2. Oktober 2019

7 zusätzlich eine Teilnahme als Gast

Der Aufsichtsrat hat sich eine Geschäftsordnung gegeben, die auf der Internetseite der Gesellschaft zugänglich ist. In jedem Geschäftsjahr finden mindestens vier ordentliche Aufsichtsrats-sitzungen statt. Daneben kann im Bedarfsfall und auf Grundlage der Geschäftsordnung des Aufsichtsrats jederzeit auf Antrag eines Mitglieds oder des Vorstands eine Sitzung des Aufsichtsrats oder seiner Ausschüsse einberufen werden. Die Vertreter der Anteilseigner und der Arbeitnehmer können die Sitzungen des Aufsichtsrats jeweils gesondert vorbereiten. Bei Abstimmungen im Aufsichtsrat gibt bei Stimmgleichheit 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).

Im Hinblick auf Ziffer 5.4.1 des Deutschen Corporate Governance Kodex (Fassung vom 7. Februar 2017) 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 20 Aufsichtsratsmitgliedern erreicht, wenn 14 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 konzernexternen 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 sowie Nachhaltigkeit, konkret in den Dimensionen Umweltschutz, Sozialbelange und Governance (ESG), 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 gehören mit Herrn Klaus Fröhlich, der Mitglied des Vorstands der Bayerische Motoren Werke Aktiengesellschaft ist, sowie Herrn Rolf Martin Schmitz, der Vorsitzender des Vorstands der RWE Aktiengesellschaft ist, lediglich zwei Vorstandsmitglieder börsennotierter Unternehmen 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 44 bis 73 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.

Um sicherzustellen, dass nach dem Erwerb der Mehrheit der Anteile an der innogy SE die innogy-Mitarbeiter bereits kurzfristig im Aufsichtsrat der E.ON SE als Konzernobergesellschaft repräsentiert sind, wurde auf der Hauptversammlung 2019 beschlossen, den Aufsichtsrat zeitlich befristet auf 20 Mitglieder zu erweitern, aufschiebend bedingt auf den inzwischen erfolgten Vollzug des Erwerbs der Mehrheit der Anteile an der innogy SE. Ab Beendigung der ordentlichen Hauptversammlung 2023 ist die Größe des Aufsichtsrats auf zwölf Mitglieder reduziert. 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 sechs Mitgliedern, dem Aufsichtsratsvorsitzenden, dessen beiden Stellvertretern, einem weiteren auf Vorschlag der Anteilseignervertreter gewählten Mitglied sowie zwei auf Vorschlag der Arbeitnehmervertreter gewählten Mitgliedern. 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 Präsidialausschuss berät ferner den Vorstand in allen Fragen der Konzernfinanzierung und der Investitionsplanung. Er entscheidet anstelle des Aufsichtsrats über die Zustimmung zum Erwerb und zur Veräußerung von Unternehmen, Unternehmensbeteiligungen und Unternehmensteilen, deren Wert

300 Mio €, nicht aber 600 Mio € übersteigt. Zudem hat der Vorstand dem Präsidialausschuss Investitionen vorzulegen, sofern bei einer Sachanlageinvestition von mehr als 300 Mio € nach Überzeugung des Vorstands die genehmigte Investitionssumme um mehr als 10 Prozent überschritten wird oder wenn er erkennt, dass die Wirtschaftlichkeit im Sinne des Erreichens der Kapitalkosten nicht mehr gegeben ist. Der Präsidialausschuss entscheidet außerdem 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 Prüfungs- und Risikoausschuss besteht aus sechs Mitgliedern. Nach Ansicht des Aufsichtsrats sind die Mitglieder des Prüfungs- und Risikoausschusses 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 (Fassung vom 7. Februar 2017) 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 wurde 2019 umbenannt in Innovations- und Nachhaltigkeitsausschuss. Er setzt sich aus sechs Mitgliedern zusammen. Er berät den Vorstand im Hinblick auf Innovationsthemen und Wachstumschancen. Der Fokus liegt hierbei auf Themen, die in absehbarer Zeit zu deutlichem Profit- und Umsatzwachstum beitragen können. Solche Chancen können von neuen Geschäftsmodellen, Märkten, Produkten und Dienstleistungen bis hin zu innovativen Lösungen reichen, die die Kundenerfahrung, den Arbeitsalltag der Mitarbeiter oder die Prozesse spürbar verbessern. Der Innovations- und Nachhaltigkeitsausschuss berät den Vorstand bei der digitalen Transformation von E.ON mit dem Ziel, ein stärker automatisiertes, schlankeres und datengetriebenes Unternehmen zu werden. Der Ausschuss beschäftigt sich auch mit Themen von E.ONs HR-Agenda, die bei den Mitarbeitern eine Wachstums- und Innovationsmentalität fördern, wie etwa Engagement,

Kompetenzen, Arbeitsweisen der Zukunft sowie kultureller Wandel. Darüber hinaus berät der Ausschuss den Aufsichtsrat und den Vorstand bei Umwelt-, Nachhaltigkeits-, Sozial- und Governance-Themen (ESG).

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

Alle Ausschüsse tagen turnusgemäß sowie darüber hinaus bei konkreten Anlässen entsprechend ihrer jeweiligen Zuständigkeit nach der Geschäftsordnung. Angaben zur Tätigkeit des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse im abgelaufenen Geschäftsjahr befinden sich im Bericht des Aufsichtsrats auf den Seiten 4 bis 6. Die Zusammensetzung des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse befindet sich im Geschäftsbericht auf den Seiten 240 und 241.

#### **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](http://www.eon.com) veröffentlicht wird, über wesentliche Termine informiert.

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

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

In der Hauptversammlung am 14. Mai 2019 wurde die PricewaterhouseCoopers GmbH, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Düsseldorf, zum Abschlussprüfer und Konzernabschlussprüfer der E.ON SE für das Geschäftsjahr 2019 und für eine prüferische Durchsicht von verkürzten Abschlüssen und Zwischenlageberichten für das Geschäftsjahr 2019 sowie das erste Quartal 2020 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).

Mit der Abschlussprüfungsverordnung wurde eine Pflicht zur regelmäßigen externen Rotation des Abschlussprüfers beziehungsweise Konzernabschlussprüfers eingeführt. Eine solche externe Rotation ist für das Geschäftsjahr 2021 beabsichtigt. Nach Abschluss des gesetzlich vorgeschriebenen mehrstufigen Prüfungsverfahrens sowie auf Grundlage einer Empfehlung des Prüfungs- und Risikoausschusses beabsichtigt der Aufsichtsrat, der Hauptversammlung im Jahr 2020 zu empfehlen, die PricewaterhouseCoopers GmbH, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Düsseldorf, zum Abschlussprüfer und Konzernabschlussprüfer für das Geschäftsjahr 2020 sowie zum Abschlussprüfer für eine prüferische Durchsicht von verkürzten Abschlüssen und Zwischenlageberichten des Geschäftsjahres 2020 und die KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft zum Abschlussprüfer für eine prüferische Durchsicht des verkürzten Abschlusses und Zwischenlageberichts für das erste Quartal des Geschäftsjahres 2021 zu bestellen und der Hauptversammlung im Jahr 2021 die Wahl der KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft zum Abschlussprüfer und Konzernabschlussprüfer und zum Prüfer für die prüferische Durchsicht von verkürzten Abschlüssen und Zwischenlageberichten für das Geschäftsjahr 2021 und für das erste Quartal des Geschäftsjahres 2022 zu empfehlen.

#### **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 2019 betrug der Frauenanteil der ersten Führungsebene unterhalb des Vorstands rund 31 Prozent und in der zweiten Führungsebene unterhalb des Vorstands rund 23 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 Besteldauer 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 2019 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 Rechnungslegungsstandards 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 Aktienhalterverpflichtungen 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.

Im Zuge der anstehenden regulatorischen Änderungen, die sich aus dem Gesetz zur Umsetzung der zweiten Aktionärsrichtlinie (ARUG II) sowie der Neufassung des DCGK zu Beginn des Kalenderjahres 2020 ergeben, beabsichtigt der Aufsichtsrat, im Laufe des nächsten Geschäftsjahres das aktuelle Vorstandsvergütungssystem zu überprüfen, daraus resultierende Anpassungen vorzunehmen und ein gegebenenfalls überarbeitetes Vorstandsvergütungssystem im Geschäftsjahr 2021 auf der Hauptversammlung zur Abstimmung vorzulegen.

Mit Wirkung zum 11. Oktober 2019 bis zum Ablauf des 30. September 2022 wurde Herr Dr.-Ing. Birnbaum zum Vorsitzenden des Vorstands der innogy SE bestellt. Herr Dr.-Ing. Birnbaum bleibt als Integrationsvorstand auch weiterhin Mitglied des Vorstands der E.ON SE und hat damit ein Doppelmandat gemäß § 88 Abs. 1 Satz 2 AktG inne (für Details siehe die Seiten 80 und 81). Die aufgrund des Doppelmandats geltenden Vergütungsregelungen für Herrn Dr.-Ing. Birnbaum werden im Abschnitt „Die Gesamtbezüge im Geschäftsjahr 2019“ auf Seite 80 im Detail erläutert.

In der folgenden Übersicht sind die Bestandteile der Vorstandsvergütung sowie deren Bemessungsgrundlage und Parameter zusammengefasst.



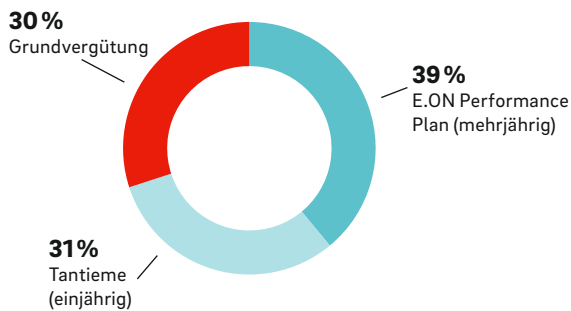
## Gesamtübersicht Vergütungsbestandteile<sup>1</sup>

Vergütungsbestandteil	Bemessungsgrundlage/Parameter
<b>Erfolgsunabhängige Vergütung</b>	
Grundvergütung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vorsitzender des Vorstands: 1.240.000 €</li> <li>Mitglieder des Vorstands: 700.000 – 800.000 €</li> </ul>
Nebenleistungen	Dienstfahrzeug mit Fahrer, Telekommunikationsmittel, Versicherungsprämien, Gesundheitsuntersuchung
<b>Erfolgsabhängige Vergütung</b>	
Jährliche Tantieme	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zieltantieme bei einer Zielerreichung von 100 Prozent: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Zielwert für den Vorsitzenden: 1.417.500 €</li> <li>– Zielwert für Mitglieder des Vorstands: 675.000 – 825.000 €</li> </ul> </li> <li>Obergrenze: 200 Prozent der Zieltantieme (Cap)</li> <li>Höhe abhängig von <ul style="list-style-type: none"> <li>– Unternehmens-Performance: Ist-EPS versus Budget</li> <li>– Individueller Performance-Faktor: Gesamtleistung und individuelle Leistung (Bonus/Malus)</li> </ul> </li> <li>Jährliche Zieltantieme entspricht 45 Prozent der erfolgsabhängigen Vergütung</li> </ul>
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"> <li>Zuteilung virtueller E.ON-Aktien mit vierjähriger Laufzeit: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Zielwert für Vorsitzenden des Vorstands: 1.260.000 € (ohne LTI-Komponente aus jährlicher Tantieme)</li> <li>– Zielwert für Mitglieder des Vorstands: 600.000 – 733.333 € (ohne LTI-Komponente aus jährlicher Tantieme)</li> </ul> </li> <li>Obergrenze: 200 Prozent des Zielwerts (Cap)</li> <li>Anzahl der virtuellen Aktien: 1/3 aus der jährlichen Tantieme (LTI-Komponente) + Basis-Matching (1:1) + Performance-Matching (1:0 bis 1:2), abhängig vom ROCE während der Laufzeit</li> <li>Wertentwicklung abhängig vom 60-Tages Durchschnittskurs der E.ON-Aktie am Laufzeitende und Dividendenzahlungen während vierjähriger Laufzeit</li> </ul>
Langfristige variable Vergütung – E.ON Performance Plan (Gewährung ab 2017)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zuteilung virtueller E.ON-Aktien mit vierjähriger Laufzeit: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Zielwert für den Vorsitzenden: 1.732.500 €</li> <li>– Zielwert für Mitglieder des Vorstands: 825.000 – 1.008.333 €</li> </ul> </li> <li>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.</li> <li>Zuteilungsobergrenze, das heißt maximale Anzahl an virtuellen Aktien: 150 Prozent</li> <li>Wertentwicklung abhängig vom 60-Tages Durchschnittskurs der E.ON-Aktie am Laufzeitende und Dividendenzahlungen während vierjähriger Laufzeit</li> <li>Obergrenze: 200 Prozent des Zielwerts (Cap)</li> <li>Der jährliche Zielzuteilungswert entspricht 55 Prozent der erfolgsabhängigen Vergütung</li> </ul>
<b>Versorgungszusagen</b>	
Endgehaltsabhängige Zusagen <sup>2</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ruhegeld in Höhe von 75 Prozent der Grundvergütung ab dem 60. Lebensjahr als lebenslange Rente</li> <li>Witwengeld in Höhe von 60 Prozent und Waisengeld in Höhe von je 15 Prozent des jeweiligen Ruhegeldanspruchs</li> </ul>
Beitragsorientierte Zusagen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bereitstellung von fiktiven Beiträgen in Höhe von maximal 21 Prozent von Grundvergütung und Zieltantieme</li> <li>Umrechnung der fiktiven Beiträge in Kapitalbausteine, Zinssatz abhängig vom Renditeniveau langfristiger Bundesanleihen</li> <li>Auszahlung des angesparten Versorgungskontos ab dem Alter von 62 Jahren als lebenslange Rente in Raten oder als Einmalbetrag</li> </ul>
<b>Sonstige Vergütungsregelungen</b>	
Aktienhaltevorschriften	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verpflichtung zum Aktienkauf und Halten von E.ON-Aktien bis zum Ablauf der Bestellung als Vorstandsmitglied</li> <li>Investition der Grundvergütung von <ul style="list-style-type: none"> <li>– 200 Prozent (Vorstandsvorsitzender)</li> <li>– 150 Prozent (übrige Vorstandsmitglieder)</li> </ul> </li> <li>Bis zum Erreichen Investition der Nettoauszahlungen aus langfristiger Vergütung in Aktien</li> </ul>
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

<sup>1</sup> Aufgrund seines Doppelmmandates gelten für Herrn Dr.-Ing. Birnbaum abweichende Vergütungsregelungen, die im Abschnitt „Die Gesamtbezüge im Geschäftsjahr 2019“ beschrieben werden.  
<sup>2</sup> Gilt nur für Herrn Dr. Johannes Teysen.

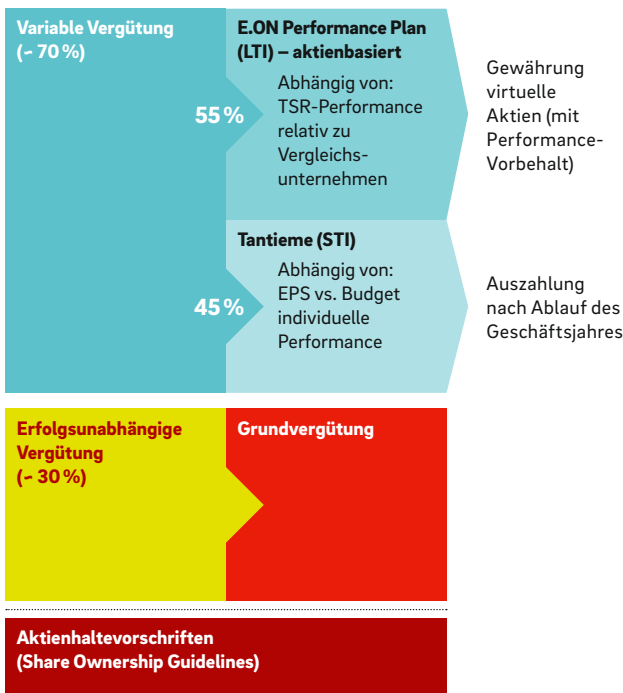
**Bestandteile und Vergütungsstruktur**

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 folgt<sup>1</sup>:



<sup>1</sup> 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.

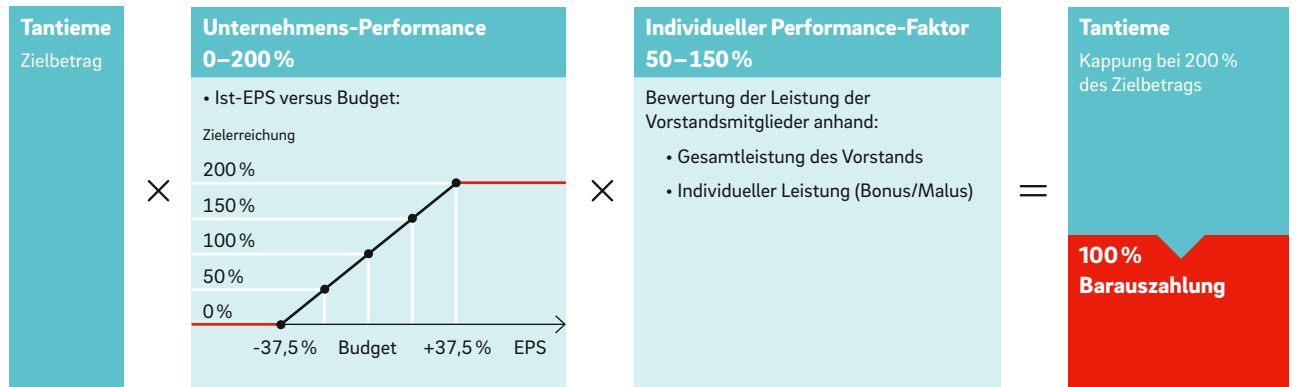
55 Prozent der erfolgsabhängigen Vergütung hängen von langfristigen Zielgrößen ab, sodass die Nachhaltigkeit der variablen Vergütung im Sinne von § 87 AktG gewährleistet ist.

**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 beziehungsweise 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, 2018 und 2019 jeweils Tranchen des E.ON Performance Plans – Performance Plan erste Tranche (2017–2020), zweite Tranche (2018–2021) und dritte Tranche (2019–2022) – 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 vierte 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)**

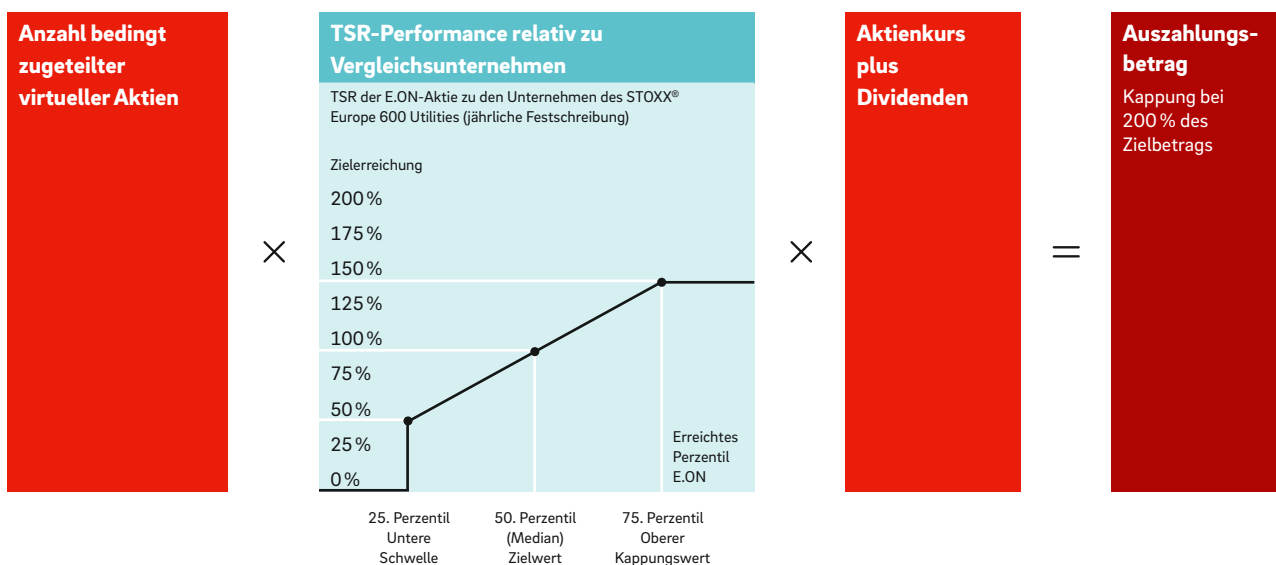
Als langfristige variable Vergütung erhalten die Vorstandsmitglieder eine aktienbasierte Vergütung im Rahmen des neuen E.ON Performance Plans, der seit dem 1. Januar 2017 den bisherigen E.ON Share Matching Plan als System der langfristigen Vergütung ersetzt hat. Die Laufzeit einer Tranche beträgt im 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 zugeleiteten 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.

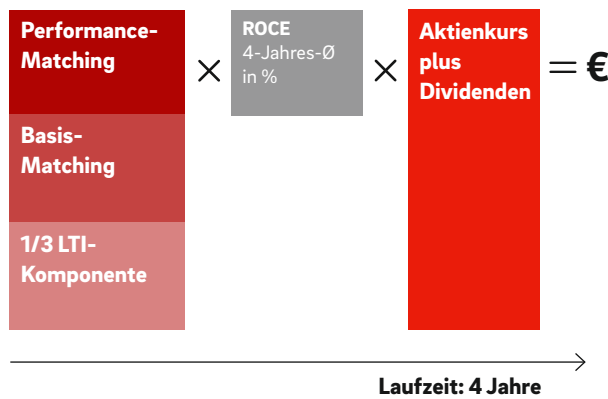
Während der Laufzeit einer Tranche wird jährlich die TSR-Performance der E.ON SE im Vergleich zu den Unternehmen der Vergleichsgruppe gemessen und für das betreffende Jahr festgeschrieben. Die TSR-Performance eines Jahres bestimmt die finale Anzahl von je einem Viertel der zu Laufzeitbeginn zugeteilten 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 vierte 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 fünfte Tranche [2017–2021]).

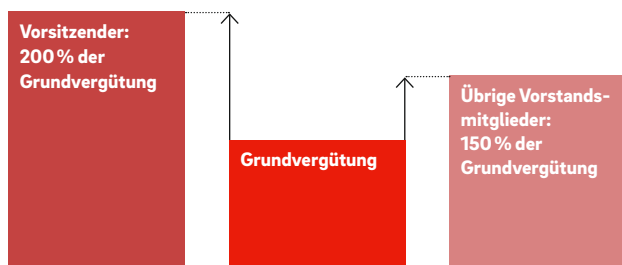
**Der Gesamt-Cap**

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**

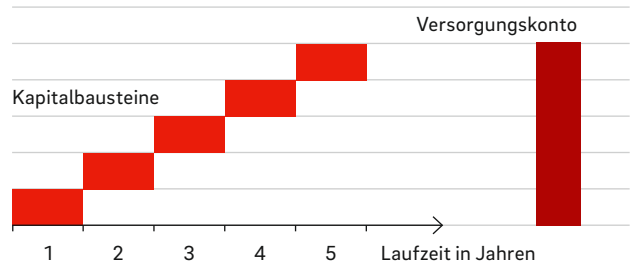
Zur Stärkung der Kapitalmarktorientierung und Aktienkultur gelten für die Vorstandsmitglieder seit dem Jahr 2017 Aktienhaltevorschriften (sogenannte „Share Ownership Guidelines“). Danach haben sich die Vorstandsmitglieder verpflichtet, 200 Prozent (Vorstandsvorsitzender) beziehungsweise 150 Prozent (übrige 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 2019 hat der Vorstand die Aktienhaltevorschriften bereits zu 98,22 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 Versorgungsanwartschaften).

Mit dem vor dem Jahr 2010 in den Vorstand berufenen Vorsitzenden des Vorstands – Herrn Dr. Johannes Teysen – hat die Gesellschaft eine endgehaltsabhängige Altersversorgung vereinbart. Herr Dr. Johannes Teysen 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 Teysen nicht auf sein Verschulden oder die Ablehnung eines mindestens gleichwertigen Angebots zur Vertragsverlängerung zurückgeht. Im Dritten Pensionsfall erhält Herr Dr. Johannes Teysen in der Zeit vom Ausscheiden bis zur Vollendung des 60. Lebensjahres ein vorzeitiges Ruhegeld (Übergangsgeld). Die Versorgungszusage sieht für Herrn Dr. Johannes Teysen 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 Pensionsanwartschaften (sowohl beitragsorientiert als auch endgehaltsabhängig) nach fünf Jahren unverfallbar.

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

### **Zusagen im Zusammenhang mit der Beendigung der Vorstandstätigkeit**

Die Vorstandsdiensverträge 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 Vorstandsdiensverträge 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 2019

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 2019 keine Notwendigkeit, die Vergütung der Vorstandsmitglieder anzupassen.

### Die erfolgsabhängige Vergütung im Geschäftsjahr 2019

Die für die erfolgsabhängige Vergütung maßgeblichen Erfolgsziele der Vorstandsvergütung der E.ON SE fußen auf Konzernkennzahlen, die durch den Vollzug der Übernahme der innogy SE und deren Eintreten in den Konsolidierungskreis der E.ON SE jeweils erheblich beeinflusst werden. Bei der Festlegung des EPS-Budgets für das Geschäftsjahr 2019 sowie in der Zielfestlegung des Konzern-ROCE in der 2016 aufgelegten 4. Tranche des Share Matching Plans konnten die Auswirkungen der Transaktion naturgemäß noch nicht berücksichtigt werden. Um weiterhin eine sachgerechte und anspruchsvolle Zielsetzung sicherzustellen, hat der Aufsichtsrat nach pflichtgemäßen Ermessen beschlossen, die für die Ermittlung der Zielerreichung relevanten Kennzahlen nachträglich anzupassen. Dies bedeutet, dass das unveränderte EPS-Budget sowie das ROCE-Ziel gegen Kennzahlen basierend auf einer E.ON nach alter Struktur vor der Transaktion – das heißt ohne die innogy SE, aber mit den abgehenden Geschäften wie E.ON Climate & Renewables und einzelnen Beteiligungen der PreussenElektra – gemessen werden.

Für abgehende Geschäfte werden zuletzt verfügbare Prognosezahlen herangezogen. Für die übrigen Elemente werden Ist-Zahlen auf Basis des Geschäftsjahresendes bemessen. Bei der Ermittlung des Ist-EPS wird zudem die Aktienanzahl vor der Durchführung der Kapitalerhöhung im Zusammenhang mit der innogy-Transaktion zugrunde gelegt. Anlässlich dieser Anpassungen hat der Aufsichtsrat im Oktober 2019 gemäß § 161 AktG eine Ergänzung der Entsprechenserklärung vom 18. Dezember 2018 beschlossen.

Die jährliche Tantieme der Vorstandsmitglieder betrug für das Geschäftsjahr 2019 insgesamt 6,0 Mio € (Vorjahr: 7,0 Mio €). Für die Festlegung des Performance-Faktors hat der Aufsichtsrat die Gesamtleistung des Vorstands diskutiert und bewertet.

Der Aufsichtsrat hat für das Geschäftsjahr 2019 die dritte Tranche des E.ON Performance Plans (2019–2022) gewährt und den Vorstandsmitgliedern virtuelle E.ON-Aktien zugeteilt. Der im Zeitpunkt der Zuteilung beizulegende Zeitwert der virtuellen E.ON-Aktien (6,68 €/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 2019 bis 2022 ab. Die im Jahr 2023 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 (-) <sup>1</sup>	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Dr. Johannes Teyssen	1.732.500	1.732.500	259.357	270.281	2.277.079	1.570.520
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum	1.083.333	1.008.333	150.949	157.307	1.400.308	943.816
davon Ersatzleistung „LTI- <i>innogy</i> “ (2019–2021) <sup>2</sup>	75.000	–	0	–	75.000	–
Dr. Thomas König (seit 1. Juni 2018)	825.000	481.250	123.503	75.078	288.515	104.171
Dr. Marc Spieker	825.000	825.000	123.503	128.706	529.777	412.378
Dr. Karsten Wildberger	825.000	825.000	123.503	128.706	870.727	577.297
<b>Summe</b>	<b>5.290.833</b>	<b>4.872.083</b>	<b>780.815</b>	<b>760.078</b>	<b>5.366.406</b>	<b>3.608.182</b>

<sup>1</sup> Aufwand für die im Jahr 2019 bestehenden Performance-Rechte und virtuellen Aktien gemäß IFRS 2.

<sup>2</sup> Siehe Erläuterung zu Herrn Dr.-Ing. Birnbaum auf Seite 80.

Die für das Geschäftsjahr 2019 gewährte langfristige variable Vergütung betrug insgesamt 5,4 Mio €. Weitere Informationen zur aktienbasierten Vergütung sind in der Textziffer 11 des Anhangs des Konzernabschlusses dargestellt.



### Die Vorstandspensionen im Geschäftsjahr 2019

Nachfolgend sind die aktuellen Ruhegeldanwartschaften der Vorstandsmitglieder, die Höhe der Zuführungen zu den Pensionsrückstellungen und der Barwert der Pensionsverpflichtungen für das Geschäftsjahr 2019 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 1,3 Prozent (Vorjahr: 2,0 Prozent) beziehungsweise einem Rechnungszins nach HGB von 2,71 Prozent (Vorjahr: 3,21 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 €	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Dr. Johannes Teyssen	75	75	930.000	930.000	1.410.074	1.378.642	525.001	520.125	28.139.682	26.250.050
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum <sup>1</sup> (E.ON SE)	-	-	-	-	245.953	332.609	29.011	27.917	1.890.048	1.450.521
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum <sup>2</sup> (innogy SE)	-	-	-	-	195.667	-	-	-	195.667	-
Dr. Thomas König <sup>1</sup> (seit 1. Juni 2018)	-	-	-	-	213.076	79.088	44.685	24.281	2.733.075	2.234.273
Dr. Marc Spieker <sup>1</sup>	-	-	-	-	209.825	237.498	17.223	17.431	1.279.272	861.135
Dr. Karsten Wildberger <sup>1</sup>	-	-	-	-	277.975	290.723	14.393	10.881	1.198.385	719.674

1 Beitragsplan E.ON Vorstand

2 50 Prozent des Beitrags zu der Herrn Dr.-Ing. Birnbaum ab dem 11. Oktober 2019 durch die innogy SE zugesagten Altersversorgung werden von der E.ON SE getragen.

### 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 €	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Dr. Johannes Teyssen	75	75	930.000	930.000	564.476	2.558.564	689.983	696.853	22.059.264	21.494.788
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum <sup>1</sup> (E.ON SE)	-	-	-	-	332.111	156.636	40.010	40.104	1.578.534	1.246.423
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum <sup>2</sup> (innogy SE)	-	-	-	-	172.476	-	-	-	172.476	-
Dr. Thomas König <sup>1</sup> (seit 1. Juni 2018)	-	-	-	-	403.263	356.229	62.291	58.302	2.343.798	1.940.535
Dr. Marc Spieker <sup>1</sup>	-	-	-	-	292.176	66.048	22.465	23.324	992.033	699.857
Dr. Karsten Wildberger <sup>1</sup>	-	-	-	-	373.061	190.863	19.453	15.278	979.086	606.025

1 Beitragsplan E.ON Vorstand

2 – freiwillige Zusatzangabe

- 50 Prozent des Beitrags zu der Herrn Dr.-Ing. Birnbaum ab dem 11. Oktober 2019 durch die innogy SE zugesagten Altersversorgung werden von der E.ON SE getragen.

Die rückstellungspflichtigen Barwerte der Vorstandspensionen nach IFRS sowie nach HGB sind zum 31. Dezember 2019 gegenüber dem Jahr 2018 gestiegen. Dies resultiert zunächst aus den dienstzeitabhängigen Zuwächsen. Als weiterer Grund kommt hinzu, dass der Rechnungszins für die Abzinsung unter dem Vorjahreswert lag.

**Die Gesamtbezüge im Geschäftsjahr 2019**

Die Gesamtbezüge der Vorstandsmitglieder betragen im Geschäftsjahr 2019 15,6 Mio € und lagen damit etwa 1,9 Prozent unter dem Vorjahr (15,9 Mio €), bezogen auf die im Geschäftsjahr 2018 berichtete Gesamtvergütung des Vorstands.

**Vergütungsregelungen Doppelmandat Herr Dr.-Ing. Birnbaum**

Seit der Bestellung zum Vorsitzenden des Vorstands der innogy SE mit Wirkung zum 11. Oktober 2019 hat Herr Dr.-Ing. Birnbaum ein Doppelmandat gemäß § 88 Abs. 1 Satz 2 AktG inne. Herr Dr.-Ing. Birnbaum bezieht seine Vergütung seitdem ausschließlich von der innogy SE. Die vergütungsrelevanten Teile des Dienstvertrags von Herrn Dr.-Ing. Birnbaum bei der E.ON SE werden für die Zeit seines Amtes als Mitglied und Vorsitzender des Vorstands der innogy SE ruhend gestellt. Die Vergütung wird wie folgt geregelt:

Herr Dr.-Ing. Birnbaum erhält weiterhin eine Grundvergütung in Höhe von 800.000 €.

Seit seiner Bestellung als Vorstandsvorsitzender der innogy SE am 11. Oktober 2019 erhält Herr Dr.-Ing. Birnbaum anstelle der Tantieme der E.ON SE eine Tantieme der innogy SE mit einem Zielwert von 1.025.000 €, gerechnet für ein volles Geschäftsjahr („Tantieme innogy“).

Die „Tantieme innogy“ hängt sowohl von der wirtschaftlichen Entwicklung der innogy SE als auch von der Erreichung individueller und kollektiver Ziele des Vorstands ab. Ausgangspunkt für ihre Ermittlung ist die sogenannte Unternehmenstantieme, die von der Höhe des bereinigten EBIT der innogy SE abhängt und folgendermaßen ermittelt wird: Der Aufsichtsrat der innogy SE legt zu Beginn eines Geschäftsjahres einen Zielwert für das bereinigte EBIT fest. Nach Ablauf des Geschäftsjahres wird das tatsächlich erreichte bereinigte EBIT mit diesem Zielwert verglichen. Stimmen die Werte überein, beträgt die Zielerreichung 100 Prozent und die Unternehmenstantieme entspricht dann der vertraglich festgelegten Zieltantieme. Über- oder unterschreitet das bereinigte EBIT den festgelegten Zielwert, steigt beziehungsweise sinkt die Zielerreichung mit dem Faktor 2,5. Bei einem bereinigten EBIT von genau 120 Prozent des Zielwerts beträgt die Zielerreichung der Unternehmenstantieme 150 Prozent. Der

letztenannte Wert ist zugleich die Obergrenze der Unternehmenstantieme, die selbst bei einem höheren bereinigten EBIT nicht mehr übertroffen werden kann. Die Untergrenze wird erreicht, wenn das bereinigte EBIT genau 80 Prozent des festgelegten Zielwerts beträgt. Die Zielerreichung der Unternehmenstantieme beträgt dann 50 Prozent. Fällt der EBIT-Wert unter die 80-Prozent-Schwelle, wird keine Unternehmenstantieme an die Vorstandsmitglieder ausgezahlt. Je nach Höhe des erreichten bereinigten EBIT kann die Unternehmenstantieme somit 0 Prozent bis 150 Prozent der vertraglich festgelegten Zieltantieme betragen. Die persönliche Leistung wird dadurch berücksichtigt, dass die Unternehmenstantieme mit einem individuellen Leistungsfaktor multipliziert wird. Dieser Leistungsfaktor kann zwischen 0,8 und 1,2 liegen. Bei der Bestellung von Herrn Dr.-Ing. Birnbaum im Oktober 2019 wurde von der Vereinbarung individueller Ziele und Zielkennzahlen zur Ermittlung eines persönlichen Leistungsfaktors im verbleibenden Zeitraum abgesehen. Stattdessen hat der Aufsichtsrat der innogy SE für 2019 einmalig die Gesamtleistung von Herrn Dr.-Ing. Birnbaum beurteilt und einen Leistungsfaktor für seine Tantieme 2019 festgelegt. Die Tantieme ermittelt sich durch Multiplikation des vertraglich vereinbarten Zielwerts mit der Zielerreichung der Unternehmenstantieme und des persönlichen Leistungsfaktors. Die so ermittelte Tantieme kann zwischen 0 Prozent und maximal 180 Prozent des vertraglichen Zielwerts betragen und wird nach Ablauf des Geschäftsjahres vollständig ausgezahlt.

Herr Dr.-Ing. Birnbaum nimmt weiterhin an dem auf Seite 74 beschriebenen E.ON Performance Plan teil. Dieser wird analog, das heißt ausgerichtet auf die Kapitalmarktperformance der E.ON SE, von der innogy SE fortgeführt und mit einem Zielwert von 1.008.333 € pro Jahr gewährt. Für die gestiegene Verantwortung sowie die größeren und speziellen Herausforderungen wird Herrn Dr.-Ing. Birnbaum ab dem Geschäftsjahr 2020 zusätzlich eine jährliche langfristige variable Vergütung mit einem Zielwert von 300.000 € gewährt, die sich ausschließlich am Erfolg der innogy SE orientiert („LTI innogy“). Für die letzten drei Monate des Jahres 2019 erhält Herr Dr.-Ing. Birnbaum anstelle der Gewährung des „LTI innogy“ eine nicht ruhegehaltsfähige Einmalzahlung in Höhe von einem Viertel des Zielwerts. Die Auszahlung wird entsprechend der Logik der mehrjährigen variablen Vergütung der innogy SE erst im Oktober 2021 erfolgen.

Herr Dr.-Ing. Birnbaum nimmt zudem weiterhin an der beitragsorientierten Altersversorgung „Beitragsplan E.ON Vorstand“ teil. Diese ist seit dem 11. Oktober 2019 bis zum Wiederaufleben des Dienstvertrages von Herrn Dr.-Ing. Birnbaum bei der E.ON SE ruhend gestellt und wird in dieser Zeit durch die innogy SE fortgeführt und administriert. Die erworbenen Anwartschaften gegenüber der E.ON SE bleiben bestehen.

Für die Tätigkeit von Herrn Dr.-Ing. Birnbaum als Mitglied des Vorstands der E.ON SE erstattet diese der innogy SE die seiner Tätigkeit bei der E.ON SE zuzuordnenden Kosten, welche von der innogy SE ausbezahlt wurden. Die zu erstattenden Kosten umfassen die folgenden gemäß dem Dienstvertrag zwischen der innogy SE und Herrn Dr.-Ing. Birnbaum gezahlten Vergütungsbestandteile: 50 Prozent der ab dem 11. Oktober 2019 gezahlten Grundvergütung, 100 Prozent der Zahlungen aus den ab dem 1. Januar 2020 gewährten Tranchen des E.ON Performance Plans, 50 Prozent des Beitrages zu der ab dem 11. Oktober 2019 durch die innogy SE zugesagten Altersversorgung nach dem „Beitragsplan E.ON Vorstand“.

Die Kostenteilung stellt sich entsprechend wie folgt dar:

**Kostenteilung 2019 der Vergütung von Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum (seit 11. Oktober 2019)**

in Prozent	E.ON SE	innogy SE
Grundvergütung	50	50
Nebenleistungen	–	100
E.ON Tantieme 2019	100	–
innogy Tantieme 2019	–	100
E.ON Performance Plan bis 2019	100	–
Ersatzleistung „LTI innogy“ (2019–2021)	–	100
Betriebliche Altersversorgung	50	50

Für die einzelnen Mitglieder des Vorstands ergibt sich folgende Gesamtvergütung:

**Gesamtvergütung des Vorstands**

in €	Grundvergütung		Tantieme		Nebenleistungen		Wert der gewährten aktienbasierten Vergütung <sup>1</sup>		Summe	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Dr. Johannes Teyssen	1.240.000	1.240.000	1.984.500	2.494.800	40.791	41.365	1.732.500	1.732.500	4.997.791	5.508.665
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum <sup>2</sup> davon innogy SE	800.000 88.406	800.000 –	1.137.309 241.788	1.452.000 –	27.116 4.519	27.212 –	1.083.333 75.000 <sup>3</sup>	1.008.333 –	3.047.758 409.713	3.287.545 –
Dr. Thomas König (seit 1. Juni 2018)	700.000	408.333	945.000	693.000	44.264	25.776	825.000	481.250	2.514.264	1.608.359
Dr. Marc Spieker	700.000	700.000	945.000	1.188.000	48.607	43.456	825.000	825.000	2.518.607	2.756.456
Dr. Karsten Wildberger	700.000	700.000	945.000	1.188.000	61.983	67.442	825.000	825.000	2.531.983	2.780.442
<b>Summe</b>	<b>4.140.000</b>	<b>3.848.333</b>	<b>5.956.809</b>	<b>7.015.800</b>	<b>222.761</b>	<b>205.251</b>	<b>5.290.833</b>	<b>4.872.083</b>	<b>15.610.403</b>	<b>15.941.467</b>

<sup>1</sup> Der beizulegende Zeitwert für die aktienbasierte Vergütung der dritten Tranche des E.ON Performance Plans betrug 6,68 € je virtuelle E.ON-Aktie.

<sup>2</sup> Siehe Erläuterung zu Herrn Dr.-Ing. Birnbaum auf Seite 80.

<sup>3</sup> Herr Dr.-Ing. Birnbaum erhält die Ersatzleistung „LTI innogy“ mit langfristiger Anreizwirkung (2019–2021) in Höhe von 75.000 €.

Die den Vorstandsmitgliedern für das Geschäftsjahr 2019 gewährten und im Geschäftsjahr 2019 zugeflossenen Vergütungen stellen sich nach der Empfehlung des DCGK wie folgt dar:

### Gewährungs- und Zuflusstabelle

in €	Dr. Johannes Teyssen (Vorstandsvorsitzender)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
	2018	2019	2019 (Min)	2019 (Max) <sup>1,2</sup>	2018	2019
Festvergütung	1.240.000	1.240.000	1.240.000	1.240.000	1.240.000	1.240.000
Nebenleistungen	41.365	40.791	40.791	40.791	41.365	40.791
<b>Summe</b>	<b>1.281.365</b>	<b>1.280.791</b>	<b>1.280.791</b>	<b>1.280.791</b>	<b>1.281.365</b>	<b>1.280.791</b>
<b>Einjährige variable Vergütung</b>	<b>1.417.500</b>	<b>1.417.500</b>	–	<b>2.835.000</b>	<b>2.494.800</b>	<b>1.984.500</b>
<b>Mehrfährige variable Vergütung</b>	<b>1.732.500</b>	<b>1.732.500</b>	–	<b>3.465.000</b>	<b>2.039.145</b>	<b>2.254.138</b>
– Share Matching Plan 2. Tranche (2014–2018)	–	–	–	–	2.039.145	–
– Share Matching Plan 3. Tranche (2015–2019)	–	–	–	–	–	2.254.138
– Performance Plan 2. Tranche (2018–2021)	1.732.500	–	–	–	–	–
– Performance Plan 3. Tranche (2019–2022)	–	1.732.500	–	3.465.000	–	–
<b>Summe</b>	<b>4.431.365</b>	<b>4.430.791</b>	<b>1.280.791</b>	<b>7.580.791</b>	<b>5.815.310</b>	<b>5.519.429</b>
Versorgungsaufwand (service cost)	858.517	885.073	885.073	885.073	858.517	885.073
<b>Gesamtvergütung</b>	<b>5.289.882</b>	<b>5.315.864</b>	<b>2.165.864</b>	<b>8.465.864</b>	<b>6.673.827</b>	<b>6.404.502</b>

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 76 beschriebene Gesamt-Cap für die Vorstandsvergütung.

### Gewährungs- und Zuflusstabelle

in €	Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum (Vorstand Integration)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
	2018	2019	2019 (Min)	2019 (Max) <sup>1,2</sup>	2018	2019
Festvergütung insgesamt	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000
davon innogy SE <sup>5</sup>	–	88.406	88.406	88.406	–	88.406
Nebenleistungen insgesamt	27.212	27.116	27.116	27.116	27.212	27.116
davon innogy SE <sup>5</sup>	–	4.519	4.519	4.519	–	4.519
<b>Summe</b>	<b>827.212</b>	<b>827.116</b>	<b>827.116</b>	<b>827.116</b>	<b>827.212</b>	<b>827.116</b>
<b>Einjährige variable Vergütung insgesamt<sup>4</sup></b>	<b>825.000</b>	<b>869.932</b>	–	<b>1.693.808</b>	<b>1.452.000</b>	<b>1.137.309</b>
davon innogy SE <sup>3,4</sup>	–	230.274	–	414.493	–	241.788
<b>Mehrfährige variable Vergütung insgesamt</b>	<b>1.008.333</b>	<b>1.083.333</b>	<b>75.000</b>	<b>2.091.666</b>	<b>939.502</b>	<b>1.387.150</b>
– Share Matching Plan 2. Tranche (2014–2018)	–	–	–	–	939.502	–
– Share Matching Plan 3. Tranche (2015–2019)	–	–	–	–	–	1.312.150
– Performance Plan 2. Tranche (2018–2021)	1.008.333	–	–	–	–	–
– Performance Plan 3. Tranche (2019–2022)	–	1.008.333	–	2.016.666	–	–
– Ersatzleistung „LTI innogy“ (2019–2021) <sup>5</sup>	–	75.000	75.000	75.000	–	75.000
<b>Summe</b>	<b>2.660.545</b>	<b>2.780.381</b>	<b>902.116</b>	<b>4.612.591</b>	<b>3.218.714</b>	<b>3.351.575</b>
Versorgungsaufwand (service cost) insgesamt	304.692	412.609	412.609	412.609	304.692	412.609
davon innogy SE <sup>5,6</sup>	–	195.667	195.667	195.667	–	195.667
<b>Gesamtvergütung</b>	<b>2.965.237</b>	<b>3.192.990</b>	<b>1.314.725</b>	<b>5.025.200</b>	<b>3.523.406</b>	<b>3.764.184</b>

1, 2 Siehe Fußnoten auf Seite 82 oben.

3 Für den Zeitraum 11. Oktober 2019 bis 31. Dezember 2019

4 Maximal Cap innogy SE: 180 Prozent; Maximal Cap E.ON SE: 200 Prozent

5 Siehe Erläuterung zu Herrn Dr.-Ing. Birnbaum auf Seite 80.

6 50 Prozent des Beitrags zu der Herrn Dr.-Ing. Birnbaum ab dem 11. Oktober 2019 durch die innogy SE zugesagten Altersversorgung werden von der E.ON SE getragen.

### Gewährungs- und Zuflusstabelle

in €	Dr. Thomas König (Vorstand Netzgeschäft seit 1. Juni 2018)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
	2018	2019	2019 (Min)	2019 (Max) <sup>1, 2</sup>	2018	2019
Festvergütung	408.333	700.000	700.000	700.000	408.333	700.000
Nebenleistungen	25.776	44.264	44.264	44.264	25.776	44.264
<b>Summe</b>	<b>434.109</b>	<b>744.264</b>	<b>744.264</b>	<b>744.264</b>	<b>434.109</b>	<b>744.264</b>
<b>Einjährige variable Vergütung</b>	<b>393.750</b>	<b>675.000</b>	-	<b>1.350.000</b>	<b>693.000</b>	<b>945.000</b>
<b>Mehrjährige variable Vergütung</b>	<b>481.250</b>	<b>825.000</b>	-	<b>1.650.000</b>	-	-
- Share Matching Plan 2. Tranche (2014–2018)	-	-	-	-	-	-
- Share Matching Plan 3. Tranche (2015–2019)	-	-	-	-	-	-
- Performance Plan 2. Tranche (2018–2021)	481.250	-	-	-	-	-
- Performance Plan 3. Tranche (2019–2022)	-	825.000	-	1.650.000	-	-
<b>Summe</b>	<b>1.309.109</b>	<b>2.244.264</b>	<b>744.264</b>	<b>3.744.264</b>	<b>1.127.109</b>	<b>1.689.264</b>
Versorgungsaufwand (service cost)	54.807	168.391	168.391	168.391	54.807	168.391
<b>Gesamtvergütung</b>	<b>1.363.916</b>	<b>2.412.655</b>	<b>912.655</b>	<b>3.912.655</b>	<b>1.181.916</b>	<b>1.857.655</b>

1, 2 Siehe Fußnoten auf Seite 82 oben.

### Gewährungs- und Zuflusstabelle

in €	Dr. Marc Spieker (Vorstand Finanzen)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
	2018	2019	2019 (Min)	2019 (Max) <sup>1, 2</sup>	2018	2019
Festvergütung	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000
Nebenleistungen	43.456	48.607	48.607	48.607	43.456	48.607
<b>Summe</b>	<b>743.456</b>	<b>748.607</b>	<b>748.607</b>	<b>748.607</b>	<b>743.456</b>	<b>748.607</b>
<b>Einjährige variable Vergütung</b>	<b>675.000</b>	<b>675.000</b>	-	<b>1.350.000</b>	<b>1.188.000</b>	<b>945.000</b>
<b>Mehrjährige variable Vergütung</b>	<b>825.000</b>	<b>825.000</b>	-	<b>1.650.000</b>	-	-
- Share Matching Plan 2. Tranche (2014–2018)	-	-	-	-	-	-
- Share Matching Plan 3. Tranche (2015–2019)	-	-	-	-	-	-
- Performance Plan 2. Tranche (2018–2021)	825.000	-	-	-	-	-
- Performance Plan 3. Tranche (2019–2022)	-	825.000	-	1.650.000	-	-
<b>Summe</b>	<b>2.243.456</b>	<b>2.248.607</b>	<b>748.607</b>	<b>3.748.607</b>	<b>1.931.456</b>	<b>1.693.607</b>
Versorgungsaufwand (service cost)	220.067	192.602	192.602	192.602	220.067	192.602
<b>Gesamtvergütung</b>	<b>2.463.523</b>	<b>2.441.209</b>	<b>941.209</b>	<b>3.941.209</b>	<b>2.151.523</b>	<b>1.886.209</b>

1, 2 Siehe Fußnoten auf Seite 82 oben.

## Gewährungs- und Zuflusstabelle

in €	Dr. Karsten Wildberger (Vorstand Vertrieb und Kundenlösungen)					
	Gewährte Zuwendungen				Zufluss	
	2018	2019	2019 (Min)	2019 (Max) <sup>1,2</sup>	2018	2019
Festvergütung	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000	700.000
Nebenleistungen	67.442	61.983	61.983	61.983	67.442	61.983
<b>Summe</b>	<b>767.442</b>	<b>761.983</b>	<b>761.983</b>	<b>761.983</b>	<b>767.442</b>	<b>761.983</b>
<b>Einjährige variable Vergütung</b>	<b>675.000</b>	<b>675.000</b>	-	<b>1.350.000</b>	<b>1.188.000</b>	<b>945.000</b>
<b>Mehrfährige variable Vergütung</b>	<b>825.000</b>	<b>825.000</b>	-	<b>1.650.000</b>	-	-
- Share Matching Plan 2. Tranche (2014–2018)	-	-	-	-	-	-
- Share Matching Plan 3. Tranche (2015–2019)	-	-	-	-	-	-
- Performance Plan 2. Tranche (2018–2021)	825.000	-	-	-	-	-
- Performance Plan 3. Tranche (2019–2022)	-	825.000	-	1.650.000	-	-
<b>Summe</b>	<b>2.267.442</b>	<b>2.261.983</b>	<b>761.983</b>	<b>3.761.983</b>	<b>1.955.442</b>	<b>1.706.983</b>
Versorgungsaufwand (service cost)	279.842	263.582	263.582	263.582	279.842	263.582
<b>Gesamtvergütung</b>	<b>2.547.284</b>	<b>2.525.565</b>	<b>1.025.565</b>	<b>4.025.565</b>	<b>2.235.284</b>	<b>1.970.565</b>

1, 2 Siehe Fußnoten auf Seite 82 oben.

Die E.ON SE und ihre Tochtergesellschaften haben den Vorstandsmitgliedern auch im Geschäftsjahr 2019 keine Darlehen oder Vorschüsse gewährt oder sind zu ihren Gunsten Haftungsverhältnisse eingegangen. Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands befinden sich auf Seite 242.

**Die Bezüge der ehemaligen Vorstandsmitglieder**

Die Gesamtbezüge der ehemaligen Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen betragen 10,8 Mio € (Vorjahr: 12,5 Mio €). Die Gesellschaft hat 161,3 Mio € (Vorjahr: 155,8 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 2019**

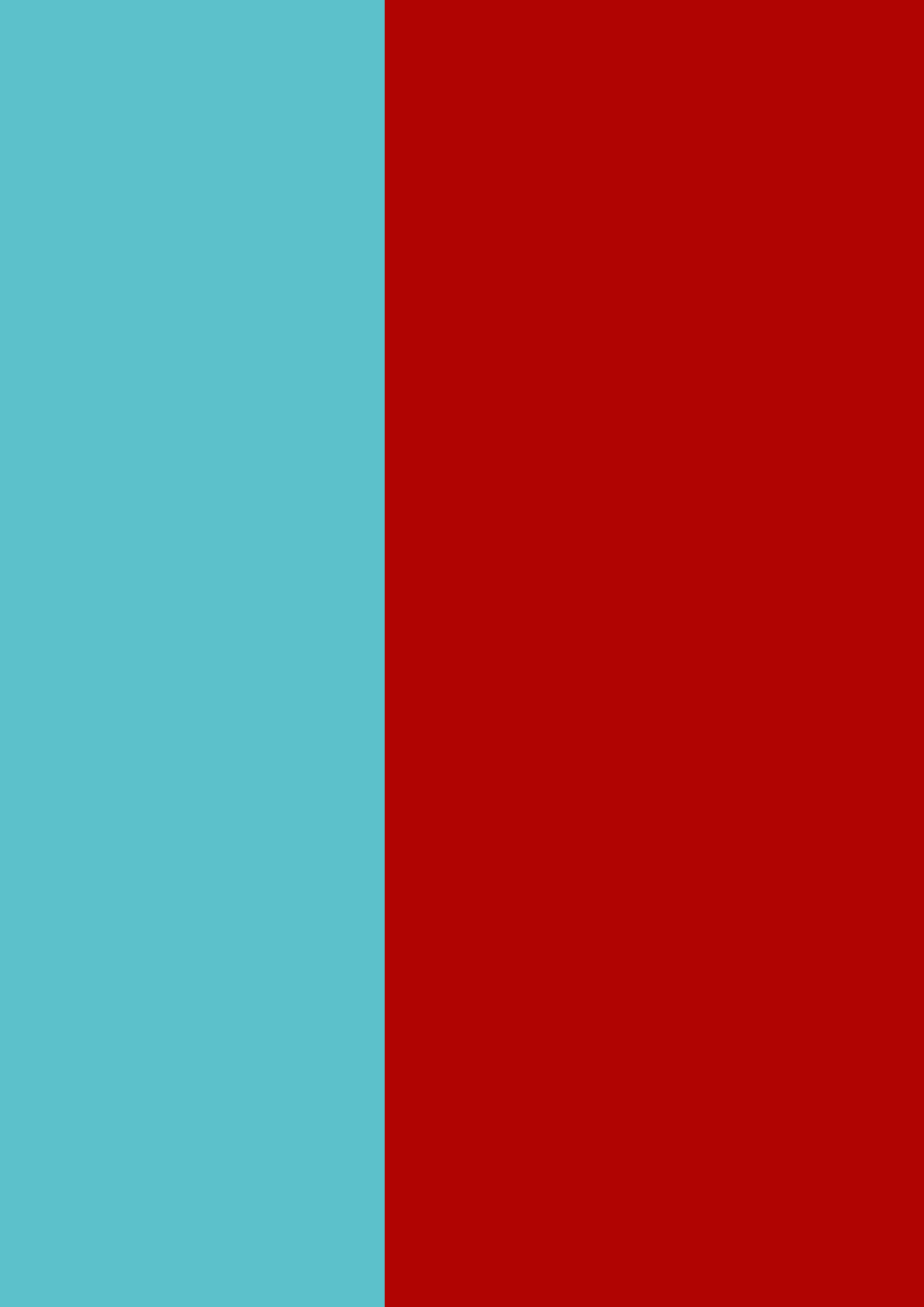
Die Gesamtbezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats betragen im Geschäftsjahr 2019 4,3 Mio € (Vorjahr: 4,1 Mio €). Der Anstieg der Gesamtbezüge gegenüber dem Geschäftsjahr 2018 liegt hauptsächlich darin begründet, dass mit Beschluss der Hauptversammlung vom 14. Mai 2019 der Aufsichtsrat der E.ON SE aufgrund der Übernahme der Mehrheit der Anteile an der innogy SE um sechs Mitglieder auf insgesamt 20 Mitglieder bis zur Neuwahl 2020 vergrößert wurde. 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	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Dr. Karl-Ludwig Kley	440.000	440.000	-	-	12.000	8.000	-	-	452.000	448.000
Prof. Dr. Ulrich Lehner (bis 9. Mai 2018)	-	133.333	-	-	-	5.000	-	-	-	138.333
Erich Clementi	320.000	260.000	-	-	14.000	9.000	-	-	334.000	269.000
Andreas Scheidt	320.000	320.000	-	-	13.000	9.000	-	-	333.000	329.000
Clive Broutta	140.000	140.000	70.000	70.000	8.000	8.000	-	-	218.000	218.000
Klaus Fröhlich (seit 29. Mai 2018)	140.000	93.333	70.000	46.667	8.000	2.000	-	-	218.000	142.000
Tibor Gila (bis 9. Mai 2018)	-	58.333	-	-	-	4.000	-	-	-	62.333
Ulrich Grillo (seit 1. Oktober 2019)	35.000	-	17.500	-	3.000	-	998	-	56.498	-
Carolina Dybeck Happe	140.000	140.000	110.000	96.667	9.000	9.000	-	-	259.000	245.667
Baroness Denise Kingsmill CBE (bis 9. Mai 2018)	-	58.333	-	-	-	4.000	-	-	-	62.333
Monika Krebber (seit 24. September 2019)	46.667	-	-	-	2.000	-	32.548	-	81.215	-
Eugen-Gheorghe Luha	140.000	140.000	70.000	70.000	8.000	8.000	-	15.821	218.000	233.821
Szilvia Pinczésné Márton (seit 9. Mai 2018)	140.000	93.333	-	-	6.000	3.000	-	-	146.000	96.333
Stefan May (seit 24. September 2019)	46.667	-	17.500	-	2.000	-	29.962	-	96.129	-
René Pöhls (seit 24. September 2019)	46.667	-	27.500	-	3.000	-	42.448	-	119.615	-
Andreas Schmitz	140.000	140.000	180.000	156.667	14.000	10.000	-	-	334.000	306.667
Dr. Rolf Martin Schmitz (seit 1. Oktober 2019)	35.000	-	-	-	2.000	-	-	-	37.000	-
Fred Schulz (bis 9. Mai 2018; seit 29. Mai 2018)	140.000	140.000	110.000	110.000	16.000	13.000	17.856	24.469	283.856	287.469
Silvia Šmátralová (bis 9. Mai 2018)	-	58.333	-	-	-	4.000	-	8.938	-	71.271
Dr. Karen de Segundo	140.000	140.000	140.000	140.000	8.000	9.000	-	-	288.000	289.000
Dr. Theo Siegert (bis 9. Mai 2018)	-	58.333	-	75.000	-	7.000	-	-	-	140.333
Elisabeth Wallbaum	140.000	140.000	110.000	110.000	9.000	10.000	-	-	259.000	260.000
Deborah Wilkens (seit 1. Oktober 2019)	35.000	-	27.500	-	3.000	-	1.164	-	66.664	-
Ewald Woste	140.000	140.000	70.000	70.000	8.000	8.000	23.000	15.808	241.000	233.808
Albert Zettl	140.000	140.000	70.000	70.000	13.000	8.000	20.000	20.000	243.000	238.000
<b>Summe</b>	<b>2.865.001</b>	<b>2.833.331</b>	<b>1.090.000</b>	<b>1.015.001</b>	<b>161.000</b>	<b>138.000</b>	<b>167.976</b>	<b>85.036</b>	<b>4.283.977</b>	<b>4.071.368</b>

### 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**

## Gesonderter zusammengefasster nichtfinanzieller Bericht

### Gegenstand und Umfang

Mit dem vorliegenden gesonderten zusammengefassten nichtfinanziellen Bericht kommt die E.ON SE (im Folgenden: E.ON) der Berichtspflicht im Sinne des CSR-Richtlinie-Umsetzungsgesetzes (§315c in Verbindung mit §§ 289c bis 289e HGB) nach. Dieser Bericht gilt sowohl für den E.ON-Konzern als auch für die E.ON SE. Neben übergreifenden Informationen enthält dieser Bericht Angaben zu den fünf Aspekten Umwelt, Arbeitnehmer, Sozialbelange, Menschenrechte sowie Antikorruption. Die Angaben beziehen sich auf den Berichtszeitraum vom 1. Januar bis 31. Dezember 2019. Gegenstand des Berichts sind alle Tochterunternehmen, die im Konzernabschluss vollkonsolidiert sind. Abweichungen wurden entsprechend gekennzeichnet.

Am 18. September 2019 übernahm E.ON von RWE deren innogy-Beteiligung (76,8 Prozent) und Ende September die im Rahmen des freiwilligen öffentlichen Übernahmeangebots offerierten innogy-Aktien. Zusammen mit den am Markt erworbenen innogy-Aktien hält E.ON derzeit rund 90 Prozent der Anteile an innogy, die damit eine vollkonsolidierte Tochtergesellschaft ist.

Die im Folgenden genannten Richtlinien, mit denen E.ON Mindeststandards, Verantwortlichkeiten und Managementinstrumente für die jeweiligen Themen festlegt, 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.

Obwohl die Übernahme von innogy im Rahmen der E.ON-Managementansätze erfolgt, gelten die innogy-eigenen Richtlinien vorläufig weiter. innogy verfügt über eine etablierte Governance-Organisation. Die Richtlinien werden durch funktionierende Prozesse und Berichtswege umgesetzt. Für eine Übergangsphase verfolgt E.ON keine spezifischen Konzepte für die Managementansätze von innogy. Daher beziehen sich die dargestellten Managementansätze ausschließlich auf E.ON. Die Ansätze von innogy finden Sie im zusammengefassten gesonderten nichtfinanziellen Bericht 2019 von innogy. In den kommenden Monaten werden die Richtlinien und Prozesse von innogy und E.ON überprüft und gegebenenfalls vereinheitlicht oder zusammengeführt.

Die auf RWE übertragenen Geschäftsaktivitäten im Bereich Erneuerbare Energien wurden bis Ende September 2019 in die Leistungsindikatoren („KPIs“) einbezogen. Die Netz- und Vertriebsaktivitäten der innogy sind seit dem 18. September 2019 Teil des

E.ON-Konzerns und werden derzeit als eigenständiges Segment geführt. Die dargestellten KPIs beziehen sich in der Regel auf E.ON ohne innogy. Wenn KPIs der fortgeführten Aktivitäten von innogy berichtet werden, sind diese sowie ihr jeweiliger Zeitrahmen explizit gekennzeichnet. Unterschiedliche Betrachtungszeiträume sind auf den Charakter der KPIs sowie die jeweilige Datenverfügbarkeit und interne Erfassungs- und Reporting-Prozesse zurückzuführen. Die Geschäftsaktivitäten von Preussen-Elektra sind in E.ONs KPIs enthalten.

### Geschäftsmodell

Mit den zwei Kerngeschäftsfeldern Energienetze und Kundenlösungen leistet E.ON einen Beitrag für eine nachhaltige Entwicklung des Energiesektors. Nähere Informationen zum Geschäftsmodell von E.ON finden Sie im zusammengefassten Lagebericht. Gemäß dem Konzernlagebericht bestanden im Geschäftsjahr 2019 außerdem die Geschäftsfelder Erneuerbare Energien und innogy.

### Übergreifende Informationen

E.ON strebt an, stets verantwortungsvoll zu wirtschaften, und hat daher alle wesentlichen Auswirkungen ihrer Geschäftstätigkeit im Blick. Neben finanziellen Aspekten betrachtet E.ON auch ökologische und soziale Belange entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Die systematische Betrachtung nichtfinanzieller Themen ermöglicht es, Chancen und Risiken für die Geschäftsentwicklung frühzeitig zu erkennen. Risiken sind definiert als mögliche negative Abweichungen von dem für einen wesentlichen nichtfinanziellen KPI festgesetzten Zielwert. Berücksichtigung finden neben den Erwartungen von Kapitalgebern auch die von anderen wesentlichen Stakeholdern wie Kunden und Mitarbeitern.

Um zu bestimmen, welche Nachhaltigkeitsthemen von besonderer Bedeutung sind, hat E.ON die Wesentlichkeitsanalyse aus dem Jahr 2018 im Berichtsjahr gründlich überprüft. Wesentliche Themen sind solche, die für das Verständnis des Geschäftsverlaufs, des Geschäftsergebnisses und der Lage von E.ON sowie für die Auswirkungen der Geschäftstätigkeit entscheidend sind. E.ON untersuchte, ob sich die Sustainable Development Goals (SDGs), die Strategie sowie das politische und regulatorische Umfeld maßgeblich verändert haben. Darüber hinaus wurden die wesentlichen Themen von innogy mit denen von E.ON verglichen. Die Prüfung ergab, dass es keine bedeutsamen Veränderungen gab und dass die Übernahme von innogy keine Anpassung der Themen erfordert. Die folgenden nichtfinanziellen Themen aus dem Jahr 2018 sind daher für E.ON weiterhin wesentlich.

### E.ONs wesentliche Themen, unterteilt nach den fünf Mindestaspekten

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

In den folgenden Abschnitten wird erläutert, welche Konzepte E.ON bezüglich der jeweiligen Themen verfolgt und welche Fortschritte im Geschäftsjahr 2019 gemacht wurden. Für die Bereiche „Arbeitssicherheit und Gesundheit“ (Aspekt 2: Arbeitnehmerbelange) und „Umweltmanagement“ (Aspekt 1: Umwelt) besteht bei E.ON ein übergreifendes Konzept. Dieses wird im Folgenden gebündelt dargestellt. Bei der Beschreibung der Konzepte orientiert sich E.ON an der aktuellen Version der Leitlinien der Global Reporting Initiative (GRI) – den „GRI Sustainability Reporting Standards“. Insbesondere der Standard „GRI 103: Managementansatz 2016“ findet hierbei Beachtung.

Seit 2018 analysiert E.ON ihre nichtfinanziellen Risiken entlang der fünf Mindestaspekte des CSR-Richtlinie-Umsetzungsgesetzes. Im Jahr 2019 hat E.ON sich hierbei besonders auf die Aspekte Menschenrechte sowie Umwelt- und Klimabelange konzentriert, um sich auf mögliche neue regulatorische Anforderungen in diesen Bereichen vorzubereiten. Auch bei der weiteren Integration nichtfinanzieller Risiken in die allgemeinen Risikomanagementprozesse wurden erhebliche Fortschritte erzielt. Der Prozess und die Ergebnisse der nichtfinanziellen Risikoanalyse 2019 wurden dem Risikokomitee des E.ON-Konzerns vorgestellt und von diesem am 2. Dezember 2019 genehmigt. Die Untersuchung ergab, dass E.ON zum Jahresende 2019 insgesamt keinem berichtspflichtigen nichtfinanziellen Nettorisiko ausgesetzt war. Näheres zu finanziellen Risiken und Chancen finden Sie im Risiko- und Chancenbericht des zusammengefassten Lageberichts für das Geschäftsjahr 2019.

Die Nachhaltigkeitsarbeit richtet E.ON an international anerkannten Regelwerken aus. Sie geben Orientierung und tragen dazu bei, dass alle wesentlichen Faktoren für eine verantwortungsvolle Unternehmensführung berücksichtigt werden. So bekennt sich E.ON seit 2005 zu den zehn Prinzipien des „Global Compact“ der Vereinten Nationen (UNGC). Mit ihrer Nachhaltigkeitsarbeit unterstützt E.ON auch die Erreichung der SDGs der UN. Dabei leistet E.ON insbesondere einen Beitrag dazu, den Zugang zu bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und sauberer Energie für alle zu ermöglichen, und unterstützt somit Städte und Gemeinden dabei, nachhaltig zu werden und Maßnahmen zum Klimaschutz voranzutreiben.

### Jährlicher Nachhaltigkeitsbericht

E.ON veröffentlicht seit 2004 jährlich einen Nachhaltigkeitsbericht, innogy seit 2016. Seit 2005 orientiert sich der Bericht an den GRI-Leitlinien und dient als Fortschrittsbericht im Rahmen des UNGC. E.ON berichtet darin über Themen, die sowohl von Stakeholdern als auch von E.ON als wesentlich eingestuft werden, und legt offen, wie sie mit diesen Themen umgeht. Der Nachhaltigkeitsbericht enthält auch Informationen über weitere, nicht wesentliche Themen, die kein Bestandteil des vorliegenden nichtfinanziellen Berichts sind. Außerdem gibt er Auskunft über die Nachhaltigkeitsstrategie und die übergeordnete Nachhaltigkeitsorganisation bei E.ON.

### Nachhaltigkeits-Ratings und -Rankings

Um noch mehr Transparenz zu ermöglichen, stellt sich E.ON externen Bewertungen ihrer Nachhaltigkeitsleistung. Solche ausführlichen Beurteilungen werden von spezialisierten Agenturen oder von Kapitalmarkt-Analysten durchgeführt. Die Ergebnisse bieten wichtige Orientierung für Investoren. Außerdem helfen sie, Stärken und Schwächen zu identifizieren und die Leistung weiter zu verbessern. Im Nachhaltigkeits-Channel auf der Unternehmens-Website finden Sie eine aktuelle Auflistung der Ergebnisse von Ratings und Rankings.

### Konzept für Gesundheit, Arbeitssicherheit und Umwelt

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

Der Vorstand und die Geschäftsführungen der Einheiten tragen die Verantwortung für den Bereich HSE. Sie legen die strategischen Ziele fest und überarbeiten Richtlinien, um kontinuierliche Verbesserungen zu erzielen. Unterstützt und beraten werden sie dabei durch die HSE-Abteilung in der Konzernzentrale und den HSE-Council. Der Council ist ein international zusammengesetztes Gremium aus oberen Führungskräften und Vertretern verschiedener Geschäftsbereiche und Länder, in denen E.ON aktiv ist. 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. E.ONs Einheiten stellen zudem eigene HSE-Verbesserungspläne auf. Diese enthalten konkrete, für ein oder mehrere Jahre gültige Zielvorgaben im Bereich HSE.

Auch in vorgelagerten Wertschöpfungsstufen legt E.ON Wert auf die Einhaltung der 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 haben könnte. Je nach Größe des Lieferanten verlangt E.ON teilweise auch Zertifikate nach internationalen Umwelt-, Arbeitssicherheits- und Gesundheitsstandards (ISO 14001 oder EMAS III beziehungsweise OHSAS 18001 oder ISO 45001) oder führt HSE-Audits durch.

HSE-Vorfälle werden über das webbasierte und konzernweite Ereignismanagementssystem PRISMA (Platform for Reporting on Incident and Sustainability Management and Audits) gemeldet. Dabei unterscheidet E.ON fünf Kategorien: von 0 (marginal) bis 4 (kritisch). Gemäß dem HSE-Standard für das Ereignismanagement sind die Einheiten verpflichtet, Vorfälle der Kategorie 4 innerhalb von 24 Stunden über PRISMA an die HSE-Abteilung in der Konzernzentrale zu melden. E.ON untersucht und analysiert die Vorfälle dann entsprechend ihrem Schweregrad beziehungsweise ihrer tatsächlichen Eintrittswahrscheinlichkeit und entwickelt anhand der Ergebnisse Präventionsmaßnahmen.

## Aspekt 1: Umweltbelange

### Klimaschutz

Der Klimawandel und damit verbundene Umweltschäden stellen eine ernsthafte Bedrohung dar, die alle betrifft. Die Nutzung konventioneller Energie ist mit der Emission von Treibhausgasen verbunden. Daher spielen die CO<sub>2</sub>-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 künftig auf die neue Energiewelt konzentrieren will, ist Klimaschutz ein entscheidendes Thema. Der Übergang zu einer CO<sub>2</sub>-armen Wirtschaft erfordert die gemeinsamen Bemühungen aller, die Energie erzeugen oder verbrauchen. Diese Übergangszeit ist eine Herausforderung

für die Wettbewerbsfähigkeit. Sie bietet aber auch die Chance, das Geschäft auszubauen. Viele Länder, Kommunen und Unternehmen setzen bereits auf eine klimafreundliche Energieerzeugung und Energieeffizienzmaßnahmen, um ihre CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele zu erreichen. Mit ihrem strategischen Fokus auf Kundenlösungen zur effizienten Nutzung von Energie und intelligenten Energienetzen richtet E.ON sich ganz auf diese globalen Trends aus.

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. Die Energielösungen von E.ON helfen Kunden, Energie effizienter zu nutzen und zurückzugewinnen. E.ON bietet allen 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. E.ONs Portfolio umfasst beispielsweise einfach zu handhabende Online-Energieaudits und Apps für Haushaltskunden. Sie helfen, den eigenen Energieverbrauch besser zu verstehen. Für gewerbliche Kunden entwickelt E.ON eingebettete Kraft-Wärme-Kopplungslösungen und Energieeffizienzkonzepte. Außerdem bietet E.ON integrierte Lösungen für Städte, Stadtteilentwickler und Wohnungsbauunternehmen an. Dazu gehören effizientes Heizen und Kühlen, eine CO<sub>2</sub>-arme Energieerzeugung und intelligentes Energiemanagement. Teil des Portfolios sind auch E-Mobilitätslösungen wie Ladesysteme für Haushalte und Unternehmen sowie öffentliche Ladeinfrastruktur für Städte. Damit trägt E.ON dazu bei, den Verkehr unabhängiger von fossilen Brennstoffen zu machen und CO<sub>2</sub>-Emissionen zu senken.

Der Chief Operating Officer – Commercial, der Mitglied des E.ON-Vorstands ist, trägt die Gesamtverantwortung für das Kundengeschäft. Dazu zählen auch Lösungen, die es den Kunden ermöglichen, ihre eigene klimafreundliche Energie zu erzeugen. Die Vertriebsteams von E.ONs 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 Business Solutions 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 im Kundengeschäft informiert. Er erhält finanzielle Leistungsberichte, beispielsweise zum erwarteten Projektumsatz oder zum EBIT. Präsentationen während der Vorstandssitzungen zeigen zudem die operativen Fortschritte anhand dieser Leistungsindikatoren auf.

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, Solaranlagen, Batteriespeichersysteme und andere klimafreundliche Technologien an E.ONs Verteilnetze angeschlossen. In Zukunft werden intelligente Netze die Basis für innovative Technologien und Geschäftsmodelle bilden, die für den Erfolg der Energiewende unerlässlich sind.

Mit ihrem Kerngeschäft greift E.ON die wichtigsten Energietrends auf und trägt zum Klimaschutz bei. Darüber hinaus will das Unternehmen jedoch auch den eigenen CO<sub>2</sub>-Fußabdruck reduzieren. E.ON misst die jährlichen Emissionen sowohl ihrer dezentralen Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung als auch ihrer nicht direkt mit der Stromerzeugung verbundenen Geschäftsaktivitäten. Diese Zahlen legt E.ON im Rahmen ihrer Nachhaltigkeitsberichterstattung offen. Bei der Berechnung werden auch die 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 2030 verabschiedet. Bis zu diesem Zeitpunkt will E.ON ihren absoluten CO<sub>2</sub>-Fußabdruck um 30 Prozent gegenüber dem Basisjahr 2016 reduzieren. Zudem soll die CO<sub>2</sub>-Intensität bei den E.ON-Kunden – also die CO<sub>2</sub>-Emissionen pro verkaufter Kilowattstunde Strom – bis 2030 um 50 Prozent gegenüber 2016 reduziert werden. Denn die indirekten CO<sub>2</sub>-Emissionen, die vor allem im Zusammenhang mit der Beschaffung und Nutzung von Strom und Gas im Kundengeschäft entstehen (Scope 3), bilden den Großteil des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks. Um ihre Ziele zu erreichen, hat E.ON Maßnahmen definiert, die die Emissionen in allen drei Scopes des GHG-Protokolls senken sollen. So will E.ON direkte Emissionen (Scope 1) beispielsweise durch die Modernisierung und Optimierung ihrer Gasnetze verringern. Durch die Reduzierung des eigenen Energieverbrauchs und geringere Verluste bei Übertragung und Verteilung von Strom will E.ON ihre indirekten Scope-2-Emissionen senken. Für das Scope-3-Ziel gilt es vorrangig, den Anteil der aus erneuerbaren Quellen stammenden Energie, die E.ON ihren Kunden anbietet, zu erhöhen.

### CO<sub>2</sub>-Emissionen (CO<sub>2</sub>-Äquivalente in Mio t)

	E.ON 2019	innogy 2019 <sup>1</sup>	E.ON 2018	E.ON 2017
Scope 1: direkte Emissionen aus eigener Geschäftstätigkeit	4,91	0,87	4,58 <sup>2</sup>	4,53 <sup>2</sup>
Scope 2: indirekte Emissionen in Verbindung mit E.ONs Strom- und Wärmeverbrauch <sup>3</sup>	2,73	3,05	2,89 <sup>2</sup>	3,37
Scope 3: indirekte Emissionen aus allen sonstigen Geschäftstätigkeiten	59,67	88,13	61,31	71,02
<b>Gesamt</b>	<b>67,31</b>	<b>92,05</b>	<b>68,78</b>	<b>78,92</b>

<sup>1</sup> Die Werte beziehen sich auf das gesamte Jahr 2019 und sind nicht in E.ON 2019 enthalten. Siehe „Gegenstand und Umfang“, Seite 88.

<sup>2</sup> Vorjahreszahlen wurden aufgrund von nachträglichen Einzelwertberichtigungen angepasst.

<sup>3</sup> Die Kalkulation umfasst nicht den Eigenverbrauch von Fernwärme, da die Menge im Vergleich zu den anderen Scope-2-Kategorien unwesentlich ist.

Insgesamt beliefen sich die direkten und indirekten CO<sub>2</sub>-Emissionen 2019 auf 67,31 Mio t CO<sub>2</sub>e. Damit sind sie im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken (2018: 68,78 Mio t CO<sub>2</sub>e). Die Emissionsfaktoren für die Daten von innogy weichen stellenweise von denen für E.ON ab, was insbesondere zu höheren Scope-3-Werten beiträgt. Für das Jahr 2020 wird eine Harmonisierung angestrebt.

Mit der Verabschiedung der Klimastrategie wurden Maßnahmen und Initiativen festgelegt, die dazu beitragen sollen, E.ONs Klimaschutzziele für 2030 zu erreichen. Aufgrund der im direkten Jahresvergleich schwankenden Einflüsse lässt sich jedoch erst nach mehreren Jahren beurteilen, ob die Maßnahmen greifen und wo E.ON bezüglich ihrer Ziele steht. E.ON führt daher alle drei Jahre eine Trendbeurteilung durch, das erste Mal Ende 2019. Die Trendbeurteilung (in absoluten Zahlen und im Hinblick auf das CO<sub>2</sub>-Intensitätsziel) hat gezeigt, dass der Reduktionstrend mit den Prognosen übereinstimmt. Folglich sind zu diesem Zeitpunkt keine Korrekturmaßnahmen erforderlich. Die Zusammenführung von innogys Treibhausgasdaten mit denen von E.ON wird die Schlüsselparameter für die Berechnung der Emissionen

jedoch verändern. Sobald dieser Prozess im Jahr 2020 abgeschlossen ist, wird E.ON ihre Klimastrategie überarbeiten. Informationen über die Fortschritte, die E.ON bei der Erreichung der Klimaziele gemacht hat, werden zunächst dem Sustainability Council vorgelegt. 2019 tagte das Gremium zweimal. Sein Vorsitzender, der Chief Sustainability Officer, berichtet regelmäßig an den E.ON-Vorstand.

E.ON hat sich das Ziel gesetzt, in jeder Hinsicht nachhaltig zu handeln. Dazu gehört es, im Hinblick auf ihre Klimaziele kontinuierlich Fortschritte zu machen, die klimabedingten Risiken effektiv zu managen, klimabedingte Chancen im Einklang mit der Unternehmensstrategie wahrzunehmen und transparent über all diese Vorhaben zu berichten. Wichtige Leitlinien für die Berichterstattung sind die Empfehlungen der „Task Force on Climate-related Financial Disclosures“ („TCFD“). Die TCFD wurde 2015 gegründet und hat sich zum Ziel gesetzt, konsistente, vergleichbare und genaue Vorgaben für die Offenlegung klimabezogener Finanzrisiken zu entwickeln, die Unternehmen nutzen

können, um Investoren, Kreditgeber, Versicherer und andere Stakeholder zu informieren. E.ON ist seit dem Jahr 2019 offizieller TCFD-Unterstützer. 2019 bildet damit den Startpunkt für das unten stehende Reporting:

- **Steuerung**

Die Bedeutung des Klimawandels für E.ON spiegelt sich in ihrer Unternehmensführung wider. Der Vorstand trägt die Gesamtverantwortung für die Nachhaltigkeitsstrategie, einschließlich der Klimastrategie. Der Aufsichtsrat wird durch seinen Prüfungs- und Risikoausschuss sowie durch den Vorstand über die Nachhaltigkeitsleistung von E.ON informiert. Darüber hinaus hat er den Innovations- und Nachhaltigkeitsausschuss eingerichtet, welcher im Dezember 2019 seine Arbeit aufgenommen hat.

- **Strategie**

Die Geschäftstätigkeit von E.ON fördert Nachhaltigkeit: Ihre aktuelle Klimastrategie umfasst Reduktionsziele für 2030 und 2050. Mit der Akquisition von innogy stärkt E.ON ihre Kerngeschäftsfelder erheblich und erhöht damit ihre Fähigkeit, Nachhaltigkeit zu fördern. In Zukunft wird E.ON ihre TCFD-Berichterstattung kontinuierlich ausbauen. So wird die Berichterstattung zum Jahr 2020 zusätzliche detaillierte Informationen zur TCFD liefern und die Daten von innogy einbeziehen. Da der Klimawandel sowohl Risiken als auch Chancen für das Geschäft mit sich bringen kann, überprüft E.ON kontinuierlich verschiedene Klimaszenarien.

- **Risikomanagement**

E.ON plant, ihre Nachhaltigkeits-, Klima- und sonstigen nichtfinanziellen Risiken und Chancen sowie deren mögliche kurz-, mittel- und langfristige Auswirkungen kontinuierlich zu überwachen und zu bewerten. Im Jahr 2018 hat E.ON begonnen, die Bewertung und das Management dieser Risiken systematischer in ihr Gesamtrisikomanagement zu integrieren. Dieser Prozess dauert an und wird ab 2020 die Empfehlungen der TCFD widerspiegeln.

- **Klimakennzahlen und Ziele**

E.ONs aktuelle Klimakennzahlen bestehen hauptsächlich aus den Emissionswerten der CO<sub>2</sub>-Bilanz für die Kategorien Scope 1, 2 und 3 und den gemessenen Fortschritten bei der Erreichung der Klimaziele. Im Lichte der Übernahme von innogy und des Vorhabens, die Empfehlungen der TCFD schrittweise zu übernehmen, wird E.ON ihre Klimakennzahlen und -ziele im Rahmen der Überarbeitung der Nachhaltigkeitsstrategie im Jahr 2020 ausbauen.

Ausführlichere Informationen zur TCFD-Berichterstattung finden Sie im Kapitel „Klimaschutz“ des Nachhaltigkeitsberichts 2019 auf der Unternehmens-Website und in der CDP-Klimaberichterstattung. CDP ist eine der größten internationalen Vereinigungen von Investoren, die unabhängig die Transparenz und Qualität der Klimaberichterstattung von Unternehmen bewerten.

## Umweltmanagement

Neben dem Klimaschutz verfolgt E.ON das Ziel, Umweltschäden vorzubeugen und negative Auswirkungen auf die Umwelt möglichst zu vermeiden. Auch wenn E.ON keine großen konventionellen Anlagen mehr im Portfolio hat, baut und betreibt sie doch weiterhin Verteilnetze und benötigt Energie und andere Ressourcen an ihren Unternehmensstandorten. Bis Ende September 2019 hat E.ON große Anlagen für Erneuerbare Energien gebaut und betrieben, die dann an RWE übertragen wurden. E.ON muss sich bei allen Umweltbelangen an nationale und internationale gesetzliche Vorgaben halten, damit sie auch weiterhin das Vertrauen ihrer Stakeholder genießt und sich die nötige Akzeptanz für ihr unternehmerisches Handeln sichert. Das Umweltmanagement orientiert sich am Vorsorgeprinzip, das von den Vereinten Nationen befürwortet wird.

E.ON deckt alle gesetzlichen Anforderungen im Bereich Umwelt im Rahmen ihres HSE-Managements ab und hat darüber hinaus eigene, konzernweit verbindliche Anforderungen festgelegt. Die Funktionsrichtlinie „Sustainability & HSE“ verpflichtet im Wesentlichen alle Einheiten von E.ON (mit Ausnahme sehr kleiner Einheiten, die aus Sicht des Umweltmanagements vernachlässigbar sind) dazu, ein Umweltmanagementsystem einzuführen, das gemäß ISO 14001 oder EMAS – international anerkannten Standards für derartige Systeme – zertifiziert ist. Zum Ende des Jahres 2019 verfügten alle Einheiten, die unter diese Anforderung fallen, über ein solches System. Für seine Zertifizierung muss E.ON, wie im Managementhandbuch definiert, Umweltaspekte und -auswirkungen beurteilen und eine stetige Verbesserung anstreben. 2018 hat E.ON eine Grundsatzklärung verabschiedet, die die vorherige Erklärung ersetzt und vom Vorstand unterzeichnet wurde. Darin bringt E.ON zum Ausdruck, alle gesetzlichen Vorgaben zum Arbeits- und Umweltschutz einzuhalten, und legt ein für diese Zwecke geeignetes Managementsystem fest. Mit der Grundsatzklärung verpflichtet E.ON sich, die Umwelt und das Klima zu schützen, ihren Energieverbrauch zu senken, sparsam mit Ressourcen umzugehen, verantwortungsvoll zu wirtschaften und stets nach Verbesserungen im Bereich Umwelt zu streben. Das Energiemanagement spielt im Rahmen des Umweltmanagements eine wichtige Rolle. Es hilft E.ON dabei, ihren Energieverbrauch und damit auch ihre Treibhausgasemissionen zu verringern. An allen Standorten, an denen E.ON Systeme für das Energieeffizienzmanagement nach ISO 50001 eingeführt hat, erfasst und analysiert E.ON den Energieverbrauch ihrer Anlagen und Bürogebäude. Mithilfe der Ergebnisse kann E.ON Einsparpotenziale erkennen und kostengünstige Maßnahmen für den effizienten Energieeinsatz empfehlen. E.ON hat 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 den Einheiten innerhalb von 24 Stunden an den Vorstand gemeldet.

2019 ereignete sich ein schwerwiegender Umweltvorfall bei E.ON Business Solutions in Großbritannien. Eine geplatzte Ölleitung in einem Heizkraftwerk führte dazu, dass Motoröl in einen benachbarten Teich und einen Fluss gelangte. Das Leck wurde umgehend isoliert und innerhalb der nächsten Tage behoben. Der größte Teil des ausgelaufenen Öls wurde in den nächsten zwei Tagen entfernt. Weitere Reinigungsarbeiten durch eine Spezialfirma erfolgten in den nächsten zwei Wochen.

2019 verringerte sich der E.ON-Energieverbrauch gegenüber dem Vorjahreswert um 11 Millionen Gigajoule auf 228 Millionen Gigajoule (E.ON ohne zugegangenes innogy-Geschäft). Hauptgrund war die geringere Stromerzeugung, da der Konzern in dem Jahr weniger Kernkraftwerke betrieben und das Segment Erneuerbare Energien im September verkauft hat. Um den Stromverbrauch der Gebäude weiter zu senken, hat E.ON sich 2018 das Ziel gesetzt, sie bis 2030 vollständig klimaneutral zu machen.

## Aspekt 2: Arbeitnehmerbelange

E.ON möchte die Energiewelt von morgen mitgestalten, wettbewerbsfähig bleiben und neue Geschäftsbereiche erschließen. Dafür braucht E.ON talentierte, engagierte Mitarbeiter, deren persönliche und fachliche Kompetenzen zu E.ONs aktuellen und künftigen Anforderungen passen. Angesichts der Auswirkungen des demografischen Wandels auf den Arbeitsmarkt sind gut ausgebildete Fachkräfte jedoch gefragter denn je. E.ON muss ein attraktives, förderndes und integratives Arbeitsumfeld schaffen, in dem ihre Mitarbeiter ihr volles Potenzial entfalten können. Nur so wird es gelingen, herausragende neue Mitarbeiter zu gewinnen und diejenigen, die bereits für das Unternehmen arbeiten, zu binden. Was das 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.

### Mitarbeiterentwicklung und Arbeitsbedingungen

E.ONs Ziel ist es, talentierte Mitarbeiter für das Unternehmen zu gewinnen und ihnen ein Arbeitsumfeld zu bieten, in dem sie ihr Bestes geben können. Insbesondere in Zeiten des Umbruchs bietet die Personalstrategie („People-Strategie“) hierbei Orientierung. Die 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 der Mitarbeiter zu fördern. Ein entscheidendes Element für die Mitarbeiterentwicklung ist „Grow@E.ON“, ein unternehmensweiter Kompetenzrahmen, der in alle personalbezogenen Abläufe integriert ist. Damit stellt E.ON sicher, die passenden Mitarbeiter zu rekrutieren, an das Unternehmen zu binden und

ihre Weiterentwicklung zu fördern, sodass der Erfolg von E.ON auch künftig gesichert ist. E.ON bietet verschiedene Karrierewege an. Das macht E.ON zu einem attraktiven Arbeitgeber, sowohl für Menschen, die eine Fachkarriere anstreben, als auch für solche, die sich breiter aufstellen möchten.

Im Jahr 2018 hat E.ON ihre Personalarbeit dezentralisiert, um näher am Geschäft zu sein. Eine wichtige Aufgabe der Konzernpersonalabteilung ist das Personalmanagement für die 100 leitenden Führungspositionen des 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 der Mitarbeiter.

Der Senior Vice President HR wird regelmäßig dazu eingeladen, in Vorstandssitzungen über Mitarbeiterthemen zu berichten. Der Vorstand bespricht bei jeder Neubesetzung von Top-Executive-Positionen den aktuellen Stand der Talentpipeline. Darüber hinaus verschafft sich der Vorstand ein- bis zweimal pro Jahr ein Bild vom gesamten Talentpool, einschließlich der unteren Führungsebenen.

Damit E.ON ihren Mitarbeitern innerhalb des dezentralen Konzepts einen einheitlichen Bezugsrahmen bieten kann, hat die Personalabteilung 2017 gemeinsam mit dem Vorstand von E.ON die „People Commitments“ entwickelt und verabschiedet. Sie umfassen zwölf zentrale Grundsätze zum Werteverständnis im Hinblick auf die Menschen bei E.ON. Diese Grundsätze, denen der SE-Betriebsrat der E.ON SE zugestimmt hat, sind für den gesamten E.ON-Konzern verbindlich. Die Einheiten setzen die „People Commitments“ gemäß den jeweiligen rechtlichen, kulturellen und geschäftlichen Gegebenheiten um. Die „People Guidelines“ und die „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. Die internationale Transferrichtlinie regelt die zeitweilige Entsendung der Mitarbeiter ins Ausland. Eine Auslandsentsendung dauert im Schnitt zwei bis drei Jahre.

E.ON setzt ein breites Spektrum an Instrumenten ein, um ihren Mitarbeitern ein attraktives Arbeitsumfeld und gute Entwicklungsmöglichkeiten zu bieten. E.ON bildet in einer Vielzahl von Ausbildungsberufen und dualen Studiengängen aus. Ein Beispiel ist die E.ON-Ausbildungsinitiative in Deutschland, die Schulabgängern

den Start ins Berufsleben durch ausbildungsvorbereitende Praktika, Schulprojekte und andere Programme erleichtert. Beim „E.ON Graduate Program“ (EGP) durchlaufen hoch qualifizierte Universitätsabsolventen ein 24-monatiges Traineeprogramm. In dieser Zeit lernen sie drei bis sechs unterschiedliche Konzerneinheiten und -abteilungen von E.ON kennen und erhalten so einen umfassenden Überblick über das Unternehmen. 2019 wurde das EGP in Deutschland, Großbritannien, Schweden, Tschechien, Ungarn und Rumänien angeboten.

E.ON führt regelmäßig Mitarbeiterbefragungen – sogenannte PulseChecks – durch. Ziel ist es, herauszufinden, wie die Mitarbeiter über ihre Arbeit, ihren Vorgesetzten, die Arbeitsatmosphäre in ihrer Einheit und andere Themen denken. Die Umfrage 2019 zeigt, dass die konzernweiten Gesundheits- und Sicherheitskampagnen das Bewusstsein der Mitarbeiter hierfür wirksam gestärkt haben. So bewerteten die Mitarbeiter die Themen Gesundheit und Sicherheit sowie ethisches oder angemessenes Verhalten höher als alle anderen Themen. Auch im Vergleich zu früheren Umfragen stufen sie diese Themen nun als wichtiger ein.

E.ON verfügt über einen konzernweit einheitlichen Einstellungsprozess für ihr Führungspersonal. Er 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 diskutieren Talentmanager aus dem gesamten Unternehmen über offene Stellen und mögliche Kandidaten. Darüber hinaus führt E.ON eine jährliche Managementbewertung durch. Auf diese Weise stellt E.ON sicher, dass sich die Führungskräfte aktiv für ihre berufliche Weiterentwicklung engagieren sowie geeignete Entwicklungsmöglichkeiten erhalten. Zudem verschafft sich E.ON Überblick über die aktuelle Personalsituation und den künftigen Bedarf. Da Feedback unerlässlich ist, um die Mitarbeiter zu Spitzenleistungen zu befähigen, bietet E.ON ihnen zudem regelmäßige Reflexions- und Entwicklungsgespräche an.

E.ONs Ansicht nach bedarf es einer attraktiven Gesamtvergütung mit ansprechenden Zusatzleistungen, um 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 KPIs, die auch für die Vergütung des Vorstands von Bedeutung sind.

Für den unternehmerischen Erfolg ist eine engagierte, gesunde und vielfältige Belegschaft von zentraler Bedeutung. Mit der Integration von innogy hat für alle Mitarbeiter ein Veränderungsprozess begonnen. Diesen adressiert E.ON im Rahmen ihres Personalmanagements und nimmt die Interessen der Mitarbeiter dabei sehr ernst. Bei allen anstehenden Veränderungen bindet E.ON die Belegschaft aktiv ein und setzt auf eine enge Zusammenarbeit mit den Arbeitnehmervertretern. Ein konstruktives, auf gegenseitigem Vertrauen beruhendes und partnerschaftliches Verhältnis zur Mitbestimmung hat bei E.ON Tradition. Die

partnerschaftliche Zusammenarbeit bildet die Grundlage für eine erfolgreiche betriebliche Sozialpartnerschaft, insbesondere in Zeiten des Wandels. Diese Partnerschaft sorgt auch dafür, dass die Integration der innogy-Mitarbeiter sowie alle anderen Veränderungsmaßnahmen für jeden Mitarbeiter transparent und fair bleiben. Auf diesem Weg möchte E.ON reibungslose Restrukturierungen gewährleisten. Weitere Details finden Sie auf Seite 27.

### Arbeitssicherheit und Gesundheit

Die Sicherheit und Gesundheit der Mitarbeiter sind entscheidend für deren Wohlbefinden und damit auch für den unternehmerischen Erfolg von E.ON. Einige Mitarbeiter verrichten potenziell risikoreiche Arbeiten, etwa an Stromverteilnetzen. Strikte Sicherheitsstandards sind daher für E.ON von besonderer Bedeutung – denn Unfälle gefährden nicht nur die Gesundheit der Mitarbeiter, sondern haben möglicherweise auch Sachschäden, Arbeitsunterbrechungen und einen Reputationsverlust zur Folge. Durch den demografischen Wandel und ein sich schnell veränderndes Arbeitsumfeld muss E.ON außerdem die Bedürfnisse einer älter werdenden Belegschaft berücksichtigen und deren Arbeitsfähigkeit langfristig erhalten.

Bei den Themen Sicherheit und Gesundheit verfolgt E.ON einen aktiven sowie präventiven Ansatz. Nach dem Prinzip „Null Toleranz für Unfälle“ ist es E.ONs zentrales Ziel, Arbeitsunfälle von vornherein zu vermeiden. Zu einer Präventionskultur verpflichtet sich E.ON seit 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 der Mitarbeiter gerecht zu werden, sind im Rahmen des HSE-Managements (Health, Safety and Environment; siehe HSE-Management) klare Verantwortlichkeiten benannt und Mindeststandards festgelegt. Diese gelten nicht nur für die Mitarbeiter, sondern auch für die Angestellten von Partnerfirmen, die im Auftrag von E.ON Arbeiten ausführen. Mit wenigen Ausnahmen sind alle Einheiten verpflichtet, extern zertifizierte Arbeitssicherheits- und Gesundheitsschutz-Managementsysteme gemäß dem internationalen Standard ISO 45001 einzuführen (ISO 45001 ersetzt OHSAS 18001). Der jährliche Management-Review ist ein wichtiger Bestandteil dieses Managementsystems. Er wird von den Einheiten jeweils eigenverantwortlich durchgeführt und ist 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 E.ONs Standards eingehalten werden. Um zu entscheiden, in welcher Einheit ein Audit notwendig ist, analysiert E.ON das Unfallgeschehen des letzten Jahres und aktuelle Risikobewertungen. Neben den Audits helfen auch Kennzahlen zu Arbeitszeitausfällen, Unfällen und gefährlichen Ereignissen bei der Ursachenforschung und ermöglichen eine umfassende Risikoanalyse. Der Vorstand wird über alle schweren Unfallereignisse, Entwicklungen im Unfallgeschehen sowie Maßnahmen und Programme



informiert. Dies geschieht durch monatliche Berichte des Bereichs HSE sowie in regelmäßig stattfindenden Gesprächen mit dem Senior Vice President Sustainability & HSE. 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.

E.ON legt großen Wert darauf, auch Führungskräfte kontinuierlich zu ihrer Verantwortung im Bereich HSE zu schulen, und gibt ihnen verschiedene Instrumente an die Hand, mit denen sie in ihrem jeweiligen Bereich für gesunde und sichere Arbeitsplätze sorgen können. 2017 hat E.ON für Führungskräfte der operativen Einheiten einen eintägigen Workshop zu diesem Thema entwickelt. Er schult die Teilnehmer darin, Sicherheitsrisiken frühzeitig zu erkennen und Mitarbeiter für sicheres und verantwortungsvolles Arbeiten zu motivieren. 2017 und 2018 wurde der Workshop bei den vier deutschen Verteilnetzbetreibern sowie bei E.ON Business Solutions und 2019 in weiteren E.ON-Einheiten durchgeführt. Im Jahr 2019 hat E.ON neue Schulungsmaterialien eingeführt, mit denen die Bedeutung zwischenmenschlicher Beziehungen für die Sicherheit betont wird. Mit ihnen schult E.ON Führungskräfte, sogenannte How-we-Care-Workshops durchzuführen. Diese helfen Teams, ein gemeinsames Verständnis dafür zu entwickeln, was es bedeutet, füreinander Verantwortung zu übernehmen. Darüber hinaus hat einer der Verteilnetzbetreiber in Deutschland eine Initiative gestartet, die Führungskräfte und operative Mitarbeiter zusammenbringt, um Sicherheitsbedenken offen zu diskutieren und neue Wege zur Verbesserung der Sicherheitskultur aufzuzeigen. Diesen Ansatz will E.ON 2020 auch in anderen Bereichen umsetzen.

In mehreren Ländern, in denen E.ON tätig ist, können sich Mitarbeiter mit Fragen oder Bedenken bezüglich ihrer körperlichen oder geistigen Gesundheit an einen Gesundheitsberatungsservice wenden. Die Mitarbeiter- und Führungskräfteberatung 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.

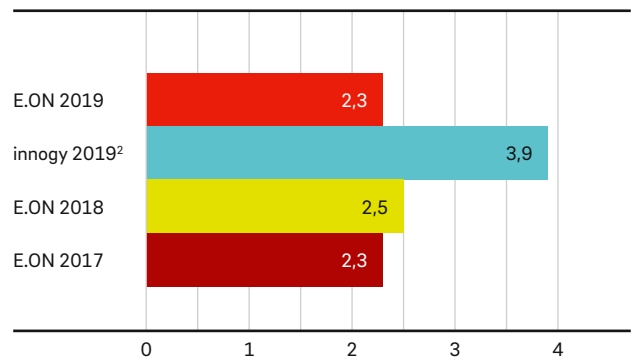
Im Jahr 2019 hat E.ON begonnen, die jeweiligen Arbeitsschutzmanagementsysteme und -richtlinien im bisherigen E.ON- und innogy-Teil des Konzerns zu harmonisieren. Darüber hinaus wurden virtuelle Arbeitsgruppen zu ausgewählten Arbeitsschwerpunkten gebildet. Diese Schritte werden dazu beitragen, eine nahtlose Integration im Jahr 2020 zu gewährleisten.

Die Ergebnisse der im Jahr 2019 abgeschlossenen Vorfälleuntersuchungen und HSE-Audits zeigen, dass E.ONs Managementsysteme grundsätzlich greifen. Die meisten der festgestellten Mängel wurden unverzüglich beseitigt. Es bleibt jedoch noch

einiges zu tun, um sicherzustellen, dass alle neuen beziehungsweise überarbeiteten Strategien und Verfahren vollständig dokumentiert und implementiert werden. Dies betrifft insbesondere die E.ON-internen Arbeitsschutzvorschriften ihrer deutschen Verteilnetzbetreiber. In einigen E.ON-Einheiten außerhalb Deutschlands hat E.ON zudem vereinzelte Sicherheitsmängel festgestellt, die Mitarbeiter, Auftragnehmer und die Öffentlichkeit gefährden könnten. Diese wurden priorisiert und werden nach und nach behoben. Insgesamt konnte E.ON in den letzten Jahren eine kontinuierliche Verbesserung feststellen. E.ON sieht die Audits und die daraus resultierenden Erkenntnisse und Empfehlungen als Chance zur kontinuierlichen Verbesserung.

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

#### TRIF Mitarbeiter<sup>1</sup>



<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Wert für den Zeitraum von 1. Oktober bis 31. Dezember 2019 und nicht enthalten in E.ON 2019; siehe „Gegenstand und Umfang“, Seite 88.

Der TRIF Mitarbeiter lag 2019 mit 2,3 leicht unter dem Vorjahreswert von 2,5. Der TRIF der für E.ON tätigen Vertragspartner stieg von 2,1 auf 2,6. E.ON nimmt an, dass der Anstieg des TRIF von Auftragnehmern auf eine bessere Berichtskultur zurückzuführen ist. E.ON hat im Jahr 2019 intensiv daran gearbeitet, das Management der Auftragnehmer und damit das Wissen über die Unfälle, die sich während ihrer Arbeit für E.ON ereigneten, zu verbessern.

Bedauerlicherweise starben 2019 zwei Beschäftigte von Partnerfirmen und ein innogy-Mitarbeiter aufgrund von Unfällen. Nach jedem tödlichen Unfall leitet E.ON umgehend eine Untersuchung 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 der Mitarbeiter (einschließlich der Beschäftigten von innogy ab 1. Oktober 2019) lag 2019 bei 96,0 Prozent. Sie gibt die geplante Arbeitszeit abzüglich Ausfallzeit wegen Arbeitsunfähigkeit wieder und blieb 2019 erneut auf einem hohen Niveau (E.ON 2018: 96,3 Prozent).

### Aspekt 3: Sozialbelange

#### Versorgungssicherheit

Als Energieunternehmen und Verteilnetzbetreiber hat E.ON die Aufgabe, die sichere Versorgung ihrer 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, im öffentlichen Dienst oder in 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 E.ONs 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 E.ONs Einflussbereichs liegen.

In der Unternehmensstrategie hat sich E.ON zum Ziel gesetzt, ihre Verteilnetze auf diese dezentrale Energiewelt auszurichten. Sie sind entscheidendes Bindeglied zwischen Stromerzeuger und -nutzer. Nur wenn die Verteilnetze einwandfrei funktionieren und E.ON sie auf die Herausforderungen der neuen Energiewelt ausrichtet, kann E.ON auch künftig eine zuverlässige Versorgung gewährleisten. Dazu erweitert E.ON die bisherige, konventionelle Infrastruktur um sogenannte Smart-Grid-Technologien (deutsch: intelligente Netze). So kann E.ON 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 das Krisenmanagement von E.ON 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 der 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 baut E.ON ihre Netze nach Bedarf aus und hält sie instand. Auf diese Weise stellt E.ON sicher, dass alle ihre Netzkunden daran angeschlossen sind und zuverlässig mit Energie versorgt werden. Die auf ein oder mehrere Jahre ausgelegten Maßnahmen werden von den 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 zur Planung und Budgetierung mittelfristiger Maßnahmen. Ein Teil des Investitionsbudgets wird für den schrittweisen Ausbau intelligenter Netze genutzt: E.ONs Netzstruktur wird mit Sensorik, Führungs- und Leittechnik ausgestattet und digital vernetzt. Dabei ermöglicht 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, E.ON entscheidet sich 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.

E.ON erfasst alle geplanten und ungeplanten Ausfälle in ihren Verteilnetzen. Die ermittelten Daten fließen in den „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) Strom ein. Er gibt die durchschnittliche Ausfalldauer je versorgten Verbraucher pro Jahr an. Diese Zahl ist nicht steuerungsrelevant, gibt E.ON jedoch Auskunft über die Zuverlässigkeit ihrer Stromverteilnetze. In einigen Ländern, in denen E.ON aktiv ist, gibt es strenge gesetzliche Zielwerte für den SAIDI. Falls E.ON die Vorgaben nicht erfüllt, müssen möglicherweise Straf- oder Kompensationszahlungen geleistet werden. Die regionalen Einheiten setzen sich daher zum Teil jährlich eigene spezifische Ziele bezüglich des SAIDI. Die 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 Strom<sup>1</sup>

Minuten pro Jahr	E.ON 2019			innogy 2019 <sup>2</sup>			E.ON 2018		
	Geplant	Ungeplant	Gesamt	Geplant <sup>3</sup>	Ungeplant	Gesamt <sup>3</sup>	Geplant	Ungeplant	Gesamt
Deutschland <sup>4</sup>	10	20	29	7	15	22	14	20	34
Schweden	28	142	170	n.v.	n.v.	n.v.	24	120	144
Ungarn	120	63	182	113	53	166	132	60	192
Tschechien	152	48	200	n.v.	n.v.	n.v.	155	49	203
Rumänien	288	185	473	n.v.	n.v.	n.v.	339	249	588
Slowakei <sup>5</sup>	87	96	183	n.v.	n.v.	n.v.	97	79	176

1 mögliche Abweichungen in der Summenbildung durch Rundung der Zahlen

2 Die Werte beziehen sich auf das gesamte Jahr 2019 und sind nicht in E.ON 2019 enthalten, siehe „Gegenstand und Umfang“, Seite 88. Aufgrund geringer Wesentlichkeit wurde der SAIDI für innogy in Polen (geplant 9, ungeplant 42) nicht in der Tabelle erfasst. Das Netzgeschäft in Polen beschränkt sich auf die Region Warschau.

3 ungeprüfte Werte

4 Die Angaben für Deutschland beziehen sich auf das jeweilige Vorjahr: 2019 auf 2018 und 2018 auf 2017.

5 49 Prozent Minderheitsbeteiligung

Der SAIDI-Wert von 2019 unterschied sich in den meisten Ländern nur gering von dem des Vorjahres. Eine nennenswerte Veränderung gab es in Schweden, wo E.ONs Kunden aufgrund eines Orkans und schwerer Unwetter im Sommer im Durchschnitt stärker von Stromausfällen betroffen waren als in den Vorjahren. Eine spürbare positive Veränderung gab es in Rumänien, wo E.ON die Gesamtunterbrechungsdauer um über 100 Minuten pro Kunde reduziert hat. Dies ist wahrscheinlich auf laufende Investitionen in die Automatisierung und Verbesserungen der Arbeitsmethoden der Wartungsteams zurückzuführen. Wie in den vergangenen Jahren waren E.ONs Netze in Deutschland am zuverlässigsten.

### Kundenzufriedenheit

Für den Geschäftserfolg von E.ON ist es entscheidend, dass es 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 den Kunden. Nur wenn E.ON ihre Produkte und Dienstleistungen daran ausrichtet und sich kontinuierlich verbessert, kann E.ON auch in Zukunft am Markt erfolgreich sein.

E.ON stellt die Interessen und Bedürfnisse ihrer Kunden in den Mittelpunkt von allem, was sie tut. Dieses Versprechen ist einer der zentralen Unternehmenswerte. Es ist eingebettet in die Grundsätze zur Kundenzufriedenheit, der Markenkultur und in Grow@E.ON, das konzernweite Kompetenzmodell. Als kundenfokussiertes Unternehmen möchte E.ON die Zufriedenheit der Kunden kontinuierlich steigern und in ihren Märkten die Nummer eins unter den Anbietern für Energielösungen werden.

E.ON misst das Vertrauen und die Loyalität ihrer Kunden mit dem Net Promoter Score (NPS), der 2009 eingeführt und 2013 als gruppenweites Programm implementiert wurde. Der NPS-Wert gibt an, ob sie E.ON an Freunde und Familie weiterempfehlen würden. Außerdem hilft er E.ON herauszufinden, welche Themen den Kunden aktuell besonders wichtig sind. So kann E.ON ihre Maßnahmen an die aktuellen Kundenbedürfnisse anpassen.

E.ON misst drei Arten des NPS. Der strategische NPS (Top-down-NPS) vergleicht die Leistung mit der der Wettbewerber. Er basiert auf dem Feedback von Kunden, unabhängig davon, ob sie mit E.ON interagiert haben oder nicht. Der Bottom-up-NPS basiert auf dem Feedback von Kunden, die eine spezifische Interaktion mit E.ON hatten, beispielsweise ein Gespräch mit einem Mitarbeiter aus einem der Callcenter. Der sogenannte Journey-NPS misst die Loyalität von Kunden, die eine intensivere Erfahrung mit E.ON hatten – etwa, wenn E.ON sie nach einem Umzug dabei unterstützt hat, ihren Energievertrag zu ändern. Das NPS-Programm wird von allen Einheiten eingesetzt. Im September 2017 hat E.ON in diesem Zusammenhang eine neue Methodik eingeführt. Sie ermöglicht es, den strategischen NPS in allen Märkten von E.ON einheitlich zu messen. Auf diese Weise kann E.ON Kundenprobleme identifizieren und lösen. Außerdem erkennt E.ON leichter, in welchen Bereichen den Kunden nützliche Innovationen geboten werden können. Darüber hinaus beseitigt das automatisierte Reporting die Fehler der manuellen Dateneingabe und verbessert damit die Qualität und Prüfbarkeit der Daten. Mit dem internen NPS- (iNPS-)Programm will E.ON auch Mitarbeiter ohne direkten Kundenkontakt dafür sensibilisieren, wie wichtig die Zufriedenheit der Kunden ist. Das iNPS wurde 2014 konzernweit eingeführt und wird bisher in der IT, im Personalwesen, Lieferantenmanagement, Finanzwesen sowie in weiteren internen Unterstützungsfunktionen umgesetzt.

Kunden durch eine kontinuierliche Verbesserung von Produkten und Dienstleistungen zu binden, ist auch für innogy ein wichtiges Anliegen. innogy setzt zwar keinen NPS ein, greift aber auf einen ähnlichen Feedbackprozess zurück. E.ON arbeitet eng mit innogy zusammen, um eine einheitliche Methodik zu etablieren.

E.ON legt jährlich unternehmensweite Ziele für den strategischen und den Journey-NPS fest. Diese nutzt E.ON 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 Unternehmens-Performance und einer die individuelle Leistung der Führungskraft. 2019 machte der strategische NPS 20 Prozent des Unternehmensfaktors aus. Der Journey-NPS floss bei den 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 das Vertriebs- und Energielösungsgeschäft für alle Kundenbereiche und in allen Märkten von E.ON. 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“ (englisch: „Customer Immersion Programme“) bringt E.ON Führungskräfte und Mitarbeiter direkt mit Privat- und Geschäftskunden zusammen. Ziel dieser Begegnungen ist es, das grundsätzliche Verständnis und Engagement für Kunden zu fördern. Im Jahr 2019 hat E.ON eine interaktive Videoinstallation zusammengestellt, die aus 24 Bildschirmen besteht. Darauf werden Aussagen und Geschichten echter E.ON-Kunden aus verschiedenen Ländern abgespielt.

Der durchschnittliche strategische NPS für Haushaltskunden stieg Anfang 2019 an, blieb über den größten Teil des Jahres konstant und erreichte seinen höchsten Stand am Ende des Jahres. Er lag während des gesamten Jahres über dem Durchschnitt der Wettbewerber. In fünf von sieben Ländern, in denen E.ON tätig ist, stieg der Anteil loyaler Kunden, die positiv über E.ON sprechen und E.ON an Freunde und Familie weiterempfehlen. Gleichzeitig ging der Prozentsatz der Kritiker, die negativ über E.ON sprechen, in sechs Ländern zurück.

E.ONs durchschnittlicher strategischer NPS für kleine und mittlere Unternehmen (KMU) stieg zu Beginn des Jahres an, verbesserte sich im Laufe des Jahres weiter und erreichte seinen höchsten Stand am Ende des Jahres. Wie auch der durchschnittliche strategische NPS für Haushaltskunden lag er während des gesamten Jahres über dem Durchschnitt der Wettbewerber. Der Prozentsatz loyaler Kunden stieg in fünf von sieben Ländern; in zwei Ländern blieb er stabil. Der Anteil der Kritiker ging in sechs Ländern zurück und blieb in einem Land stabil.

### Datenschutz

Die voranschreitende Digitalisierung bietet zahlreiche Chancen, intelligente Lösungen anzubieten und das Unternehmen, die technischen Lösungen sowie Verfahren zu verbessern. Gleichzeitig stellt die Digitalisierung ein potenzielles Risiko für die Integrität, Vertraulichkeit und Verfügbarkeit personenbezogener Daten dar. „Personenbezogene Daten“ bezeichnen alle Informationen, die sich auf eine identifizierte oder identifizierbare natürliche Person beziehen. 2018 traten die Datenschutz-Grundverordnung der Europäischen Union (DSGVO) und das neue Bundesdatenschutzgesetz in Kraft. Mit der DSGVO wurden 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. E.ON ist dazu verpflichtet, personenbezogene Daten, die verarbeitet werden, zu schützen. Zudem könnten sich Datenschutzverletzungen negativ auf die Reputation von E.ON auswirken und Geldstrafen nach sich ziehen.

Im Jahr 2019 hat E.ON begonnen, ihre Geschäftsanweisungen, Richtlinien, Leitlinien und Verfahren zu aktualisieren. Dabei sollen die Erfahrungen einfließen, die E.ON und innogy seit dem Inkrafttreten der DSGVO gesammelt haben. Das bestehende Datenschutzmanagementsystem (DSMS) bietet Orientierung in Datenschutzfragen und soll sicherstellen, dass E.ON innerhalb des Konzerns einen möglichst strukturierten, koordinierten und einheitlichen Ansatz zum Datenschutz verfolgt. Das DSMS wurde von einer Anwaltskanzlei geprüft. Im Jahr 2019 wurden in einer Reihe von E.ON-Einheiten interne Audits zum Status des Datenschutzmanagements durchgeführt. Auch sie bestätigten, dass der Ansatz zum Datenschutz wirksam ist. Die derzeit gültige Datenschutzrichtlinie ist 2018 in Kraft getreten. Sie legt Funktionen und Zuständigkeiten konzernweit einheitlich fest. Im Jahr 2019 hat E.ON weiterhin notwendige Schritte unternommen, um die DSGVO hinsichtlich der Daten der Geschäftspartner, Stakeholder, Kunden und anderer betroffener Personen – einschließlich derer, die von der innogy-Transaktion betroffen sind – zu erfüllen. Als Mindeststandard hat E.ON festgelegt, dass alle Einheiten eine, wenn erforderlich, angepasste Fassung des DSMS einführen müssen, sofern dies erforderlich ist. E.ON verfügt über angemessene Datenschutzprozesse, unter anderem, um die

Rechte betroffener Personen zu wahren (Recht auf Auskunft, Löschung usw.), Datenschutzanforderungen in Bezug auf Lieferanten und andere Geschäftspartner zu berücksichtigen und um Verletzungen beim Schutz personenbezogener Daten zu melden und zu bearbeiten. E.ON beurteilt den Schweregrad jeder Datenschutzverletzung mithilfe einer Methode, die von der Europäischen Agentur für Netz- und Informationssicherheit (ENISA) entwickelt wurde. Darüber hinaus dienen diese Prozesse den Einheiten, die in ihren Organisationen ebenfalls die erforderlichen Prozesse eingeführt haben, als Orientierungshilfe. E.ONs 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 Zugriff auf sensible personenbezogene Daten hat, im Adresshandel tätig ist oder mehr als 20 Mitarbeiter mit Zugang zu personenbezogenen Daten hat. Die Vorschriften für die Ernennung von Datenschutzbeauftragten sind jedoch in jedem Land unterschiedlich. Die DSB tauschen regelmäßig Informationen aus und berichten regelmäßig an den Konzernbeauftragten für Datenschutz in der Konzernzentrale. Dabei geht es um die folgenden Dimensionen des Datenschutzes: die Rechte betroffener Personen, das Verhältnis zu Dritten, die Datenschutzdokumentation und etwaige Korrespondenz mit 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 Information Security and Data Protection Council, dem unter anderen zwei Vorstandsmitglieder angehören. Bei Bedarf berichtet er auch an den gesamten Vorstand sowie den Prüfungs- und Risikoausschuss.

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 die unternehmens-eigene Social-Media-Plattform „Connect“ verbreitet. E.ONs 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. Zudem nutzt E.ON ein konzernweites E-Learning-Modul, um die Mitarbeiter mit den DSGVO-Vorschriften vertraut zu machen.

Im Rahmen des DSMS verwendet E.ON die PDCA-Methode (Plan, Do, Check, Act). Dies wird durch die DSGVO verpflichtend vorgeschrieben und hilft E.ON dabei, die 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, stimmt E.ON Änderungen am DSMS mit dem Vorstand ab. Daher hält E.ON das bestehende DSMS für angemessen und wirksam. Gleichwohl wird E.ON gemeinsam mit dem Datenschutzteam von innogy das DSMS vor dem Hintergrund der innogy-Transaktion überprüfen.

#### **Aspekt 4: Menschenrechte**

E.ON hat sich dazu verpflichtet, die Menschenrechte in allen Geschäftsprozessen zu respektieren. Wenn die grundlegenden Rechte und Bedürfnisse von Menschen missachtet werden, kann dies schwerwiegende Auswirkungen für die Betroffenen haben und dem Ruf von E.ON 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 beispielsweise der „UK Modern Slavery Act“ in Großbritannien E.ON dazu, über Maßnahmen gegen den internationalen Menschenhandel zu berichten.

Um Menschenrechtsverletzungen vorzubeugen, hält E.ON sich an externe Standards und setzt auf eigene Richt- und Leitlinien. Die überarbeitete Fassung des Verhaltenskodex (Näheres hierzu siehe „Aspekt 5: Antikorruption“) ist 2018 in Kraft getreten. Er verpflichtet alle Mitarbeiter, einen Beitrag zu einem diskriminierungsfreien und sicheren Arbeitsumfeld zu leisten und die Menschenrechte zu achten. Im Jahr 2019 hat E.ON ihre Erklärung zur Menschenrechtspolitik von 2008 aktualisiert. Diese erkennt die Internationale Menschenrechtserklärung sowie die Erklärung über grundlegende Prinzipien und Rechte bei der Arbeit der Internationalen Arbeitsorganisation (ILO) und deren grundlegende Konventionen ausdrücklich an und verweist auf E.ONs eigene Richtlinien, wie zum Beispiel den Verhaltenskodex für Lieferanten. Zu den Standards, nach denen E.ON sich richtet, zählen die Prinzipien des „Global Compact“ der Vereinten Nationen (UNG) und die Europäische Konvention zum Schutz der Menschenrechte. Der Chief Sustainability Officer, zugleich Mitglied des E.ON-Vorstands, ist auch der Chief Human Rights Officer. Die Standards für Menschenrechte und ethische Geschäftspraktiken, die E.ON von ihren Lieferanten verlangt, sind im Verhaltenskodex für Lieferanten definiert. Der Qualifizierungsprozess (Onboarding) für Lieferanten besteht aus drei Schritten: einer vom Lieferanten selbst vorzunehmenden Registrierung, seiner formellen Zusage, den Verhaltenskodex für Lieferanten einzuhalten, und einer Compliance-Prüfung. Non-Fuel-Lieferanten, die nicht der Lieferantenqualifizierung unterliegen, müssen E.ONs Allgemeinen

Geschäftsbedingungen für Einkaufsverträge zustimmen. Diese sind rechtsverbindlich und verpflichten die Non-Fuel-Lieferanten unter anderem, den Verhaltenskodex für Lieferanten einzuhalten sowie die UNGC-Prinzipien zu unterstützen. Darüber hinaus definieren die Funktionsrichtlinie „Supply Chain“ und das Supply-Chain-Handbuch konzernweite Grundsätze, Prozesse und Verantwortlichkeiten für die Beschaffung von Non-Fuel-Bedarfen. Ausgenommen hiervon sind die in einer speziellen Ausnahmeliste aufgeführten Sonderfälle (zum Beispiel Commodity-, Finanz- und Immobilientransaktionen, Versicherungen oder Steuern).

Ende 2018 nahm E.ON eine überarbeitete, vollständig digitale Lösung zum Onboarding von Lieferanten in Betrieb. Diese ist Teil des ERP-Systems (Enterprise Resource Planning). Im Jahr 2019 konzentrierte sich E.ON auf die Überwachung bestehender und neuer Lieferanten, um sicherzustellen, dass diese die 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 unternimmt E.ON während des Onboarding-Prozesses zusätzliche Schritte wie beispielsweise Auditierungen von Lieferanten. Dabei beurteilt E.ON unter anderem, ob der Lieferant E.ONs Menschenrechtsstandards einhält. Zum Jahresende 2019 war für 98 Prozent der Bestellungen und Vertragsabrufe der Onboarding-Prozess abgeschlossen.

Darüber hinaus bewertet E.ON ihre wichtigsten Non-Fuel-Lieferanten regelmäßig anhand von fünf Leistungsindikatoren: Qualität, Kosten, Lieferung, Innovation und CSR; CSR beinhaltet auch den Schutz der Menschenrechte. E.ON teilt den Lieferanten die Ergebnisse bei einem Treffen zur Leistungsbeurteilung mit. Abhängig vom Verlauf des Treffens, kann sich E.ON daraufhin veranlasst sehen, spezifische Maßnahmen zur Verbesserung der Leistung hinsichtlich eines oder mehrerer der Leistungsindikatoren einzuleiten, wenn das Unternehmen weiterhin eine Geschäftsbeziehung mit E.ON anstrebt.

Das Ziel von E.ON ist es, Verstöße gegen Menschenrechte, Umweltstandards und ihre Unternehmensgrundsätze zu verhindern, indem die entsprechenden Risiken entlang der Wertschöpfungskette aus einer ganzheitlichen Perspektive identifiziert werden. Die Onboarding-Bewertungen gewährleisten, dass E.ON ausschließlich mit Lieferanten zusammenarbeitet, die ihren Standards verpflichtet sind. Mithilfe regelmäßiger Risikobewertungen kann E.ON zudem tatsächliche oder mutmaßliche Verstöße aufdecken. In diesen Fällen wird – nach der Benachrichtigung des Supply Chain Compliance Officers und des jeweiligen Supply Chain Directors – ein Prozess in Gang gesetzt, der dazu dient, die Missstände umgehend zu bereinigen. Gelingt dies nicht, beendet E.ON die Geschäftsbeziehungen zu dem betroffenen Lieferanten.

Mögliche Verstöße gegen die Menschenrechte können Mitarbeiter über die internen Berichtswege und eine konzernweite externe „Whistleblower“-Hotline melden. Im Dezember 2019 erweiterte E.ON den Hotline-Dienst und veröffentlichte dessen Telefonnummer im Internet. Nicht nur E.ON-Mitarbeiter, sondern auch Geschäftspartner, deren Mitarbeiter und andere Dritte können sich vertrauensvoll an diese Hotline wenden. 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 2019 wurde auf diesem Weg keine Verletzung der Menschenrechte gemeldet.

2017 veröffentlichte die deutsche Bundesregierung ihren Nationalen Aktionsplan Wirtschaft und Menschenrechte (NAP). Der NAP dient Unternehmen, Wirtschaftsverbänden, Politik, Nichtregierungsorganisationen und Wissenschaft als Plattform, um die Einhaltung der Menschenrechte entlang der Wertschöpfungskette zu fördern. Er definiert Leitlinien für die Einbettung der menschenrechtlichen Sorgfaltspflicht (Human Rights Due Diligence – HRDD) in die Unternehmensstrategie und die Geschäftsprozesse und ermutigt Unternehmen, diesen Schritt von sich aus zu gehen. Im September 2019 nahm E.ON an einem freiwilligen Monitoring des NAP durch die Bundesregierung teil. Dabei wurden wertvolle Informationen zur bisherigen Umsetzung des NAP durch E.ON gewonnen. Mit Unterstützung eines Beratungsunternehmens hat E.ON zudem den Reifegrad der bestehenden HRDD-Prozesse und -Praktiken bewertet. Auf Basis der Bewertungsergebnisse definierte E.ON Maßnahmen zur Verbesserung der Personalentwicklung und stellte diese dem Sustainability Council und dem Vorstand vor. 2019 begann E.ON, die Maßnahmen umzusetzen. Sie umfassen ein aktualisiertes Statement zur Menschenrechtspolitik und die Bereitstellung der oben genannten Whistleblower-Hotline für Dritte. Darüber hinaus hat E.ON ihre Menschenrechts-Risikomatrix verfeinert, die in Zukunft eine noch strukturiertere Einschätzung von Menschenrechtsrisiken ermöglichen wird. Anfang 2020 bereitet E.ON weitere Schritte vor, die voraussichtlich im Verlauf des Jahres umgesetzt werden.

### Aspekt 5: Antikorruption

E.ON bekennt sich dazu, Korruption in allen ihren Erscheinungsformen zu bekämpfen, und unterstützt nationale und internationale Bestrebungen, die ihr entgegenwirken. Auch als Mitglied im „Global Compact“ der UN lehnt E.ON jegliche Form von Korruption ab. Schließlich führt derartige Verhalten dazu, dass Entscheidungen aus rechtswidrigen Gründen getroffen werden. Korruption 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 sich das Vertrauen von Stakeholdern dauerhaft zu sichern, kontrolliert E.ON die Einhaltung von gesetzlichen und internen Vorgaben genau. Mit eventuellen Verstößen geht E.ON transparent um und ahndet 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 legt E.ON 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 der 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 die Wirksamkeit 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 (Group Audit) und Group Compliance untersucht.

Der Verhaltenskodex legt den Fokus auf den Leitsatz („Doing the right thing“). Er wird durch mehrere Mitarbeiter-Richtlinien ergänzt, die spezifische Regeln festlegen („Doing things right“). Als verbindliches Rahmenwerk hilft der Kodex den Mitarbeitern, in verschiedenen beruflichen Situationen die richtigen Entscheidungen zu treffen und E.ONs 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 wird erläutert, warum ein Verhaltenskodex notwendig ist. Der Hauptteil enthält verständliche Leitlinien zu allen Themen, die E.ON besonders wichtig sind. Dazu gehören Menschenrechte, Korruptionsbekämpfung, fairer Wettbewerb und gute Beziehungen zu Geschäftspartnern. Der Kodex enthält abschließend einen 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 von Geschäftspartnern können zu Veranstaltungen und in Restaurants eingeladen werden oder Geschenke erhalten. Die Mitarbeiter-Richtlinie zur Korruptionsbekämpfung enthält ein Entscheidungsschema zu diesem Thema.

Mithilfe der bekannten Ampelfarben zeigt das Schema, welche Zuwendungen gewährt oder angenommen werden dürfen und welche genehmigungsbedürftig oder sogar verboten sind. Zuwendungen ab einem bestimmten Schwellenwert – der je nach Land und nationalen Vorschriften unterschiedlich hoch ist – müssen vom lokalen Compliance Officer genehmigt werden. Besonders strenge Vorgaben gelten für Zuwendungen von Amts- und Mandatsträgern.

Um zu ermitteln, in welchen Tätigkeitsbereichen das Risiko für bestimmte Compliance-Verstöße besonders hoch ist, führt E.ON regelmäßig eine Risikoanalyse (Compliance Risk Assessment) durch. Auf Basis der Ergebnisse legt E.ON 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 E.ON zusammen mit einer Anwaltskanzlei betreibt. Nicht nur die Mitarbeiter von E.ON, sondern auch Geschäftspartner, deren Mitarbeiter und andere Dritte können sich vertrauensvoll an diese Hotline wenden. Der Bereich Group Compliance leitet die Informationen an die zuständige Abteilung oder Einheit weiter.

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

Zentraler Indikator, anhand dessen die Leistung im Compliance-Bereich gemessen und der zur internen Steuerung genutzt wird, ist die „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 den Compliance-Berichten aufgeführt werden. Unter anderem betrachtet E.ON dabei, ob und wie vorgegebene Maßnahmen im Unternehmen umgesetzt werden. Auch 2019 überzeugten sich Vorstand und Risiko- und Prüfungsausschuss des Aufsichtsrats 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	2019	2018
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern		42.392	30.089
Strom- und Energiesteuern		-1.389	-693
<b>Umsatzerlöse<sup>1</sup></b>	(5)	<b>41.003</b>	<b>29.396</b>
Bestandsveränderungen		-125	16
Andere aktivierte Eigenleistungen	(6)	487	394
Sonstige betriebliche Erträge <sup>1</sup>	(7)	5.649	5.334
Materialaufwand <sup>1</sup>	(8)	-32.126	-22.635
Personalaufwand	(11)	-4.101	-2.460
Abschreibungen	(14)	-2.502	-1.575
Sonstige betriebliche Aufwendungen <sup>1</sup>	(7)	-7.355	-4.786
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen		421	269
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern</b>		<b>1.351</b>	<b>3.953</b>
Finanzergebnis	(9)	-554	-669
<i>Beteiligungsergebnis</i>		58	44
<i>Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge</i>		1.065	523
<i>Zinsen und ähnliche Aufwendungen</i>		-1.677	-1.236
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	(10)	-53	-46
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>		<b>744</b>	<b>3.238</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	(4)	1.064	286
<b>Konzernüberschuss/-fehlbetrag</b>		<b>1.808</b>	<b>3.524</b>
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON SE</i>		1.566	3.223
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>		242	301
in €			
<b>Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE) – unverwässert und verwässert<sup>2</sup></b>	(13)		
aus fortgeführten Aktivitäten		0,24	1,37
aus nicht fortgeführten Aktivitäten		0,44	0,12
<b>aus Konzernüberschuss/-fehlbetrag</b>		<b>0,68</b>	<b>1,49</b>
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück		2.293	2.167

1 Aufgrund einer Änderung der Rechnungslegungsmethode sind Effekte aus sogenannten „Failed Own Use“-Verträgen enthalten. Das Vorjahr wurde entsprechend angepasst (vergleiche die Erläuterungen in Textziffer 2).

2 auf Basis ausstehender Aktien (gewichteter Durchschnitt)

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

in Mio €	2019	2018
<b>Konzernüberschuss/-fehlbetrag</b>	<b>1.808</b>	<b>3.524</b>
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen	-146	-488
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen at equity bewerteter Unternehmen	11	-1
Ertragsteuern	-36	-54
<b>Posten, die nicht in die Gewinn- und Verlustrechnung umgliedert werden</b>	<b>-171</b>	<b>-543</b>
Cashflow Hedges	-453	53
<i>Unrealisierte Veränderung – Hedging-Reserve</i>	-438	-15
<i>Unrealisierte Veränderung – Reserve für Hedging-Kosten</i>	-3	59
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	-12	9
Marktbewertung Finanzinstrumente	-1	-63
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	29	-24
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	-30	-39
Währungsumrechnungsdifferenz	-622	-84
<i>Unrealisierte Veränderung – Hedging-Reserve/Sonstiges</i>	-233	-99
<i>Unrealisierte Veränderung – Reserve für Hedging-Kosten</i>	1	2
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	-390	13
At equity bewertete Unternehmen	-123	-40
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	-116	-369
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	-7	329
Ertragsteuern	10	-8
<b>Posten, die anschließend möglicherweise in die Gewinn- und Verlustrechnung umgliedert werden</b>	<b>-1.189</b>	<b>-142</b>
<b>Summe der direkt im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen</b>	<b>-1.360</b>	<b>-685</b>
<b>Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Summe Comprehensive Income)</b>	<b>448</b>	<b>2.839</b>
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON SE</i>	173	2.610
<i>Fortgeführte Aktivitäten</i>	-371	2.413
<i>Nicht fortgeführte Aktivitäten</i>	544	197
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>	275	229

## Bilanz des E.ON-Konzerns – Aktiva

in Mio €	Anhang	31. Dezember	
		2019	2018
Goodwill <sup>1</sup>	(14)	17.512	2.054
Immaterielle Vermögenswerte	(14)	4.138	2.162
Nutzungsrechte <sup>2</sup>	(32)	3.109	–
Sachanlagen	(14)	35.832	18.057
At equity bewertete Unternehmen	(15)	5.232	2.603
Sonstige Finanzanlagen	(15)	4.083	2.904
<i>Beteiligungen</i>		1.730	664
<i>Langfristige Wertpapiere</i>		2.353	2.240
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	(17)	699	427
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	(17)	3.593	1.474
Aktive latente Steuern	(10)	2.212	1.195
Laufende Ertragsteuerforderungen	(10)	34	7
<b>Langfristige Vermögenswerte</b>		<b>76.444</b>	<b>30.883</b>
Vorräte	(16)	1.252	684
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	(17)	490	284
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	(17)	14.319	5.445
Laufende Ertragsteuerforderungen	(10)	1.377	229
Liquide Mittel	(18)	3.602	5.357
<i>Wertpapiere und Festgeldanlagen</i>		1.197	774
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen</i>		511	659
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</i>		1.894	3.924
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	(4)	1.082	11.442
<b>Kurzfristige Vermögenswerte</b>		<b>22.122</b>	<b>23.441</b>
<b>Summe Aktiva</b>		<b>98.566</b>	<b>54.324</b>

1 inklusive vorläufigen Unterschiedsbetrags aus der innogy-Kaufpreisverteilung

2 Neue Position durch Einführung von IFRS 16, keine Vorjahreszahlen, inklusive bislang nach IAS 17 erfasster Finance-Leasingverhältnisse. Vergleiche auch die Erläuterungen in Textziffer 2 und 32.

**Bilanz des E.ON-Konzerns – Passiva**

in Mio €	Anhang	31. Dezember	
		2019	2018
Gezeichnetes Kapital	(19)	2.641	2.201
Kapitalrücklage	(20)	13.368	9.862
Gewinnrücklagen	(21)	-1.897	-2.461
Kumuliertes Other Comprehensive Income <sup>3</sup>	(22)	-3.909	-2.718
Eigene Anteile	(19)	-1.126	-1.126
<b>Anteil der Gesellschafter der E.ON SE</b>		<b>9.077</b>	<b>5.758</b>
Anteile ohne beherrschenden Einfluss (vor Umgliederung)		5.491	3.190
Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen		-1.483	-430
<b>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</b>	(23)	<b>4.008</b>	<b>2.760</b>
<b>Eigenkapital</b>		<b>13.085</b>	<b>8.518</b>
Finanzverbindlichkeiten	(26)	28.025	8.323
Betriebliche Verbindlichkeiten	(26)	7.939	4.506
Laufende Ertragsteuerverbindlichkeiten	(10)	293	304
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	(24)	7.201	3.247
Übrige Rückstellungen	(25)	13.468	12.459
Passive latente Steuern	(10)	2.538	1.706
<b>Langfristige Schulden</b>		<b>59.464</b>	<b>30.545</b>
Finanzverbindlichkeiten	(26)	3.923	1.563
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	(26)	16.686	7.637
Laufende Ertragsteuerverbindlichkeiten	(10)	787	262
Übrige Rückstellungen	(25)	4.019	2.117
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	(4)	602	3.682
<b>Kurzfristige Schulden</b>		<b>26.017</b>	<b>15.261</b>
<b>Summe Passiva</b>		<b>98.566</b>	<b>54.324</b>

<sup>3</sup> Davon entfallen auf nicht fortgeführte Aktivitäten (31. Dezember 2019): -36 Mio €.

### Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns

in Mio €	2019	2018
<b>Konzernüberschuss/-fehlbetrag</b>	<b>1.808</b>	<b>3.524</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-1.064	-286
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	2.502	1.575
Veränderung der Rückstellungen	497	-397
Veränderung der latenten Steuern	-242	205
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	-292	57
Ergebnis aus dem Abgang von immateriellen Vermögenswerten, Sachanlagen, Beteiligungen und Wertpapieren (>3 Monate)	-466	-926
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-38	-51
<i>Beteiligungen</i>	-392	-795
<i>Wertpapiere (&gt;3 Monate)</i>	-36	-80
Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Ertragsteuern	70	-1.457
<i>Vorräte sowie Emissionszertifikate</i>	-1	63
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	-867	-243
<i>Sonstige betriebliche Forderungen und Ertragsteueransprüche</i>	830	-232
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</i>	431	-47
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten und Ertragsteuern</i>	-323	-998
<b>Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>2.813</b>	<b>2.295</b>
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	152	558
<b>Cashflow aus der Geschäftstätigkeit (operativer Cashflow)</b>	<b>2.965</b>	<b>2.853</b>
Einzahlungen aus dem Abgang von Vermögenswerten	256	4.306
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	192	118
<i>Beteiligungen</i>	64	4.188
Auszahlungen für Investitionen	-4.784	-2.487
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-3.241	-2.280
<i>Beteiligungen</i>	-1.543	-207
Einzahlungen aus dem Verkauf von Wertpapieren (>3 Monate) sowie Finanzforderungen und Festgeldanlagen	1.803	2.630
Auszahlungen für den Erwerb von Wertpapieren (>3 Monate) sowie Finanzforderungen und Festgeldanlagen	-2.576	-3.533
Veränderungen der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	197	1.122
<b>Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-5.104</b>	<b>2.038</b>
Cashflow aus der Investitionstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	-716	-1.027
<b>Cashflow aus der Investitionstätigkeit</b>	<b>-5.820</b>	<b>1.011</b>
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen <sup>1</sup>	-342	6
Gezahlte Dividenden an die Gesellschafter der E.ON SE	-932	-650
Gezahlte Dividenden an Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-188	-233
Einzahlungen aus dem Zugang von Finanzverbindlichkeiten	5.824	1.819
Auszahlungen für die Tilgung von Finanzverbindlichkeiten	-3.377	-3.674
<b>Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>985</b>	<b>-2.732</b>
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	-193	95
<b>Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit</b>	<b>792</b>	<b>-2.637</b>

<sup>1</sup> In den jeweiligen Jahren sind keine wesentlichen Saldierungen enthalten.

### Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns

in Mio €	2019	2018
<b>Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</b>	<b>-2.063</b>	<b>1.227</b>
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	-11	-
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Jahresanfang <sup>2</sup>	3.924	2.673
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente nicht fortgeführter Aktivitäten zum Periodenanfang	66	90
<b>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Periodenende</b>	<b>1.916</b>	<b>3.990</b>
<b>Abzüglich: Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente nicht fortgeführter Aktivitäten zum Periodenende</b>	<b>-14</b>	<b>-66</b>
<b>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Periodenende<sup>3</sup></b>	<b>1.902</b>	<b>3.924</b>
<b>Ergänzende Informationen zum Cashflow aus der Geschäftstätigkeit</b>		
Gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Erstattungen)	-754	-628
Gezahlte Zinsen	-1.219	-784
Erhaltene Zinsen	568	178
Erhaltene Dividenden	448	331

<sup>2</sup> Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Vorjahresanfang 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 €.

<sup>3</sup> Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Periodenende umfassen auch die Bestände der im dritten Quartal 2019 als Abgangsgruppe ausgewiesenen ungarischen Vertriebsaktivitäten in Höhe von 4 Mio € sowie der im vierten Quartal 2019 ausgewiesenen Abgangsgruppe Deutschland Heizstrom in Höhe von 4 Mio €.

## Entwicklung des Konzerneigenkapitals

in Mio €	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Gewinnrücklagen	Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income				
				Währungsumrechnungsdifferenz		Marktbewertung Finanzinstrumente	Cashflow Hedges	
				Hedging-Reserve/Sonstiges	Reserve für Hedging-Kosten		Hedging-Reserve	Reserve für Hedging-Kosten
<b>Stand zum 31. Dezember 2017</b>	<b>2.201</b>	<b>9.862</b>	<b>-4.552</b>	<b>-1.663</b>	<b>8</b>	<b>293</b>	<b>-943</b>	<b>-73</b>
Anpassung IFRS 9, IFRS 15	-	-	-9	-	-	-203	-	-
<b>Stand zum 1. Januar 2018</b>	<b>2.201</b>	<b>9.862</b>	<b>-4.561</b>	<b>-1.663</b>	<b>8</b>	<b>90</b>	<b>-943</b>	<b>-73</b>
Veränderung Konsolidierungskreis								
Kapitalerhöhung								
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
<i>Konzernüberschuss/-fehlbetrag</i>			3.223					
<i>Other Comprehensive Income</i>			-476	-112	2	-51	-35	59
<i>Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen</i>			-476					
<i>Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income</i>				-112	2	-51	-35	59
<b>Stand zum 31. Dezember 2018</b>	<b>2.201</b>	<b>9.862</b>	<b>-2.461</b>	<b>-1.775</b>	<b>10</b>	<b>39</b>	<b>-978</b>	<b>-14</b>
Anpassung IFRS 16	-	-	1	-	-	-	-	-
<b>Stand zum 1. Januar 2019</b>	<b>2.201</b>	<b>9.862</b>	<b>-2.460</b>	<b>-1.775</b>	<b>10</b>	<b>39</b>	<b>-978</b>	<b>-14</b>
Veränderung Konsolidierungskreis			-2					
Kapitalerhöhung	440	3.506						
Dividenden			-932					
Anteilserhöhung/-minderung			133					
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen								
Comprehensive Income			1.364	-743	1	-6	-440	-3
<i>Konzernüberschuss/-fehlbetrag</i>			1.566					
<i>Other Comprehensive Income</i>			-202	-743	1	-6	-440	-3
<i>Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen</i>			-202					
<i>Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income</i>				-743	1	-6	-440	-3
<b>Stand zum 31. Dezember 2019</b>	<b>2.641</b>	<b>13.368</b>	<b>-1.897</b>	<b>-2.518</b>	<b>11</b>	<b>33</b>	<b>-1.418</b>	<b>-17</b>



	Eigene Anteile	Anteil der Gesellschaf- ter der E.ON SE	Anteile ohne beherr- schenden Einfluss (vor der Umgliederung)	Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen	Anteile ohne beherr- schenden Einfluss	Summe
	<b>-1.126</b>	<b>4.007</b>	<b>3.195</b>	<b>-494</b>	<b>2.701</b>	<b>6.708</b>
	-	-212	-	-	-	-212
	<b>-1.126</b>	<b>3.795</b>	<b>3.195</b>	<b>-494</b>	<b>2.701</b>	<b>6.496</b>
			-43		-43	-43
			84		84	84
		-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
	<b>-1.126</b>	<b>5.758</b>	<b>3.190</b>	<b>-430</b>	<b>2.760</b>	<b>8.518</b>
	-	1	1	-	1	2
	<b>-1.126</b>	<b>5.759</b>	<b>3.191</b>	<b>-430</b>	<b>2.761</b>	<b>8.520</b>
		-2	2.613		2.613	2.611
		3.946	16		16	3.962
		-932	-240		-240	-1.172
		133	-364		-364	-231
				-1.053	-1.053	-1.053
		173	275		275	448
		1.566	242		242	1.808
		-1.393	33		33	-1.360
		-202	31		31	-171
		-1.191	2		2	-1.189
	<b>-1.126</b>	<b>9.077</b>	<b>5.491</b>	<b>-1.483</b>	<b>4.008</b>	<b>13.085</b>

## (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 2019 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 Erweiszeitpunkt 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 oder Commodities durch Heranziehung veröffentlichter Börsen- oder Marktpreise zum Erweiszeitpunkt 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. Im Netzbereich werden Fair Values in der Regel mittels Sachzeitwerten ermittelt. Auch bei der Bewertung von Kundenstämmen wird vom allgemeinen oben beschriebenen Vorgehen abgewichen.

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 Erweiszeitpunkt, 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	
		2019	2018	2019	2018
Britisches Pfund	GBP	0,85	0,89	0,88	0,88
Dänische Krone	DKK	7,47	7,47	7,47	7,45
Polnischer Złoty	PLN	4,26	4,30	4,30	4,26
Rumänischer Leu	RON	4,78	4,66	4,75	4,65
Schwedische Krone	SEK	10,45	10,25	10,59	10,26
Tschechische Krone	CZK	25,41	25,72	25,67	25,65
Türkische Lira	TRY	6,68	6,06	6,36	5,71
Ungarischer Forint	HUF	330,53	320,98	325,30	318,89
US-Dollar	USD	1,12	1,15	1,12	1,18

### 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.

Seit der Einführung von IFRS 15 ab dem 1. Januar 2018 beinhalten die Umsatzerlöse nicht mehr die Vergütungen zur Förderung Erneuerbarer Energien, da diese mit den entsprechenden Materialaufwendungen saldiert werden (Nettoausweis). 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 zeitpunktbezogene Umsatzrealisierung kommt vor allem im Bereich „Build & Sell“ und bei sogenannten linearen Produkten, bei denen eine fixe Energiemenge für Gewerbekunden zu einem bestimmten Zeitpunkt bereitgestellt wird, 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 outputbasierten 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. In Einzelfällen kann das Zahlungsziel auch unterhalb der angegebenen Bandbreite liegen. Dies kann zum Beispiel der Fall sein, wenn eine Vereinbarung die Zahlung am fünften Kalendertag des Folgemonats vorsieht. Rückerstattungen an Kunden stellen eine Ausnahme dar und werden bei länger andauernder Entkopplung des Kunden von der Stromversorgung gewährt. Bargeldprämien beziehungsweise Bonuszahlungen an Kunden werden als Rückerstattungsverbindlichkeit bilanziert und als Verminderung der Umsatzerlöse gleichmäßig über die Vertragslaufzeit erfasst. In der Regel werden 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 Bewertung erfolgt anhand von Discounted-Cashflow-Berechnungen, sofern nicht Markttransaktionen oder Bewertungen Dritter für ähnliche Vermögenswerte vorliegen, die in der Fair Value-Hierarchie nach IFRS 13 übergeordnet sind. Bei Bedarf wird 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 wird bei E.ON jeweils im vierten Quartal eines Geschäftsjahres durchgeführt.

Aufgrund der zeitlichen Nähe des Erwerbs des Vertriebs- und Netzgeschäftes der innogy zum Stichtag im dritten Quartal 2019 sowie der andauernden Erstellung der zugrunde liegenden finanziellen Informationen im vierten Quartal 2019 erfolgte die Kaufpreisallokation auf die identifizierten Vermögenswerte und Schulden vorläufig (vergleiche Textziffer 4 für weitere Informationen). Auch wettbewerbsrechtliche Gründe haben hierbei eine Rolle gespielt. Daher war die Allokation des vorläufigen Unterschiedsbetrags in Höhe von 15,5 Mrd € auf die Cash Generating Units noch nicht möglich. Der unallokierte vorläufige Unterschiedsbetrag wurde nicht auf Werthaltigkeit getestet, da keine Anhaltspunkte für eine Wertminderung vorlagen. Im Rahmen des jährlichen Wertminderungstests im Jahr 2020 wird der dann allokierte Goodwill im normalen Testturnus auf Werthaltigkeit überprüft werden.

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 Kundenbeziehungen und ähnliche Werte sowie Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen und ähnliche Rechte (diese Kategorie enthält

auch vertragliche Ansprüche) eingeteilt. Die selbst erstellten immateriellen Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer stehen im Zusammenhang mit Software und werden als Entwicklungsausgaben ausgewiesen. Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer werden zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten bewertet und grundsätzlich planmäßig linear über ihre jeweilige Nutzungsdauer abgeschrieben. Diese beträgt bei den Kundenbeziehungen und ähnlichen Werten grundsätzlich 2 bis 50 Jahre und bei den Konzessionen, gewerblichen Schutzrechten, Lizenzen und ähnlichen Rechten grundsätzlich 3 bis 50 Jahre, sofern nicht eine nutzungsabhängige Abschreibung einen sachgerechten Wertverzehr widerspiegelt. Zu letzterer Kategorie zählt auch Software. 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 oder solche, deren Nutzung noch nicht begonnen hat, 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 2018 und 2019 hat E.ON in diesem Zusammenhang Kosten für selbst erstellte Software beziehungsweise für sonstige Technologien aktiviert.

#### **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 80 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 konzernerheitlicher Fremdfinanzierungszinssatz von 3,86 Prozent für 2019 (2018: 5,37 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

Leasingvereinbarungen werden in Einklang mit IFRS 16 „Leasingverhältnisse“ (IFRS 16) bilanziert. Ein Leasingverhältnis liegt vor, wenn ein Vertrag zur Nutzung eines identifizierten Vermögenswerts gegen Zahlung eines Entgelts für einen bestimmten Zeitraum berechtigt. Ein Nutzungsrecht für einen identifizierten Vermögenswert kann unabhängig von der formalen Ausgestaltung in vielen Verträgen vorkommen, zum Beispiel in Miet-, Pacht- und Serviceverträgen, aber auch im Rahmen von Outsourcing-Transaktionen. Die formale Bezeichnung einer Vereinbarung ist für die Identifizierung eines Leasingverhältnisses nicht relevant. E.ON schließt Verträge sowohl als Leasingnehmer als auch als Leasinggeber ab.

Transaktionen, bei denen E.ON Leasingnehmer ist, werden nach dem sogenannten Nutzungsrechtsmodell („right-of-use model“) ungeachtet der wirtschaftlichen (Eigentums-)Verhältnisse an dem betreffenden Leasingobjekt zu Beginn ihrer Laufzeit bilanziert. Für Leasingverhältnisse von geringem Wert sowie bei Leasingvereinbarungen mit einer Laufzeit von weniger als zwölf Monaten (kurzfristige Leasingverhältnisse) wird die Anwendungserleichterung des IFRS 16.5 in Anspruch genommen. Entsprechend entfällt ein Ansatz von Nutzungsrecht und Leasingverbindlichkeit, stattdessen werden die Zahlungen linear als Aufwand in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst. Die Darstellung konzerninterner Leasingverhältnisse in der Segmentberichterstattung erfolgt im Einklang mit der internen Steuerung als laufender Aufwand.

Eine Leasingverbindlichkeit wird in Höhe des Barwerts der bestehenden Zahlungsverpflichtung passiviert. Sieht eine Vereinbarung Zahlungen für Leasingkomponenten und Nicht-Leasingkomponenten vor, wird mit Ausnahme von Immobilienleasingverhältnissen in Anwendung des Wahlrechts gemäß IFRS 16.15 auf eine Trennung verzichtet; die Bewertung der Leasingverbindlichkeit erfolgt aus der Summe der Zahlungen. Für die Barwertbestimmung erfolgt eine Abzinsung mit einem risiko- und laufzeit-äquivalenten Grenzfremdkapitalzinssatz, wenn die Bestimmung des impliziten Zinssatzes nicht möglich ist. Die Verbindlichkeit wird in den Folgeperioden nach der Effektivzinsmethode fortentwickelt. Der in der Bilanz separat auszuweisende kurzfristige Anteil der Leasingverbindlichkeit wird über den in den Leasingraten enthaltenen Tilgungsanteil der nächsten zwölf Monate bestimmt. Korrespondierend zur Leasingverbindlichkeit wird ein Nutzungsrecht in Höhe des Barwertes der Leasingverbindlichkeit angesetzt. Der Zugangswert des Nutzungsrechts erhöht sich zudem um anfängliche direkte Kosten und erwartete Kosten,

die aus einer Rückbauverpflichtung resultieren, wenn sich diese nicht auf eine Sachanlage beziehen; Vorauszahlungen erhöhen und erhaltene Leasinganreize reduzieren den Zugangswert. In der Folge wird das Nutzungsrecht zu fortgeführten Anschaffungskosten bilanziert. Eine Abschreibung erfolgt linear über den kürzeren Zeitraum von Leasinglaufzeit und wirtschaftlicher Nutzungsdauer des identifizierten Vermögenswerts. Wenn Ereignisse oder veränderte Umstände eine Wertminderung vermuten lassen, erfolgt eine Werthaltigkeitsprüfung nach IAS 36.

Beim Abschluss von Leasingvereinbarungen sichert E.ON die betriebliche Flexibilität über Verlängerungs- und Kündigungsoptionen ab. Im Rahmen der Bestimmung der Leasinglaufzeit werden sämtliche Tatsachen und Umstände berücksichtigt, die einen wirtschaftlichen Anreiz zur Ausübung von bestehenden Optionen bieten. Die unterstellte Laufzeit umfasst daher auch Perioden, die von Verlängerungsoptionen abgedeckt sind, wenn mit einer hinreichenden Sicherheit von einer Ausübung ausgegangen wird. Eine Änderung der Laufzeit wird berücksichtigt, wenn eine Änderung hinsichtlich der hinreichend sicheren Ausübung beziehungsweise Nicht-Ausübung einer bestehenden Option eintritt.

Leasingtransaktionen, bei denen E.ON Leasinggeber ist, werden in Abhängigkeit von der Verteilung der Chancen und Risiken als Operating- oder Finance-Leasingverhältnis klassifiziert. Bei einer Klassifizierung als Operating-Leasingverhältnis bilanziert E.ON den identifizierten Vermögenswert und erfasst die Leasingzahlungen grundsätzlich linear über die Laufzeit des Leasingverhältnisses als sonstigen betrieblichen Ertrag. Für Finance-Leasingverhältnisse wird der identifizierte Vermögenswert ausgebucht und eine Forderung in Höhe des Nettoinvestitionswerts angesetzt. Zahlungen des Leasingnehmers werden als Tilgungsleistung beziehungsweise Zinsertrag behandelt. Die Erträge werden über die Laufzeit des Leasingverhältnisses nach der Effektivzinsmethode erfasst. Bei der Klassifizierung von Unterleasingvereinbarungen („subleases“) ist auf das Nutzungsrecht aus dem Hauptleasingverhältnis abzustellen.

### 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.



Die Klassifizierung der finanziellen Vermögenswerte in 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) erfolgt auf 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.

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).

Wertminderungen finanzieller Vermögenswerte werden sowohl für bereits eingetretene Verluste als auch für zukünftig zu erwartende Kreditausfälle erfasst. 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.

#### **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 voneinander 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) 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 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.

Eingebettete Derivate in Eigenverbrauchsverträgen sind vom Basisvertrag zu trennen und gemäß IFRS 9 als Derivat zu bilanzieren, wenn die wirtschaftlichen Merkmale und Risiken dieser Derivate nicht eng mit denen des Basisvertrags verbunden sind. Eine Beurteilung, ob ein trennungspflichtiges Derivat vorliegt, erfolgt bei Vertragsabschluss. Eine Neubeurteilung ist bei einer signifikanten Veränderung der Vertragsbedingungen oder im Rahmen von Unternehmenszusammenschlüssen vorzunehmen.

Verträge zum Kauf oder Verkauf nichtfinanzieller Posten, die nach IFRS 9 nicht als Eigenverbrauchsverträge eingestuft werden können und als Derivat zu bilanzieren sind (sogenannte „Failed Own Use“-Verträge), sind in Höhe des zum Zeitpunkt der physischen Erfüllung geltenden Marktpreises zu realisieren beziehungsweise in der Bilanz anzusetzen.

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.

#### **Emissionsrechte**

Emissionsrechte, die im Rahmen von nationalen und internationalen Emissionsrechtssystemen zur Erfüllung der Abgabepflichtungen gehalten werden, werden als sonstige betriebliche Vermögenswerte ausgewiesen. 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.

#### **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. Der sonstige Vermögenswert wird über die geschätzte Vertragslaufzeit planmäßig in Abhängigkeit davon abgeschrieben, wie die Güter oder Dienstleistungen, auf die sich die Kosten beziehen, auf den Kunden übertragen werden. Beträgt die geschätzte Vertragslaufzeit weniger als ein Jahr, werden die Kosten sofort als Aufwand in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst. 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 beziehungsweise einen bestimmten geografischen Geschäftsbereich des Konzerns repräsentieren oder ausschließlich zum Zweck der Weiterveräußerung erworben worden sein.

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, 2018 und 2019 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 rechnungsmäßig erwarteten und den tatsächlich eingetretenen Änderungen der zugrunde gelegten demografischen und finanziellen Bewertungsparameter ergeben können. Hinzu kommt die Differenz zwischen den tatsächlichen Erträgen aus dem Planvermögen und den 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 Verpflichtungsumfangs sowie regelmäßig aus der Anpassung des Diskontierungszinssatzes an das aktuelle Marktzinsniveau. Die Anpassung von Rückstellungen für die Stilllegung beziehungsweise den Rückbau von Sachanlagen bei Schätzungsänderungen erfolgt in der Regel erfolgsneutral durch eine Gegenbuchung in den Sachanlagen. Sofern die 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.

Ertragsteuern für Transaktionskosten einer Eigenkapitaltransaktion werden, sofern wesentlich, nach IAS 12 direkt im Eigenkapital bilanziert.

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 Kontrollergang beziehungsweise ein Kontrollverlust einhergeht. Bei Erwerben beziehungsweise Veräußerungen ohne Kontrollergang 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 34).

### **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. Schätzungen fließen auch bei der Anwendung von IFRS 16, namentlich im Zusammenhang mit der Bestimmung der Leasinglaufzeiten und der Berechnung des Abzinsungssatzes, ein.

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

## (2) Neue Standards und Interpretationen

### Wesentliche im Jahr 2019 anzuwendende Standards und Interpretationen

#### IFRS 16 „Leasingverhältnisse“

Im Jahr 2019 wenden wir den Rechnungslegungsstandard IFRS 16 „Leasingverhältnisse“ erstmals an, der den bisherigen Standard zur Leasingbilanzierung IAS 17 „Leasingverhältnisse“ sowie IFRIC 4 „Beurteilung, ob eine Vereinbarung ein Leasingverhältnis enthält“ ersetzt. Die Umstellung auf IFRS 16 wurde bei E.ON nach dem modifizierten retrospektiven Ansatz vorgenommen, die Vorjahreszahlen wurden entsprechend nicht angepasst und es werden auch keine Vergleichsinformationen angegeben. Im Zeitpunkt der erstmaligen Anwendung werden die ausstehenden Verpflichtungen aus bisherigen Operating-Leasingverhältnissen mit dem maßgeblichen Grenzfremdkapitalzinssatz diskontiert und als Leasingverbindlichkeit erfasst. Korrespondierend erfolgt die Abbildung eines Nutzungsrechts, dessen Anschaffungskosten dem Barwert der Leasingzahlungen entsprechen und dessen Zugangswert noch um Abgrenzungen und Vorauszahlungen angepasst wird. Bislang nach IAS 17 erfasste Finance-Leasingverhältnisse werden mit dem Buchwert zum 31. Dezember 2018 fortgeführt und lediglich in Nutzungsrechte umklassifiziert. Für Leasinggegenstände von geringem Wert und für kurzfristige Leasingverhältnisse (weniger als zwölf Monate) wird von den Anwendungserleichterungen Gebrauch gemacht, der Ansatz von Nutzungsrecht und Verbindlichkeit entfällt. Ferner wird auf eine Trennung von Leasing- und Nicht-leasingkomponenten für alle Klassen von Vermögenswerten mit Ausnahme von Gebäuden verzichtet.

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 hatten, wurden nicht dahin gehend neu beurteilt, ob sie gemäß den Kriterien in IFRS 16 ein Leasingverhältnis darstellen.
- Verträge, die vor dem 1. Januar 2019 abgeschlossen wurden und zum Umstellungszeitpunkt noch eine Gültigkeit von weniger als 12 Monaten hatten, wurden wie ein kurzfristiges Leasingverhältnis behandelt; der Ansatz von Nutzungsrecht und Verbindlichkeit entfällt.
- Für erstmals erfasste Nutzungsrechte wurde kein Werthaltigkeitstest durchgeführt, sondern bislang gebildete Rückstellungen für Drohverluste in Abzug gebracht.
- Für die Bestimmung der Leasinglaufzeit wurden nachträglich erlangte bessere Erkenntnisse („hindsight“) berücksichtigt, wenn neue Informationen zur Ausübung von vereinbarten Optionen vorlagen.

Für die Abzinsung der künftigen Leasingzahlungen wird auf den Grenzfremdkapitalzins zurückgegriffen, sofern der implizite Refinanzierungszinssatz einer Vereinbarung nicht verlässlich bestimmt werden kann. Der Grenzfremdkapitalzins wird unter Rückgriff auf eine quasi-risikolose Zinsstrukturkurve für einen Zeitraum von bis zu 30 Jahren abgeleitet, eine Anpassung erfolgt für das E.ON-spezifische Kreditrisiko und Länderrisiken.

E.ON tritt als Leasingnehmer insbesondere in den Bereichen Grundstücke und Gebäude, Netze sowie Fuhrpark in Erscheinung. Die Leasingzahlungen werden nach der Effektivzinsmethode in Tilgungs- und Zinsanteil aufgeteilt. Die Abschreibung des Nutzungsrechts erfolgt grundsätzlich linear über die Laufzeit des Leasingverhältnisses beziehungsweise, falls kürzer, über die Nutzungsdauer des geleasteten Vermögenswertes. Die Regelungen des IAS 36 zur Werthaltigkeitsüberprüfung gelten analog auch für die aktivierten Nutzungsrechte. Eine Neubewertung der Verbindlichkeit ist immer dann vorzunehmen, wenn sich die erwarteten Leasingzahlungen oder die Laufzeit des Leasingverhältnisses, beispielsweise aufgrund einer geänderten Einschätzung bezüglich der Ausübung einer vertraglichen Option, ändern. Für das Nutzungsrecht erfolgt eine korrespondierende Anpassung an den neuen Buchwert als nachträgliche Anschaffungskosten. Eine Vertragsmodifikation kann ebenfalls Auswirkungen auf die Bewertung der Leasingverbindlichkeit und des Nutzungsrechts haben.

Darüber hinaus agiert E.ON bei den Netzen und den Erzeugungsanlagen auch als Leasinggeber. IFRS 16 hat an der bilanziellen Behandlung auf Leasinggeberseite kaum zu Änderungen geführt. Überträgt E.ON die wesentlichen Chancen und Risiken aus der Nutzung des Leasingobjekts auf den Vertragspartner, so ist das Leasingverhältnis als Finanzierungsleasing zu erfassen. Der Barwert der ausstehenden Mindestleasingzahlungen wird als Forderung ausgewiesen und die erhaltenen Zahlungen werden als Tilgungsleistung beziehungsweise Zinsertrag behandelt. Die Erträge werden dabei nach der Effektivzinsmethode über die Laufzeit des Leasingverhältnisses erfasst. Verbleiben die wesentlichen Chancen und Risiken aus der Nutzung des Leasingobjekts bei E.ON und werden nicht auf den Vertragspartner übertragen, erfolgt die Bilanzierung als operatives Leasingverhältnis. In der Konsequenz wird das Leasingobjekt weiterhin in der Bilanz von E.ON ausgewiesen und die vereinnahmten Leasingzahlungen werden grundsätzlich linear über die Laufzeit des Leasingverhältnisses als Ertrag erfasst.



Die Umstellungseffekte aus der erstmaligen Anwendung von IFRS 16 wurden erfolgsneutral im Eigenkapital erfasst. Die Auswirkungen der Umstellung auf die Bilanz können der folgenden Tabelle entnommen werden:

### Überleitung der Bilanz – IFRS 16

in Mio €	31. Dez. 2018	Effekte aus IFRS 16	1. Jan. 2019
<b>Langfristige Vermögenswerte</b>	<b>30.883</b>	<b>538</b>	<b>31.421</b>
<i>davon Nutzungsrechte</i>	–	870	870
<i>davon Sachanlagen</i>	18.057	-311	17.746
<i>davon betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte</i>	1.474	-21	1.453
<i>davon aktive latente Steuern</i>	1.195	–	1.195
<b>Kurzfristige Vermögenswerte</b>	<b>23.441</b>	<b>288</b>	<b>23.729</b>
<i>davon Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte</i>	5.445	-1	5.444
<i>davon zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte</i>	11.442	289	11.731
<b>Summe Aktiva</b>	<b>54.324</b>	<b>826</b>	<b>55.150</b>
<b>Eigenkapital</b>	<b>8.518</b>	<b>2</b>	<b>8.520</b>
<i>davon Gewinnrücklagen</i>	-2.461	2	-2.459
<b>Langfristige Schulden</b>	<b>30.545</b>	<b>415</b>	<b>30.960</b>
<i>davon Finanzverbindlichkeiten</i>	8.323	417	8.740
<i>davon übrige Rückstellungen</i>	12.459	-2	12.457
<i>davon passive latente Steuern</i>	1.706	–	1.706
<b>Kurzfristige Schulden</b>	<b>15.261</b>	<b>409</b>	<b>15.670</b>
<i>davon Finanzverbindlichkeiten</i>	1.563	119	1.682
<i>davon Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</i>	7.637	1	7.638
<i>davon mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden</i>	3.682	289	3.971
<b>Summe Passiva</b>	<b>54.324</b>	<b>826</b>	<b>55.150</b>

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 hat die Erstanwendung des Standards zu einem Anstieg sowohl des Anlagevermögens (Bilanzierung der Nutzungsrechte) als auch der Finanzverbindlichkeiten (Ausweis der korrespondierenden Leasingverbindlichkeiten) geführt. Vormalig wurden finanzielle Verpflichtungen aus operativen Leasingverhältnissen nicht in der Bilanz ausgewiesen. Die betragsmäßigen Auswirkungen im Zeitpunkt der Erstanwendung beliefen sich bei den Leasingverbindlichkeiten auf 0,8 Mrd € und bei den Nutzungsrechten auf rund 0,8 Mrd € unter Berücksichtigung bestehender Abgrenzungen, jedoch exklusive Finance-Leasingverhältnissen. Von den genannten Effekten entfielen jeweils 0,3 Mrd € auf die nicht fortgeführten Geschäftsbereiche. Hieraus erhöhte sich die Gewinnrücklage zum 1. Januar 2019 unter Berücksichtigung latenter Steuern um 2 Mio €. Aufgrund der Bilanzveränderung ist die Eigenkapitalquote des Konzerns geringfügig gesunken und die Netto-Finanzverschuldung entsprechend leicht gestiegen.
- In der Gewinn- und Verlustrechnung werden (sofern es sich nicht um Aufwendungen aus kurzfristigen und geringwertigen Leasingverhältnissen handelt) statt sonstige betriebliche Aufwendungen seit dem 1. Januar 2019 Abschreibungen auf Nutzungsrechte sowie Zinsaufwendungen aus der Aufzinsung der Leasingverbindlichkeiten erfasst. Im Geschäftsjahr 2019 führte dies zu einem Anstieg der Zinsaufwendungen von 11 Mio €, einem Anstieg der Abschreibungen von 105 Mio € sowie einem Rückgang der sonstigen betrieblichen Aufwendungen von 141 Mio €. Somit ergab sich für das Geschäftsjahr 2019 kein wesentlicher Effekt auf das Ergebnis je Aktie.
- Durch den geänderten Ausweis der Leasingzahlungen verbessert sich der Cashflow aus der operativen Geschäftstätigkeit, korrespondierend verschlechtert sich jedoch der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit. Die Zinszahlungen werden bei E.ON im Cashflow aus der operativen Geschäftstätigkeit ausgewiesen.

Im Rahmen der Erstanwendung wurden auf die Änderungsbeträge für die Leasingverbindlichkeiten und die bilanzierten Nutzungsrechte – soweit es sich um temporäre Differenzen handelt – latente Steuern mit dem jeweiligen Landessteuersatz angesetzt. Brutto ergaben sich jeweils 148 Mio € aktive und passive latente Steuern für bislang bestehende Operating-Leasingverhältnisse, netto ergaben sich keine Effekte.

Die nachfolgende Tabelle stellt, ausgehend von den operativen Leasingverpflichtungen zum 31. Dezember 2018, die Überleitung auf den Bilanzeröffnungswert der Leasingverbindlichkeit zum 1. Januar 2019 dar:

### Überleitung

in Mio €

Operative Leasingverpflichtungen zum 31. Dezember 2018	585
Mindestleasingzahlungen (Nominalwert) der Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing zum 31. Dezember 2018	467
Anwendungserleichterung für kurzfristige Leasingverhältnisse	-3
Anpassungen der Verpflichtung aufgrund angepasster Vertragslaufzeit	4
Sonstiges	17
<b>Brutto-Leasingverbindlichkeit zum 1. Januar 2019</b>	<b>1.070</b>
Abzinsung	207
<b>Leasingverbindlichkeit zum 1. Januar 2019</b>	<b>863</b>
Barwert der Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing zum 31. Dezember 2018	327
<b>Zusätzliche Leasingverbindlichkeiten durch Erstanwendung von IFRS 16 zum 1. Januar 2019</b>	<b>536</b>

Der gewichtete durchschnittliche Grenzfremdkapitalzinssatz für die zum 1. Januar 2019 erstmals angesetzten Verbindlichkeiten aus Leasing betrug 3,7 Prozent.

### IFRIC-Klarstellung IFRS 9 – Physische Erfüllung von Verträgen zum Kauf oder Verkauf eines nichtfinanziellen Postens

Das IFRS Interpretations Committee (IFRS IC) hat im März 2019 in einer Agenda-Entscheidung klargestellt, dass Verträge zum Kauf oder Verkauf nichtfinanzieller Posten, die nach IFRS 9 nicht als Eigenverbrauchsverträge eingestuft werden können und als Derivat zu bilanzieren sind (sogenannte „Failed Own Use“-Verträge), in Höhe des zum Zeitpunkt der physischen Erfüllung geltenden Marktpreises zu realisieren beziehungsweise in der Bilanz anzusetzen sind. Die bisherige Branchenpraxis sah jeweils eine Abbildung der Verträge zu ihrem Vertragswert vor.

Die Anpassung führt zu einer höheren Volatilität der Umsatzerlöse, des Materialaufwandes und des Umlaufvermögens. Dem gegenüber steht eine entsprechende Veränderung in den sonstigen betrieblichen Erträgen beziehungsweise sonstigen betrieblichen Aufwendungen.

E.ON hat diese Änderung der Rechnungslegungsmethode ab dem Geschäftsjahr 2019 entsprechend angewendet. Darüber hinaus wurde eine retrospektive Anpassung des Geschäftsjahres 2018 vorgenommen.

Der Anpassungseffekt für das Geschäftsjahr 2018 führt zu einer Reduzierung des Umsatzes in Höhe von 169 Mio € und des Materialaufwands in Höhe von 178 Mio €. Darüber hinaus erhöhen sich die sonstigen betrieblichen Erträge um 227 Mio € und die sonstigen betrieblichen Aufwendungen um 236 Mio €. Aus der Anpassung resultiert für das Geschäftsjahr 2018 kein Ergebniseffekt.

Für das Geschäftsjahr 2019 ergibt sich aus der Differenz zwischen Vertragswerten und Marktpreisen eine Reduzierung der Umsatzerlöse um 232 Mio € und des Materialaufwands um 195 Mio € sowie eine Erhöhung des Umlaufvermögens um 22 Mio €. Dem gegenüber steht eine Erhöhung der sonstigen betrieblichen Erträge um 950 Mio € sowie der sonstigen betrieblichen Aufwendungen um 891 Mio €. Aus der Anpassung ergab sich somit für das Geschäftsjahr 2019 ein Ergebniseffekt vor Steuern in Höhe von 22 Mio € sowie kein wesentlicher Effekt auf das Ergebnis je Aktie.

## Weitere im Jahr 2019 anzuwendende Standards und Interpretationen

Neben den zuvor ausführlich beschriebenen neuen Standards und Interpretationen sind weitere Standards und Interpretationen anzuwenden, die jedoch keinen wesentlichen Einfluss auf den E.ON-Konzernabschluss zum 31. Dezember 2019 haben:

- Erstanwendung von IFRIC 23 „Unsicherheit bezüglich der ertragsteuerlichen Behandlung“
- Änderungen an IAS 19 „Plananpassung, -kürzung und -abgeltung“
- Änderungen an IAS 28 „Langfristige Anteile an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen“
- Änderungen an IFRS 9 „Vorzeitige Rückzahlungsoptionen mit negativer Vorfälligkeitsentschädigung“
- Sammelstandard zu Änderungen verschiedener International Financial Reporting Standards (Zyklus 2015–2017)

## Im Jahr 2019 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 Anwendung teilweise noch nicht verpflichtend ist oder ihre Anerkennung durch die EU teilweise noch aussteht. Aktuell wird jedoch kein wesentlicher Einfluss aus diesen Anpassungen auf den E.ON-Konzernabschluss erwartet:

- Änderungen an IAS 1 und IAS 8 „Definition von Wesentlichkeit“, Veröffentlichung im Oktober 2018, Übernahme in europäisches Recht ist erfolgt, erstmalige Anwendung im Geschäftsjahr 2020
- Änderungen an IFRS 3 „Definition eines Geschäftsbetriebs“, Veröffentlichung im Oktober 2018, Übernahme in europäisches Recht noch ausstehend, voraussichtliche erstmalige Anwendung im Geschäftsjahr 2020

- Änderungen der Verweise auf das Rahmenkonzept zur Rechnungslegung, Veröffentlichung im März 2018, Übernahme in europäisches Recht ist erfolgt, erstmalige Anwendung im Geschäftsjahr 2020
- Änderungen an IFRS 9, IAS 39 und IFRS 7 „Reform der Referenzzinssätze“, Veröffentlichung im September 2019, Übernahme in europäisches Recht ist erfolgt, erstmalige Anwendung im Geschäftsjahr 2020
- IFRS 17 „Versicherungsverträge“, Veröffentlichung im Mai 2017, Übernahme in europäisches Recht noch ausstehend, voraussichtliche erstmalige Anwendung im Geschäftsjahr 2021

## (3) Konsolidierungskreis

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

### Konsolidierungskreis

	Inland	Ausland	Summe
<b>Konsolidierte Unternehmen zum 1. Januar 2018</b>	<b>84</b>	<b>148</b>	<b>232</b>
Zugänge	5	4	9
Abgänge/Verschmelzungen	5	4	9
<b>Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2018</b>	<b>84</b>	<b>148</b>	<b>232</b>
Zugänge	97	131	228
Abgänge/Verschmelzungen	7	76	83
<b>Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2019</b>	<b>174</b>	<b>203</b>	<b>377</b>

Nach der Equity-Methode wurden im Jahr 2019 insgesamt 78 inländische und 15 ausländische Gesellschaften einbezogen (2018: 17 beziehungsweise 14). Ein inländisches Unternehmen wurde als gemeinschaftliche Tätigkeit anteilig im Konzernabschluss dargestellt (2018: ein inländisches Unternehmen).

#### (4) Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten

##### Wesentliche Transaktionen im Jahr 2019

###### Transfer von Geschäftsaktivitäten mit RWE

E.ON hat im März 2018 mit RWE den Erwerb des Netz- und Vertriebsgeschäfts von innogy vereinbart. In diesem Zusammenhang wurde die von RWE gehaltene 76,8-Prozent-Beteiligung an innogy SE nach kartellrechtlicher Freigabe von RWE an E.ON übertragen. Das gesamte Erneuerbare Energien- und das gesamte Gasspeichergeschäft der innogy sowie der 37,9-prozentige Anteil von innogy am österreichischen Energieversorger KELAG verbleiben im RWE Konzern. Der Erwerb wurde durch einen weitreichenden Transfer von Geschäftsaktivitäten nach Freigabe der EU-Kommission und der zuständigen Kartellbehörden am 18. September 2019 vollzogen. Die Freigabe erfolgte unter Auflagen, die die Veräußerung verschiedener Geschäftsaktivitäten von E.ON und innogy umfassen. Dazu gehören das Strom- und Gaskundengeschäft von innogy in der Tschechischen Republik sowie Veräußerungen im ungarischen Stromkundengeschäft von E.ON. Für Deutschland beziehen sich die Auflagen vornehmlich auf wesentliche Teile des E.ON-Heizstromkundengeschäfts sowie auf den Bau und Betrieb einzelner Autobahn-Ladestationen für Elektrofahrzeuge. Bis zum Abschluss der Veräußerungen werden die Geschäftsaktivitäten unter Einhaltung der kartellrechtlichen Auflagen fortgeführt.

Die Gesamttransaktion spiegelt die gegenwärtigen Entwicklungen der Energiebranche wider und schafft durch die Zusammenführung der Geschäfte des E.ON- und des innogy-Konzerns ein klares und attraktives Geschäftsportfolio in den Bereichen Energienetze und Kundenlösungen.

Als Gegenleistung für das Netz- und Vertriebsgeschäft der innogy wurde RWE eine Beteiligung an der E.ON SE in Höhe von durchgerechnet 16,7 Prozent im Wege einer 20-prozentigen Kapitalerhöhung gegen Sacheinlage aus bestehendem genehmigtem Kapital gewährt. Der beizulegende Zeitwert der 440.219.800 Aktien, die im Rahmen der Transaktion an RWE ausgegeben wurden, basiert auf dem durchschnittlichen Tageskurs (Xetra) zum Erwerbszeitpunkt in Höhe von 8,98 €. Die Emissionskosten in Höhe von 5 Mio €, die der Ausgabe der Aktien direkt zuzuordnen sind, wurden als Minderung des Aktienaufgelds direkt im Eigenkapital verrechnet. Die sonstigen mit dem Unternehmenszusammenschluss verbundenen Kosten in Höhe von 134 Mio €, die nicht direkt der Ausgabe der Aktien zuzuordnen sind, sind in der Gewinn- und Verlustrechnung unter den sonstigen betrieblichen Aufwendungen ausgewiesen. Die Kosten sind im Wesentlichen für Beratungsleistungen angefallen.

Zum 31. Dezember 2019 hat RWE seinen Anteil an der E.ON SE durch Aktienverkäufe auf 15 Prozent reduziert.

Darüber hinaus hat E.ON an RWE den größten Teil des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien und die von der E.ON-Tochtergesellschaft PreussenElektra gehaltenen Minderheitsbeteiligungen an den von RWE betriebenen Kernkraftwerken der Lippe-Ems GmbH und Gundremmingen GmbH übertragen. Dabei sind bestimmte Geschäftsaktivitäten des Segments Erneuerbare Energien von e.disnatur in Deutschland und Polen sowie ein 20-Prozent Anteil am Offshore-Windpark Rampion in Großbritannien im E.ON Konzern verblieben. Die Übertragung erfolgte mit wirtschaftlicher Rückwirkung zum 1. Januar 2018 und

wurde im September 2019 vollzogen. Der zu übertragende Teil des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien und die in dem Segment Nicht-Kerngeschäft enthaltenen Minderheitsbeteiligungen wurden ab dem 30. Juni 2018 als nicht fortgeführte Aktivitäten beziehungsweise als Abgangsgruppe dargestellt. Der Gewinn aus dem Abgang betrug 702 Mio €. Darin enthalten ist auch der Effekt aus der Neubewertung des verbleibenden Anteils an dem Offshore-Windpark Rampion (436 Mio €). Die Kaufpreise für die entkonsolidierten Aktivitäten waren nicht zahlungswirksam. Im Zuge der Entkonsolidierung der Erneuerbaren Aktivitäten sind liquide Mittel in Höhe von 127 Mio € abgegangen.

### Übertragene Gegenleistung

in Mio €	2019
Eigenkapitalinstrumente (440.219.800 Anteile)	3.952
Geschäftsaktivitäten aus dem Segment Erneuerbare Energien	8.513
Minderheitsbeteiligungen der Tochtergesellschaft PreussenElektra an den Kernkraftwerken Gundremmingen (25 Prozent) und Emsland (12,5 Prozent)	-838
Gegenleistung für öffentliches Übernahmeangebot sowie innogy-Dividendenausgleich an RWE und Minderheitsaktionäre <sup>1</sup>	2.068
Erfüllung von vorher bestehenden Beziehungen zwischen E.ON und innogy	784
Erwerb der konzerninternen Forderungen von RWE an innogy SE	702
Vereinbarte Zahlung von RWE an E.ON	-1.521
<b>Übertragene Gegenleistung</b>	<b>13.660</b>

<sup>1</sup> Erwerb von 9,41 Prozent der innogy-Aktien aus dem Übernahmeangebot

E.ON hat am 12. März 2018 den übrigen Aktionären der innogy SE angeboten, im Rahmen eines freiwilligen öffentlichen Übernahmeangebots sämtliche auf den Namen lautenden Stückaktien der innogy SE zu erwerben. Im Zuge dessen wurden weitere 9,41 Prozent der innogy-Aktien zu einer Gegenleistung von insgesamt 37,59 € je Aktie angedient. Darin enthalten war die

Erhöhung der Gegenleistung im Zuge des vereinbarten Dividendenausgleiches für das Geschäftsjahr 2018 von 0,24 € pro Aktie sowie der Kursausgleich von 0,59 €, der sich aus der Ausgabe der Eigenkapitalinstrumente an RWE und dem Kursanstieg der E.ON-Aktien vom Zeitpunkt der Vereinbarung bis zum Vollzug ergab.

Bereits vor dem Unternehmenserwerb bestanden zwischen dem E.ON-Konzern und dem innogy-Konzern diverse Geschäftsbeziehungen. Diese umfassen insbesondere eine von innogy SE ausgegebene und von der E.ON SE gezeichnete Anleihe (Fair Value zum 30. September 2019: 773 Mio €). Darüber hinaus hat E.ON eine bestehende konzerninterne Darlehensforderung von RWE gegen innogy erworben. Sämtliche Geschäftsbeziehungen zwischen dem E.ON-Konzern und dem innogy-Konzern wurden im Rahmen der Konsolidierungsmaßnahmen im E.ON-Konzernabschluss eliminiert.

Insbesondere aufgrund der noch nicht endgültig abgeschlossenen Bestimmung des Werts der hingegebenen Gegenleistung, der finalen Bestimmung von beizulegenden Zeitwerten des erworbenen Nettoreinvermögens des Netz- und Vertriebsgeschäfts der innogy sowie der Allokation des Goodwills auf zahlungsmittelgenerierende Einheiten ist die Kaufpreisallokation vorläufig. Änderungen in der Zuordnung des Kaufpreises auf die einzelnen Vermögenswerte und Schulden können sich daher in dem gemäß IFRS gewährten Anpassungszeitraum von bis zu zwölf Monaten ab Vollzug der Erstkonsolidierung noch ergeben. Insbesondere bei der Bewertung der Nutzungsrechte können sich Änderungen ergeben.

Die vorläufig ermittelten beizulegenden Zeitwerte der erworbenen Vermögenswerte und Schulden zum Erwerbszeitpunkt und ihre Anpassungen setzen sich wie folgt zusammen:

### Erworbene Vermögenswerte und Schulden zum beizulegenden Zeitwert bei Erwerb

in Mio. €	18. Sep. 2019	Anpassungen	18. Sep. 2019 inklusive Anpassungen
Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen und ähnliche Rechte	356	15	371
Kundenbeziehungen und ähnliche Werte	1.994	-7	1.987
Geleistete Anzahlungen	6	-	6
Nutzungsrechte	2.128	-	2.128
Sachanlagen	17.618	-94	17.524
At equity bewertete Unternehmen	2.548	-	2.548
Sonstige Finanzanlagen	1.076	21	1.097
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	215	-10	205
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	2.065	3	2.068
Aktive latente Steuern	1.228	115	1.343
<b>Langfristige Vermögenswerte</b>	<b>29.234</b>	<b>43</b>	<b>29.277</b>
Vorräte	612	1	613
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	849	-136	713
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	8.250	20	8.270
Liquide Mittel	2.394	-	2.394
<b>Kurzfristige Vermögenswerte</b>	<b>12.105</b>	<b>-115</b>	<b>11.990</b>
Finanzverbindlichkeiten	17.955	-6	17.949
Betriebliche Verbindlichkeiten	5.266	-1.648	3.618
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	4.384	-	4.384
Übrige Rückstellungen	1.151	-382	769
Passive latente Steuern	1.289	99	1.388
<b>Langfristige Schulden</b>	<b>30.045</b>	<b>-1.937</b>	<b>28.108</b>
Finanzverbindlichkeiten	1.774	74	1.848
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	7.212	1.678	8.890
Übrige Rückstellungen	1.667	-9	1.658
<b>Kurzfristige Schulden</b>	<b>10.653</b>	<b>1.743</b>	<b>12.396</b>
<b>Erworbenes Nettovermögen</b>	<b>641</b>	<b>122</b>	<b>763</b>

Die betragsmäßig größte Veränderung resultierte aus einer Anpassung der Fristigkeit bei den betrieblichen Verbindlichkeiten beziehungsweise bei den Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und den sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten.

Der Nominalwert der erworbenen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen beträgt zum Akquisitionstichtag 5.105 Mio €. Der Nominalwert der Forderungen wurde bereits vor der Akquisition um 332 Mio € wertgemindert. Der wertgeminderte Teil der Forderungen wurde im Rahmen der Kaufpreisallokation weiterhin als uneinbringlich eingeschätzt. Der beizulegende Zeitwert der erworbenen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen beläuft sich damit auf 4.773 Mio €.

### Vorläufiger Unterschiedsbetrag

in Mio. €

<b>Übertragene Gegenleistung</b>	<b>13.660</b>
Beizulegender Zeitwert der zuvor am Markt erworbenen und gehaltenen Anteile an der innogy SE	949
<b>Im Rahmen der Kaufpreisallokation zu verteilender Betrag</b>	<b>14.609</b>
Fair Value des erworbenen Nettovermögens	-2.773
Erwerb einer konzerninternen Darlehensforderung von RWE an innogy SE	-702
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	2.330
Passive latente Steuern	2.010
<b>Vorläufiger Unterschiedsbetrag</b>	<b>15.474</b>

Die Bewertung der Anteile ohne beherrschenden Einfluss erfolgte unter Anwendung der Partial-Goodwill-Methode zum anteiligen, identifizierten Nettovermögen.

Im Rahmen des Erwerbs und des weitreichenden Transfers von Vermögenswerten und Geschäftsaktivitäten haben E.ON und RWE die Vereinbarung über eine ausgleichende Zahlung von RWE an E.ON in Höhe von 1,5 Mrd € getroffen. Diese wurde im Zuge eines verkürzten Zahlungsweges mit den entstandenen Zahlungsverpflichtungen und Erstattungsansprüchen von E.ON gegenüber RWE verrechnet. Darüber hinaus sind 275 Mio € liquide Mittel miterworben worden.

Darüber hinaus hat E.ON bis zum Erwerbszeitpunkt weitere 3,79 Prozent innogy-Aktien am Markt erworben. Insgesamt hielt E.ON damit zum 18. September 2019 und zum 31. Dezember 2019 90 Prozent an der innogy SE. Aus der Neubewertung der

bereits zuvor am Markt erworbenen Anteile zum Erwerbszeitpunkt ergab sich in den Jahren 2018 und 2019 insgesamt ein Ertrag in Höhe von 115 Mio €, der im Zinsergebnis ausgewiesen wird.

Die außerordentliche Hauptversammlung der innogy SE in Essen hat am 4. März 2020 dem Ausschluss der Minderheitsaktionäre der innogy SE zugestimmt. Demnach werden die Aktien der Minderheitsaktionäre gegen eine angemessene Barabfindung auf den Hauptaktionär E.ON SE übertragen. Der verschmelzungsrechtliche Squeeze-out wird mit Eintragung in das Handelsregister wirksam (vergleiche auch Textziffer 36).

Der vorläufig identifizierte Geschäfts- oder Firmenwert resultiert hauptsächlich aus der strategischen Neuausrichtung des Kundengeschäfts und der Energienetze wie auch den erwarteten Synergien aus der Eingliederung der innogy SE in den Konzern. Es wird nicht davon ausgegangen, dass der vorläufig erfasste Geschäfts- oder Firmenwert für steuerliche Zwecke abzugsfähig ist.

Der Erwerb trug 10.444 Mio € zum Umsatz und -458 Mio € zum Konzernergebnis im Zeitraum vom 18. September 2019 bis zum 31. Dezember 2019 bei. Wäre der Erwerb bereits am 1. Januar 2019 erfolgt, hätte der Umsatz rund 33 Mrd € und der Beitrag zum Konzernergebnis rund -140 Mio € bis zum 31. Dezember 2019 betragen.

### Erneuerbare Energien

Die an RWE zu übertragenden Teile des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien wurden seit dem 30. Juni 2018 als nicht fortgeführte Aktivität dargestellt und zum 18. September 2019 entkonsolidiert.

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 erfolgte in einem separaten Bilanzposten, wobei die Vorjahreswerte nicht anzupassen waren. In der Kapitalflussrechnung wurden die Zahlungsströme der zu übertragenden Teile des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien ebenfalls separat ausgewiesen und 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 wurden. Diese Kennzahlen werden so dargestellt, als wäre der übergehende Geschäftsbereich nicht gemäß IFRS 5 umgegliedert. Weitere Informationen und entsprechende Überleitungsrechnungen werden in Textziffer 34 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 Abgangszeitpunkt kein zusätzlicher Wertminderungsbedarf.

E.ON hat im Geschäftsjahr 2019 Umsatzerlöse in Höhe von 37 Mio € (2018: 81 Mio €), Zinserträge von 70 Mio € (2018: 83 Mio €), Zinsaufwendungen in Höhe von 1 Mio € (2018: 1 Mio €) sowie sonstige Erträge von 14 Mio € (2018: 243 Mio €) und sonstige Aufwendungen von 441 Mio € (2018: 1.050 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) bis zum Zeitpunkt der Entkonsolidierung:

#### Gewinn- und Verlustrechnung – Erneuerbare Energien (Kurzfassung)<sup>1</sup>

in Mio €	2019	2018
Umsatzerlöse	481	688
Sonstige Erträge	9	140
Sonstige Aufwendungen	-125	-386
<b>Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten vor Steuern</b>	<b>365</b>	<b>442</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-101	-156
<b>Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>264</b>	<b>286</b>

<sup>1</sup> Darin ist der Entkonsolidierungserfolg in Höhe von 784 Mio € nicht enthalten.

Die abgegangenen Vermögenswerte und Schulden des Geschäftsbereichs im Segment Erneuerbare Energien betrafen immaterielle Vermögenswerte (0,3 Mrd €), Nutzungsrechte (0,3 Mrd €), Sachanlagen (8,0 Mrd €), sonstige Vermögenswerte (4,2 Mrd €) sowie Rückstellungen (0,8 Mrd €) und Verbindlichkeiten (8,3 Mrd €).

Der Entkonsolidierungserfolg enthält auch die erfolgswirksame Erfassung der zuvor im sonstigen Ergebnis ausgewiesenen Währungsumrechnungseffekte (0,5 Mrd €).

Die zurückbehaltene 40-prozentige Beteiligung an der Rampion Renewables Limited, die ihrerseits 50 Prozent am Offshore-Windpark Rampion hält, wird seit dem Kontrollverlust als assoziiertes Unternehmen qualifiziert und nach der Equity-Methode in den Konzernabschluss einbezogen.



### 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 € im September 2019 auf RWE übertragen.

### innogy in Tschechien

Die EU-Freigabe des Erwerbs der innogy-Anteile von RWE erfolgte unter Auflagen, die die Veräußerung verschiedener Geschäftsaktivitäten von E.ON und innogy umfassen. Da es sich bei dem zu veräußernden Strom- und Gaskundengeschäft von innogy in Tschechien um vier Tochterunternehmen handelt, die ausschließlich mit der Absicht einer Weiterveräußerung erworben wurden, werden diese im E.ON-Konzern seit dem 30. September 2019 als nicht fortgeführter Geschäftsbereich dargestellt. Der Abgang wird im Laufe des Geschäftsjahres 2020 erwartet.

Die hierauf entfallenden Aufwendungen und Erträge wurden in der Gewinn- und Verlustrechnung des Konzerns gesondert als Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten ausgewiesen. Der Ausweis der betreffenden Vermögenswerte und Schulden erfolgte in einem separaten Bilanzposten. In der Kapitalflussrechnung wurden die Zahlungsströme der zu übertragenden Teile des Geschäfts ebenfalls separat ausgewiesen.

Konzerninterne Forderungen, Schulden, Aufwendungen und Erträge zwischen den abgehenden Gesellschaften 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.

Im Zuge der unmittelbar vor der Umgliederung aller Vermögenswerte und Schulden des aufzugebenden Geschäftsbereichs erfolgten Bewertung nach IFRS 5.18 wurde kein wesentlicher außerplanmäßiger Wertminderungs- beziehungsweise Wertaufholungsbedarf festgestellt. Darüber hinaus ergab die Gegenüberstellung des Buchwertes der gesamten nicht fortgeführten Aktivität und des beizulegenden Zeitwertes abzüglich Veräußerungskosten zum Stichtag keinen zusätzlichen Wertminderungsbedarf.

E.ON hat im Geschäftsjahr 2019 Umsatzerlöse in Höhe von 19 Mio €, Zinserträge von 5 Mio €, Zinsaufwendungen in Höhe von 8 Mio € sowie sonstige Aufwendungen von 2 Mio € mit den zu übertragenden vollkonsolidierten Gesellschaften erzielt.

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

### Gewinn- und Verlustrechnung – Kundenlösungen – Tschechien innogy (Kurzfassung)

in Mio €	2019
Umsatzerlöse	384
Sonstige Erträge	52
Sonstige Aufwendungen	-419
<b>Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten vor Steuern</b>	<b>17</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-2
<b>Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>15</b>

Die nachfolgende Tabelle fasst die wesentlichen Bilanzposten des nicht fortgeführten Geschäftsbereichs zusammen:

### Wesentliche Bilanzposten – Kundenlösungen – Tschechien innogy (Kurzfassung)

in Mio €	31. Dez. 2019
Immaterielle Vermögenswerte und Goodwill	314
Sachanlagen	140
Übrige Vermögenswerte	212
<b>Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte</b>	<b>666</b>
Verbindlichkeiten	-419
Rückstellungen	-7
<b>Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden</b>	<b>-426</b>

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

### Nord Stream

Die E.ON Beteiligungen GmbH hielt sämtliche Anteile an der PEG Infrastruktur AG (PEGI) und damit die indirekte Beteiligung an der Nord Stream AG (15,5 Prozent). Die Nord Stream AG, eine im Jahr 2005 gegründete Projektgesellschaft, besitzt und betreibt zwei jeweils 1.224 km lange Offshore-Gasleitungen, die Erdgas von Russland nach Deutschland transportieren. Mit Vertrag vom 18. Dezember 2019 hat die E.ON Beteiligungen GmbH sämtliche Anteile an der PEGI und damit die indirekte Beteiligung an der Nord Stream AG an den E.ON Pension Trust e.V. (EPT) mit Wirkung und auf Rechnung für das Treuhandvermögen der MEON Pensions GmbH & Co. KG (MEON) verkauft und übertragen. EPT fungiert als Treuhänder im Rahmen des Contractual Trust Arrangements (CTA) mit der MEON als Treugeber, der Versorgungsverpflichtungen und Deckungsmittel von Unternehmen des E.ON-Konzerns gebündelt hat und für die Erfüllung der übernommenen Versorgungsverpflichtungen sowie die Anlage der hierfür übertragenen Deckungsmittel sorgt. Es bestehen weitere CTA-Treuhandvereinbarungen des EPT als Treuhänder mit Unternehmen des E.ON-Konzerns als Treugebern. Auf Basis der Vermögenswerte ist die MEON mit einem Volumen von 2,9 Mrd € zum Ende des Jahres 2019 der größte Treugeber im Rahmen des CTA mit dem EPT. Die Übertragung der Anteile an der PEGI ist zum Ablauf des 31. Dezember 2019 wirksam geworden. Der vorläufige Kaufpreis der PEGI-Beteiligung beträgt 1,1 Mrd € und der Entkonsolidierungserfolg 0,4 Mrd €.

### Neuordnung des Geschäfts in Ungarn

Anfang Oktober 2019 erwarb E.ON die von EnBW gehaltenen 27 Prozent der Anteile an ELMŰ Nyrt. („ELMŰ“) und ÉMÁSZ Nyrt. („ÉMÁSZ“). Anschließend wurde ein Rahmenvertrag zwischen E.ON, MVM Magyar Villamos Művek Zrt. (ein Aktionär von ELMŰ und ÉMÁSZ) („MVM“) und Opus Global Nyrt. („Opus“) unterzeichnet. Im Rahmen dieser Vereinbarung beabsichtigt E.ON, in Ungarn ein ausgewogenes und optimiertes Portfolio zu schaffen, das auch eine schnelle Integration der Aktivitäten von innogy ermöglicht.

Es wird erwartet, dass die Vereinbarung im Jahr 2021 vollständig umgesetzt sein wird. Danach hält MVM 100 Prozent an dem ÉMÁSZ-Verteilnetzbetreiber sowie einen 25-prozentigen Anteil an E.ON Hungária, die dann alleinige Eigentümerin von ELMŰ sein wird. Zusätzlich wird Opus Eigentümer der heutigen E.ON Tochtergesellschaft E.ON Tiszántúli Áramhálózati Zrt. („E.ON ETI“) sein. E.ON ETI wurde zum 31. Dezember 2019 als Abgangsgruppe gemäß IFRS 5 ausgewiesen. Insgesamt wurden Vermögenswerte, im Wesentlichen Sachanlagen und sonstige Vermögensgegenstände, in Höhe von 0,3 Mrd € und Schulden, im Wesentlichen Verbindlichkeiten und Rückstellungen, in Höhe von 0,1 Mrd € in die Abgangsgruppe umgliedert.

### Coromatic

Am 11. Juli 2019 schloss der E.ON-Konzern die Übernahme von 100 Prozent des schwedischen Dienstleisters Coromatic, eines führenden nordischen Anbieters von unternehmenskritischer Gebäudeinfrastruktur, ab. Der Verkäufer war die EQT-Gruppe. Coromatic hat seinen Sitz in Stockholm und beschäftigt rund 500 Mitarbeiter. Das Unternehmen hat mehr als 5.000 Kunden in Skandinavien, die in einer Vielzahl von Branchen wie Rechenzentren, Gesundheitswesen, öffentlicher Sektor, Verkehr, Industrie, Telekommunikation, Finanzen und Einzelhandel tätig sind. Über den Kaufpreis wurde Stillschweigen vereinbart. Das Transaktionsvolumen ist für den Konzern insgesamt von untergeordneter Bedeutung.

## Wesentliche Transaktionen im Jahr 2018

### 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 Uniper-Beteiligung 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.

### **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 Gasverteilnetzgesellschaft 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).

## **(5) Umsatzerlöse**

Im Jahr 2019 lag der Umsatz mit 41,0 Mrd € um rund 11,6 Mrd € über dem Vorjahreswert. Dieser Anstieg ist vor allem auf den Erwerb der innogy-Gruppe im September 2019 zurückzuführen. Darüber hinaus ist der Umsatz im Vorjahresvergleich insbesondere im Segment Kundenlösungen Deutschland Vertrieb gestiegen. Gründe hierfür sind vor allem höhere Absatzmengen im Strom- und Gasgeschäft.

Umsatzerlöse, die in der laufenden Berichtsperiode realisiert wurden und die aus Leistungsverpflichtungen stammen, die ganz oder teilweise bereits in früheren Berichtsperioden erfüllt wurden, betragen 0,2 Mrd €. Der Gesamtbetrag der bereits kontrahierten, indes noch ausstehenden Leistungsverpflichtungen (ohne erwartete Vertragsverlängerungen und zu erwartende

Neuabschlüsse von Verträgen) beläuft sich zum 31. Dezember 2019 auf 20,6 Mrd € (31. Dezember 2018: 9,5 Mrd €). Der überwiegende Teil dieser Leistungsverpflichtungen wird erwartungsgemäß innerhalb der nächsten drei Jahre erfüllt werden.

Die Umsatzerlöse werden in den Segmentinformationen (Textziffer 34) 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.

Die Umsatzerlöse enthalten im Geschäftsjahr 2019 Effekte aus sogenannten „Failed Own Use“-Verträgen. Das Vorjahr wurde entsprechend angepasst. Weitere Informationen werden in Textziffer 2 dargestellt.

## (6) Andere aktivierte Eigenleistungen

Andere aktivierte Eigenleistungen belaufen sich auf 487 Mio € (2018: 394 Mio €) und resultieren im Wesentlichen aus aktivierten Leistungen im Zusammenhang mit IT-Projekten und Netzinvestitionen. Der Anstieg erklärt sich im Wesentlichen durch die Einbeziehung von innogy.

## (7) Sonstige betriebliche Erträge und Aufwendungen

Die sonstigen betrieblichen Erträge setzen sich wie folgt zusammen:

### Sonstige betriebliche Erträge

in Mio €	2019	2018
Erträge aus Währungskursdifferenzen	1.861	1.607
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	1.581	1.530
Erträge aus dem Abgang von Anlagevermögen und Wertpapieren	612	1.068
Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	18	388
Erträge aus der Auflösung von Wertberichtigungen auf Ausleihungen und Forderungen	37	53
Übrige	1.540	688
<b>Summe</b>	<b>5.649</b>	<b>5.334</b>

Die sonstigen betrieblichen Erträge stiegen um 315 Mio € auf 5.649 Mio € (2018: 5.334 Mio €). Die Erträge aus Währungskursdifferenzen enthalten im Wesentlichen realisierte Erträge aus Währungsderivaten in Höhe von 1.543 Mio € (2018: 1.170 Mio €) sowie aus Fremdwährungsforderungen und -verbindlichkeiten in Höhe von 265 Mio € (2018: 47 Mio €). Zusätzlich ergeben sich Effekte aus der Stichtagskursumrechnung in Höhe von 49 Mio € (2018: 389 Mio €).

Die Aufwendungen und Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten betreffen die Fair-Value-Bewertung aus Derivaten nach IFRS 9. Aus der Änderung der Rechnungslegungsmethode bei der Bilanzierung von „Failed Own Use“-Verträgen (siehe auch Textziffer 2) ergaben sich Erträge in Höhe von insgesamt 950 Mio € (2018: 227 Mio €) in den derivativen Finanzinstrumenten.

Korrespondierende Positionen aus Währungskursdifferenzen und derivativen Finanzinstrumenten befinden sich in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen.

In den Erträgen aus dem Abgang von Anlagevermögen und Wertpapieren sind im Wesentlichen Erträge aus der Veräußerung von PEGI in Höhe von 390 Mio € enthalten. Des Weiteren wurden im Jahr 2018 Erträge aus der Veräußerung von Uniper in Höhe von 593 Mio €, Hamburg Netz (154 Mio €) sowie E.ON Gas Sverige in Höhe von 134 Mio € erzielt. Aus dem Verkauf von Wertpapieren wurden 42 Mio € (2018: 91 Mio €) erzielt.

Die Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen resultierten im Vorjahr zum großen Teil aus der Anpassung langfristiger Rekultivierungs- und Sanierungsverpflichtungen aufgrund der Konkretisierung von Maßnahmen und Zahlungszeitpunkten.

In den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen sind Effekte aus der Auflösung von im Rahmen der vorläufigen innogy-Kaufpreisverteilung passivierten Eigenverbrauchsverträgen in Höhe von 755 Mio € enthalten. Darüber hinaus werden hier Weiterbelastungen von Personal- und Serviceleistungen, Erstattungen sowie Miet- und Pachtzinsen ausgewiesen.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen setzen sich folgendermaßen zusammen:

### Sonstige betriebliche Aufwendungen

in Mio €	2019	2018
Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen	1.775	1.626
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	2.270	866
Sonstige Steuern	91	68
Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen und Wertpapieren	144	141
Übrige	3.075	2.085
<b>Summe</b>	<b>7.355</b>	<b>4.786</b>

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen lagen mit 7.355 Mio € um 54 Prozent über dem Niveau des Vorjahres (4.786 Mio €). Insbesondere die Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten stiegen um 1.404 Mio € auf 2.270 Mio €. Aus der Änderung der Rechnungslegungsmethode bei der Bilanzierung von „Failed Own Use“-Verträgen (siehe auch Textziffer 2) ergaben sich Aufwendungen in Höhe von 891 Mio € (2018: 236 Mio €) in den derivativen Finanzinstrumenten. Die Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen in Höhe von 1.775 Mio € stiegen um 149 Mio € gegenüber dem Vorjahr (1.626 Mio €).

Die Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen enthalten im Wesentlichen realisierte Aufwendungen aus Währungsderivativen in Höhe von 1.350 Mio € (2018: 1.122 Mio €) sowie aus Fremdwährungsforderungen und -verbindlichkeiten in Höhe von 71 Mio € (2018: 293 Mio €). Zusätzlich dazu ergaben sich Effekte aus der Stichtagskursumrechnung in Höhe von 354 Mio € (2018: 211 Mio €).

In den übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind Effekte aus der Auflösung von im Rahmen der vorläufigen innogy-Kaufpreisverteilung aktivierten Eigenverbrauchsverträgen in Höhe von 725 Mio € enthalten. Darüber hinaus sind externe Beratungs- und Prüfungskosten in Höhe von 229 Mio € (2018: 162 Mio €), Werbe- und Marketingaufwendungen in Höhe von 131 Mio € (2018: 176 Mio €) sowie Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, Ausleihungen und sonstige Vermögenswerte in Höhe von 322 Mio € (2018: 188 Mio €), Mieten und Pachten in Höhe von 46 Mio € (2018: 130 Mio €) sowie weitere Fremdleistungen in Höhe von 597 Mio € (2018: 537 Mio €) enthalten. Darüber hinaus werden hier IT-Aufwendungen mit 344 Mio € (2018: 131 Mio €), Versicherungsprämien in Höhe von 43 Mio € (2018: 38 Mio €) und Reisekosten in Höhe von 76 Mio € (2018: 80 Mio €) ausgewiesen.

## (8) Materialaufwand

Die Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren umfassen insbesondere den Bezug von Gas und Strom. Des Weiteren sind hier Brennstoffe enthalten. Die Aufwendungen für bezogene Leistungen beinhalten im Wesentlichen Netznutzungsentgelte und Instandhaltungsaufwendungen. Erstere betragen im Berichtsjahr 8.575 Mio € und wurden im Jahr 2019 von den Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe in die Aufwendungen für bezogene Leistungen innerhalb des Materialaufwandes umgegliedert. Im Vorjahr enthielt der Materialaufwand Netznutzungsentgelte in Höhe von 6.452 Mio €.

Der Materialaufwand lag mit 32.126 Mio € deutlich über dem Niveau des Vorjahres (22.635 Mio €). Der Anstieg ist im Wesentlichen auf den Erwerb der innogy-Gruppe im September 2019 zurückzuführen. Darüber hinaus stieg der Materialaufwand insbesondere im deutschen Vertriebsgeschäft aufgrund gestiegener Kundenzahlen und höherer Netzentgelte.

### Materialaufwand

in Mio €	2019	2018
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren	20.741	20.697
Aufwendungen für bezogene Leistungen	11.385	1.938
<b>Summe</b>	<b>32.126</b>	<b>22.635</b>

Der Materialaufwand enthält im Geschäftsjahr 2019 Effekte aus sogenannten „Failed Own Use“-Verträgen. Das Vorjahr wurde entsprechend angepasst. Weitere Informationen werden in Textziffer 2 dargestellt.

**(9) Finanzergebnis**

Das Finanzergebnis setzt sich wie folgt zusammen:

**Finanzergebnis**

in Mio €	2019	2018
Erträge aus Beteiligungen	55	74
<i>Fair Value through P&amp;L</i>	47	59
<i>Sonstige</i>	8	15
Wertberichtigungen/Zuschreibungen auf sonstige Finanzanlagen	3	-30
<b>Beteiligungsergebnis</b>	<b>58</b>	<b>44</b>
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge	1.065	523
<i>Amortized Cost</i>	472	109
<i>Fair Value through P&amp;L</i>	443	111
<i>Fair Value through OCI</i>	13	21
<i>Sonstige Zinserträge</i>	137	282
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-1.677	-1.236
<i>Amortized Cost</i>	-939	-593
<i>Fair Value through P&amp;L</i>	-176	-126
<i>Sonstige Zinsaufwendungen</i>	-562	-517
<b>Zinsergebnis</b>	<b>-612</b>	<b>-713</b>
<b>Finanzergebnis</b>	<b>-554</b>	<b>-669</b>

Der Anstieg des Finanzergebnisses gegenüber dem Vorjahr beruht im Wesentlichen auf einem positiven Effekt aus der Auflösung der Bewertungsdifferenzen zwischen dem Nominalwert

und dem im Rahmen der Erstkonsolidierung angesetzten Marktwert der Anleihen der innogy SE und innogy Finance B.V. in Höhe von 142 Mio €. Außerdem enthält das Finanzergebnis im Jahr 2019 positive Ergebniseffekte aus der Marktwertveränderung von Wertpapieren, die durch die negativen Bewertungseffekte der langfristigen Rückstellungen kompensiert wurden.

Die sonstigen Zinserträge enthalten zum großen Teil Effekte aus der Auflösung von Rückstellungen. In den sonstigen Zinsaufwendungen ist die Aufzinsung von Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen in Höhe von 44 Mio € (2018: 61 Mio €) enthalten. Außerdem wurde die Netto-Zinsbelastung aus Pensionsrückstellungen mit einem Betrag von 73 Mio € in den sonstigen Zinsaufwendungen berücksichtigt (2018: 62 Mio €).

Die Zinsaufwendungen beinhalten außerdem in Höhe von 9 Mio € negative Ergebniseffekte (2018: 3 Mio € 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 13 Mio € (2018: 12 Mio €) vermindert.

**(10) Steuern vom Einkommen und vom Ertrag**

Für die Geschäftsjahre 2019 und 2018 setzen sich die Steuern vom Einkommen und vom Ertrag einschließlich der latenten Steuern wie folgt zusammen:

**Steuern vom Einkommen und vom Ertrag**

in Mio €	2019	2018
Inländische Ertragsteuern	320	-110
Ausländische Ertragsteuern	-25	-49
<b>Laufende Ertragsteuern</b>	<b>295</b>	<b>-159</b>
Inland	-435	80
Ausland	193	125
<b>Latente Steuern</b>	<b>-242</b>	<b>205</b>
<b>Steuern vom Einkommen und vom Ertrag</b>	<b>53</b>	<b>46</b>

Der Steueraufwand beträgt 53 Mio € (2018: 46 Mio €). Im Jahr 2019 ergibt sich eine Steuerquote von 7 Prozent (2018: 1 Prozent). Im Berichtsjahr sowie im Jahr 2018 führten insbesondere Auflösungen von Steuerrückstellungen und -verbindlichkeiten für Vorjahre zu einer Minderung der Steuerquote. Darüber hinaus minderten höhere steuerfreie beziehungsweise nicht steuerbelastend wirkende Ergebnisbestandteile die Steuerquote 2018.

Von den laufenden Ertragsteuern entfällt ein Betrag von -309 Mio € auf Vorperioden (2018: -570 Mio €).

Die latenten Steuern resultieren aus ergebniswirksamen Veränderungen von temporären Differenzen in Höhe von -571 Mio € (2018: 376 Mio €) und von Verlustvorträgen in Höhe von 314 Mio € (2018: -171 Mio €) sowie aus Steuergutschriften in Höhe von 15 Mio € (2018: 0 Mio €). Ferner ergaben sich gegenläufig erfolgsneutrale Veränderungen sowie Abgangseffekte für latente Steuern aus nicht fortgeführten Aktivitäten in Höhe von insgesamt 56 Mio €.

Die laufenden Ertragsteuerforderungen betragen 1.411 Mio € (Vorjahr: 236 Mio €), davon kurzfristig 1.377 Mio € (Vorjahr: 229 Mio €), die laufenden Ertragsteuerverbindlichkeiten betragen 1.080 Mio € (Vorjahr: 566 Mio €), davon kurzfristig 787 Mio € (Vorjahr: 262 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 32 Mio € passive latente Steuern bilanziert (2018: 5 Mio €). Für temporäre Differenzen von Tochterunternehmen und assoziierten Unternehmen in Höhe von 538 Mio € (2018: 259 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 latenten Steuerertrag in Höhe von 27 Mio € (2018: 46 Mio € Steuerertrag).

Die Ertragsteuern, die im Zusammenhang mit den nicht fortgeführten Aktivitäten stehen (vergleiche hierzu auch Textziffer 4), werden in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten“ ausgewiesen. Diese beliefen sich im Geschäftsjahr 2019 auf 103 Mio € Steueraufwand (2018: 156 Mio €).

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

	2019		2018	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern</b>	<b>797</b>	<b>100,0</b>	<b>3.284</b>	<b>100,0</b>
Erwartete Ertragsteuern	239	30,0	985	30,0
Unterschied zu ausländischen Steuersätzen	231	29,1	-129	-3,9
Änderungen des Steuersatzes/Steuerrechts	-27	-3,4	-46	-1,4
Steuereffekte auf steuerfreies Einkommen	-140	-17,6	-124	-3,8
Steuereffekte aus nicht abzugsfähigen Ausgaben und permanenten Differenzen	-377	-47,3	-212	-6,5
Steuereffekte auf Ergebnisse aus at equity bewerteten Unternehmen	-51	-6,4	22	0,7
Steuereffekte aus Wertänderungen und Nichtansatz von latenten Steuern	515	64,6	89	2,7
Steuereffekte aus anderen Ertragsteuern	17	2,1	31	1,0
Steuereffekte aus periodenfremden Ertragsteuern	-378	-47,4	-571	-17,4
Sonstiges	24	2,9	1	0,0
<b>Effektiver Steueraufwand/-satz</b>	<b>53</b>	<b>6,6</b>	<b>46</b>	<b>1,4</b>

Es ergeben sich die in der folgenden Tabelle dargestellten aktiven und passiven latenten Steuern zum 31. Dezember 2019 und 2018:

### Aktive und passive latente Steuern

in Mio €	31. Dezember 2019		31. Dezember 2018	
	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv
Immaterielle Vermögenswerte	581	1.046	89	365
Nutzungsrechte	-	923	-	-
Sachanlagen	170	4.152	115	1.579
Finanzanlagen	196	270	174	110
Vorräte	33	1	14	-
Forderungen	764	1.234	241	921
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	3.183	20	1.364	8
Übrige Rückstellungen	1.878	107	1.241	70
Verbindlichkeiten	3.063	397	1.298	528
Verlustvorrträge	824	-	1.068	-
Steuerbescheinigungen	2	-	17	-
Sonstige	680	966	480	315
<b>Zwischensumme</b>	<b>11.374</b>	<b>9.116</b>	<b>6.101</b>	<b>3.896</b>
Wertänderung	-2.584	-	-2.716	-
<b>Latente Steuern (brutto)</b>	<b>8.790</b>	<b>9.116</b>	<b>3.385</b>	<b>3.896</b>
Saldierung	-6.578	-6.578	-2.190	-2.190
<b>Latente Steuern (netto)</b>	<b>2.212</b>	<b>2.538</b>	<b>1.195</b>	<b>1.706</b>
<i>davon kurzfristig</i>	717	271	563	227

Von den ausgewiesenen latenten Steuern sind insgesamt -538 Mio € direkt dem Eigenkapital belastet worden (2018: Belastung -564 Mio €). Darüber hinaus wurden 49 Mio € laufende Ertragsteuern direkt im Eigenkapital erfasst (2018: 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 2019 und 2018 gliedern sich wie folgt auf:

### Ertragsteuern auf Bestandteile des Other Comprehensive Income

in Mio €	2019			2018		
	Vor Ertragsteuern	Ertragsteuern	Nach Ertragsteuern	Vor Ertragsteuern	Ertragsteuern	Nach Ertragsteuern
Cashflow Hedges	-453	9	-444	53	-15	38
Wertpapiere (IFRS 9)	-1	1	-	-63	-	-63
Währungsumrechnungsdifferenz	-622	-	-622	-84	-	-84
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen	-146	-33	-179	-488	-54	-542
At equity bewertete Unternehmen	-112	-3	-115	-41	7	-34
<b>Summe</b>	<b>-1.334</b>	<b>-26</b>	<b>-1.360</b>	<b>-623</b>	<b>-62</b>	<b>-685</b>



Die vorläufige Kaufpreisallokation im Zusammenhang mit dem Erwerb der innogy SE führte zum 31. Dezember 2019 zu aktiven latenten Steuern in Höhe von 655 Mio € und zu passiven latenten Steuern in Höhe von 2.657 Mio €.

Im Zusammenhang mit dem Erwerb des schwedischen Dienstleisters Coromatic bestanden zum 31. Dezember 2019 aus der Kaufpreisallokation aktive latente Steuern in Höhe von 4 Mio € und passive latente Steuern in Höhe von 18 Mio €.

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

### Steuerliche Verlustvorträge

in Mio €	31. Dezember	
	2019	2018
Inländische Verlustvorträge	1.935	2.614
Ausländische Verlustvorträge	8.803	5.466
<b>Summe</b>	<b>10.738</b>	<b>8.080</b>

Seit dem 1. Januar 2004 sind inländische Verlustvorträge unter Berücksichtigung eines Sockelbetrags von 1 Mio € nur noch zu 60 Prozent des zu versteuernden Einkommens verrechenbar. Diese körperschaftsteuerliche Regelung zur Mindestbesteuerung gilt entsprechend für gewerbsteuerliche Verlustvorträge. Die inländischen Verlustvorträge ergeben sich aus der Addition körperschaftsteuerlicher Verlustvorträge in Höhe von 162 Mio € (2018: 495 Mio €) und gewerbsteuerlicher Verlustvorträge in Höhe von 1.773 Mio € (2018: 2.119 Mio €).

Die ausländischen Verlustvorträge setzen sich aus körperschaftsteuerlichen Verlustvorträgen in Höhe von 8.738 Mio € (2018: 5.064 Mio €) und Verlustvorträgen aus lokaler Ertragsteuer in Höhe von 65 Mio € (2018: 402 Mio €) zusammen.

Innerhalb der ausländischen Verlustvorträge entfällt ein wesentlicher Teil auf Vorjahre.

Insgesamt wurden auf im Wesentlichen zeitlich unbegrenzt nutzbare ausländische Verlustvorträge in Höhe von 7.813 Mio € (2018: 4.006 Mio €) latente Steuern nicht (mehr) angesetzt. Im Inland wurden auf zeitlich unbegrenzt nutzbare körperschaftsteuerliche Verlustvorträge von 142 Mio € (2018: 477 Mio €) und auf gewerbsteuerliche Verlustvorträge von 1.742 Mio € (2018: 2.092 Mio €) aktive latente Steuern nicht (mehr) angesetzt.

Auf erfolgswirksam und erfolgsneutral gebildete temporäre Differenzen in Höhe von 12.142 Mio € (2018: 9.831 Mio €) wurden keine latenten Steueransprüche (mehr) angesetzt.

Zum 31. Dezember 2019 beziehungsweise zum 31. Dezember 2018 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 74 Mio € beziehungsweise 21 Mio € übersteigen. Grundlage für die Bildung latenter Steuern ist die Einschätzung des Managements, dass es aufgrund der Entwicklung zeitlicher Umkehreffekte sowie konkreter Steuergestaltungsmaßnahmen 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.

Ertragsteuerpositionen werden insbesondere vor dem Hintergrund vielfältiger Änderungen von Steuergesetzen, steuerlicher Regelungen, der Rechtsprechung und fortlaufenden steuerlichen Prüfungen regelmäßig gewürdigt. E.ON begegnet diesem Umstand insbesondere unter Anwendung von IFRIC 23 mit einer fortlaufenden Identifikation und Bewertung der steuerlichen Rahmenbedingungen und der sich daraus ergebenden Effekte. Danach fließen aktuellste Erkenntnisse in die erforderlichen Schätzparameter zur Bewertung der Steuerrückstellungen ein. Damit im Zusammenhang stehende potentielle Zinseffekte werden ebenfalls entsprechend beurteilt und bewertet. Sie werden in gesonderten Positionen ausgewiesen.

## (11) Personalbezogene Angaben

### Personalaufwand

Der Personalaufwand hat sich wie folgt entwickelt:

#### Personalaufwand

in Mio €	2019	2018
Löhne und Gehälter	3.301	2.086
Soziale Abgaben	436	316
Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	364	58
für Altersversorgung	355	53
<b>Summe</b>	<b>4.101</b>	<b>2.460</b>

Der Personalaufwand lag mit 4.101 Mio € um 1.641 Mio € über dem Wert des Vorjahres (2.460 Mio €). Der Anstieg liegt im Wesentlichen an der Übernahme von innogy. Hieraus resultieren auch steigende Aufwendungen aus der Personalreorganisation.

### Aktienbasierte Vergütung

Für aktienbasierte Vergütungen (E.ON Share Matching Plan, mehrjährige Tantieme sowie E.ON Performance Plan) sind im Jahr 2019 Aufwendungen in Höhe von 21,2 Mio € (2018: 21,9 Mio €) entstanden. Zusätzlich entstanden im Berichtszeitraum 2019 Aufwendungen in Höhe von 10 Mio € im Zusammenhang mit dem aktienbasierten Vergütungssystem der innogy SE.

### 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 2019 – wie auch bereits von 2016 bis 2018 – nicht durchgeführt worden.

### 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 Gesamtzieelerreichung des Begünstigten aus dem Vorjahr multipliziert wird. Der Ausgangsbetrag wird in virtuelle Aktien umgerechnet und ist sofort unverfallbar. 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 75 und 76.

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 2019 aktiven Tranchen des Share Matching Plans lauten wie folgt:

#### E.ON Share Matching virtuelle Aktien

	5. Tranche	4. Tranche
Ausgabedatum	1. Apr. 2017	1. Apr. 2016
Laufzeit	4 Jahre	4 Jahre
Zielwert bei Ausgabe	7,17 €	8,63 €

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 vierte und fünfte Tranche des E.ON Share Matching Plans 9,3 Mio € (2018: 14,1 Mio €). Der Aufwand für die vierte und fünfte Tranche betrug im Geschäftsjahr 2019 0,5 Mio € (2018: 0,7 Mio € Ertrag).

#### 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 Auszahlungsbetrag gegenüber dem Zielwert im gleichen Verhältnis wie die Kursänderung, wobei eine Erhöhung maximal bis zur doppelten Höhe des Zielwerts möglich ist.

Eine Auszahlung erfolgt grundsätzlich erst nach Ende der vierjährigen Laufzeit. Dies gilt auch dann, wenn der Begünstigte zuvor in den Ruhestand tritt oder sein Vertrag aus betriebsbedingten Gründen oder durch Fristablauf innerhalb der Laufzeit endet. Eine Auszahlung vor Ende der Laufzeit erfolgt im Falle eines Change of Control oder bei Tod des Begünstigten. 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 28,8 Mio € (2018: 47,3 Mio €). Der Aufwand betrug im Geschäftsjahr 2019 8,7 Mio € (2018: 12,8 Mio €).

### **E.ON Performance Plan (EPP)**

In den Jahren 2017, 2018 und 2019 gewährte E.ON den Vorstandsmitgliedern der E.ON SE und bestimmten Führungskräften des E.ON-Konzerns virtuelle Aktien im Rahmen des E.ON 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. Für die im Jahr 2019 zugeteilte Tranche werden nur solche Gesellschaften des STOXX® Europe 600 Utilities berücksichtigt, für die während des entsprechenden Geschäftsjahres nicht ein Übernahmeangebot gemäß § 29 Abs. 1 WpÜG oder nach einer anzuwendenden vergleichbaren Regelung einer ausländischen Rechtsordnung abgegeben wurde oder wirksam war beziehungsweise ist und an denen E.ON während des entsprechenden Geschäftsjahres keinen signifikanten Anteil an Aktien hält oder gehalten hat. Für die im Jahr 2019 zugeteilte Tranche wird die Vergleichsgruppe außerdem bereinigt um Unternehmen, die nicht das ganze Jahr dem Index angehört haben.

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 2019 aktiven Tranchen des E.ON Performance Plans lauten wie folgt:

#### E.ON Performance Plan virtuelle Aktien

	3. Tranche	2. Tranche	1. Tranche
Ausgabedatum	1. Jan. 2019	1. Jan. 2018	1. Jan. 2017
Laufzeit	4 Jahre	4 Jahre	4 Jahre
Zielwert bei Ausgabe	6,68 €	6,41 €	5,84 €

Zum Bilanzstichtag beträgt die Rückstellung für die erste, zweite und dritte Tranche des E.ON Performance Plans 26,8 Mio € (2018: 16,2 Mio €). Der Aufwand für die erste, zweite und dritte Tranche betrug im Geschäftsjahr 2019 11,9 Mio € (2018: 9,8 Mio €).

#### Mitarbeiter

Im Berichtsjahr beschäftigte E.ON durchschnittlich 61.050 Mitarbeiter (2018: 42.949). Dabei sind durchschnittlich 1.656 (2018: 816) Auszubildende nicht berücksichtigt.

Nach Segmenten setzt sich die Mitarbeiterzahl wie folgt zusammen:

#### Mitarbeiter<sup>1</sup>

Personen	2019	2018
Energienetze	20.058	17.519
Kundenlösungen	17.615	19.751
innogy	18.343	–
Erneuerbare Energien	742	1.332
Konzernleitung/Sonstiges <sup>2</sup>	2.414	2.456
<b>Mitarbeiter Kerngeschäft</b>	<b>59.172</b>	<b>41.058</b>
Nicht-Kerngeschäft	1.878	1.891
<b>Mitarbeiter E.ON-Konzern</b>	<b>61.050</b>	<b>42.949</b>

<sup>1</sup> ohne Vorstände, Geschäftsführer und Auszubildende  
<sup>2</sup> 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 2019 abgegeben und den Aktionären auf der Internetseite der Gesellschaft ([www.eon.com](http://www.eon.com)) dauerhaft öffentlich zugänglich gemacht.

Vorstand und Aufsichtsrat der innogy SE haben die nach § 161 AktG vorgeschriebene Entsprechenserklärung am 11. Dezember 2019 abgegeben und den Aktionären auf der Internetseite der Gesellschaft ([www.innogy.com](http://www.innogy.com)) dauerhaft öffentlich zugänglich gemacht.

### Honorare und Dienstleistungen des Abschlussprüfers

Für die in den Geschäftsjahren 2019 und 2018 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 €	2019	2018
Abschlussprüfungsleistungen	37	20
<i>Inland</i>	28	15
Andere Bestätigungsleistungen	4	3
<i>Inland</i>	4	2
Steuerberatungsleistungen	–	–
<i>Inland</i>	–	–
Sonstige Leistungen	1	1
<i>Inland</i>	1	1
<b>Summe</b>	<b>42</b>	<b>24</b>
<i>Inland</i>	33	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. Zusätzliche Abschlussprüfungsleistungen in Bezug auf die innogy-Transaktion sind ebenfalls enthalten.

Die Honorare für andere Bestätigungsleistungen beinhalten sämtliche Bestätigungsleistungen, die keine Abschlussprüfungsleistungen sind und nicht im Rahmen der Abschlussprüfung genutzt werden. Im Jahr 2019 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 von Transaktionen sowie neuer Anforderungen in den Bereichen IT und Rechnungslegungsfragen.

Die gezeigten Honorare berücksichtigen die innogy-Tochtergesellschaften ab dem Erwerbszeitpunkt sowie die an RWE übertragenen Gesellschaften bis zum Zeitpunkt der Entkonsolidierung.

### Anteilsbesitzliste

Die Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB sind integraler Bestandteil des Anhangs und auf den Seiten 210 bis 227 dargestellt.

## (13) Ergebnis je Aktie

Das Ergebnis je Aktie (EPS) für den Konzernüberschuss wird wie folgt berechnet:

### Ergebnis je Aktie

in Mio €	2019	2018
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	744	3.238
Abzüglich: Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-189	-263
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)</b>	<b>555</b>	<b>2.975</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	1.064	286
Abzüglich: Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-53	-38
<b>Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)</b>	<b>1.011</b>	<b>248</b>
<b>Konzernüberschuss/-fehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE</b>	<b>1.566</b>	<b>3.223</b>
in €		
<b>Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)</b>		
aus fortgeführten Aktivitäten	0,24	1,37
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	0,44	0,12
<b>aus Konzernüberschuss/-fehlbetrag</b>	<b>0,68</b>	<b>1,49</b>
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück	2.293	2.167

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.

Der Anstieg des gewichteten Durchschnitts der Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien resultiert im Wesentlichen aus der im September erfolgten Kapitalerhöhung. E.ON hat damit das Grundkapital unter überwiegender Ausnutzung ihres genehmigten Kapitals durch Ausgabe von 440.219.800 neuen, auf den Namen lautenden Stückaktien gegen Sacheinlage von 2.201.099.000 € auf 2.641.318.800 € erhöht.

## (14) Goodwill, immaterielle Vermögenswerte, Nutzungsrechte und Sachanlagen

Die Entwicklung des Goodwills, der immateriellen Vermögenswerte, der Nutzungsrechte und der Sachanlagen ist in den nachfolgenden Tabellen dargestellt:

## Goodwill, immaterielle Vermögenswerte, Nutzungsrechte und Sachanlagen

in Mio €	Anschaffungs- oder Herstellungskosten						31. Dez. 2019
	1. Jan. 2019	Währungs- unterschiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	
<b>Goodwill</b>	<b>3.847</b>	<b>43</b>	<b>15.413</b>	-	-	-	<b>19.303</b>
Kundenbeziehungen und ähnliche Werte	541	12	1.750	1	-47	-39	2.218
Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen und ähnliche Rechte	2.303	-16	446	1.204	-816	-379	2.742
Entwicklungsausgaben	396	13	-	66	-14	259	720
Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögenswerte	370	5	6	218	-7	-213	379
<b>Immaterielle Vermögenswerte</b>	<b>3.610</b>	<b>14</b>	<b>2.202</b>	<b>1.489</b>	<b>-884</b>	<b>-372</b>	<b>6.059</b>
Bebaute und unbebaute Grundstücke	361	5	282	90	-14	3	727
Netze und Netzanlagen	387	1	1.778	242	-3	-8	2.397
Speicher und Produktionskapazitäten	12	1	-	-	-3	-	10
Technische Anlagen und Maschinen	5	1	31	-	-	-	37
Fuhrpark, Betriebs- und Geschäftsausstattung	105	-1	26	42	-6	1	167
<b>Nutzungsrechte<sup>1</sup></b>	<b>870</b>	<b>7</b>	<b>2.117</b>	<b>374</b>	<b>-26</b>	<b>-4</b>	<b>3.338</b>
Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte	539	-1	353	14	-32	12	885
Bauten	2.780	-	925	94	-57	39	3.781
Technische Anlagen und Maschinen	40.197	-76	14.193	1.727	-325	422	56.138
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	835	2	310	116	-38	24	1.249
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	1.921	-8	875	1.141	-30	-1.274	2.625
<b>Sachanlagen<sup>2</sup></b>	<b>46.272</b>	<b>-83</b>	<b>16.656</b>	<b>3.092</b>	<b>-482</b>	<b>-777</b>	<b>64.678</b>

1 Neue Position durch Einführung IFRS 16. Weitere Angaben zu den Nutzungsrechten sind der Textziffer 32 zu entnehmen.

2 Durch die Erstanwendung von IFRS 16 im Jahr 2019 wurden die Anfangsbestände angepasst (vergleiche die Erläuterung in Textziffer 2).

## Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2019

in Mio €	Energienetze			Kundenlösungen		
	Deutschland	Schweden	Zentraleuropa Ost/Türkei	Deutschland Vertrieb	Großbritannien	Sonstige
<b>Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2019</b>	<b>589</b>	<b>90</b>	<b>56</b>	<b>152</b>	<b>838</b>	<b>131</b>
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	-	-	-	-	-	112
Wertminderungen	-	-	-	-	-	-
Sonstige Veränderungen <sup>1</sup>	-	-2	1	-	43	2
<b>Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2019</b>	<b>589</b>	<b>88</b>	<b>57</b>	<b>152</b>	<b>881</b>	<b>245</b>
Wachstumsrate (in %) <sup>2,3</sup>	n.v.	-	-	-	0,5	-
Kapitalkosten (in %) <sup>2,3</sup>	n.v.	-	-	-	5,9	-
<b>Sonstiges Anlagevermögen<sup>4</sup></b>						
Wertminderungen	39	-	-	-	63	12
Zuschreibungen	-	-	-	-	3	-

1 Die sonstigen Veränderungen beinhalten Effekte aus konzerninternen Umstrukturierungen, Umbuchungen, Währungskursdifferenzen sowie Umgliederungen in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte.

2 Wachstumsrate und Kapitalkosten für ausgewählte Cash Generating Units, deren jeweiliger Goodwill im Vergleich zum Buchwert des gesamten Goodwills wesentlich ist.

3 Die Bewertung der Energienetze Deutschland erfolgte unter Berücksichtigung des Beginns der dritten Regulierungsperiode Gas 2018 beziehungsweise Strom 2019 auf Basis der Regulatory Asset Base.

4 Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte, Nutzungsrechte und Sachanlagen.



									Kumulierte Abschreibungen	Netto- Buchwerte
	1. Jan. 2019	Währungs- unterschiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Wertminde- rungen	Zuschrei- bungen	31. Dez. 2019	31. Dez. 2019
	<b>-1.793</b>	<b>2</b>	-	-	-	-	-	-	<b>-1.791</b>	<b>17.512</b>
	-445	-5	-	-93	47	-1	-128	-	-625	1.593
	-818	10	23	-151	50	34	-14	-	-866	1.876
	-185	-5	-	-119	6	-44	-10	-	-357	363
	-	-3	-	-	3	-2	-71	-	-73	306
	<b>-1.448</b>	<b>-3</b>	<b>23</b>	<b>-363</b>	<b>106</b>	<b>-13</b>	<b>-223</b>	<b>-</b>	<b>-1.921</b>	<b>4.138</b>
	-	-1	-	-78	1	-2	-20	-	-100	627
	-	-	-	-78	-	-3	-	-	-81	2.316
	-	-1	-	-1	-	-	-	-	-2	8
	-	-1	-	-2	-	-	-	-	-3	34
	-	2	2	-45	2	-1	-3	-	-43	124
	-	<b>-1</b>	<b>2</b>	<b>-204</b>	<b>3</b>	<b>-6</b>	<b>-23</b>	<b>-</b>	<b>-229</b>	<b>3.109</b>
	-58	-	1	-	5	-	-2	-	-54	831
	-1.710	4	37	-102	25	20	-1	-	-1.727	2.054
	-26.119	53	402	-1.417	210	589	-55	-	-26.337	29.801
	-597	1	-2	-100	34	-6	-10	-	-680	569
	-42	-2	-	-	-	9	-16	3	-48	2.577
	<b>-28.526</b>	<b>56</b>	<b>438</b>	<b>-1.619</b>	<b>274</b>	<b>612</b>	<b>-84</b>	<b>3</b>	<b>-28.846</b>	<b>35.832</b>

	Nicht-Kerngeschäft				Konzernleitung/ Sonstiges	E.ON- Konzern
	innogy	Erneuerbare Energien	PreussenElektra	Erzeugung Türkei		
	-	<b>19</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>179</b>	<b>2.054</b>
	15.481	-	-	-	-179	15.414
	-	-	-	-	-	0
	-	-	-	-	-	44
	<b>15.481</b>	<b>19</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>17.512</b>
	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-
	-	216	-	-	-	330
	-	-	-	-	-	3

Goodwill, immaterielle Vermögenswerte, Nutzungsrechte und Sachanlagen<sup>1</sup>

in Mio €	Anschaffungs- oder Herstellungskosten						31. Dez. 2018
	1. Jan. 2018	Währungs- unterschiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	
<b>Goodwill</b>	<b>5.171</b>	<b>-2</b>	<b>-1.322</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3.847</b>
Kundenbeziehungen und ähnliche Werte	591	-3	-	-	-47	-	541
Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen und ähnliche Rechte	2.865	-6	-738	824	-739	97	2.303
Entwicklungsausgaben	327	-1	-5	14	-30	91	396
Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögenswerte	370	-	-112	278	-5	-161	370
<b>Immaterielle Vermögenswerte</b>	<b>4.153</b>	<b>-11</b>	<b>-854</b>	<b>1.116</b>	<b>-821</b>	<b>27</b>	<b>3.610</b>
Bebaute und unbebaute Grundstücke	-	-	-	-	-	-	-
Netze und Netzanlagen	-	-	-	-	-	-	-
Speicher und Produktionskapazitäten	-	-	-	-	-	-	-
Technische Anlagen und Maschinen	-	-	-	-	-	-	-
Fuhrpark, Betriebs- und Geschäftsausstattung	-	-	-	-	-	-	-
<b>Nutzungsrechte</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
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
<b>Sachanlagen<sup>1</sup></b>	<b>56.418</b>	<b>-363</b>	<b>-11.438</b>	<b>2.578</b>	<b>-612</b>	<b>-</b>	<b>46.583</b>

## Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2018

in Mio €	Energienetze			Kundenlösungen		
	Deutschland	Schweden	Zentraleuropa Ost/Türkei	Deutschland Vertrieb	Großbritannien	Sonstige
<b>Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2018</b>	<b>589</b>	<b>97</b>	<b>56</b>	<b>183</b>	<b>845</b>	<b>102</b>
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	-	-2	-	-	-	-
Wertminderungen	-	-	-	-	-	-
Sonstige Veränderungen <sup>2</sup>	-	-5	-	-31	-7	29
<b>Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2018</b>	<b>589</b>	<b>90</b>	<b>56</b>	<b>152</b>	<b>838</b>	<b>131</b>
Wachstumsrate (in %)³,⁴	n.v.	-	-	-	1,3	-
Kapitalkosten (in %)³,⁴	n.v.	-	-	-	7,6	-
<b>Sonstiges Anlagevermögen<sup>5</sup></b>						
Wertminderungen	5	-	-	1	27	38
Zuschreibungen	-	-	23	-	-	4

1 Zeitnaher 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. Darin sind auch die Wertminderungen des Goodwills von Abgangsgruppen enthalten.

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 in 2018 und für Strom in 2019 bevorstehenden Regulierungsperiode auf Basis der Regulatory Asset Base.

5 Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte, Nutzungsrechte 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
	<b>-1.834</b>	<b>2</b>	<b>39</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-1.793</b>	<b>2.054</b>
	-437	3	-	-32	47	-	-26	-	-445	96
	-1.300	-3	568	-82	2	-1	-6	3	-819	1.484
	-113	-	1	-72	30	-1	-29	-	-184	212
	-54	-1	57	0	2	1	-5	-	-	370
	<b>-1.904</b>	<b>-1</b>	<b>626</b>	<b>-186</b>	<b>81</b>	<b>-1</b>	<b>-66</b>	<b>3</b>	<b>-1.448</b>	<b>2.162</b>
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-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	0	-	-596	239
	-73	-	9	-	29	24	-31	-	-42	1.879
	<b>-31.666</b>	<b>187</b>	<b>4.025</b>	<b>-1.452</b>	<b>391</b>	<b>5</b>	<b>-49</b>	<b>33</b>	<b>-28.526</b>	<b>18.057</b>

	Nicht-Kerngeschäft					E.ON- Konzern
	innogy	Erneuerbare Energien	PreussenElektra	Erzeugung Türkei	Konzernleitung/ Sonstiges <sup>1</sup>	
	<b>0</b>	<b>1.286</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>179</b>	<b>3.337</b>
	-	-	-	-	-	-2
	-	-	-	-	-	0
	-	-1.267	-	-	-	-1.281
	<b>0</b>	<b>19</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>179</b>	<b>2.054</b>
	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-
	-	21	-	-	23	115
	-	9	-	-	-	36

## 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 150 bis 153.

### 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 2019 mit Ausnahme der Einbringung der Beteiligung an der Nord Stream in das CTA keine bindenden Verkaufstransaktionen oder Marktpreise für die jeweiligen Cash Generating Units vorhanden waren, erfolgte die Bestimmung ansonsten 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 Wachstumsraten in den jeweiligen Währungsräumen entsprechen, in denen die Cash Generating Units getestet werden. Die für den Euroraum verwendete Inflationsrate betrug im Geschäftsjahr 2019 0,5 Prozent (2018: 1,25 Prozent). Die im jährlichen Werthaltigkeitstest zur Diskontierung verwendeten Nachsteuerzinsätze werden auf Grundlage von Marktdaten je Cash Generating Unit ermittelt und betragen zum Bewertungsstichtag zwischen 3,3 und 7,1 Prozent (2018: 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 2019 ergab sich wie im Jahr 2018 kein Abschreibungsbedarf.

Der getestete 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.

Die außerplanmäßigen Abschreibungen auf das Sachanlagevermögen im Geschäftsjahr 2019 betragen rund 84 Mio €, davon rund 38 Mio € im deutschen Netzgeschäft im Wesentlichen im Zusammenhang mit den Stilllegungskosten eines Gasspeichers und ebenfalls 38 Mio € bei innogy, im Wesentlichen aus der Optimierung beziehungsweise Restrukturierung des gemeinsamen Geschäfts in Großbritannien von innogy und E.ON. In diesem Zug wurden mehrere Gebäude von innogy in Großbritannien außerplanmäßig abgeschrieben.

Auf die immateriellen Vermögenswerte wurden rund 223 Mio € außerplanmäßig abgeschrieben. Der betragsmäßig größte Effekt (159 Mio €) ergab sich bei innogy, vor allem wiederum aus dem Geschäft in Großbritannien aus den bereits oben genannten Gründen. Außerplanmäßig abgeschrieben wurde insbesondere IT-Infrastruktur aus dem Privatkundenbereich. Des Weiteren betroffen war auch das E.ON-Geschäft in Großbritannien mit rund 55 Mio €. Im Wesentlichen wurden IT-Projekte außerplanmäßig abgewertet, die aufgrund einer Management-Entscheidung aktuell nicht mehr weitergeführt werden sollen, sodass keine wirtschaftlichen Vorteile mehr daraus zu erwarten sind.

Auf die Nutzungsrechte wurden im Geschäftsjahr 2019 außerplanmäßige Abschreibungen von rund 23 Mio € vorgenommen. Rund 19 Mio € resultierten wiederum aus der Restrukturierung bei innogy in Großbritannien.

Wertaufholungen auf die in den Vorjahren erfassten Wertminderungen des Sachanlagevermögens und der immateriellen Vermögenswerte beliefen sich im Geschäftsjahr 2019 auf 3 Mio €, wesentlich beeinflusst vor allem durch den positiven Ausgang eines Rechtsstreits in Großbritannien.

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 betragen im Geschäftsjahr 2018 rund 66 Mio €. Entwicklungen im Endkundengeschäft bei E.ON Business Solutions in Großbritannien (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.

## Immaterielle Vermögenswerte

Der überwiegende Teil der Veränderung resultiert aus der Übernahme von innogy.

Die planmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte betragen im Jahr 2019 363 Mio € (2018: 186 Mio €). Die Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte beliefen sich auf 223 Mio € (2018: 66 Mio €).

Zuschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte wurden im Berichtsjahr in Höhe von 0 Mio € (2018: 3 Mio €) vorgenommen.

Der Endbestand der immateriellen Vermögenswerte mit unbestimmbarer Nutzungsdauer belief sich zum 31. Dezember 2019 auf 299 Mio €.

Im Berichtsjahr wurden 68 Mio € (2018: 2 Mio €) Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen im Sinne von IAS 38 aufwandswirksam erfasst.

## Nutzungsrechte

Die planmäßigen Abschreibungen betragen im Jahr 2019 204 Mio €. Die Wertminderungen auf Nutzungsrechte beliefen sich auf 23 Mio €.

## Sachanlagen

Der überwiegende Teil der Veränderung resultiert aus der Übernahme von innogy.

Im Berichtsjahr wurden Fremdkapitalzinsen in Höhe von 13 Mio € (2018: 12 Mio €) als Bestandteil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten von Sachanlagen aktiviert.

Die planmäßigen Abschreibungen beliefen sich im Jahr 2019 auf 1.619 Mio € (2018: 1.452 Mio €).

Darüber hinaus wurden im Berichtsjahr außerplanmäßige Abschreibungen auf Sachanlagen in Höhe von 84 Mio € (2018: 49 Mio €) vorgenommen. Zuschreibungen auf Sachanlagen wurden im Berichtsjahr in Höhe von 3 Mio € (2018: 33 Mio €) vorgenommen.

### (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 2019			31. Dezember 2018		
	E.ON-Konzern	Assoziierte Unternehmen <sup>1</sup>	Joint Ventures <sup>1</sup>	E.ON-Konzern	Assoziierte Unternehmen <sup>1</sup>	Joint Ventures <sup>1</sup>
At equity bewertete Unternehmen	5.232	3.280	1.952	2.603	1.421	1.182
Beteiligungen	1.730	556	155	664	250	20
Langfristige Wertpapiere	2.353	–	–	2.240	–	–
<b>Summe</b>	<b>9.315</b>	<b>3.836</b>	<b>2.107</b>	<b>5.507</b>	<b>1.671</b>	<b>1.202</b>

<sup>1</sup> Soweit assoziierte Unternehmen und Joint Ventures als Beteiligungen ausgewiesen werden, handelt es sich um assoziierte Unternehmen und Joint Ventures, die aus Wesentlichkeitsgründen at cost bilanziert werden.

Die at equity bewerteten Unternehmen umfassen ausschließlich assoziierte Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen.

Die langfristigen Wertpapiere umfassen im Wesentlichen festverzinsliche Wertpapiere.

Im Geschäftsjahr 2019 betragen die Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen 3 Mio € (2018: 7 Mio €).

Die Wertminderungen auf sonstige Finanzanlagen beliefen sich auf 15 Mio € (2018: 30 Mio €). Der Buchwert der sonstigen Finanzanlagen, die wertberichtigt sind, beträgt zum Geschäftsjahresende 22 Mio € (2018: 16 Mio €).

#### Anteile an at equity bewerteten Unternehmen

Die Buchwerte der unwesentlichen at equity bewerteten assoziierten Unternehmen betragen 1.905 Mio € (2018: 363 Mio €) und der Joint Ventures 896 Mio € (2018: 102 Mio €). Der Anstieg erklärt sich vor allem aus dem Zugang der Beteiligungen der innogy SE.

Die von E.ON vereinnahmten Beteiligungserträge der at equity bewerteten Unternehmen betragen im Berichtsjahr 330 Mio € (2018: 235 Mio €). Der Anstieg resultiert insbesondere aus einer höheren Ausschüttung der Nord Stream AG sowie der erstmaligen Einbeziehung der Beteiligungen der innogy 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	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Anteiliges Jahresergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	88	68	113	46	201	114
Anteiliges Other Comprehensive Income	–	–	1	-5	1	-5
<b>Anteiliges Gesamtergebnis</b>	<b>88</b>	<b>68</b>	<b>114</b>	<b>41</b>	<b>202</b>	<b>109</b>

Die unten stehenden Tabellen enthalten wesentliche Posten der aggregierten Bilanzen sowie der aggregierten Gesamtergebnisrechnungen der wesentlichen at equity bewerteten Unternehmen. Die wesentlichen assoziierten Unternehmen im E.ON-Konzern sind die RheinEnergie AG, Rampion Renewables Limited, GASAG Berliner Gaswerke AG sowie bis Ende Dezember 2019 die Nord Stream AG. Die PEGI als Muttergesellschaft der Nord Stream AG wurde Ende Dezember 2019 an den E.ON Pension Trust e. V. veräußert.

Die in der Tabelle dargestellten Konzernanpassungen betreffen im Wesentlichen im Rahmen des Erstansatzes ermittelte Goodwills, temporäre Differenzen, Quotenänderungen, Wechselkurseffekte sowie Effekte aus der Eliminierung von Zwischenergebnissen.

### Wesentliche assoziierte Unternehmen – Bilanzdaten zum 31. Dezember

in Mio €	RheinEnergie AG		Rampion Renewables Ltd.		Nord Stream AG		GASAG Berliner Gaswerke AG	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Langfristige Vermögenswerte <sup>1</sup>	3.419	–	672	–	–	5.775	1.882	1.775
Kurzfristige Vermögenswerte	577	–	31	–	–	801	230	237
Kurzfristige Verbindlichkeiten (einschließlich Rückstellungen)	563	–	–	–	–	392	542	358
Langfristige Verbindlichkeiten (einschließlich Rückstellungen)	1.410	–	–	–	–	3.300	896	813
Eigenkapital	2.023	–	703	–	–	2.884	674	841
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	–	–	–	–	–	–	24	70
Anteilsquote in Prozent	20,00	–	39,93	–	–	15,50	36,85	36,85
Anteiliges Eigenkapital	405	–	281	–	–	447	248	282
Konzernanpassungen	166	–	181	–	–	10	94	80
<b>Beteiligungsbuchwert</b>	<b>571</b>	<b>–</b>	<b>462</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>457</b>	<b>342</b>	<b>362</b>

1 Aufgedeckte stille Reserven/Lasten aus Akquisitionsvorgängen sind den Vermögenswerten zugeordnet worden.

### Wesentliche assoziierte Unternehmen – Ergebnisdaten

in Mio €	RheinEnergie AG		Rampion Renewables Ltd.		Nord Stream AG		GASAG Berliner Gaswerke AG	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Umsatz	694	–	–	–	1.074	1.074	1.253	1.197
Jahresergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	29	–	-18	–	451	434	31	39
Anteile ohne beherrschenden Einfluss am Jahresergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	–	–	–	–	–	–	4	9
Jahresergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	–	–	–	–	–	–	–	–
Ausgeschüttete Dividende	42	–	–	–	667	334	29	13
Other Comprehensive Income	19	–	48	–	63	82	-56	5
Gesamtergebnis	48	–	30	–	514	516	-25	43
Anteilsquote in Prozent	20,00	–	39,93 <sup>1</sup>	–	15,50	15,50	36,85	36,85
Anteiliges Gesamtergebnis nach Steuern	10	–	12	–	80	80	-9	16
Anteiliges Jahresergebnis nach Steuern	6	–	-7	–	70	67	11	11
Konzernanpassungen	–	–	6	–	–	-2	–	–
<b>Equity-Ergebnis</b>	<b>6</b>	<b>–</b>	<b>-1</b>	<b>–</b>	<b>70</b>	<b>65</b>	<b>11</b>	<b>11</b>

1 Rampion Renewables Ltd. hält 50,1 Prozent an Rampion Offshore Wind Ltd.

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.	
	2019	2018	2019	2018
Langfristige Vermögenswerte	2.678	2.820	1.980	2.233
Kurzfristige Vermögenswerte	865	1.056	299	331
Kurzfristige Verbindlichkeiten (einschließlich Rückstellungen)	1.097	1.235	467	505
Langfristige Verbindlichkeiten (einschließlich Rückstellungen)	1.381	1.541	656	888
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	70	93	146	180
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten	560	563	319	337
Langfristige Finanzverbindlichkeiten	850	1.015	604	879
Eigenkapital	1.065	1.100	1.156	1.171
Anteilsquote in Prozent	40,00	40,00	50,00	50,00
Anteiliges Eigenkapital	426	440	578	586
Konzernanpassungen	12	11	40	43
<b>Beteiligungsbuchwert</b>	<b>438</b>	<b>451</b>	<b>618</b>	<b>629</b>

### Wesentliche Joint Ventures – Ergebnisdaten

in Mio €	Enerjisa Enerji A.Ş.		Enerjisa Üretim Santralleri A.Ş.	
	2019	2018	2019	2018
Umsatz	2.910	3.029	981	875
Jahresergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	143	111	137	-33
Planmäßige Abschreibungen	-67	-55	-106	-108
Zinsaufwand/-ertrag	-250	-246	-51	-53
Ertragsteuern	-54	-95	-16	65
Ausgeschüttete Dividende	71	65	-	-
Other Comprehensive Income	-113	-355	-170	-486
Gesamtergebnis	31	-244	-33	-519
Anteilsquote in Prozent	40,00	40,00	50,00	50,00
Anteiliges Gesamtergebnis nach Steuern	12	-98	-16	-260
Anteiliges Jahresergebnis nach Steuern	57	44	69	-17
Konzernanpassungen	3	8	5	-
<b>Equity-Ergebnis</b>	<b>60</b>	<b>52</b>	<b>74</b>	<b>-17</b>



Die wesentlichen assoziierten Unternehmen und Joint Ventures sind in verschiedenen Bereichen der Gas- beziehungsweise Stromwirtschaft tätig. Angaben zum Gesellschaftsnamen, zum Sitz der Gesellschaft und zu Kapitalanteilen im Sinne von IFRS 12 für wesentliche Joint Arrangements und assoziierte Unternehmen enthält die Anteilsbesitzliste gemäß § 313 Abs. 2 HGB (siehe Textziffer 37).

Zum 31. Dezember 2019 ist die Beteiligung Enerjisa Enerji A.Ş. marktgängig. Der anteilige Börsenwert betrug 522 Mio € zum 31. Dezember 2019 (2018: 398 Mio €). Der Buchwert zum 31. Dezember 2019 beläuft sich auf 438 Mio €.

Von den Anteilen an assoziierten Unternehmen unterliegen zum Bilanzstichtag Gesellschaften mit einem Buchwert von 573 Mio € (2018: 457 Mio €) Verfügungsbeschränkungen.

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 2019 und 2018 wie folgt zusammen:

### Vorräte

in Mio €	31. Dezember	
	2019	2018
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	670	511
Handelswaren	199	111
Unfertige Leistungen und fertige Erzeugnisse	383	62
<b>Summe</b>	<b>1.252</b>	<b>684</b>

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

Die Wertberichtigungen im Jahr 2019 beliefen sich auf 5 Mio € (2018: 9 Mio €). Zuschreibungen erfolgten in Höhe von 17 Mio € (2018: 14 Mio €).

Der Anstieg des Vorratsvermögens gegenüber dem 31. Dezember 2018 ist vor allem auf den Erwerb von innogy zurückzuführen.

Es liegen keine Sicherungsübereignungen von Vorräten vor.

## (17) Forderungen und sonstige Vermögenswerte

Entsprechend ihren Restlaufzeiten setzen sich die Forderungen und sonstigen Vermögenswerte wie folgt zusammen:

### Forderungen und sonstige Vermögenswerte

in Mio €	31. Dezember 2019		31. Dezember 2018	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Forderungen aus Finanzierungsleasing <sup>1</sup>	50	320	38	291
Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte	440	379	246	136
<b>Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte</b>	<b>490</b>	<b>699</b>	<b>284</b>	<b>427</b>
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	8.438	–	3.896	–
Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten	907	2.378	324	1.213
Vertragliche Vermögenswerte	16	8	3	7
Sonstige Vermögenswerte	14	372	23	142
Übrige betriebliche Vermögenswerte	4.944	835	1.199	112
<b>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte</b>	<b>14.319</b>	<b>3.593</b>	<b>5.445</b>	<b>1.474</b>
<b>Summe</b>	<b>14.809</b>	<b>4.292</b>	<b>5.729</b>	<b>1.901</b>

<sup>1</sup> Vergleiche auch die Erläuterungen in Textziffer 32.

Die Forderungen aus IFRS 15 setzen sich im Wesentlichen aus den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen zusammen. Impairments auf Forderungen aus IFRS 15 betragen im Jahr 2019 insgesamt 0,3 Mrd € (2018: 0,2 Mrd €).

Zum Bilanzstichtag enthalten die sonstigen finanziellen Vermögenswerte Forderungen gegen Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss von Gemeinschaftskraftwerken in Höhe von 74 Mio € (2018: 53 Mio €).

Der Anstieg der übrigen betrieblichen Vermögenswerte gegenüber dem 31. Dezember 2018 ist vor allem auf den Erwerb von innogy zurückzuführen. Darüber hinaus besteht zum 31. Dezember 2019 aus dem Verkauf der Anteile an der PEG Infrastruktur AG und deren Beteiligung an der Nord Stream AG eine Kaufpreisforderung in Höhe von 1,1 Mrd € gegenüber dem E.ON Pension Trust e.V.

Die sonstigen Vermögenswerte unter IFRS 15 haben sich wie folgt entwickelt:

### Sonstige Vermögenswerte

in Mio €	2019	2018
Abschreibung und Wertminderung	176	138
<b>Stand zum 31. Dezember</b>	<b>386</b>	<b>165</b>

In der nachfolgenden Tabelle werden Anfangs- und Endbestand der vertraglichen Vermögenswerte aus IFRS 15 dargestellt:

### Vertragliche Vermögenswerte

in Mio €	2019	2018
Stand zum 1. Januar	10	9
<b>Stand zum 31. Dezember</b>	<b>24</b>	<b>10</b>

Der Anstieg der vertraglichen Vermögenswerte resultiert im Wesentlichen aus der Übernahme von innogy.

Darüber hinaus bestanden zum 31. Dezember 2019, wie im Vorjahr, keine Eventualforderungen des E.ON-Konzerns.

## (18) Liquide Mittel

Die liquiden Mittel setzen sich entsprechend ihrer ursprünglichen Fälligkeit wie folgt zusammen:

### Liquide Mittel

in Mio €	31. Dezember	
	2019	2018
Wertpapiere und Festgeldanlagen <i>Kurzfristige Wertpapiere mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten</i>	1.197	774
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	511	659
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	1.894	3.924
<b>Summe</b>	<b>3.602</b>	<b>5.357</b>

Im Berichtsjahr existierten verfügbungsbeschränkte Zahlungsmittel mit einer Fälligkeit von mehr als drei Monaten in Höhe von 49 Mio € (2018: 17 Mio €).

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 1.880 Mio € (2018: 2.881 Mio €) ausgewiesen, sofern sie nicht verfügbungsbeschränkt sind.

## (19) Gezeichnetes Kapital

Das Grundkapital ist eingeteilt in 2.641.318.800 auf den Namen lautende nennwertlose Stückaktien (Aktien ohne Nennbetrag) und beträgt 2.641.318.800 € (2018: 2.201.099.000 €). Das Grundkapital der Gesellschaft ist erbracht worden im Wege der Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft (SE), durch eine am 20. März 2017 durchgeführte Kapitalerhöhung unter teilweiser Ausnutzung des am 2. Mai 2017 ausgelaufenen Genehmigten Kapitals 2012 sowie durch eine am 19. September 2019 im Handelsregister der Gesellschaft eingetragene Kapitalerhöhung unter überwiegender Ausnutzung des Genehmigten Kapitals 2017.

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 2019 betrug 2.607.369.233 (31. Dezember 2018: 2.167.149.433). Zum 31. Dezember 2019 befanden sich im Bestand der E.ON SE 33.949.567 eigene Aktien (31. Dezember 2018: 33.949.567) mit einem Buchwert von 1.126 Mio € (entsprechend rund 1,29 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 einem 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 2019 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 und am 18. September 2019 vom Vorstand konkretisierten 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. Dieser Ausnutzung des genehmigten Kapitals hat der Präsidialausschuss am 18. September 2019 zugestimmt.

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 und wurde mit Wirkung zum 4. Dezember 2018 auf die GBV Vierunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, eine weitere 100-prozentige Tochtergesellschaft der RWE AG, verschmolzen. 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 an die E.ON SE. Der Vorstand hat mit Zustimmung des Aufsichtsrats von der ihm

durch die Hauptversammlung eingeräumten Möglichkeit des Bezugsrechtsausschlusses bei Sachkapitalerhöhungen Gebrauch gemacht. Die Kapitalerhöhung und ihre Durchführung wurden am 19. September 2019 im Handelsregister eingetragen und damit wirksam. Das verbleibende Genehmigte Kapital 2017 beträgt 19,8 Mio €.

## 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 beziehungsweise 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 liegen vor:

### Angaben zu Beteiligungen am Kapital der E.ON SE

Mitteilungspflichtiger	Datum der Mitteilung	Schwellenwerte	Über- oder Unterschreitung	Erreichen der Stimmrechtsanteile am	Zurechnung	Stimmrechte	
						in %	absolut
Canada Pension Plan Investment Board, Toronto, Canada	4. Okt. 2018	3%	Überschreitung	27. Sep. 2018	direkt/indirekt	3,13 <sup>3</sup>	68.831.843
Capital Income Builder, Wilmington, USA	30. Jul. 2019	5%	Überschreitung	23. Jul. 2019	direkt	5,07 <sup>3</sup>	111.607.922
BlackRock Inc., Wilmington, USA	24. Sep. 2019	5%	Unterschreitung	19. Sep. 2019	indirekt	4,41	116.368.320
RWE Aktiengesellschaft, Essen, Deutschland <sup>1</sup>	2. Okt. 2019	15%	Erreichen	1. Okt. 2019	indirekt	15,00	396.197.820
The Capital Group Companies Inc., Los Angeles, USA <sup>2</sup>	4. Okt. 2019	10%	Überschreitung	1. Okt. 2019	indirekt	10,16	268.341.921

<sup>1</sup> Name des Aktionärs mit 3,0 Prozent oder mehr Stimmrechten laut erhaltener Stimmrechtsmitteilung: GBV Vierunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH

<sup>2</sup> Name des Aktionärs mit 3,0 Prozent oder mehr Stimmrechten laut erhaltener Stimmrechtsmitteilung: Capital Income Builder

<sup>3</sup> Mitteilung vor Erhöhung des Grundkapitals vom 19. September 2019

## (20) Kapitalrücklage

Die Kapitalrücklage stieg zum 31. Dezember auf 13.368 Mio € (2018: 9.862 Mio €). Die Veränderung in Höhe von 3,5 Mrd € resultiert im Wesentlichen aus der Bewertung der im Rahmen

der Sachkapitalerhöhung (unter Inanspruchnahme des bestehenden genehmigten Kapitals) zugehenden innogy SE-Aktien, die über den Nennwert der ausgegebenen neuen E.ON SE Aktien (440.219.800 €) hinausgeht.

## (21) Gewinnrücklagen

Die Gewinnrücklagen des E.ON-Konzerns setzen sich wie folgt zusammen:

Die Gewinnrücklagen nach handelsrechtlichen Vorschriften belaufen sich zum 31. Dezember 2019 auf insgesamt 2.254 Mio € (2018: 2.554 Mio €). Hiervon ist die gesetzliche Rücklage mit 45 Mio € (2018: 45 Mio €) gemäß § 150 Abs. 3 und 4 AktG nicht ausschüttungsfähig.

### Gewinnrücklagen

in Mio €	31. Dezember	
	2019	2018
Gesetzliche Rücklagen	45	45
Andere Rücklagen	-1.942	-2.506
<b>Summe</b>	<b>-1.897</b>	<b>-2.461</b>

Die grundsätzlich ausschüttbaren Gewinnrücklagen belaufen sich auf 2.086 Mio € (2018: 2.400 Mio €).

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.

Für das Geschäftsjahr 2019 wird der Hauptversammlung die Ausschüttung einer Bardividende von 0,46 € je Aktie vorgeschlagen. Für das Geschäftsjahr 2018 wurde durch die Hauptversammlung am 14. Mai 2019 beschlossen, eine Dividende von 0,43 € je dividendenberechtigter Stückaktie auszuschütten. Bei einer Dividende von 0,46 € beträgt das Ausschüttungsvolumen 1.199 Mio € (2018: 932 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.

**Anteil des OCI, der auf at equity bewertete Unternehmen entfällt**

in Mio €	2019	2018
<b>Stand zum 31. Dezember (brutto)</b>	<b>-1.552</b>	<b>-1.441</b>
Steueranteil	-1	3
<b>Stand zum 31. Dezember (netto)</b>	<b>-1.553</b>	<b>-1.438</b>

**(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 dem Erwerb von innogy. Gegenläufig wirkt die Übertragung wesentlicher Teile des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien an RWE.

Die nachfolgende Tabelle stellt den Anteil des OCI dar, der auf Anteile ohne beherrschenden Einfluss entfällt:

**Anteile ohne beherrschenden Einfluss**

in Mio €	31. Dezember	
	2019	2018
Energienetze	1.681	1.729
<i>Deutschland</i>	1.370	1.418
<i>Schweden</i>	-	-
<i>Zentraleuropa Ost/Türkei</i>	311	311
Kundenlösungen	85	84
<i>Deutschland</i>	6	-1
<i>Großbritannien</i>	2	2
<i>Sonstige</i>	77	83
innogy	2.025	-
Erneuerbare Energien	7	663
Nicht-Kerngeschäft	-57	-
Konzernleitung/Sonstiges	267	284
<b>E.ON-Konzern</b>	<b>4.008</b>	<b>2.760</b>

**Anteil des OCI, der auf Anteile ohne beherrschenden Einfluss entfällt**

in Mio €	Cashflow Hedges	Weiterveräußerbare Wertpapiere	Währungs-umrechnungsdifferenz	Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen
<b>Stand zum 1. Januar 2018</b>	-	<b>-1</b>	<b>-122</b>	<b>-201</b>
Veränderung	-	1	-7	-48
<b>Stand zum 31. Dezember 2018</b>	-	-	<b>-129</b>	<b>-249</b>
Veränderung	1	1	47	28
<b>Stand zum 31. Dezember 2019</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>-82</b>	<b>-221</b>

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 37).

### Tochterunternehmen mit wesentlichen nicht beherrschenden Anteilen – Bilanzdaten zum 31. Dezember

in Mio €	innogy SE		Delgaz Grid S.A.		E.DIS AG <sup>1</sup>		Avacon AG <sup>1</sup>	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Anteile der Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss am Eigenkapital	487	–	313	311	523	517	562	557
Anteile der Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss am Eigenkapital (in %)	10,0	–	43,5	43,5	33,0	33,0	38,5	38,5
Ausgezahlte Dividenden an Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss	–	–	–	86	30	33	50	58
Operativer Cashflow	-550	–	105	104	44	-42	-63	-97
Langfristige Vermögenswerte	19.104	–	1.081	1.053	1.622	1.483	1.649	1.621
Kurzfristige Vermögenswerte	8.957	–	97	103	79	192	66	236
Langfristige Schulden	4.610	–	433	411	11	9	82	75
Kurzfristige Schulden	19.509	–	120	125	68	64	91	257

<sup>1</sup> Gesellschaften mit Holdingfunktion ohne operatives Geschäft.

### Tochterunternehmen mit wesentlichen nicht beherrschenden Anteilen – Ergebnisdaten

in Mio €	innogy SE		Delgaz Grid S.A.		E.DIS AG <sup>1</sup>		Avacon AG <sup>1</sup>	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Gewinnanteil der Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss	-122	–	10	26	36	47	54	24
Umsatz	4.776	–	379	390	6	2	11	12
Jahresergebnis	-1.007	–	24	61	110	134	148	87
Comprehensive Income	-908	–	5	61	109	132	149	84

<sup>1</sup> Gesellschaften 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 28,8 Mrd € stand zum 31. Dezember 2019 ein Planvermögen mit einem Fair Value von 21,6 Mrd € gegenüber. Dies entspricht einem Ausfinanzierungsgrad der Anwartschaften von 75 Prozent.

Der Anwartschaftsbarwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen, der Fair Value des Planvermögens und die Netto-Verbindlichkeit aus leistungsorientierten Versorgungsplänen (Finanzierungsstatus) sind in der unten stehenden Tabelle dargestellt. Ein wesentlicher Bestandteil der Veränderung gegenüber dem 31. Dezember 2018 ist die Erstkonsolidierung der innogy-Gesellschaften, die in den folgenden Tabellen zur Entwicklung des Anwartschaftsbarwertes, des Fair Values des Planvermögens und der Netto-Verbindlichkeit unter Veränderungen Konsolidierungskreis ausgewiesen ist.

### Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

in Mio €	31. Dezember	
	2019	2018
<b>Anwartschaftsbarwert aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen</b>		
Deutschland	22.483	10.180
Großbritannien	6.222	5.080
Übrige Länder	49	41
<b>Summe</b>	<b>28.754</b>	<b>15.301</b>
<b>Fair Value des Planvermögens</b>		
Deutschland	15.471	7.164
Großbritannien	6.154	4.880
Übrige Länder	9	10
<b>Summe</b>	<b>21.634</b>	<b>12.054</b>
<b>Netto-Verbindlichkeit/Netto-Vermögenswert (-) aus leistungsorientierten Versorgungsplänen</b>		
Deutschland	7.012	3.016
Großbritannien	68	200
Übrige Länder	40	31
<b>Summe</b>	<b>7.120</b>	<b>3.247</b>
<i>ausgewiesen als betriebliche Forderungen</i>	-81	-
<i>ausgewiesen als Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen</i>	7.201	3.247



## 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.

Die zum Bilanzstichtag bestehenden Ansprüche aus leistungsorientierten Versorgungsplänen entfallen auf rund 71.000 Pensionäre und Hinterbliebene (2018: 47.000), rund 18.000 ausgeschiedene Mitarbeiter mit unverfallbaren Ansprüchen (2018: 14.000) sowie rund 50.000 aktive Mitarbeiter (2018: 28.000). Der korrespondierende Anwartschaftsbarwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen ist mit 15,7 Mrd € Pensionären und Hinterbliebenen (2018: 9,2 Mrd €), mit 3,4 Mrd € ausgeschiedenen Mitarbeitern mit unverfallbaren Ansprüchen (2018: 2,4 Mrd €) und mit 9,7 Mrd € aktiven Mitarbeitern (2018: 3,7 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 sowohl beitragsorientierte als auch endgehaltsbasierte Leistungszusagen. Die endgehaltsbasierten Versorgungszusagen sind für Neueintritte geschlossen. Alle neu eintretenden Mitarbeiter erhalten beitragsorientierte Leistungszusagen gemäß einem Kapital- oder Rentenbausteinsystem, das je nach Versorgungszusage neben der Rentenzahlung auch die alternativen Auszahlungsoptionen der anteiligen Einmalzahlung beziehungsweise Ratenzahlungen vorsieht. In den beitragsorientierten Leistungszusagen sind unterschiedliche Verzinsungsregeln enthalten. In Abhängigkeit von der zugrunde liegenden Versorgungszusage fließen in die Ermittlung der Kapital- beziehungsweise Rentenbausteine entweder an die Marktentwicklung angepasste Zinssätze mit einer festen Untergrenze oder Garantiezinssätze ein. Der Versorgungsaufwand für die beitragsorientierten Versorgungszusagen 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. Die künftigen Rentenanpassungen sind entweder mit 1 Prozent per annum garantiert oder folgen größtenteils der Entwicklung der Inflationsrate, in der Regel im Dreijahresturnus.

Zur Finanzierung der Pensionszusagen wurde für die deutschen Konzerngesellschaften Planvermögen geschaffen. Der wesentliche Teil des Planvermögens wird im Rahmen von Contractual Trust Arrangements (CTA) treuhänderisch gemäß den vorgegebenen Anlagerichtlinien verwaltet. Weiteres Planvermögen besteht über die Durchführungswege des Pensionsfonds sowie kleinerer inländischer Pensions- und Unterstützungskassen. Lediglich beim Pensionsfonds und den Pensionskassen bestehen regulatorische Vorschriften bezüglich der Kapitalanlage und der Dotierungserfordernisse.

### Großbritannien

In Großbritannien bestehen unterschiedliche Pensionspläne. In der Vergangenheit erhielten die Mitarbeiter leistungsorientierte, größtenteils endgehaltsabhängige Zusagen, die den Großteil der heute für Großbritannien ausgewiesenen Pensionsverpflichtungen darstellen. Für die Begünstigten erfolgt in begrenztem Umfang eine Inflationsanpassung der Rentenzahlung. Diese Pensionspläne sind für 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.

Das Planvermögen in Großbritannien wird durch jeweils von E.ON UK und innogy UK unabhängige Treuhänder in eigenständigen zweckgebundenen Sektionen des Electricity Supply Pension Scheme (ESPS) treuhänderisch verwaltet. Die Treuhänder werden durch die Mitglieder des Plans gewählt beziehungsweise durch das jeweilige 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 den Unternehmen vereinbart. Diese beinhalten die zu unterstellende Lebenserwartung, die Gehaltsentwicklung, das Anlageergebnis, Inflationsannahmen sowie das Zinsniveau.

Für E.ON UK erfolgte die letzte abgeschlossene technische Bewertung zum Stichtag 31. März 2018 und ergab ein technisches Finanzierungsdefizit von 502 Mio €. Im Rahmen des vereinbarten Deficit-Repair-Plans wurden 2019 Zahlungen von 299 Mio € vorgenommen. In Abhängigkeit von der zukünftigen Neubewertung des technischen Finanzierungsdefizites am 31. März 2021 sind zwei Zahlungen von maximal 92 Mio € an den Pension Trust in den Jahren 2022 und 2023 vorgesehen.

Die letzte technische Bewertung für die gesamte innogy-Sektion wurde mit Stichtag 31. März 2016 abgeschlossen. Die innogy-Sektion wurde Anfang 2018 in Vorbereitung auf den ursprünglich geplanten Zusammenschluss der britischen Vertriebsaktivitäten mit dem schottischen Energieversorger SSE in zwei Sektionen („Retail section“ und „innogy section“) aufgeteilt. Im Rahmen der innogy-Übernahme wurde mit RWE vereinbart, dass die „innogy section“ im Laufe des Jahres 2020 an RWE übertragen wird, weshalb diese nicht Teil des dargestellten Verpflichtungsumfangs ist. Das technische Finanzierungsdefizit der für den E.ON-Konzern relevanten „Retail section“ wies zum Zeitpunkt der Aufteilung des Gesamtplans einen niedrigen zweistelligen Millionenbetrag auf. Die Neubewertung des technischen Finanzierungsstatus der „Retail section“ erfolgt mit Bewertungsstichtag 31. März 2019. Diese ist zum Bilanzstichtag noch nicht abgeschlossen.

### Übrige Länder

Die verbleibenden Versorgungszusagen teilen sich auf die Länder Belgien, Niederlande, Luxemburg, Schweden, Italien, Polen, Rumänien, Tschechien und USA auf.

Die in den Niederlanden bestehende leistungsorientierte Versorgungszusage umfasst die Zusagen verschiedener Arbeitgeber im Rahmen eines Branchenfonds und erlaubt keine anteilige Zuordnung von Verpflichtung, Planvermögen und Dienstzeitaufwand. Deshalb wird diese Zusage im E.ON-Konzern wie eine beitragsorientierte Versorgungszusage bilanziert. Mindestdotierungspflichten bestehen hier nicht. Sofern die Mittel nicht ausreichen, können Leistungen gekürzt oder Beiträge erhöht werden.

Aus Konzernsicht sind die Versorgungszusagen in den zuvor genannten Ländern jedoch 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 €	2019				2018			
	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
<b>Stand Anwartschaftsbarwert zum 1. Januar</b>	<b>15.301</b>	<b>10.180</b>	<b>5.080</b>	<b>41</b>	<b>15.713</b>	<b>9.979</b>	<b>5.690</b>	<b>44</b>
Dienstzeitaufwand für die im Geschäftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche	186	152	33	1	135	84	50	1
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand	66	32	34	-	-150	9	-159	-
Gewinne (-)/Verluste (+) aus Planabgeltungen	-1	-1	-	-	-	-	-	-
Zinsaufwand auf den Barwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen	389	239	149	1	358	206	151	1
Neubewertungen	1.233	697	531	5	-66	298	-362	-2
<i>Versicherungsmathematische Gewinne (-)/ Verluste (+) aufgrund der Veränderung der demografischen Annahmen</i>	-14	-	-12	-2	-47	98	-145	-
<i>Versicherungsmathematische Gewinne (-)/ Verluste (+) aufgrund der Veränderung der finanziellen Annahmen</i>	1.270	721	543	6	-11	158	-167	-2
<i>Versicherungsmathematische Gewinne (-)/ Verluste (+) aufgrund erfahrungsbedingter Anpassungen</i>	-23	-24	-	1	-8	42	-50	-
Mitarbeiterbeiträge	1	-	1	-	-	-	-	-
Leistungszahlungen	-809	-539	-267	-3	-663	-410	-250	-3
Veränderungen Konsolidierungskreis	12.016	11.552	463	1	58	57	-	1
Währungsunterschiede	294	-	294	-	-40	-	-40	-
Sonstige <sup>1</sup>	78	171	-96	3	-44	-43	-	-1
<b>Stand Anwartschaftsbarwert zum 31. Dezember</b>	<b>28.754</b>	<b>22.483</b>	<b>6.222</b>	<b>49</b>	<b>15.301</b>	<b>10.180</b>	<b>5.080</b>	<b>41</b>

1 Im aktuellen Berichtsjahr enthält die Position in Deutschland im Wesentlichen die Neuordnung von Versorgungsregelungen.

Die in der Tabelle zur Entwicklung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Verpflichtungen dargestellten saldierten versicherungsmathematischen Verluste sind größtenteils auf einen Rückgang der verwendeten Rechnungszinssätze zurückzuführen.

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		
	2019	2018	2017
<b>Rechnungszinssatz</b>			
Deutschland	1,30	2,00	2,10
Großbritannien	2,00	2,90	2,70
<b>Gehaltstrend</b>			
Deutschland	2,35	2,50	2,50
Großbritannien <sup>1</sup>	1,80/2,90	2,00	3,40
<b>Rententrend</b>			
Deutschland <sup>2</sup>	1,60	1,75	1,75
Großbritannien	2,90	3,20	3,20

1 Aufgrund unterschiedlicher Versorgungszusagen wurden im Jahr 2019 verschiedene Gehaltstrends angewandt (E.ON: 1,80 Prozent; innogy: 2,90 Prozent).

2 Der Rententrend für Deutschland gilt für Anspruchsberechtigte, die nicht einer vereinbarten Garantianpassung unterliegen.

Die im E.ON-Konzern verwendeten Rechnungszinssätze basieren auf den währungsspezifischen, zum Bilanzstichtag ermittelten Renditen hochwertiger Unternehmensanleihen. Seit dem dritten Quartal 2019 erfolgt die Bestimmung der Rechnungszinssätze für den EUR- und GBP-Währungsraum auf Basis einer sogenannten Einheitszinsmethode anstatt der bisher verwendeten Durationsmethode. Dabei wird für die Ermittlung des Anwartschaftsbarwertes die vollständige Zinskurve zugrunde gelegt und der ausgewiesene IAS19-Rechnungszins retrograd als derjenige Rechnungszins ermittelt, der bei einheitlicher Anwendung zum identischen Anwartschaftsbarwert führt. Die Umstellung führt zum 31. Dezember 2019 in Deutschland zu einem Anstieg beziehungsweise in Großbritannien zu einem Rückgang des Rechnungszinssatzes von 10 Basispunkten. Dies führt zu einem saldierten versicherungsmathematischen Gewinn in Höhe von 288 Mio €. Im Folgejahr kommt es zu einer Verringerung des Dienstzeitaufwands in Höhe von 8 Mio € sowie einer Erhöhung des Netto-Zinsaufwands von 4 Mio €.

Für die bilanzielle Bewertung der betrieblichen Pensionsverpflichtungen im E.ON-Konzern wurden als biometrische Rechnungsgrundlagen jeweils die länderspezifisch anerkannten und auf einem aktuellen Stand befindlichen Sterbetafeln verwendet:

#### Versicherungsmathematische Annahmen (Sterbetafeln)

Deutschland	Richttafeln 2018 G von Heubeck aus dem Jahr 2018
Großbritannien	Standardsterblichkeitstafeln „S2“ unter Verwendung des Projektionsmodells CMI 2018 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 2019		31. Dezember 2018	
Veränderung des Rechnungszinssatzes um (Basispunkte)	+50	- 50	+50	- 50
Veränderung in Prozent	-7,85	9,04	-7,35	8,34
Veränderung des Gehaltstrends um (Basispunkte)	+25	- 25	+25	- 25
Veränderung in Prozent	0,36	-0,35	0,25	-0,24
Veränderung des Rententrends um (Basispunkte)	+25	- 25	+25	- 25
Veränderung in Prozent	2,22	-2,10	1,72	-1,66
Veränderung der Sterbewahrscheinlichkeit um (Prozent)	+10	- 10	+10	- 10
Veränderung in Prozent	-3,50	3,73	-3,16	3,54

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 €	2019				2018			
	Gesamt	Deutsch-land	Groß-britannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutsch-land	Groß-britannien	Übrige Länder
<b>Fair Value des Planvermögens, Stand zum 1. Januar</b>	<b>12.054</b>	<b>7.164</b>	<b>4.880</b>	<b>10</b>	<b>12.093</b>	<b>6.945</b>	<b>5.137</b>	<b>11</b>
Zinsertrag auf das Planvermögen	316	168	148	-	296	158	138	-
Neubewertungen	1.101	738	363	-	-554	-318	-236	-
<i>Erfolgsneutrale Erträge (+)/ Aufwendungen (-) aus dem Planvermögen ohne Beträge, die im Zinsertrag auf das Planvermögen enthalten sind</i>	1.101	738	363	-	-554	-318	-236	-
Mitarbeiterbeiträge	1	-	1	-	-	-	-	-
Arbeitgeberbeiträge	1.041	631	410	-	937	807	130	-
Leistungszahlungen	-775	-507	-267	-1	-657	-406	-250	-1
Veränderungen Konsolidierungskreis	7.697	7.277	420	-	9	9	-	-
Währungsunterschiede	287	-	287	-	-39	-	-39	-
Sonstige	-88	-	-88	-	-31	-31	-	-
<b>Fair Value des Planvermögens, Stand zum 31. Dezember</b>	<b>21.634</b>	<b>15.471</b>	<b>6.154</b>	<b>9</b>	<b>12.054</b>	<b>7.164</b>	<b>4.880</b>	<b>10</b>

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<sup>1</sup>

in Prozent	31. Dezember 2019				31. Dezember 2018			
	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
<b>Im aktiven Markt gelistetes Planvermögen</b>								
Eigenkapitaltitel (Aktien)	24	28	15	–	17	19	14	–
Fremdkapitaltitel	49	49	50	–	46	45	49	–
<i>davon Staatsanleihen</i>	27	20	45	–	34	26	47	–
<i>davon Unternehmensanleihen</i>	20	25	5	–	8	12	2	–
Andere Investmentfonds	9	3	27	–	18	6	34	–
<b>Summe</b>	<b>82</b>	<b>80</b>	<b>92</b>	<b>–</b>	<b>81</b>	<b>70</b>	<b>97</b>	<b>–</b>
<b>Nicht im aktiven Markt gelistetes Planvermögen</b>								
Nicht börsengehandelte Eigenkapitaltitel	4	3	4	–	5	6	3	–
Fremdkapitaltitel	1	–	3	–	–	–	–	–
Immobilien	5	7	–	–	7	11	–	–
Qualifizierte Versicherungsverträge	–	–	–	100	–	–	–	100
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	5	6	–	–	5	9	–	–
Sonstige	3	4	1	–	2	4	–	–
<b>Summe</b>	<b>18</b>	<b>20</b>	<b>8</b>	<b>100</b>	<b>19</b>	<b>30</b>	<b>3</b>	<b>100</b>
<b>Gesamt</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

<sup>1</sup> Die Tabelle zeigt die prozentuale Aufteilung des Planvermögens bis zum 31. Dezember 2019. Zum Ablauf des Geschäftsjahres 2019 wurden 100 Prozent der Anteile der PEG Infrastruktur AG („PEGI“) inklusive der durch die PEGI gehaltenen Beteiligung an der Nord Stream AG durch den E.ON Pension Trust e.V. für das Treuhandvermögen erworben. Die Kaufpreiszahlung an den Verkäufer E.ON Beteiligungen GmbH erfolgte erst am 15. Januar 2020, so dass am 31. Dezember 2019 eine entsprechende Verbindlichkeit bestand.

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 Nettoverbindlichkeit beziehungsweise eine Verschlechterung des Finanzierungsstatus infolge einer ungünstigen Entwicklung des Planvermögens beziehungsweise des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen als Risiko identifiziert. 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 zum 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 überprüft. Zur Umsetzung der Ziel-Portfoliostruktur werden Vermögensverwalter mandatiert. Diese werden regelmäßig hinsichtlich ihrer Zielerreichung überwacht.

## Darstellung des Pensionsaufwands

Der Gesamtaufwand für die leistungsorientierten Versorgungszusagen, der in den Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen sowie in den betrieblichen Forderungen enthalten ist, setzt sich wie folgt zusammen:

### Gesamtaufwand der leistungsorientierten Versorgungszusagen

in Mio €	2019				2018			
	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
Dienstzeitaufwand für die im Geschäftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche	186	152	33	1	133	82	50	1
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand	66	32	34	-	-150	9	-159	-
Gewinne (-)/Verluste (+) aus Planabgeltungen	-1	-1	-	-	-	-	-	-
Netto-Zinsaufwand (+)/-Zinsertrag (-) auf die Netto-Verbindlichkeit/den Netto-Vermögenswert aus leistungsorientierten Versorgungsplänen	73	71	1	1	62	48	13	1
<b>Summe</b>	<b>324</b>	<b>254</b>	<b>68</b>	<b>2</b>	<b>45</b>	<b>139</b>	<b>-96</b>	<b>2</b>

In den nachzuverrechnenden Dienstzeitaufwendungen sind weitestgehend Effekte in Zusammenhang mit Restrukturierungsmaßnahmen enthalten. Im Geschäftsjahr 2018 resultierte der negative nachzuverrechnende Dienstzeitaufwand aus einer Anpassung der Pensionspläne in Großbritannien.

Zusätzlich zum Gesamtaufwand für leistungsorientierte Versorgungszusagen wurden im Jahr 2019 für beitragsorientierte Versorgungszusagen fest vereinbarte Beitragszahlungen an externe Versorgungsträger und ähnliche Dienstleister in Höhe von 77 Mio € (2018: 59 Mio €) geleistet.

Die Beiträge zu staatlichen Plänen betragen 0,2 Mrd € (2018: 0,2 Mrd €).

## Darstellung der Beitrags- und Versorgungszahlungen

Für die zum 31. Dezember 2019 bestehenden leistungsorientierten Versorgungszusagen werden für die nächsten zehn Jahre folgende Leistungszahlungen prognostiziert:

### Erwartete Leistungszahlungen

in Mio €	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
2020	1.052	802	248	2
2021	1.032	802	228	2
2022	1.055	824	229	2
2023	1.077	843	231	3
2024	1.084	847	234	3
2025-2029	5.562	4.365	1.181	16
<b>Gesamt</b>	<b>10.862</b>	<b>8.483</b>	<b>2.351</b>	<b>28</b>

Für das folgende Geschäftsjahr werden insbesondere für die Finanzierung bestehender und neu entstandener Versorgungsanwartschaften konzernweit Arbeitgeberbeitragszahlungen in das Planvermögen in Höhe von 300 Mio € erwartet.

Die gewichtete durchschnittliche Laufzeit (Duration) der im E.ON-Konzern bewerteten leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen beträgt zum 31. Dezember 2019 18,4 Jahre (2018: 18,2 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 €	2019				2018			
	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
<b>Stand Netto-Verbindlichkeit zum 1. Januar</b>	<b>3.247</b>	<b>3.016</b>	<b>200</b>	<b>31</b>	<b>3.620</b>	<b>3.034</b>	<b>553</b>	<b>33</b>
Gesamtaufwand der leistungsorientierten Versorgungszusagen	324	254	68	2	47	141	-96	2
Veränderungen aus den Neubewertungen	132	-41	168	5	488	616	-126	-2
Arbeitgeberbeiträge zum Planvermögen	-1.041	-631	-410	-	-937	-807	-130	-
Netto-Leistungszahlungen	-34	-32	-	-2	-6	-4	-	-2
Veränderungen Konsolidierungskreis	4.319	4.275	43	1	49	48	-	1
Währungsunterschiede	7	-	7	-	-1	-	-1	-
Sonstige	166	171	-8	3	-13	-12	-	-1
<b>Stand Netto-Verbindlichkeit zum 31. Dezember</b>	<b>7.120</b>	<b>7.012</b>	<b>68</b>	<b>40</b>	<b>3.247</b>	<b>3.016</b>	<b>200</b>	<b>31</b>

## (25) Übrige Rückstellungen

Die übrigen Rückstellungen setzen sich wie folgt zusammen:

### Übrige Rückstellungen

in Mio €	31. Dezember 2019		31. Dezember 2018	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	398	9.363	425	9.463
Verpflichtungen im Personalbereich	742	1.180	97	830
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen	44	766	15	637
Absatzmarkt- und beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen	386	110	190	99
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen	59	470	28	492
Sonstige	2.390	1.579	1.362	938
<b>Summe</b>	<b>4.019</b>	<b>13.468</b>	<b>2.117</b>	<b>12.459</b>



Nachfolgend wird die Entwicklung der übrigen Rückstellungen dargestellt:

### Entwicklung der übrigen Rückstellungen

in Mio €	Stand zum 1. Januar 2019	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 2019
Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	9.888	-	-5	42	38	-351	-	-	149	9.761
Verpflichtungen im Personalbereich	927	7	811	12	781	-346	-182	-88	-	1.922
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen	652	1	90	3	20	-9	-	-1	54	810
Absatzmarkt- und beschaffungsmarkt- orientierte Verpflichtungen	287	1	236	-	108	-98	-3	-35	-	496
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen	520	-1	45	6	62	-39	-	-64	-	529
Sonstige	2.300	60	1.263	122	1.921	-1.396	64	-365	-	3.969
<b>Summe</b>	<b>14.574</b>	<b>68</b>	<b>2.440</b>	<b>185</b>	<b>2.930</b>	<b>-2.239</b>	<b>-121</b>	<b>-553</b>	<b>203</b>	<b>17.487</b>

Die Aufzinsung im Rahmen der Rückstellersentwicklung ist im Finanzergebnis (vergleiche Textziffer 9) enthalten. Die Rückstellungsbeträge sind entsprechend den Laufzeiten mit Zinssätzen zwischen 0 und 2,55 Prozent diskontiert.

Zum 31. Dezember 2019 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 2019 beinhalten ausschließlich Verpflichtungen aus deutschen Kernenergieaktivitäten in Höhe von 9,8 Mrd €.

Die auf atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich beinhalten unter Bezugnahme auf Gutachten, externe und interne Kostenschätzungen, vertragliche Vereinbarungen sowie die ergänzenden Vorgaben des Entsorgungsfondsgesetzes und des Entsorgungsübergangsgesetzes sämtliche nuklearen Verpflichtungen für die

Entsorgung von abgebrannten Brennelementen, schwach radioaktiven Betriebsabfällen sowie die Stilllegung und den Rückbau der nuklearen Kraftwerksanlagenteile.

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 vertragsgemäßen Kosten zum einen für die Restabwicklung der Wiederaufarbeitung 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.

Nachfolgend sind die Rückstellungspositionen nach Abzug geleisteter Anzahlungen nach technischen Kriterien gegliedert:

### Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich in Deutschland abzüglich geleisteter Anzahlungen

in Mio €	31. Dezember	
	2019	2018
Stilllegung und Rückbau	8.269	8.404
Behälter, Transporte, Betriebsabfälle, Sonstiges	1.492	1.484
<b>Summe</b>	<b>9.761</b>	<b>9.888</b>

Die Rückstellungen werden, sofern langfristig, mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag bewertet.

Für die Bewertung der bei E.ON gebildeten Entsorgungsverpflichtungen kommt ein risikoloser Diskontierungszinssatz von im Durchschnitt rund 0,0 Prozent zum Tragen (Vorjahr: 0,4 Prozent). Korrespondierend wurde eine grundsätzlich anwendbare Kostensteigerungsrate auf die bei E.ON verbleibenden Entsorgungsverpflichtungen von 2,0 Prozent p. a. angewandt (Vorjahr: 2,0 Prozent), entsprechend einem Nettozins von -2,0 Prozent (Vorjahr: -1,6 Prozent). Eine Veränderung des Nettozinses um 0,1 Prozentpunkte würde zu einer Veränderung des bilanzierten Rückstellungsbetrags um etwa 0,1 Mrd € führen.

Ohne Berücksichtigung von Diskontierungs- und Kostensteigerungseffekten beliefe sich der Verpflichtungsbetrag für die bei E.ON verbliebenen Entsorgungsverpflichtungen auf 8.195 Mio € mit einem mittleren Zahlungsziel von etwa 9 Jahren. Dieser Betrag fließt in die wirtschaftliche Netto-Verschuldung ein.

Für die verbliebenen Kernenergieaktivitäten ergaben sich im Jahr 2019 Schätzungsänderungen in Höhe von 149 Mio € (2018: 379 Mio €). Sie beinhalten im Wesentlichen die Effekte aus der Verringerung des Diskontierungszinssatzes und gegenläufig aus der weiteren Umsetzung der Optimierung von Stilllegung und Entsorgung der Kernkraftwerke. Die Inanspruchnahmen beliefen sich auf 351 Mio € (2018: 308 Mio €). Davon beziehen sich 250 Mio € (2018: 220 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, Restrukturierungen sowie andere Personalkosten. Restrukturierungsrückstellungen wurden insbesondere in Deutschland und Großbritannien gebildet:

Im Zusammenhang mit der innogy-Übernahme hat E.ON den Abbau von bis zu 5.000 Arbeitsplätzen konzernweit angekündigt. Vor diesem Hintergrund wurde im Jahr 2019 der „Tarifvertrag zur Zukunft und Beschäftigungssicherung“ mit Arbeitgeberverbänden und -vereinigungen sowie ver.di und der Industriearbeitsgemeinschaft Bergbau, Chemie und Energie geschlossen. Dieser Tarifvertrag gilt zunächst für personelle Veränderungen und Anpassungsmaßnahmen, die als Folge der Integration des innogy-Konzerns in den E.ON-Konzern in Deutschland durchgeführt werden. Er umfasst unter anderem Regelungen zu Abfindungszahlungen für freiwillig ausscheidende Beschäftigte, für einen Vorruhestand sowie die Möglichkeit zum Wechsel in eine Beschäftigungs- und Qualifizierungsgesellschaft. Bis zum Jahresende 2019 wurden diese Maßnahmen weiter konkretisiert und sind seit Mitte Februar 2020 zunächst an ausgewählten Standorten wählbar.

Ende November 2019 hat E.ON Vorschläge zur Restrukturierung von npower bekannt gegeben. Danach sollen die Haushalts- und kleineren Gewerbekunden (B2C) von npower schrittweise auf einer gemeinsamen IT-Plattform mit den B2C-Kunden von E.ON UK zusammengeführt werden. Darüber hinaus wurde im Februar 2020 zwischen npower und E.ON UK eine Vereinbarung über den Verkauf der B2C-Kundenverträge von npower geschlossen. Des Weiteren ist die Ausgliederung des npower-Geschäfts mit Industrie- und großen Gewerbekunden (B2B) geplant. Die verbleibenden Aktivitäten von npower sollen in den nächsten zwei Jahren restrukturiert werden. Das beinhaltet die Schließung der meisten npower-Standorte und einen damit einhergehenden Personalabbau.

### 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 475 Mio € (2018: 440 Mio €) berücksichtigt. Ohne Berücksichtigung von Diskontierungs- und Kostensteigerungseffekten beliefe sich der Verpflichtungsbetrag für diese Entsorgungsverpflichtungen auf 338 Mio €. Dieser Betrag fließt in die wirtschaftliche Netto-Verschuldung ein. Der Anstieg bei den sonstigen Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen resultierte im Wesentlichen aus der Übernahme von innogy.

Der in der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung ausgewiesene Betrag für sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen ohne Rückstellungen für den Rückbau der konventionellen Anlagenteile im Kernenergiebereich beträgt 336 Mio €.

## 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 1,1 Mrd € (Vorjahr: 0,3 Mrd €) unter anderem Rückstellungen für sogenannte Renewables Obligation Certificates (ROCs), die 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. Durch die Übernahme von innogy stiegen die Rückstellungen für ROCs um 0,7 Mrd €. Darüber hinaus sind hier bestimmte Rekultivierungs- und Sanierungsverpflichtungen von Vorgängergesellschaften (0,4 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 2019		31. Dezember 2018	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
<b>Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>3.923</b>	<b>28.025</b>	<b>1.563</b>	<b>8.323</b>
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	8.782	–	5.104	–
Investitionszuschüsse	24	198	8	95
Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten	1.418	3.571	427	1.986
Erhaltene Anzahlungen	489	–	82	–
Vertragliche Verbindlichkeiten (IFRS 15)	527	2.975	248	1.898
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	5.446	1.195	1.768	527
<b>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</b>	<b>16.686</b>	<b>7.939</b>	<b>7.637</b>	<b>4.506</b>
<b>Summe</b>	<b>20.609</b>	<b>35.964</b>	<b>9.200</b>	<b>12.829</b>

## Finanzverbindlichkeiten

In den folgenden Tabellen wird die Entwicklung der Finanzverbindlichkeiten in den Geschäftsjahren 2019 und 2018 dargestellt:

### Finanzverbindlichkeiten

in Mio €	1. Jan. 2019	Zahlungsströme	Währungsunterschiede	Veränderung Konsolidierungskreis	Sonstige	31. Dez. 2019
Anleihen	8.958	3.021	343	14.737	–	27.059
Commercial Paper	–	-150	–	200	–	50
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	138	-392	-2	1.394	–	1.138
Leasingverbindlichkeiten <sup>1</sup>	863	-292	5	2.169	399	3.144
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	463	222	65	-193	–	557
<b>Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>10.422</b>	<b>2.409</b>	<b>411</b>	<b>18.307</b>	<b>399</b>	<b>31.948</b>

<sup>1</sup> Vergleiche auch die Erläuterungen in Textziffer 32.

### 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
<b>Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>13.021</b>	<b>-1.856</b>	<b>-226</b>	<b>-1.096</b>	<b>43</b>	<b>9.886</b>

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten beinhalten unter anderem erhaltene Sicherheiten mit einem Fair Value von 68 Mio € (2018: 20 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 0 Mio € (2018: 50 Mio €) sowie Finanzgarantien in Höhe von 8 Mio € (2018: 8 Mio €) enthalten. Ebenfalls enthalten sind erhaltene Sicherheitsleistungen im Zusammenhang mit Lieferungen und Leistungen in Höhe von 10 Mio € (2018: 22 Mio €). E.ON kann diese erhaltenen Sicherheiten uneingeschränkt nutzen.

Die Bilanzierung der Finanzverbindlichkeiten von innogy zum Zeitpunkt der Erstkonsolidierung führte aufgrund der Bewertungsvorschriften nach IFRS zu einer Neubewertung zum Marktwert. Dieser Marktwert war deutlich höher als der ursprüngliche Nominalwert, weil das Marktzinsniveau seit der Begebung der Anleihen gesunken ist. Die aus der im Rahmen der vorläufigen Kaufpreisverteilung ermittelte Differenz zwischen dem Nominal- und dem Marktwert der Anleihen betrug zum 31. Dezember 2019 2.466 Mio €. Diese Differenz wird in der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung nicht berücksichtigt.

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 März 2019 mit einem Programmrahmen von insgesamt 35 Mrd € erneuert. Die E.ON SE strebt im Jahr 2020 eine Erneuerung des Programms an.

Zum Jahresende 2019 standen folgende Anleihen der E.ON SE, E.ON International Finance B.V., der innogy SE und der innogy Finance B.V. aus:

**Wesentliche Anleihen der E.ON SE, der innogy SE, der E.ON International Finance B.V. und der innogy Finance B.V.<sup>1</sup>**

Emittent	Volumen in jeweiliger Währung	Anfängliche Laufzeit	Fälligkeit	Kupon
innogy Finance B.V.	750 Mio EUR	7 Jahre	Jan 2020	1,875 %
E.ON International Finance B.V. <sup>3</sup>	1.400 Mio EUR	12 Jahre	Mai 2020	5,750 %
innogy Finance B.V.	570 Mio GBP	20 Jahre	Apr 2021	6,500 %
innogy Finance B.V.	1.000 Mio EUR	13 Jahre	Aug 2021	6,500 %
E.ON SE	750 Mio EUR	4 Jahre	Aug 2021	0,375 %
innogy Finance B.V.	500 Mio GBP	13 Jahre	Jul 2022	5,500 %
E.ON SE	500 Mio EUR	3 Jahre	Sep 2022	0,000 %
E.ON SE	750 Mio EUR	3 Jahre	Okt 2022	0,000 %
innogy Finance B.V.	750 Mio EUR	5 Jahre	Nov 2022	0,750 %
innogy Finance B.V.	488 Mio GBP	20 Jahre	Dez 2023	5,625 %
innogy Finance B.V.	800 Mio EUR	10 Jahre	Jan 2024	3,000 %
E.ON SE	500 Mio EUR	7 Jahre	Mai 2024	0,875 %
E.ON SE	750 Mio EUR	5 Jahre	Aug 2024	0,000 %
innogy Finance B.V.	750 Mio EUR	8 Jahre	Apr 2025	1,000 %
innogy Finance B.V.	500 Mio EUR	8 Jahre	Mai 2026	1,625 %
E.ON SE	750 Mio EUR	7 Jahre	Okt 2026	0,250 %
innogy Finance B.V.	850 Mio EUR	10 Jahre	Okt 2027	1,250 %
E.ON SE	750 Mio EUR	12 Jahre	Mai 2029	1,625 %
innogy Finance B.V.	1.000 Mio EUR	12 Jahre	Jul 2029	1,500 %
E.ON SE	750 Mio EUR	11 Jahre	Feb 2030	0,350 %
innogy Finance B.V.	760 Mio GBP	28 Jahre	Jun 2030	6,250 %
E.ON SE	500 Mio EUR	12 Jahre	Nov 2031	0,625 %
E.ON International Finance B.V. <sup>4</sup>	975 Mio GBP	30 Jahre	Jun 2032	6,375 %
innogy Finance B.V.	600 Mio EUR	30 Jahre	Feb 2033	5,750 %
innogy Finance B.V.	600 Mio GBP	22 Jahre	Jan 2034	4,750 %
E.ON International Finance B.V.	900 Mio GBP	30 Jahre	Okt 2037	5,875 %
E.ON International Finance B.V. <sup>2</sup>	1.000 Mio USD	30 Jahre	Apr 2038	6,650 %
E.ON International Finance B.V.	700 Mio GBP	30 Jahre	Jan 2039	6,750 %
innogy Finance B.V.	1.000 Mio GBP	30 Jahre	Jul 2039	6,125 %

<sup>1</sup> Alle Anleihen ≥ 500 Mio EUR Gegenwert; alle Anleihen sind in Luxemburg gelistet, mit Ausnahme der USD-Anleihe unter 144A/Regulation S, die ungelistet ist.

<sup>2</sup> Anleihe unter Rule 144A/Regulation S

<sup>3</sup> Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 1.000 Mio EUR auf 1.400 Mio EUR.

<sup>4</sup> Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 850 Mio GBP auf 975 Mio GBP.

Zusätzlich ausstehend waren zum 31. Dezember 2019 Privatplatzierungen im Gesamtvolumen von rund 1,7 Mrd € (2018: 0,9 Mrd €).

**Revolvierende syndizierte Kreditlinie über 3,5 Mrd €**

Mit Wirkung zum 24. Oktober 2019 hat E.ON eine syndizierte Kreditlinie mit einem Volumen von 3,5 Mrd € und einer Laufzeit von fünf Jahren – zuzüglich zweier Optionen zur Verlängerung um jeweils ein weiteres Jahr – abgeschlossen. Die Linie ersetzt die beiden bisherigen syndizierten Kreditlinien von E.ON über

2,75 Mrd € und von innogy über 2,0 Mrd €. Die Kreditmarge ist teilweise an die Entwicklung bestimmter ESG-Ratings gekoppelt, wodurch E.ON sich finanzielle Anreize für eine nachhaltige Unternehmensstrategie setzt. Die ESG-Ratings werden durch drei namhafte Agenturen bestimmt: ISS ESG, MSCI ESG Research, und Sustainalytics. Die Kreditlinie wird von 21 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 Back-up-Linie für die Commercial-Paper-Programme.

**Akquisitionsfinanzierung über 1,75 Mrd €**

Im Zusammenhang mit der Akquisition der innogy SE hat E.ON am 6. April 2018 eine Akquisitionsfinanzierung über ursprünglich 5 Mrd € abgeschlossen, die bereits im August 2018 auf 1,75 Mrd € reduziert wurde. Die Kreditlinie ist ungezogen und steht dem Konzern weiterhin zur Verfügung.

und Extendible Notes mit Laufzeiten von ursprünglich bis zu 397 Tagen (und anschließender Verlängerungsoption für den Investor) auszugeben. Zum 31. Dezember 2019 standen unter dem Euro-Commercial-Paper-Programm 50 Mio € aus (Vorjahr: 0 €). Unter dem US-Commercial-Paper-Programm waren wie im Vorjahr keine Commercial Paper ausstehend.

**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 10 Mrd US-\$ ermöglicht es der E.ON SE, an Investoren von Zeit zu Zeit Commercial Paper mit Laufzeiten von bis zu 366 Tagen

Die Fälligkeiten der Anleiheverbindlichkeiten der E.ON SE und der E.ON International Finance B.V. (mit Garantie der E.ON SE) sowie der innogy SE und der innogy Finance B.V. (mit Garantie der innogy SE) werden in der folgenden Tabelle dargestellt. Bei Verbindlichkeiten in Fremdwährungen wurden ökonomische Sicherungsbeziehungen berücksichtigt, sodass die Angaben von den Bilanzwerten abweichen.

**Anleiheverbindlichkeiten der E.ON SE, der E.ON International Finance B.V., der innogy SE und der innogy Finance B.V.**

in Mio €	Summe	Fälligkeit in 2019	Fälligkeit in 2020	Fälligkeit in 2021	Fälligkeit in 2022	Fälligkeit in 2023	Fälligkeit in 2024 bis 2030	Fälligkeit nach 2030
31. Dezember 2019	25.011	–	2.150	2.420	2.688	923	8.382	8.448
31. Dezember 2018	9.618	1.218	1.400	750	100	350	1.339	4.461

**Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten**

Die Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten setzen sich wie folgt zusammen:

**Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten zum 31. Dezember**

in Mio €	Anleihen		Commercial Paper		Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten		Leasingverbindlichkeiten <sup>1</sup>		Sonstige Finanzverbindlichkeiten		Finanzverbindlichkeiten	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Energienetze	–	–	–	–	55	59	548	302	71	74	674	435
<i>Deutschland</i>	–	–	–	–	55	59	504	302	71	74	630	435
<i>Schweden</i>	–	–	–	–	–	–	5	–	–	–	5	–
<i>Zentraleuropa Ost/Türkei</i>	–	–	–	–	–	–	39	–	–	–	39	–
Kundenlösungen	–	–	–	–	85	59	242	25	70	80	397	164
<i>Deutschland</i>	–	–	–	–	2	–	5	–	10	3	17	3
<i>Großbritannien</i>	–	–	–	–	–	–	93	–	–	31	93	31
<i>Sonstige</i>	–	–	–	–	83	59	144	25	60	46	287	130
innogy	14.968	–	–	–	958	–	2.299	–	161	–	18.386	–
Erneuerbare Energien	–	–	–	–	–	–	10	–	–	–	10	–
Nicht-Kerngeschäft	–	–	–	–	–	–	3	–	83	99	86	99
Konzernleitung/Sonstiges	12.091	8.958	50	–	40	20	42	–	172	210	12.395	9.188
<b>E.ON Konzern</b>	<b>27.059</b>	<b>8.958</b>	<b>50</b>	<b>–</b>	<b>1.138</b>	<b>138</b>	<b>3.144</b>	<b>327</b>	<b>557</b>	<b>463</b>	<b>31.948</b>	<b>9.886</b>

1 Im Vorjahr sind hier die Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing enthalten.

## Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen beliefen sich zum 31. Dezember 2019 auf 8.782 Mio € (2018: 5.104 Mio €). Der Anstieg gegenüber dem Vorjahr ist insbesondere auf die Übernahme von innogy zurückzuführen. Abgegrenzte Schulden sind nun nicht mehr Bestandteil der übrigen betrieblichen Verbindlichkeiten, sondern in den Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen enthalten. Die Vorjahreswerte wurden entsprechend angepasst.

Investitionszuschüsse in Höhe von 222 Mio € (2018: 103 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 Veränderung der derivativen Verbindlichkeiten von 2.413 Mio € zum 31. Dezember 2018 auf 4.989 Mio € zum 31. Dezember 2019 ist im Wesentlichen auf die Übernahme von innogy zurückzuführen.

Die Verbindlichkeiten unter IFRS 15 in Höhe von 3.502 Mio € (2018: 2.146 Mio €) enthalten vor allem Baukostenzuschüsse, die von Kunden gemäß den allgemein verbindlichen Bedingungen für die Errichtung neuer Strom- und Gasanschlüsse gezahlt 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 239 Mio € zugerechnet. Der deutliche Anstieg der Verbindlichkeiten unter IFRS 15 gegenüber dem Vorjahr resultiert im Wesentlichen aus der Übernahme von innogy.

Die übrigen betrieblichen Verbindlichkeiten umfassen sonstige Steuerverbindlichkeiten in Höhe von 1.276 Mio € (2018: 472 Mio €) und Zinsverpflichtungen in Höhe von 469 Mio € (2018: 360 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 2.069 Mio € (2018: 289 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 2019 auf einen beizulegenden Zeitwert von 1,3 Mrd € (31. Dezember 2018: 0,5 Mrd €) und beinhalten im Wesentlichen Eventualverbindlichkeiten im Zusammenhang mit Haftungsverhältnissen sowie möglichen langfristigen Rekultivierungs- und Sanierungsmaßnahmen.

E.ON hat direkte und indirekte Garantien und Bürgschaften in Verbindung mit ihrer eigenen oder der Geschäftstätigkeit verbundener Unternehmen gegenüber Konzernfremden gewährt, die bei Eintritt bestimmter Ereignisse Zahlungsverpflichtungen auslösen können. Diese beinhalten sowohl Finanzgarantien als auch operative Garantien, die im Wesentlichen vertragliche Verpflichtungen und Versorgungsverpflichtungen gegenüber aktiven und ehemaligen Mitarbeitern absichern.

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 Betriebs-gesellschaften 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, 46,8 Prozent zum 31. Dezember 2019 (Vorjahr: 44,6 Prozent). Dieser Anteil ändert sich ab dem 1. Januar 2020 auf 47,1 Prozent. Die Liquiditätsvorsorge ist ausreichend und im Liquiditätsplan berücksichtigt.

Darüber hinaus begibt E.ON zum 31. Dezember 2019 noch Sicherheiten in Höhe von 3.011,3 Mio € für die an RWE übertragenen ehemaligen Konzerngesellschaften, welche kurzfristig durch die Gesellschaften der RWE-Gruppe abgelöst beziehungsweise übernommen werden sollen.

## 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 2019 besteht ein Bestellobligo für Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen in Höhe von 1,9 Mrd € (2018: 0,8 Mrd €). Von diesen Verpflichtungen sind 1,2 Mrd € innerhalb eines Jahres fällig. In 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 2019 auf 1,4 Mrd €.

Weitere langfristige vertragliche Verpflichtungen bestehen im E.ON-Konzern zum 31. Dezember 2019 im Wesentlichen zur Abnahme von Strom und Gas. Die vertraglichen Verpflichtungen zur Stromabnahme bestehen zum 31. Dezember 2019 in Höhe von 6,5 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 3,7 Mrd €). Die finanziellen Verpflichtungen aus den Gasabnahmeverträgen belaufen sich am 31. Dezember 2019 auf rund 4,4 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 2,4 Mrd €). Weitere Abnahmeverpflichtungen bestehen zum 31. Dezember 2019 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 bestehen zum 31. Dezember 2019 weitere finanzielle Verpflichtungen in Höhe von rund 2,4 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 2,0 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.



## (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. Auch wettbewerbliche Praktiken werden verstärkt von Gerichten und Behörden auf ihre Rechtmäßigkeit hin überprüft.

Im Bereich der Energienetze führen Konzernunternehmen Verfahren zu Konzessionsvergaben, zur 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 Veränderungen mit zum Teil erheblichen Auswirkungen auf den Netzbetrieb. Beispielhaft erwähnt seien in dem Zusammenhang der regulatorische Umgang mit Kapitalkosten und die Eigenkapitalverzinsung. Nicht zuletzt durch entsprechende behördliche und gerichtliche Entscheidungen hat die Regulierung weiter zugenommen.

Allerdings erstrecken sich die regulatorischen Eingriffe nicht allein auf den Netzbereich; auch Vertriebsaktivitäten im Bereich der Kundenlösungen sind von regulatorischen Maßnahmen betroffen.

Die Änderungen am gesetzlich-regulatorischen Rahmen haben teilweise auch erhebliche Auswirkungen auf die jeweilige Förder- und Vergütungspraxis im Bereich der Erneuerbaren Energien, 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

Für eine detaillierte Darstellung des Erwerbs der Anteile an innogy vergleiche Textziffer 4. Die Vereinbarung mit RWE beinhaltet einen Spitzenausgleich in bar. Darüber hinaus wurden innogy-Anteile im Rahmen eines öffentlichen Übernahmeangebots sowie weiterer Zukäufe am Markt erworben. Insgesamt ergibt sich im Jahr 2019 ein zahlungswirksamer Kaufpreis im Zusammenhang mit der innogy-Transaktion von 1,3 Mrd €. Hiervon entfallen 0,2 Mrd € auf Zahlungen, die im Rahmen der Übertragung von Minderheitsbeteiligungen an Kernkraftwerken geleistet wurden.

Über den Innogy-Erwerb hinaus hat E.ON für Zugänge konsolidierter Beteiligungen und Aktivitäten insgesamt 92 Mio € bezahlt. Die miterworbenen Zahlungsmittel betragen 16 Mio €. Es sind

Vermögenswerte in Höhe von 166 Mio € und Rückstellungen und Verbindlichkeiten in Höhe von 161 Mio € zugegangen. Im Wesentlichen handelt es sich bei den Zugängen um den Erwerb der Coromatic-Gruppe im Segment Kundenlösungen Schweden.

Aus der Abgabe konsolidierter Beteiligungen und Aktivitäten sind E.ON als Gegenleistung im Berichtsjahr insgesamt 37 Mio € in bar zugeflossen (2018: 239 Mio €). Die mitveräußerten Zahlungsmittel betragen 32 Mio € (2018: 20 Mio €). Der Verkauf der konsolidierten Aktivitäten führte zu Minderungen bei den Vermögenswerten von 742 Mio € (2018: 167 Mio €) sowie bei den Rückstellungen und Verbindlichkeiten von 10 Mio € (2018: 62 Mio €). Bei dem Abgang der Vermögenswerte und Schulden handelt es sich im Wesentlichen um den Verkauf der PEGI als Muttergesellschaft der Nord Stream AG an den E.ON Pension Trust e.V., dessen Zahlungseingang erst im Jahr 2020 erfolgt.

Der operative Cashflow vor Zinsen und Steuern aus fortgeführten und nicht fortgeführten Aktivitäten war mit 4,4 Mrd € um 0,3 Mrd € höher als im Vorjahreszeitraum. Dabei wurden negative Working-Capital-Bewegungen des Geschäftsjahres 2019 durch die erstmalige Einbeziehung von innogy überkompensiert. 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 -5,8 Mrd € gegenüber +1,0 Mrd € im Vorjahreszeitraum. Wesentlicher Faktor für diese Veränderung ist die im Vorjahr erfolgte Veräußerung der Anteile an Uniper SE (-3,8 Mrd €). Im Jahr 2019 wirkte insbesondere der Erwerb der innogy-Anteile mindernd auf den investiven

Cashflow. Aus dem Kauf beziehungsweise Verkauf von Wertpapieren sowie der Veränderung der Finanzforderungen und der verfügbaren Zahlungsmittel resultierte im Geschäftsjahr 2019 eine Nettoauszahlung (-0,6 Mrd €), während im Vergleichszeitraum des Vorjahres eine Nettoeinzahlung (+0,2 Mrd €) vorlag.

Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter und nicht fortgeführter Aktivitäten lag mit +0,8 Mrd € um 3,4 Mrd € über dem Vergleichswert des Vorjahres von -2,6 Mrd €. Diese Entwicklung ging vor allem auf die Rückzahlung von Anleihen im Geschäftsjahr 2018 sowie Anleiheemissionen im Berichtszeitraum 2019 zurück. Gegenläufig stiegen die ausgezahlten Dividenden von 0,9 Mrd € im Jahr 2018 auf 1,1 Mrd € im Geschäftsjahr 2019 an.

### **(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 0,86 £/€ (2018: 0,84 £/€) und in US-Dollar mit einem durchschnittlichen Sicherungskurs von 1,17 \$/€ (2018: 1,22 \$/€) abgeschlossen. Zur Absicherung des

Zinsrisikos im Euroraum wurden Sicherungsgeschäfte mit einem durchschnittlichen Zinssatz von 3,43 Prozent (2018: 3,53 Prozent) abgeschlossen. Der durchschnittliche Sicherungspreis zur Absicherung von Strompreisänderungsrisiken belief sich im Berichtsjahr auf 47,10 €/MWh (2018: 52,63 €/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	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Währungsrisiko	140	135	64	257	9	23	-8	-24
Zinsrisiko	86	29	1.350	911	-435	-67	423	64
Strompreisänderungsrisiko	10	2	25	3	-15	-	15	-

Zum 31. Dezember 2018 ergab sich aus dem ineffektiven Teil von Cashflow Hedges ein Aufwand in Höhe von 12 Mio € (2018: 4 Mio €). Davon entfielen 12 Mio € auf die Absicherung des Zinsrisikos (2018: 3 Mio €).

Die Ergebnisse aus ineffektiven Teilen von Cashflow Hedges werden unter den sonstigen betrieblichen Erträgen beziehungsweise Aufwendungen erfasst.

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	Währungsrisiko	Zinsrisiko	Strompreisänderungsrisiko
<b>Stand zum 1. Januar 2018</b>	<b>-1.016</b>			
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			
<b>Stand zum 31. Dezember 2018<sup>1</sup></b>	<b>-992</b>			
<b>Stand zum 1. Januar 2019</b>	<b>-992</b>			
Unrealisierte Veränderung – Hedging-Reserve	-438	-25	-370	-43
Unrealisierte Veränderung – Reserve für Hedging-Kosten	-3	-3	-	-
Ergebniswirksame Reklassifizierung	-12	-74	54	8
Ertragsteuern	9			
At equity bewertete Unternehmen	1			
<b>Stand zum 31. Dezember 2019<sup>1</sup></b>	<b>-1.435</b>			

<sup>1</sup> Enthält zum 31. Dezember 2019 -241 Mio € (2018: -249 Mio €) aus beendeten Cashflow Hedges.

Der Stand des OCI aus Cashflow Hedges zum 31. Dezember 2019 enthielt -1,2 Mrd € (2018: -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	2019	2018
Währungsrisiko	154	855	894	1.903	2.845
Zinsrisiko	–	1.554	2.750	4.304	4.492
Strompreisänderungsrisiko	110	242	–	352	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 2019 27 Mio € (2018: 12 Mio €) und der Buchwert der als Sicherungsinstrumente eingesetzten Verbindlichkeiten belief sich auf 1.220 Mio € (2018: 1.131 Mio €). Die Marktwerte des designierten Teils der Sicherungsinstrumente haben sich im Berichtszeitraum um -87 Mio € (2018: 50 Mio €) verändert.

Im Jahr 2019 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 €	Währungsrisiko
<b>Stand zum 1. Januar 2018</b>	<b>-124</b>
Unrealisierte Veränderung – Hedging-Reserve	45
Unrealisierte Veränderung – Reserve für Hedging-Kosten	2
Ergebniswirksame Reklassifizierung	–
Ertragsteuern	–
<b>Stand zum 31. Dezember 2018<sup>1</sup></b>	<b>-77</b>
<b>Stand zum 1. Januar 2019</b>	<b>-77</b>
Unrealisierte Veränderung – Hedging-Reserve	-140
Unrealisierte Veränderung – Reserve für Hedging-Kosten	1
Ergebniswirksame Reklassifizierung	565
Ertragsteuern	1
<b>Stand zum 31. Dezember 2019<sup>1</sup></b>	<b>350</b>

<sup>1</sup> Enthält zum 31. Dezember 2019 -71 Mio € (2018: -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 2019 7.891 Mio € (2018: 7.122 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  $\pm 10$  Prozent würde zu einer theoretischen Minderung der Marktwerte um 16 Mio € beziehungsweise zu einem Anstieg um 12 Mio € führen.
- Die Bewertung von Wetterderivaten, die zur Absicherung von temperaturabhängigen Nachfrageschwankungen dienen, ist insbesondere von der Entwicklung der Temperaturen abhängig. Grundsätzlich erhöht sich bei steigenden Temperaturen und sonst gleichen Bedingungen der beizulegende Zeitwert, bei sinkenden Temperaturen verringert er sich. Annahmen darüber, dass die zukünftige Entwicklung in der verbleibenden Vertragslaufzeit der Derivate von den in der Vergangenheit beobachteten langfristigen Durchschnittstemperaturen abweicht, können nur für einen äußerst kurzen Zeitraum getroffen werden. Daher werden die beizulegenden Zeitwerte vor allem auf Basis der langfristigen durchschnittlichen Temperaturen bestimmt. Eine Veränderung der Temperatur um  $\pm 0,1$  °C würde zum Bilanzstichtag zu einem Anstieg des Marktwerts um 3 Mio € beziehungsweise zu einer Verringerung um 3 Mio € führen.

### (31) Zusätzliche Angaben zu Finanzinstrumenten

Die Buchwerte der Finanzinstrumente, die Aufteilung nach Bewertungskategorien gemäß IFRS 9, 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 2019

in Mio €	Buchwerte	Buchwerte im Anwendungsbereich des IFRS 7	Bewertungskategorien gemäß IFRS 9 <sup>1</sup>	Fair Value	Anhand von Börsenkursen ermittelt (Level 1)	Von Marktwerten abgeleitet (Level 2)
Beteiligungen	1.730	455	FVPL	455	66	–
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	1.189	817				
<i>Forderungen aus Finanzierungsleasing</i>	370	336	<i>n/a</i>	336		
<i>Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte</i>	819	481		481		
		341	AmC	341	1	160
		140	FVPL	140	–	–
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	17.912	13.231				
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	8.438	8.250	AmC			
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	3.049	3.049	FVPL	3.049	40	2.597
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	236	236	<i>n/a</i>	236	10	226
<i>Sonstige betriebliche Vermögenswerte</i>	6.189	1.696	AmC	1.700	3	95
Wertpapiere und Festgeldanlagen	3.550	3.550		3.550	3.031	520
		1.935	FVPL	1.935	1.511	424
		1.615	FVOCI	1.615	1.520	96
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	1.894	1.894	AmC			
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	511	511	AmC			
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	1.082	15	AmC	15		
<b>Summe Vermögenswerte</b>	<b>27.868</b>	<b>20.473</b>				
Finanzverbindlichkeiten	31.948	31.655				
<i>Anleihen</i>	27.059	27.059	AmC	29.935	28.679	1.256
<i>Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten</i>	1.138	1.138	AmC	1.147	70	64
<i>Leasingverbindlichkeiten</i>	3.144	3.133	<i>n/a</i>	3.232		
<i>Sonstige Finanzverbindlichkeiten</i>	607	325	AmC	325	1	92
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	24.625	17.496				
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</i>	8.782	8.709	AmC			
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	3.550	3.550	FVPL	3.550	65	3.158
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	1.439	1.439	<i>n/a</i>	1.439	25	1.414
<i>Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32<sup>2</sup></i>	2.069	2.069	AmC	2.069	–	–
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</i>	8.785	1.729	AmC	1.752	–	–
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	602	245				
		214	AmC	214		
		31	FVPL	31	–	31
<b>Summe Verbindlichkeiten</b>	<b>57.175</b>	<b>49.396</b>				

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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 2018

in Mio €	Buchwerte	Buchwerte im Anwendungsbereich des IFRS 7	Bewertungskategorien gemäß IFRS 9 <sup>1</sup>	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	<i>n/a</i>	305		
<i>Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte</i>	382	180	<i>AmC</i>	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	<i>AmC</i>			
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	1.367	1.367	<i>FVPL</i>	1.367	35	1.293
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	170	170	<i>n/a</i>	170	2	168
<i>Sonstige betriebliche Vermögenswerte</i>	1.486	416	<i>AmC</i>	416	–	–
Wertpapiere und Festgeldanlagen	3.014	3.014	–	3.014	2.415	599
		1.612	<i>FVPL</i>	1.612	1.302	310
		1.155	<i>FVOCI</i>	1.155	1.113	42
		247	<i>AmC</i>	247	–	247
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	3.924	3.924				
		3.226	<i>AmC</i>			
		698	<i>FVPL</i>	698	698	
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	659	659	<i>AmC</i>			
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	11.442	413				
		269	<i>AmC</i>	269		
		144	<i>FVPL</i>	144	1	69
<b>Summe Vermögenswerte</b>	<b>27.333</b>	<b>14.344</b>				
Finanzverbindlichkeiten	9.886	9.705				
<i>Anleihen</i>	8.958	8.958	<i>AmC</i>	11.116	11.116	–
<i>Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten</i>	138	138	<i>AmC</i>	138	58	20
<i>Leasingverbindlichkeiten</i>	327	327	<i>n/a</i>	427		
<i>Sonstige Finanzverbindlichkeiten</i>	463	282	<i>AmC</i>	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	<i>AmC</i>			
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	1.241	1.241	<i>FVPL</i>	1.241	36	1.205
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	1.172	1.172	<i>n/a</i>	1.172	2	1.170
<i>Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32<sup>2</sup></i>	289	289	<i>AmC</i>	289	–	–
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</i>	7.781	4.401	<i>AmC</i>	4.401	–	–
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	3.682	1.125				
		1.073	<i>AmC</i>	1.073		
		52	<i>FVPL</i>	52	–	36
<b>Summe Verbindlichkeiten</b>	<b>25.711</b>	<b>19.587</b>				

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).

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. Im Jahr 2019 wurden derivative Finanzinstrumente mit einem Fair Value von 39 Mio € aus dem Bewertungslevel 3 in

das Bewertungslevel 2 umgegliedert, da die Fair Values nicht mehr durch Bewertungsmethoden ermittelt werden, sondern sich von Marktwerten ableiten lassen.

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  $\pm 10$  Prozent würde zu einer theoretischen Minderung der Marktwerte um 52 Mio € beziehungsweise zu einem Anstieg um 64 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 1. Januar 2019	Käufe (inklusive Zugängen)	Verkäufe (inklusive Abgängen)	Abwicklung	Gewinne/ Verluste in der GuV	Umgliederungen		Gewinne/ Verluste im OCI	Stand zum 31. Dezember 2019
						in Level 3	aus Level 3		
Beteiligungen	110	332	-41	-	-11	-	-	-1	389
Derivative Finanzinstrumente	39	97	-	-3	-9	-	-39	-	85
<b>Summe</b>	<b>149</b>	<b>429</b>	<b>-41</b>	<b>-3</b>	<b>-20</b>	<b>-</b>	<b>-39</b>	<b>-1</b>	<b>474</b>

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 2019

in Mio €	Bruttobetrag	Verrechneter Betrag	Bilanzwert	Bedingter	Erhaltene/ Gegebene	Nettowert
				Saldierungs- betrag (Netting Agreements)	finanzielle Sicherheit	
<b>Finanzielle Vermögenswerte</b>						
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	8.250	-	8.250	-	-	8.250
Zins- und Währungsderivate	1.585	-	1.585	-	68	1.517
Commodity-Derivate	2.378	678	1.700	1.064	10	626
<b>Summe</b>	<b>12.213</b>	<b>678</b>	<b>11.535</b>	<b>1.064</b>	<b>78</b>	<b>10.393</b>
<b>Finanzielle Verbindlichkeiten</b>						
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	8.709	-	8.709	-	-	8.709
Zins- und Währungsderivate	2.802	-	2.802	-	461	2.341
Commodity-Derivate	2.865	678	2.187	1.029	178	980
<b>Summe</b>	<b>14.376</b>	<b>678</b>	<b>13.698</b>	<b>1.029</b>	<b>639</b>	<b>12.030</b>



**Aufrechnungsvereinbarung finanzieller Vermögenswerte  
 und Verbindlichkeiten zum 31. Dezember 2018**

in Mio €	Bruttobetrag	Verrechneter Betrag	Bilanzwert	Bedingter Saldierungsbetrag (Netting Agreements)	Erhaltene/ Gegebene finanzielle Sicherheit	Nettowert
<b>Finanzielle Vermögenswerte</b>						
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
<b>Summe</b>	<b>5.438</b>	<b>115</b>	<b>5.323</b>	<b>206</b>	<b>20</b>	<b>5.097</b>
<b>Finanzielle Verbindlichkeiten</b>						
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	–	–
<b>Summe</b>	<b>4.182</b>	<b>115</b>	<b>4.067</b>	<b>206</b>	<b>580</b>	<b>3.281</b>

Bei Zins- und Währungsderivaten sowie bei originären Finanzinstrumenten wird auf eine bilanzielle Aufrechnung verzichtet. Bei Commodity-Derivaten erfolgt eine verpflichtende bilanzielle Aufrechnung, wenn die Saldierungskriterien gemäß IAS 32.42 kumulativ erfüllt sind.

Transaktionen und Geschäftsbeziehungen, aus denen die dargestellten derivativen finanziellen Forderungen und finanziellen Verbindlichkeiten resultieren, werden größtenteils auf der Grundlage von Standardverträgen abgeschlossen, die im Falle einer Insolvenz eines Geschäftspartners eine Aufrechnung der offenen Transaktionen (Bedingte Saldierung) 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 Marktbeurteilung von Zins- und Währungsderivaten und sind in der Tabelle ausgewiesen. Die in der Tabelle ausgewiesenen Sicherheiten bei Commodity-Derivaten beziehen sich auf Variation Margin-Zahlungen.

In den beiden nachfolgenden Tabellen sind die vertraglich vereinbarten (undiskontierten) Mittelabflüsse der Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7 dargestellt:

### Cashflow-Analyse zum 31. Dezember 2019

in Mio €	Mittelabflüsse 2020	Mittelabflüsse 2021	Mittelabflüsse 2022–2024	Mittelabflüsse ab 2025
Anleihen	3.276	3.427	7.455	20.102
Commercial Paper	50	–	–	–
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	946	23	63	139
Leasingverbindlichkeiten	454	415	1.017	1.909
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.479	29	20	83
Finanzgarantien	8	–	–	–
<b>Mittelabflüsse Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>6.213</b>	<b>3.894</b>	<b>8.555</b>	<b>22.233</b>
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	8709	–	–	–
Derivate (mit/ohne Hedging-Beziehungen)	5.531	673	689	2.687
Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32	1.724	318	–	57
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	5.473	21	3	26
<b>Mittelabflüsse Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</b>	<b>21.437</b>	<b>1.012</b>	<b>692</b>	<b>2.770</b>
<b>Mittelabflüsse Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7</b>	<b>27.650</b>	<b>4.906</b>	<b>9.247</b>	<b>25.003</b>

### Cashflow-Analyse zum 31. Dezember 2018

in Mio €	Mittelabflüsse 2019	Mittelabflüsse 2020	Mittelabflüsse 2021–2023	Mittelabflüsse ab 2024
Anleihen	1.430	1.749	1.739	8.801
Commercial Paper	–	–	–	–
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	86	5	13	42
Leasingverbindlichkeiten	52	45	115	255
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	436	23	1	1
Finanzgarantien	8	–	–	–
<b>Mittelabflüsse Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>2.012</b>	<b>1.822</b>	<b>1.868</b>	<b>9.099</b>
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
<b>Mittelabflüsse Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</b>	<b>9.573</b>	<b>690</b>	<b>909</b>	<b>2.662</b>
<b>Mittelabflüsse Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7</b>	<b>11.585</b>	<b>2.512</b>	<b>2.777</b>	<b>11.761</b>

Finanzgarantien wurden in einem Nominalvolumen von 8 Mio € (2018: 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 € (2018: 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 2019 wurden alle Covenants eingehalten.

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

Das Nettoergebnis der Finanzinstrumente nach Bewertungskategorien gemäß IFRS 9 stellt sich wie folgt dar:

### Nettoergebnis nach Bewertungskategorien

in Mio €	2019	2018
Finanzielle Vermögenswerte Amortized Cost	189	-25
Finanzielle Verbindlichkeiten Amortized Cost	-1.059	-659
Fair Value through P&L	-136	711
Fair Value through OCI	41	65
<b>Summe</b>	<b>-965</b>	<b>92</b>

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.

### 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 2019 wie folgt entwickelt:

### Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen

in Mio €	2019	2018
<b>Stand zum 1. Januar</b>	<b>-805</b>	<b>-803</b>
Abgänge	136	150
Wertminderungen	-283	-160
Sonstiges <sup>1</sup>	-5	8
<b>Stand zum 31. Dezember</b>	<b>-957</b>	<b>-805</b>

<sup>1</sup> 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 2019 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 2019 vorhandenen Wertminderungsstufen entnommen werden:

#### Ausfallrisiko für Vermögenswerte, für die Ratinginformationen vorliegen

in Mio €	Stufe 1 –12 month ECL		Lifetime-ECL Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	
	2019	2018	2019	2018
Brutto-Buchwert Investment Grade	6.829	5.374	1.682	1.867
Brutto-Buchwert Non Investment Grade	68	43	92	37
Brutto-Buchwert Default Grade	–	–	622	6
<b>Summe</b>	<b>6.897</b>	<b>5.417</b>	<b>2.396</b>	<b>1.910</b>

Die Ausfallrisiken der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, 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 Lieferungen und Leistungen	
	2019	2018	2019	2018
Nicht fällig	5.279	1.923	41	31
Überfällig	1.427	388	254	109
<i>bis 30 Tage</i>	389	129	18	5
<i>von 31 bis 60 Tage</i>	130	47	10	6
<i>von 61 bis 90 Tage</i>	75	21	10	4
<i>von 91 bis 180 Tage</i>	188	38	29	8
<i>über 180 Tage</i>	645	153	187	86
<b>Summe</b>	<b>6.706</b>	<b>2.311</b>	<b>295</b>	<b>140</b>

## 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.

Aufgrund rechtlicher Beschränkungen sind die innogy SE und Tochtergesellschaften von innogy aktuell nicht vollständig ins konzernweite Risikomanagement von E.ON eingebunden. Risiken von innogy werden zusätzlich durch die innogy SE gesteuert und an E.ON berichtet. Zur Steuerung und Quantifizierung ihrer Risiken nutzt innogy teilweise separate IT-Systeme.

### 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 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 und grundsätzlich dazu verpflichtet, ihre Währungsrisiken über die E.ON SE abzusichern. Die E.ON SE übernimmt die konzernweite Koordination der Absicherungsmaßnahmen der Konzerngesellschaften und setzt bei Bedarf externe derivative Finanzinstrumente ein. Sie kann angelegte Fremdwährungspositionen entweder unmittelbar komplett beziehungsweise teilweise durch externe Geschäfte schließen oder die Position innerhalb genehmigter Limite offenhalten. Der Ein-Tages-Value-at-Risk (95 Prozent Konfidenz) für transaktionale Fremdwährungspositionen betrug zum 31. Dezember 2019 1,1 Mio €. Im Vorjahr wurde der Ein-Tages-Value-at-Risk (99 Prozent Konfidenz) aus der Währungsumrechnung von Geldanlagen und -aufnahmen in Fremdwährung zuzüglich Fremdwährungsderivaten berichtet. Dieser Wert betrug per Ende 2018 67 Mio €. Grund für die Methodenänderung ist die Harmonisierung der verwendeten Risikomaße zur Quantifizierung von Risiken im Fremdwährungsbereich bei E.ON und innogy.

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 gesichert.

### 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 2019 der Anteil der variabel verzinsten Finanzverbindlichkeiten 10 Prozent (2018: 0 Prozent). Das Volumen der Finanzverbindlichkeiten mit Zinsfestschreibung würde unter sonst gleichen Umständen von 25,8 Mrd € zum Jahresende 2019 auf 24,2 Mrd € im Jahr 2020 und 21,5 Mrd € im Jahr 2021 abnehmen. Die effektive Zinsduration der Finanzverbindlichkeiten nach Berücksichtigung von Zinsderivaten betrug 10,1 Jahre zum 31. Dezember 2019 (2018: 13,5 Jahre). Die volumengewichtete Durchschnittsverzinsung der Finanzverbindlichkeiten nach Berücksichtigung von Zinsderivaten betrug 3,8 Prozent zum 31. Dezember 2019 (2018: 5,3 Prozent).

Der E.ON-Konzern hielt zum 31. Dezember 2019 Zinsderivate mit einem Nennwert von 4.306 Mio € (2018: 4.495 Mio €).

Eine Sensitivitätsanalyse wurde für das kurzfristige und variabel verzinsliche Fremdkapital unter Einbeziehung entsprechender Sicherungen sowohl des Zins- als auch des Währungsrisikos durchgeführt. Diese Kennzahl wird für das interne Risikocontrolling verwendet und spiegelt die ökonomische Position des E.ON-Konzerns wider. Eine Veränderung des Zinsniveaus um  $\pm 1$  Prozentpunkt (über alle Währungen) würde die Zinsbelastung im Folgejahr um  $\pm 59,3$  Mio € erhöhen beziehungsweise verringern (2018:  $\pm 8,0$  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 sowie grüne 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 2019 war für den Berichtszeitraum 2020 bis 2022 die offene Position aus der Beschaffung der Märkte in Deutschland, Großbritannien, Tschechien, Schweden, Rumänien, Ungarn und den innogy-Gesellschaften pro Commodity jeweils nicht über 4.100 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 2019 vor allem strom- und gasbezogene Derivate mit einem Nennwert von 32.831 Mio € (2018: 4.076 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.

Commodity-Risiken bei den innogy-Vertriebsgesellschaften, werden gemäß den Absicherungsvorgaben der innogy SE abgesichert. Commodity-Risiken werden über Limite begrenzt. Konzernweit geltende Richtlinien geben klare Strukturen und Prozesse dafür vor, wie mit Commodity-Risiken umzugehen ist, diese sind konsistent mit den grundsätzlichen Anforderungen für das Commodity-Risiko Management innerhalb des E.ON-Konzerns.

Monatlich findet eine Berichterstattung über die konzernweite Entwicklung der Risiken und offenen Positionen aus dem Commodity-Bereich sowohl für die E.ON- als auch für die innogy-Portfolien 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 regelmäßig 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 1.481 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 1.073 Mio € (2018: 630 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 2019 vorwiegend von inländischen Konzerngesellschaften Kapitalanlagen in Höhe von insgesamt 3,5 Mrd € (2018: 1,4 Mrd €) gehalten. Der Anstieg um 2,1 Mrd € ist auf den Zugang von Vermögensanlagen der innogy-Gesellschaften zurückzuführen.

Für dieses Finanzvermögen wird eine „Akkumulationsstrategie“ (Total-Return-Ansatz) verfolgt, mit einer breiten Diversifikation über unterschiedliche Assetklassen wie Geldmarkt, Renten, Aktien und alternative 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 109 Mio € (2018: 54 Mio €). Der Anstieg resultiert im Wesentlichen aus den oben genannten zusätzlichen Vermögensanlagen und weniger aus einer geänderten Marktlage oder Risikonahme.

Zum 31. Dezember 2018 befand sich die Versorgungskasse Energie VVaG in Liquidation (VKE i. L.) und verwaltete zu diesem Zeitpunkt noch Finanzanlagen in Höhe von 78,8 Mio €. Die Gesellschaft wurde zum 30. Juni 2019 entkonsolidiert.

**(32) Leasing****E.ON als Leasingnehmer**

Leasingverhältnisse, bei denen E.ON als Leasingnehmer auftritt, werden seit 2019 nach dem Nutzungsrechtsmodell gemäß IFRS 16 erfasst. Die Erstanwendung des Standards erfolgte nach der modifiziert retrospektiven Methode. Die Nutzungsrechte zum 1. Januar 2019 umfassen neben umgegliederten, bislang als Finance-Leasingverhältnisse klassifizierten Vereinbarungen mit einem Barwert von 327 Mio € auch erstmals bilanzierte bisherige Operating-Leasingverhältnisse mit einem Barwert von 536 Mio € nach Berücksichtigung von Vorauszahlungen und Abgrenzungen (vergleiche Textziffer 2). Eine tabellarische Darstellung der Entwicklung der Vermögenswerte im Berichtsjahr ist der Textziffer 14 zu entnehmen. Im Berichtsjahr führten der Abschluss von neuen Vereinbarungen und die Abbildung von Schätzungsänderungen sowie Modifikationen zu einem Zugang in Höhe von 374 Mio €. Die Abschreibungen der Nutzungsrechte in Höhe von 229 Mio € teilen sich nach Assetklassen wie folgt auf:

**Nutzungsrechte<sup>1</sup>**

in Mio €	Abschreibungen 2019
Bebaute und unbebaute Grundstücke	100
Netze und Netzanlagen	81
Speicher und Produktionskapazitäten	2
Technische Anlagen und Maschinen	3
Fuhrpark, Betriebs- und Geschäftsausstattung	43

<sup>1</sup> neue Positionen durch Einführung von IFRS 16, keine Vorjahreszahlen

E.ON tritt als Leasingnehmer insbesondere in den Bereichen Grundstücke und Gebäude, Netze sowie Fuhrpark in Erscheinung. Zur Sicherstellung der unternehmerischen Flexibilität werden insbesondere für Immobilienleasingverhältnisse Verlängerungs- und Kündigungsoptionen vereinbart. Bei der Bestimmung der Vertragslaufzeiten werden sämtliche Umstände und Tatsachen berücksichtigt, die einen Einfluss auf die Ausübung einer Verlängerungsoption oder Nicht-Ausübung einer Kündigungsoption haben. Bei der Bestimmung der Leasingverbindlichkeit und korrespondierend der Nutzungsrechte werden alle hinreichend sicheren Zahlungsmittelabflüsse berücksichtigt. Zum 31. Dezember 2019 wurden mögliche zukünftige Mittelabflüsse in Höhe von 322 Mio € nicht in der Leasingverbindlichkeit berücksichtigt, da nicht hinreichend sicher ist, dass die Leasingverträge verlängert beziehungsweise nicht gekündigt werden. Variable Leasingzahlungen fallen nur in unwesentlichem Umfang an und Restwertgarantien werden von E.ON grundsätzlich nicht abgegeben. Aus Leasingverhältnissen, die E.ON als Leasingnehmer eingegangen ist, die aber noch nicht begonnen haben, ergeben sich

künftige mögliche Zahlungsmittelabflüsse in Höhe von 556 Mio €. Die bestehenden Leasingverbindlichkeiten enthalten keine Covenants-Klauseln, die an bilanzielle Kennzahlen gekoppelt sind.

Den Nutzungsrechten in Höhe von 3.109 Mio € stehen zum Bilanzstichtag 31. Dezember 2019 Leasingverbindlichkeiten mit einem Barwert von 3.144 Mio € gegenüber. Der Ausweis erfolgt unter den Finanzverbindlichkeiten (vergleiche Textziffer 26); der kurzfristige Anteil der Leasingverbindlichkeiten beträgt 411 Mio €. Die Fälligkeitsstruktur der zukünftigen Zahlungsverpflichtungen aus Leasingverträgen ist der Textziffer 31 zu entnehmen.

Aufgrund der in Anspruch genommen Erleichterungsvorschriften ist der Ansatz eines Nutzungsrechts bei geringwertigen Leasingverhältnissen und Leasingverhältnissen mit einer Laufzeit von weniger als zwölf Monaten nicht notwendig. Stattdessen wird ein Leasingaufwand erfasst. Folgende Beträge werden im Geschäftsjahr in der Gewinn- und Verlustrechnung im Zusammenhang mit Leasingverhältnissen ausgewiesen:

**E.ON als Leasingnehmer – Effekte in der Gewinn- und Verlustrechnung<sup>1</sup>**

in Mio €	2019
Aufwand für kurzfristige Vereinbarungen mit einer Laufzeit von weniger als 12 Monaten	18
Aufwand für Leasingverhältnisse von geringem Wert, die nicht in den o.g. kurzfristigen Leasingverhältnissen enthalten sind	16
Aufwand aus variablen Leasingraten	2
Zinsaufwendungen für Leasingverbindlichkeiten	49
Erträge aus Subleasingverhältnissen	1
Gewinn/Verlust aus Sale-and-Leaseback-Transaktionen	-

<sup>1</sup> neue Positionen durch Einführung von IFRS 16, keine Vorjahreszahlen

Die für das nächste Berichtsjahr eingegangenen Verpflichtungen aus kurzfristigen Vereinbarungen mit einer Laufzeit von weniger als zwölf Monaten weichen nicht wesentlich von den Aufwendungen des aktuellen Berichtsjahres ab.

Im Berichtsjahr ergab sich ein Zahlungsmittelabfluss aus Leasingvereinbarungen von insgesamt 377 Mio €, der mit einem Betrag von 85 Mio € dem operativen Cashflow zugerechnet wird. Darin enthalten sind der Leasingaufwand für die kurzfristigen und geringwertigen Leasingvereinbarungen sowie der Aufwand aus variablen Leasingraten und der Zinsaufwand der Periode. Die Zahlungen, die der Tilgung der Leasingverbindlichkeit zugerechnet werden, sind im Cashflow aus Finanzierungstätigkeit in Höhe von 292 Mio € erfasst.

## E.ON als Leasinggeber

In geringem Umfang agiert E.ON auch als Leasinggeber. Im Bereich der Finance-Leasingverhältnisse werden technische Anlagen, insbesondere Erzeugungsanlagen, den Kunden zur Nutzung überlassen. Im Bereich der Operating-Leasingverhältnisse sind die Vermögenswerte, die zur Nutzung überlassen werden, im Wesentlichen Immobilien, Wärme- und Elektrizitätserzeugungsanlagen sowie Leitungen zuzurechnen. Es bestehen keine wesentlichen Risiken im Zusammenhang mit zurückbehaltenen Rechten an den zeitweise zur Nutzung überlassenen

Vermögenswerten, sodass besondere Risikomanagementstrategien nicht notwendig sind. Nur vereinzelt werden als zusätzliche Absicherung Restwertgarantien vertraglich vereinbart.

Der Barwert der Mindestleasingzahlungen wird unter den Forderungen aus Finance-Leasingverhältnissen ausgewiesen. Der kurzfristige Anteil beträgt 50 Mio € (vergleiche Textziffer 17). Im Berichtszeitraum hat sich keine wesentliche Änderung der Nettoinvestition ergeben. Die Nominal- und Barwerte der Leasingzahlungen weisen die folgenden Fälligkeiten auf:

### E.ON als Leasinggeber – Finanzierungsleasing<sup>1</sup>

in Mio €	Nicht diskontierte Leasingzahlungen	Noch nicht realisierter Zinsertrag	Abgezinsten nicht garantierter Restwert	Barwert der Mindest- leasingzahlungen
	2019	2019	2019	2019
Fälligkeit bis 1 Jahr	79	29	–	50
Fälligkeit über 1 Jahr bis 2 Jahre	75	25	–	50
Fälligkeit über 2 Jahre bis 3 Jahre	68	20	–	48
Fälligkeit über 3 Jahre bis 4 Jahre	63	16	–	47
Fälligkeit über 4 Jahre bis 5 Jahre	56	12	–	44
Fälligkeit über 5 Jahre	143	27	15	131
<b>Summe</b>	<b>484</b>	<b>129</b>	<b>15</b>	<b>370</b>

<sup>1</sup> neue Positionen durch Einführung von IFRS 16, keine Vorjahreszahlen

Für die Berichtsperiode ergeben sich die folgenden Auswirkungen aus der Leasinggebertätigkeit:

aus Finance-Leasingverhältnissen aus variablen Leasingraten. Die Zahlungseingänge, die als Finanzierungserträge aus der Nettoinvestition erfasst werden, erhöhen den operativen Cashflow.

### E.ON als Leasinggeber – Effekte in der Gewinn- und Verlustrechnung<sup>1</sup>

in Mio €	2019
<b>Finance-Leasingverhältnisse</b>	
Gewinn/Verlust aus der Veräußerung von Vermögenswerten	–
Finanzierungserträge aus der Nettoinvestition	11
Erträge aus variablen Leasingraten	1
<b>Operating-Leasingverhältnisse</b>	
Erträge aus Leasing	69
davon Erträge aus variablen Leasingraten	–

<sup>1</sup> neue Positionen durch Einführung von IFRS 16, keine Vorjahreszahlen

Das Ergebnis aus der Veräußerung von Vermögenswerten ist zahlungswirksam. Die Zahlungsmittelzuflüsse aus Operating-Leasingverhältnissen werden dem operativen Cashflow vor Zinsen und Steuern zugerechnet. Entsprechendes gilt für Zuflüsse

Aus bestehenden Operating-Leasingverhältnissen werden künftig die folgenden Einzahlungen erwartet:

### E.ON als Leasinggeber – Operating Lease<sup>1</sup>

in Mio €	Nicht diskontierte Leasingzahlungen
	2019
Fälligkeit bis 1 Jahr	86
Fälligkeit über 1 Jahr bis 2 Jahre	72
Fälligkeit über 2 Jahre bis 3 Jahre	62
Fälligkeit über 3 Jahre bis 4 Jahre	55
Fälligkeit über 4 Jahre bis 5 Jahre	49
Fälligkeit über 5 Jahre	123
<b>Summe</b>	<b>447</b>

<sup>1</sup> neue Positionen durch Einführung von IFRS 16, keine Vorjahreszahlen

### (33) 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 Leasingverpflichtungen aus Rückpachtmodellen sowie aus dem Liefer- und Leistungsverkehr. Weiterhin sind als nahestehende Unternehmen auch Gemeinschaftsunternehmen sowie nicht vollkonsolidierte Tochterunternehmen berücksichtigt. Mit nahestehenden Unternehmen wurden Transaktionen getätigt, die sich im Berichts- und Vorjahr wie folgt ausgewirkt haben:

#### Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen

in Mio €	2019	2018
<b>Erträge</b>	<b>676</b>	<b>1.379</b>
Assoziierte Unternehmen	542	1.224
Gemeinschaftsunternehmen	38	11
Sonstige nahestehende Unternehmen	96	144
<b>Aufwendungen</b>	<b>560</b>	<b>2.496</b>
Assoziierte Unternehmen	216	2.112
Gemeinschaftsunternehmen	107	4
Sonstige nahestehende Unternehmen	237	380
<b>Forderungen</b>	<b>627</b>	<b>374</b>
Assoziierte Unternehmen	456	166
Gemeinschaftsunternehmen	9	3
Sonstige nahestehende Unternehmen	162	205
<b>Verbindlichkeiten</b>	<b>1.278</b>	<b>1.013</b>
Assoziierte Unternehmen	726	568
Gemeinschaftsunternehmen	177	15
Sonstige nahestehende Unternehmen	375	430
<b>Rückstellungen</b>	<b>31</b>	<b>20</b>
Assoziierte Unternehmen	26	20
Sonstige nahestehende Unternehmen	5	-

Im Jahr 2019 erzielte 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.

Im ersten Halbjahr 2018 wurden Umsätze in Höhe von 820 Mio €, Zinserträge von 0 Mio € sowie sonstige Erträge von 100 Mio €, sonstige Aufwendungen in Höhe von 1.957 Mio € und Zinsaufwendungen in Höhe von 6 Mio € mit den Gesellschaften der Uniper-Gruppe bis zu deren Veräußerung an Fortum erzielt.

In den Verbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen sind zum Bilanzstichtag 21 Mio € (2018: 48 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 (2018: 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 10,3 Mio € (2018: 11,1 Mio €) und für Leistungen nach Beendigung des Dienstverhältnisses 2,6 Mio € (2018: 2,3 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 Verluste in Höhe von 1,4 Mio € (2018: versicherungsmathematische Gewinne in Höhe von 0,4 Mio €) zu berücksichtigen.

Der nach den Maßgaben von IFRS 2 ermittelte Aufwand für die im Geschäftsjahr bestehenden Zusagen aus aktienbasierten Vergütungen beträgt 5,4 Mio € (2018: 3,6 Mio €).

Zum Bilanzstichtag beliefen sich die Rückstellungen für diese Zusagen auf 14,5 Mio € (2018: 12,8 Mio €).

Die Mitglieder des Aufsichtsrats erhielten im Berichtsjahr für ihre Tätigkeit eine Vergütung von 4,3 Mio € (2018: 4,1 Mio €). Den Arbeitnehmervertretern des Aufsichtsrats wurde im Rahmen der bestehenden Arbeitsverträge mit Tochtergesellschaften eine Vergütung in Höhe von insgesamt 0,6 Mio € (2018: 0,5 Mio €) gezahlt.

Detaillierte und individualisierte Angaben hinsichtlich der Vergütung finden sich im Vergütungsbericht auf den Seiten 70 bis 85.

## (34) Segmentberichterstattung

### Beschreibung der Segmente

Der von der Konzernleitung in Essen geführte E.ON-Konzern ist in die nachfolgend beschriebenen acht 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.

#### 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 Business Solutions sowie das Wärmegeschäft in Deutschland zusammengefasst.

#### innogy

Das Segment innogy umfasst insbesondere das Netz- und Vertriebsgeschäft sowie die Holdingfunktionen und internen Dienstleister der im September 2019 übernommenen innogy-Gruppe. Netzgeschäft betreibt innogy vor allem in Deutschland, Polen, Ungarn und Kroatien. Vertriebsgeschäft unterhält innogy insbesondere in den Märkten Deutschland, Großbritannien, Niederlande, Belgien, Ungarn und Polen.

#### Erneuerbare Energien

Das Segment Erneuerbare Energien beinhaltet die Aktivitäten zur Erzeugung aus Windkraftanlagen (Onshore- und Offshore-) sowie aus Fotovoltaikanlagen.

Im Zusammenhang mit der innogy-Übernahme hat E.ON unter anderem den größten Teil des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien an RWE übertragen. Die übergegangenen Geschäfte wurden im E.ON-Konzernabschluss seit dem 30. Juni 2018 als nicht fortgeführte Aktivität gemäß IFRS 5 ausgewiesen (vergleiche Textziffer 4 für weitere Informationen).

Für Zwecke der internen Steuerung wurden diese Aktivitäten weiterhin vollständig in die relevanten Steuerungsgrößen einbezogen. Die Darstellung der steuerungsrelevanten Kennzahlen und des Umsatzes 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 204, 205 und 207.

#### Nicht-Kerngeschäft

Im Segment Nicht-Kerngeschäft werden die nicht strategischen Aktivitäten des E.ON-Konzerns geführt. Dies betrifft den Betrieb und Rückbau 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. Weitere Informationen zur Uniper-Gruppe befinden sich in Textziffer 4.

## Segmentinformationen nach Bereichen

in Mio €	Energienetze						Kundenlösungen					
	Deutschland		Schweden		Zentraleuropa Ost/Türkei		Deutschland Vertrieb		Großbritannien		Sonstige	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Außenumsatz	4.790	4.819	1.018	978	670	598	7.178	6.678	7.626	7.574	7.951	7.244
Innenumsatz	1.473	1.424	6	11	913	939	135	120	57	59	332	312
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>6.263</b>	<b>6.243</b>	<b>1.024</b>	<b>989</b>	<b>1.583</b>	<b>1.537</b>	<b>7.313</b>	<b>6.798</b>	<b>7.683</b>	<b>7.633</b>	<b>8.283</b>	<b>7.556</b>
<b>Abschreibungen<sup>1</sup></b>	<b>-644</b>	<b>-593</b>	<b>-153</b>	<b>-150</b>	<b>-239</b>	<b>-232</b>	<b>-39</b>	<b>-33</b>	<b>-122</b>	<b>-95</b>	<b>-210</b>	<b>-183</b>
<b>Bereinigtes EBIT</b>	<b>921</b>	<b>895</b>	<b>539</b>	<b>498</b>	<b>428</b>	<b>451</b>	<b>159</b>	<b>160</b>	<b>11</b>	<b>142</b>	<b>143</b>	<b>111</b>
<i>darin Equity-Ergebnis<sup>2</sup></i>	62	69	-	-	116	97	-	-	-	-	12	10
<b>Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern</b>	<b>770</b>	<b>1.559</b>	<b>718</b>	<b>771</b>	<b>770</b>	<b>652</b>	<b>166</b>	<b>273</b>	<b>-86</b>	<b>92</b>	<b>199</b>	<b>211</b>
<b>Investitionen</b>	<b>947</b>	<b>802</b>	<b>313</b>	<b>341</b>	<b>395</b>	<b>454</b>	<b>63</b>	<b>35</b>	<b>154</b>	<b>207</b>	<b>507</b>	<b>395</b>

1 bereinigt um nicht operative Effekte

2 Wertminderungen und Wertaufholungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen werden nach IFRS im Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen beziehungsweise im Finanzergebnis erfasst, diese Effekte sind nicht Bestandteil des bereinigten EBIT.

3 operatives Geschäft einschließlich der gemäß IFRS 5 in nicht fortgeführte Aktivitäten umgliederten und zum 18. September 2019 entkonsolidierten 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		Umgliederte Aktivitäten im Segment Erneuerbare Energien <sup>1</sup>		E.ON-Konzern (fortgeführte Aktivitäten)	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>41.484</b>	<b>30.084</b>	<b>-481</b>	<b>-688</b>	<b>41.003</b>	<b>29.396</b>

1 entkonsolidiert zum 18. September 2019

	Nicht-Kerngeschäft															
	innogy		Erneuerbare Energien <sup>3</sup>		PreussenElektra				Erzeugung Türkei		Konzernleitung/ Sonstiges		Konsolidierung		E.ON-Konzern <sup>3</sup>	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018		
	10.381	-	682	784	1.174	1.370	-	-	14	38	-	1	41.484	30.084		
	63	-	914	970	-	-	-	-	608	606	-4.501	-4.441	0	0		
	<b>10.444</b>	-	<b>1.596</b>	<b>1.754</b>	<b>1.174</b>	<b>1.370</b>	-	-	<b>622</b>	<b>644</b>	<b>-4.501</b>	<b>-4.440</b>	<b>41.484</b>	<b>30.084</b>		
	<b>-335</b>	-	<b>-281</b>	<b>-340</b>	<b>-251</b>	<b>-157</b>	-	-	<b>-53</b>	<b>-72</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>-2.323</b>	<b>-1.851</b>		
	<b>421</b>	-	<b>347</b>	<b>521</b>	<b>292</b>	<b>399</b>	<b>74</b>	<b>-17</b>	<b>-107</b>	<b>-153</b>	<b>7</b>	<b>-18</b>	<b>3.235</b>	<b>2.989</b>		
	55	-	56	44	51	53	74	-17	70	65	-1	-1	495	320		
	<b>1.277</b>	-	<b>690</b>	<b>657</b>	<b>313</b>	<b>199</b>	-	-	<b>-413</b>	<b>-328</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>4.407</b>	<b>4.087</b>		
	<b>878</b>	-	<b>722</b>	<b>1.037</b>	<b>207</b>	<b>15</b>	-	<b>154</b>	<b>1.305</b>	<b>86</b>	<b>1</b>	<b>-3</b>	<b>5.492</b>	<b>3.523</b>		

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

### Überleitung des operativen Cashflows

in Mio €	2019	2018
<b>Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern</b>	<b>4.407</b>	<b>4.087</b>
Zinszahlungen	-740	-606
Ertragsteuerzahlungen	-754	-628
Umgegliedertes innogy-Geschäft in Tschechien (operativer Cashflow aus der Geschäftstätigkeit)	52	-
<b>Operativer Cashflow aus der Geschäftstätigkeit</b>	<b>2.965</b>	<b>2.853</b>
Umgegliedertes Geschäft Erneuerbare Energien <sup>1</sup>	-100	-558
Umgegliedertes innogy-Geschäft in Tschechien	-52	-
<b>Operativer Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>2.813</b>	<b>2.295</b>

<sup>1</sup> entkonsolidiert zum 18. September 2019

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 €	2019	2018
<b>Investitionen</b>	<b>5.492</b>	<b>3.523</b>
Umgegliedertes Geschäft Erneuerbare Energien <sup>1</sup>	-708	-1.036
<b>Investitionen fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>4.784</b>	<b>2.487</b>

<sup>1</sup> entkonsolidiert zum 18. September 2019

Das in den Segmentinformationen nach Bereichen ausgewiesene Equity-Ergebnis entfällt in Höhe von 57 Mio € (2018: 44 Mio €) auf die nicht fortgeführten und zum 18. September 2019 entkonsolidierten Aktivitäten im Segment Erneuerbare Energien.

## 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. Darüber hinaus werden Effekte aus der stichtagsbezogenen Bewertung bestimmter Rückstellungen im neutralen Ergebnis ausgewiesen.

Zudem werden im bereinigten EBIT auch die Ergebnisbeiträge der nicht fortgeführten und zum 18. September 2019 entkonsolidierten 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 wurde diese jedoch weitergeführt und ist dann ebenfalls im bereinigten EBIT enthalten. Analog zur Behandlung der Effekte aus der Equity-Fortschreibung wurden die planmäßigen Abschreibungen im nicht fortgeführten Geschäftsbereich, die grundsätzlich gemäß IFRS 5 auszusetzen sind, weitergeführt und im bereinigten EBIT ausgewiesen.

Im Geschäftsjahr 2019 gingen die Netto-Buchgewinne deutlich zurück. Sie umfassen vor allem die Effekte aus der Entkonsolidierung der PEGI als Muttergesellschaft der Nord Stream. Im Vorjahr waren noch die positiven Effekte aus der Veräußerung der Uniper-Beteiligung, von Hamburg Netz sowie von E.ON Gas Sverige und gegenläufig das insgesamt negative Abgangsergebnis aus dem Börsengang von Enerjisa Enerji enthalten. Zusätzlich lagen die Erträge aus dem Abgang von Wertpapieren unter dem Wert des Vorjahres.

Die Aufwendungen für Restrukturierung lagen deutlich über dem Niveau des Berichtszeitraums 2018 und enthielten im Jahr 2019 vor allem Aufwendungen im Zusammenhang mit dem Erwerb von innogy. Enthalten sind auch die Aufwendungen im Rahmen der eingeleiteten Restrukturierungsmaßnahmen in Deutschland sowie ab dem Erwerbszeitpunkt bei npower, dem britischen Vertriebsgeschäft von innogy.

Aus derivativen Finanzinstrumenten resultierte im Geschäftsjahr 2019 ein nicht operativer Effekt von -707 Mio € (Vorjahr: +610 Mio €). Negative Effekte ergaben sich im Berichtszeitraum 2019 vor allem aus der Absicherung von Preisschwankungen, insbesondere im Geschäftsfeld Kundenlösungen, und durch die Marktbewertung der Derivate im Segment innogy. Der Wert im Jahr 2018 war im Wesentlichen auf derivative Finanzinstrumente im Zusammenhang mit vertraglichen Rechten und Pflichten aus der Veräußerung der Uniper-Anteile zurückzuführen. Darüber hinaus werden alle Effekte, die sich aus sogenannten „Failed Own Use“-Verträgen (vergleiche Textziffer 2 für weitere Informationen) im nicht operativen Ergebnis ergeben, in der Position „Effekte aus derivativen Finanzinstrumenten“ zusammengefasst.

Im Berichtszeitraum 2019 fielen Wertberichtigungen insbesondere in den Bereichen Kundenlösungen in Großbritannien, Energienetze Deutschland und innogy an. Im Vorjahr wurden Wertberichtigungen vor allem im Bereich Kundenlösungen in Großbritannien und E.ON Business Solutions vorgenommen.

Effekte aus der Folgebewertung von stillen Reserven und Lasten im Zusammenhang mit der vorläufigen innogy-Kaufpreisverteilung und neu zu erfassende Effekte aus der Bewertung finanzieller Vermögenswerte im Segment innogy werden separat ausgewiesen. Letztere werden sich in Folgeperioden ausgleichen.

Das sonstige nicht operative Ergebnis lag auf dem Niveau des Vorjahres und enthält im Jahr 2019 unter anderem positive Effekte aus realisierten Sicherungsgeschäften für bestimmte Währungsrisiken.



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 €	2019	2018
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern</b>	<b>1.351</b>	<b>3.953</b>
Beteiligungsergebnis	58	44
<b>EBIT</b>	<b>1.409</b>	<b>3.997</b>
<b>Nicht operative Bereinigungen</b>	<b>1.526</b>	<b>-1.521</b>
<i>Netto-Buchgewinne/-Buchverluste</i>	-366	-857
<i>Aufwendungen für Restrukturierung</i>	819	64
<i>Effekte aus derivativen Finanzinstrumenten</i>	707	-610
<i>Wertberichtigungen (+)/Wertaufholungen (-)</i>	275	61
<i>Fortschreibung stiller Reserven (-) und Lasten (+) aus der innogy-Transaktion</i>	252	-
<i>Sonstiges nicht operatives Ergebnis</i>	-161	-179
Umgegliedertes Geschäft Erneuerbare Energien (bereinigtes EBIT)	300	513
<b>Bereinigtes EBIT</b>	<b>3.235</b>	<b>2.989</b>
Wertberichtigungen (+)/Wertaufholungen (-)	66	45
Planmäßige Abschreibungen	1.986	1.475
Umgegliedertes Geschäft Erneuerbare Energien (planmäßige Abschreibungen, Wertberichtigungen und Wertaufholungen)	271	331
<b>Bereinigtes EBITDA</b>	<b>5.558</b>	<b>4.840</b>

Eine weitere Erläuterung zur Überleitung vom Konzernüberschuss auf das bereinigte EBIT erfolgt auf der Seite 27 im zusammengefassten Lagebericht.

### Zusätzliche Angaben auf Unternehmensebene

Der Außenumsatz nach Produkten teilt sich wie folgt auf:

#### Segmentinformationen nach Produkten

in Mio €	2019	2018
Strom	30.166	22.456
Gas	8.178	5.799
Sonstige	3.140	1.829
<b>Summe</b>	<b>41.484</b>	<b>30.084</b>

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	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Außenumsatz nach Sitz des Kunden	20.198	13.224	10.068	7.702	2.176	2.209	8.758	6.667	284	282	41.484	30.084
Außenumsatz nach Sitz der Gesellschaften	19.281	13.653	10.713	7.740	2.138	2.203	9.057	6.208	295	280	41.484	30.084
Immaterielle Vermögenswerte	1.634	600	355	287	183	145	1.947	1.130	19	-	4.138	2.162
Nutzungsrechte	2.718	-	126	-	48	-	214	-	3	-	3.109	-
Sachanlagen	25.135	9.557	697	620	4.762	4.593	5.235	3.287	3	-	35.832	18.057
At equity bewertete Unternehmen	3.192	787	461	-	70	71	1.509	1.745	-	-	5.232	2.603

Aus der Kundenstruktur des Konzerns ergibt sich ein Schwerpunkt für die Region Deutschland. Darüber hinaus ergeben sich keine wesentlichen Konzentrationen auf bestimmte geographische 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.

## (35) Organbezüge

### Aufsichtsrat

Die Gesamtbezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats betragen 4,3 Mio € (2018: 4,1 Mio €).

Im Geschäftsjahr 2019 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 84 und 85 dargestellt.

Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Aufsichtsrats finden sich auf den Seiten 240 und 241.

### Vorstand

Die Gesamtbezüge des Vorstands betragen 15,6 Mio € (2018: 15,9 Mio €) und enthalten die Grundvergütung, die Tantieme, die sonstigen Bezüge sowie die aktienbasierte Vergütung.

Die Mitglieder des Vorstands haben im Jahr 2019 virtuelle Aktien der dritten Tranche des E.ON Performance Plans (2018: zweite Tranche des E.ON Performance Plans) mit einem Wert von 5,2 Mio € (2018: 4,9 Mio €) und einer Stückzahl von 780.815 (2018: 760.078) erhalten.

Die Gesamtbezüge der früheren Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen betragen 10,8 Mio € (2018: 12,5 Mio €). Für die Pensionsverpflichtungen gegenüber früheren Vorstandsmitgliedern und ihren Hinterbliebenen sind 161,3 Mio € (2018: 155,8 Mio €) zurückgestellt.

Im Geschäftsjahr 2019 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 70 bis 84 dargestellt.

Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands finden sich auf der Seite 242.

## (36) Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

### Barabfindung für die verbliebenen Minderheitsaktionäre der innogy festgelegt

Bereits im September des vergangenen Jahres hat E.ON dem innogy-Vorstand die Absicht mitgeteilt, zeitnah eine Verschmelzung der innogy SE auf die E.ON Verwaltungs SE unter Ausschluss der verbliebenen Minderheitsaktionäre (sogenannter „verschmelzungsrechtlicher Squeeze-out“) durchzuführen. Mitte Januar 2020 hat E.ON dem innogy-Vorstand mitgeteilt, dass die an die verbliebenen Minderheitsaktionäre der innogy zu zahlende angemessene Barabfindung auf 42,82 Euro je innogy-Aktie festgelegt wird. Die Angemessenheit dieser Barabfindung wurde durch den gerichtlich bestellten sachverständigen Prüfer bestätigt.

Die außerordentliche Hauptversammlung der innogy SE hat am 4. März 2020 einen Beschluss über die Übertragung der innogy-Aktien der verbliebenen Minderheitsaktionäre gefasst. Der dort beschlossene verschmelzungsrechtliche Squeeze-out wird mit der Eintragung des Übertragungsbeschlusses und der Verschmelzung in das Handelsregister wirksam.

### Unternehmensanleihen ausgegeben

E.ON hat Anfang Januar 2020 drei Unternehmensanleihen mit einem Gesamtvolumen in Höhe von 2,25 Mrd € begeben. Die hohe Investorennachfrage ermöglichte E.ON, sich über alle Laufzeiten attraktive Zinskonditionen zu sichern:

- 750 Mio € Anleihe fällig im Jahr 2023 mit 0 Prozent Kupon per annum
- 1 Mrd € grüne Anleihe fällig im Jahr 2027 mit 0,375 Prozent Kupon per annum
- 500 Mio € Anleihe fällig im Jahr 2030 mit 0,75 Prozent Kupon per annum

## Veräußerung des Heizstromgeschäfts

Eine Auflage der EU-Kommission für den Transfer von Geschäftsaktivitäten mit RWE umfasste die Veräußerung des deutschen Heizstromgeschäfts der E.ON Energie Deutschland („EDG“). Das zu veräußernde Heizstromgeschäft beinhaltet alle Sonderverträge mit Kunden zur Versorgung mit Heizstrom und alle Sonderverträge zwischen EDG und solchen Heizstromkunden, die Heiz- und Allgemiestrom über separate Zähler beziehen. In Vorbereitung der Veräußerung wurde das Heizstromgeschäft in zwei neu gegründete Gesellschaften, die E.ON Heizstrom Nord GmbH und E.ON Heizstrom Süd GmbH, ausgegliedert. Aufgrund der Verpflichtung zur Veräußerung dieser Aktivitäten hat E.ON das Heizstromgeschäft bereits zum 30. September 2019 als Abgangsgruppe gemäß IFRS 5 ausgewiesen. Die Unterzeichnung der Vertragsdokumente erfolgte am 3. März 2020.

### Strategische Partnerschaft mit Kraken Technologies vereinbart

Im März 2020 hat E.ON eine strategische Partnerschaft mit Kraken Technologies, einem Schwesterunternehmen der Octopus Energy, vertraglich vereinbart. Die strategische Partnerschaft, E.ON Next, wird die Technologieplattform von Kraken Technologies nutzen und das Geschäft von E.ON UK mit Privathaushalten sowie kleinen und mittleren Geschäftskunden in Großbritannien transformieren.

E.ON und Kraken Technologies werden die Plattform weiterentwickeln, um einen hervorragenden Kundenservice anzubieten, der auf den Prinzipien der Kundenorientierung, Einfachheit, Transparenz und Kosteneffizienz basiert. In einer ersten Phase werden die Kunden von npower und in einer zweiten Phase dann die Kunden von E.ON UK auf die neue Plattform migriert.

## COVID-19 (Coronavirus)

Der Ausbruch und die Verbreitung des neuartigen Coronavirus hat weltweit gravierende, auch wirtschaftliche und finanzielle Auswirkungen. Zum Aufstellungszeitpunkt waren die möglichen Geschäftsbeeinträchtigungen durch den Ausbruch des Coronavirus noch nicht hinreichend abschätzbar. Mögliche Auswirkungen aus diesem Sachverhalt werden fortlaufend analysiert. Zu weiteren Ausführungen wird auf den zusammengefassten Lagebericht verwiesen.

**(37) Anteilsbesitzliste gemäß § 313 Abs. 2 HGB****Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2019)**

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
:agile accelerator GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2</sup>	100,0	Abwasserentsorgung Uetersen GmbH, DE, Uetersen <sup>6</sup>	49,0
100 Kilowatt Naperőmű Alfa Korlátolt Felelősségű Társaság, HU, Budapest <sup>2</sup>	100,0	Abwassergesellschaft Bardowick mbH & Co. KG, DE, Bardowick <sup>6</sup>	49,0
100 Kilowatt Naperőmű Béta Korlátolt Felelősségű Társaság, HU, Budapest <sup>2</sup>	100,0	Abwassergesellschaft Bardowick Verwaltungs-GmbH, DE, Bardowick <sup>6</sup>	49,0
100 Kilowatt Naperőmű Delta Korlátolt Felelősségű Társaság, HU, Budapest <sup>2</sup>	100,0	Abwassergesellschaft Gehrden mbH, DE, Gehrden <sup>6</sup>	49,0
100 Kilowatt Naperőmű Epsilon Korlátolt Felelősségű Társaság, HU, Budapest <sup>2</sup>	100,0	Abwassergesellschaft Ilmenau mbH, DE, Melbeck <sup>6</sup>	49,0
100 Kilowatt Naperőmű Éta Korlátolt Felelősségű Társaság, HU, Budapest <sup>2</sup>	100,0	Abwasserwirtschaft Fichtelberg GmbH, DE, Fichtelberg <sup>6</sup>	25,0
100 Kilowatt Naperőmű Gamma Korlátolt Felelősségű Társaság, HU, Budapest <sup>2</sup>	100,0	Abwasserwirtschaft Kunststadt GmbH, DE, Burgkunstadt <sup>6</sup>	30,0
100 Kilowatt Naperőmű Kappa Korlátolt Felelősségű Társaság, HU, Budapest <sup>2</sup>	100,0	Aceve Totaalinstallateurs B.V., NL, Capelle aan den IJssel <sup>1</sup>	100,0
2. CR Immobilien-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt MEAG Halle KG, DE, Düsseldorf <sup>1, 12</sup>	0,0	Ackermann & Knorr Ingenieur GmbH, DE, Chemnitz <sup>2</sup>	100,0
2. CR Immobilien-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Naumburg KG, DE, Düsseldorf <sup>2, 12</sup>	0,0	Airco-Klima Service GmbH, DE, Garbsen <sup>2</sup>	80,0
4Motions GmbH, DE, Leipzig <sup>2</sup>	100,0	AirSon Engineering AB, SE, Ängelholm <sup>2</sup>	100,0
A/V/E GmbH, DE, Halle (Saale) <sup>1</sup>	76,1	Alfred Thiel-Gedächtnis-Unterstützungskasse GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	50,0
Abens-Donau Netz GmbH & Co. KG, DE, Mainburg <sup>6</sup>	50,0	Alsdorf Netz GmbH, DE, Aachen <sup>1</sup>	100,0
Abens-Donau Netz Verwaltung GmbH, DE, Mainburg <sup>6</sup>	50,0	Alt Han Company Limited, GB, London <sup>6</sup>	21,0
Abfallwirtschaft Dithmarschen GmbH, DE, Heide <sup>6</sup>	49,0	ANCO Sp. z o.o., PL, Jarocin <sup>2</sup>	100,0
Abfallwirtschaft Schleswig-Flensburg GmbH, DE, Schleswig <sup>6</sup>	49,0	Aralt BV, BE, Hasselt <sup>1</sup>	100,0
Abfallwirtschaft Südholstein GmbH - AWSH -, DE, Elmenhorst <sup>6</sup>	49,0	Areal LDS Blansko a.s., CZ, Blansko <sup>2</sup>	100,0
Abfallwirtschaftsgesellschaft Rendsburg-Eckernförde mbH, DE, Borgstedt <sup>6</sup>	49,0	Artelis S.A., LU, Luxemburg <sup>1</sup>	90,0
Abwasser und Service Burg, Hochdonn GmbH, DE, Burg <sup>6</sup>	39,0	AV Packaging GmbH, DE, München <sup>1</sup>	0,0
Abwasser und Service Mittelangeln GmbH, DE, Satrup <sup>6</sup>	33,3	Avacon AG, DE, Helmstedt <sup>1</sup>	61,5
Abwasserbeseitigung Nortorf-Land GmbH, DE, Nortorf <sup>6</sup>	49,0	Avacon Beteiligungen GmbH, DE, Helmstedt <sup>1</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Albersdorf GmbH, DE, Albersdorf <sup>6</sup>	49,0	Avacon Connect GmbH, DE, Laatzen <sup>1</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Amt Achterwehr GmbH, DE, Achterwehr <sup>6</sup>	49,0	Avacon Hochdrucknetz GmbH, DE, Helmstedt <sup>1</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Bargteheide GmbH, DE, Bargteheide <sup>6</sup>	27,0	Avacon Natur GmbH, DE, Sarstedt <sup>1</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Bleckede GmbH, DE, Bleckede <sup>6</sup>	49,0	Avacon Netz GmbH, DE, Helmstedt <sup>1</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Brunsbüttel GmbH (ABG), DE, Brunsbüttel <sup>6</sup>	49,0	Avon Energy Partners Holdings, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Friedrichskoog GmbH, DE, Friedrichskoog <sup>6</sup>	49,0	AVU Aktiengesellschaft für Versorgungs-Unternehmen, DE, Gevelsberg <sup>4</sup>	50,0
Abwasserentsorgung Kappeln GmbH, DE, Kappeln <sup>6</sup>	25,0	AWOTEC Gebäude Servicegesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Saarbrücken <sup>6</sup>	48,0
Abwasserentsorgung Kropp GmbH, DE, Kropp <sup>6</sup>	20,0	Bäderbetriebsgesellschaft St. Ingbert mbH, DE, St. Ingbert <sup>6</sup>	49,0
Abwasserentsorgung Marne-Land GmbH, DE, Diekhusen-Fahrstedt <sup>6</sup>	49,0	BAG Port 1 GmbH, DE, Regensburg <sup>2</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Schladen GmbH, DE, Schladen <sup>6</sup>	49,0	Balve Netz GmbH & Co. KG, DE, Balve <sup>6</sup>	25,1
Abwasserentsorgung Schöppenstedt GmbH, DE, Schöppenstedt <sup>6</sup>	49,0	Basking Automation GmbH, DE, Berlin <sup>6</sup>	46,4
Abwasserentsorgung St. Michaelisdonn, Averlak, Dingen, Eddelak GmbH, DE, St. Michaelisdonn <sup>6</sup>	25,1	Bayerische Bergbahnen-Beteiligungs-Gesellschaft mbH, DE, Gundremmingen <sup>1</sup>	100,0
Abwasserentsorgung Tellingstedt GmbH, DE, Tellingstedt <sup>6</sup>	25,0	Bayerische Elektrizitätswerke GmbH, DE, Augsburg <sup>2</sup>	100,0
		Bayerische Ray Energietechnik GmbH, DE, Garching <sup>6</sup>	49,0
		Bayerische-Schwäbische Wasserkraftwerke Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, Gundremmingen <sup>1</sup>	62,2
		Bayernwerk AG, DE, Regensburg <sup>1</sup>	100,0
		Bayernwerk Energiedienstleistungen Licht GmbH, DE, Regensburg <sup>2</sup>	100,0

1 konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3 gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4 Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5 assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6 assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7 Beteiligungen gemäß §313 Abs. 2 Nr. 5 HGB · 8 Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung · 10 keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung · 11 maßgeblicher Einfluss über mittelbare Vereinbarung · 12 strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12 · 13 verbundenes Unternehmen, das vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird · 14 übrige Beteiligung, die vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2019)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Bayernwerk Energietechnik GmbH, DE, Regensburg <sup>2</sup>	100,0	Brüggen.E-Netz GmbH & Co. KG, DE, Brüggen <sup>6</sup>	25,1
Bayernwerk Natur 1. Beteiligungs-GmbH, DE, Regensburg <sup>2</sup>	100,0	Brüggen.E-Netz Verwaltungs-GmbH, DE, Brüggen <sup>6</sup>	25,1
Bayernwerk Natur GmbH, DE, Unterschleißheim <sup>1</sup>	100,0	Brunnshög Energi AB, SE, Malmö <sup>2</sup>	100,0
Bayernwerk Netz GmbH, DE, Regensburg <sup>1</sup>	100,0	BTB Bayreuther Thermalbad GmbH, DE, Bayreuth <sup>6</sup>	33,3
Bayernwerk Portfolio GmbH & Co. KG, DE, Regensburg <sup>2</sup>	100,0	BTB-Blockheizkraftwerks, Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin, DE, Berlin <sup>1</sup>	100,0
Bayernwerk Portfolio Verwaltungs GmbH, DE, Regensburg <sup>1</sup>	100,0	BTC Power Cebu Inc., PH, Lapu-Lapu City <sup>2</sup>	100,0
Bayernwerk Regio Energie GmbH, DE, Regensburg <sup>2</sup>	100,0	BTC POWER EUROPE SL, ES, Altea <sup>2</sup>	100,0
Beteiligung H1 GmbH, DE, Helmstedt <sup>2</sup>	100,0	Budapesti Dísz- és Közvilágítási Korlátolt Felelősségű Társaság, HU, Budapest <sup>4</sup>	50,0
Beteiligung H2 GmbH, DE, Helmstedt <sup>2</sup>	100,0	Budapesti Elektromos Művek Nyrt., HU, Budapest <sup>1</sup>	98,9
Beteiligung N1 GmbH, DE, Helmstedt <sup>2</sup>	100,0	Bützower Wärme GmbH, DE, Bützow <sup>6</sup>	20,0
Beteiligung N2 GmbH, DE, Helmstedt <sup>2</sup>	100,0	Cameleon B.V., NL, Rotterdam <sup>2</sup>	100,0
Beteiligungsgesellschaft der Energieversorgungsunternehmen an der Kerntechnische Hilfsdienst GmbH GbR, DE, Eggenstein- Leopoldshofen <sup>6</sup>	46,3	Cegecom S.A., LU, Luxemburg <sup>1</sup>	100,0
Beteiligungsgesellschaft e.disnatur mbH, DE, Potsdam <sup>2</sup>	100,0	Celle-Uelzen Netz GmbH, DE, Celle <sup>1</sup>	97,5
Beteiligungsgesellschaft Werl mbH, DE, Essen <sup>2</sup>	51,0	Celsius Serwis Sp. z o.o., PL, Skarżysko-Kamienna <sup>2</sup>	100,0
BEW Netze GmbH, DE, Wipperfurth <sup>4, 10</sup>	61,0	Celsius Sp. z o.o., PL, Skarżysko-Kamienna <sup>2</sup>	87,8
BHL Biomasse Heizanlage Lichtenfels GmbH, DE, Lichtenfels <sup>6</sup>	25,1	CERBEROS s.r.o., CZ, Prag <sup>2</sup>	100,0
BHO Biomasse Heizanlage Obersees GmbH, DE, Hollfeld <sup>6</sup>	40,7	Certified B.V., NL, Amsterdam <sup>1</sup>	100,0
BHP Biomasse Heizwerk Pegnitz GmbH, DE, Pegnitz <sup>6</sup>	46,5	Charge4Europe GmbH, DE, Essen <sup>6</sup>	50,0
Bikesquare Srl, IT, Cuneo <sup>6</sup>	30,0	Charge-ON GmbH, DE, Essen <sup>1</sup>	100,0
bildungszentrum energie GmbH, DE, Halle (Saale) <sup>2</sup>	100,0	CHN Contractors Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0
Bioenergie Bad Wimpfen GmbH & Co. KG, DE, Bad Wimpfen <sup>2</sup>	51,0	CHN Electrical Services Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0
Bioenergie Bad Wimpfen Verwaltungs-GmbH, DE, Bad Wimpfen <sup>2</sup>	100,0	CHN Group Ltd, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0
Bioenergie Kirchspiel Anhausen GmbH & Co.KG, DE, Anhausen <sup>2</sup>	51,0	CHN Special Projects Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0
Bioenergie Kirchspiel Anhausen Verwaltungs-GmbH, DE, Anhausen <sup>2</sup>	100,0	Citigen (London) Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0
Bioenergie Merzig GmbH, DE, Merzig <sup>2</sup>	51,0	CM Intressenter AS, NO, Trollåsen <sup>1</sup>	100,0
Bioerdgas Hallertau GmbH, DE, Wolnzach <sup>2</sup>	90,0	Colonia-Cluj-Napoca-Energie S.R.L., RO, Cluj-Napoca <sup>6</sup>	33,3
Bioerdgas Schwandorf GmbH, DE, Schwandorf <sup>2</sup>	100,0	COMCO MCS S.A., LU, Luxemburg <sup>2</sup>	100,0
Biogas Ducherow GmbH, DE, Ducherow <sup>2</sup>	80,0	Conjoule GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	94,5
Biogas Schwalmtal GmbH & Co. KG, DE, Schwalmtal <sup>2</sup>	65,5	Coromatic A/S, DK, Odense <sup>1</sup>	100,0
Biogas Steyerberg GmbH, DE, Steyerberg <sup>2</sup>	100,0	Coromatic AB, SE, Bromma <sup>1</sup>	100,0
Biogas Wassenberg GmbH & Co. KG, DE, Wassenberg <sup>6</sup>	32,4	Coromatic AS, NO, Trollåsen <sup>1</sup>	100,0
Biogas Wassenberg Verwaltungs GmbH, DE, Wassenberg <sup>6</sup>	32,4	Coromatic As a Service AB, SE, Bromma <sup>2</sup>	100,0
Biogasanlage Schwalmtal GmbH, DE, Schwalmtal <sup>2</sup>	99,2	Coromatic Group AB, SE, Bromma <sup>1</sup>	100,0
Biomasseverwertung Straubing GmbH, DE, Straubing <sup>2</sup>	100,0	Coromatic Group ApS, DK, Odense <sup>1</sup>	100,0
Bio-Wärme Gräfelfing GmbH, DE, Gräfelfing <sup>6</sup>	40,0	Coromatic Holding AB, SE, Bromma <sup>1</sup>	100,0
BMV Energie Beteiligungs GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree <sup>2</sup>	100,0	Coromatic International AB, SE, Bromma <sup>2</sup>	100,0
BMV Energie GmbH & Co. KG, DE, Fürstenwalde/Spree <sup>6</sup>	25,6	Coromatic Nord AS, NO, Trollåsen <sup>2</sup>	100,0
Borowski GmbH & Co. KG, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0	Coromatic OY, FI, Helsinki <sup>2</sup>	100,0
Breitband-Infrastrukturgesellschaft Cochem-Zell mbH, DE, Cochem <sup>6</sup>	20,7	Coromatic Syd AB, SE, Västra Frölunda <sup>2</sup>	100,0
bremacon GmbH, DE, Bremen <sup>6</sup>	48,0	Coromatic Tullinge AB, SE, Bromma <sup>2</sup>	100,0
Broadband TelCom Power, Inc., US, Santa Ana <sup>1</sup>	100,0	Cremlinger Energie GmbH, DE, Cremlingen <sup>6</sup>	49,0
		Cuculus GmbH, DE, Ilmenau <sup>6</sup>	20,4
		D E M GmbH, DE, Elsdorf <sup>2</sup>	99,9

1 konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3 gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4 Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5 assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6 assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7 Beteiligungen gemäß §313 Abs. 2 Nr. 5 HGB · 8 Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung · 10 keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung · 11 maßgeblicher Einfluss über mittelbare Vereinbarung · 12 strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12 · 13 verbundenes Unternehmen, das vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird · 14 übrige Beteiligung, die vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2019)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Dampfversorgung Ostsee-Molkerei GmbH, DE, Wismar <sup>6</sup>	50,0	E.ON Biofor Sverige AB, SE, Malmö <sup>1</sup>	100,0
DANEB Datennetze Berlin GmbH, DE, Berlin <sup>2</sup>	100,0	E.ON Business Services Cluj S.R.L., RO, Cluj-Napoca <sup>1</sup>	100,0
DD Turkey Holdings S.à r.l., LU, Luxemburg <sup>1</sup>	100,0	E.ON Business Services Czech Republic s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>2</sup>	100,0
Decadia GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	50,0	E.ON Business Services Iași S.A., RO, Bukarest <sup>2</sup>	100,0
Delgaz Grid S.A., RO, Târgu Mureș <sup>1</sup>	56,5	E.ON Business Services Regensburg GmbH, DE, Regensburg <sup>1,8</sup>	100,0
Der Solarbauer Borowski Verwaltungs GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0	E.ON Business Services Sverige AB, SE, Malmö <sup>2</sup>	100,0
DES Dezentrale Energien Schmalkalden GmbH, DE, Schmalkalden <sup>6</sup>	33,3	E.ON Business Solutions GmbH, DE, Essen <sup>1</sup>	100,0
Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen AG & Co. oHG, DE, Gorleben <sup>6</sup>	42,5	E.ON Business Solutions S.r.l., IT, Mailand <sup>1</sup>	100,0
DigiKoo GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0	E.ON Business Solutions SAS, FR, Levallois-Perret <sup>2</sup>	100,0
Dii GmbH, DE, München <sup>6</sup>	20,0	E.ON CDNE. S.p.A., IT, Mailand <sup>2</sup>	100,0
Discovery GmbH, DE, Aachen <sup>6</sup>	24,4	E.ON Česká republika, s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>1</sup>	100,0
DON-Stromnetz GmbH & Co. KG, DE, Donauwörth <sup>2</sup>	100,0	E.ON Connecting Energies Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0
DON-Stromnetz Verwaltungs GmbH, DE, Donauwörth <sup>2</sup>	100,0	E.ON Control Solutions Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0
Dorsten Netz GmbH & Co. KG, DE, Dorsten <sup>6</sup>	49,0	E.ON Country Hub Germany GmbH, DE, Berlin <sup>1,8</sup>	100,0
Dortmunder Energie- und Wasserversorgung Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Dortmund <sup>5</sup>	39,9	E.ON Danmark A/S, DK, Frederiksberg <sup>1</sup>	100,0
Drivango GmbH i. L., DE, Düsseldorf <sup>2</sup>	100,0	E.ON Dél-dunántúli Áramhálózati Zrt., HU, Pécs <sup>1</sup>	100,0
DUKO Hlinsko, s.r.o., CZ, Hlinsko <sup>6</sup>	49,0	E.ON Dél-dunántúli Gázhálózati Zrt., HU, Pécs <sup>1</sup>	100,0
Dutchdelta Finance S.à r.l., LU, Luxemburg <sup>1</sup>	100,0	E.ON Dialog S.R.L., RO, Șelimbăr <sup>2</sup>	100,0
E WIE EINFACH GmbH, DE, Köln <sup>1</sup>	100,0	E.ON Digital Technology GmbH, DE, Hannover <sup>1</sup>	100,0
e.dialog Netz GmbH, DE, Potsdam <sup>2</sup>	100,0	E.ON Digital Technology Hungary Kft., HU, Budapest <sup>2</sup>	100,0
E.DIS AG, DE, Fürstenwalde/Spree <sup>1</sup>	67,0	E.ON Distribuce, a.s., CZ, České Budějovice <sup>1</sup>	100,0
E.DIS Bau- und Energieservice GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree <sup>2</sup>	100,0	E.ON Drive Infrastructure France SAS, FR, Levallois-Perret <sup>2</sup>	100,0
E.DIS Netz GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree <sup>1</sup>	100,0	E.ON Drive Infrastructure GmbH, DE, Essen <sup>1,8</sup>	100,0
e.discom Telekommunikation GmbH, DE, Rostock <sup>2</sup>	100,0	E.ON Drive Infrastructure Italy S.r.l., IT, Mailand <sup>2</sup>	100,0
e.disnatur Erneuerbare Energien GmbH, DE, Potsdam <sup>1</sup>	100,0	E.ON Drive Infrastructure UK Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0
e.distherm Wärmedienstleistungen GmbH, DE, Potsdam <sup>1</sup>	100,0	E.ON edis Contracting GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree <sup>2</sup>	100,0
e.kundenservice Netz GmbH, DE, Hamburg <sup>1</sup>	100,0	E.ON edis energia Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>1</sup>	100,0
E.ON (Cross-Border) Pension Trustees Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0	E.ON Elnät Stockholm AB, SE, Malmö <sup>1</sup>	100,0
E.ON 8. Verwaltungs GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0	E.ON Energia S.p.A., IT, Mailand <sup>1</sup>	100,0
E.ON 9. Verwaltungs GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0	E.ON Energiakereskedelmi Kft., HU, Budapest <sup>1</sup>	100,0
E.ON 11. Verwaltungs GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0	E.ON Energiamegoldások Kft., HU, Budapest <sup>2</sup>	100,0
E.ON 12. Verwaltungs GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0	E.ON Energiatermelő Kft., HU, Budapest <sup>1</sup>	100,0
E.ON 26. Verwaltungs GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0	E.ON Energidistribution AB, SE, Malmö <sup>1</sup>	100,0
E.ON 28. Verwaltungs GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0	E.ON Energie 25. Beteiligungs-GmbH, DE, München <sup>2</sup>	100,0
E.ON 29. Verwaltungs GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0	E.ON Energie 38. Beteiligungs-GmbH, DE, München <sup>2</sup>	100,0
E.ON Agile Nordic AB, SE, Malmö <sup>2</sup>	100,0	E.ON Energie AG, DE, Düsseldorf <sup>1,8</sup>	100,0
E.ON Áramszolgáltató Korlátolt Felelősségű Társaság, HU, Budapest <sup>2</sup>	100,0	E.ON Energie Deutschland GmbH, DE, München <sup>1</sup>	100,0
E.ON Asist Complet S.A., RO, Târgu Mureș <sup>2</sup>	96,0	E.ON Energie Deutschland Holding GmbH, DE, München <sup>1</sup>	99,8
E.ON Asset Management GmbH & Co. EEA KG, DE, Grünwald <sup>1,8</sup>	100,0	E.ON Energie Dialog GmbH, DE, Potsdam <sup>2</sup>	100,0
E.ON Bayern Verwaltungs AG, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0	E.ON Energie Real Estate Investment GmbH, DE, München <sup>2</sup>	100,0
E.ON Beteiligungen GmbH, DE, Essen <sup>1,8</sup>	100,0	E.ON Energie România S.A., RO, Târgu Mureș <sup>1</sup>	68,2
E.ON Bioerdgas GmbH, DE, Essen <sup>1</sup>	100,0	E.ON Energie, a.s., CZ, České Budějovice <sup>1</sup>	100,0
		E.ON Energihandel Nordic AB, SE, Malmö <sup>1</sup>	100,0

1 konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3 gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4 Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5 assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6 assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7 Beteiligungen gemäß §313 Abs. 2 Nr. 5 HGB · 8 Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung · 10 keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung · 11 maßgeblicher Einfluss über mittelbare Vereinbarung · 12 strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12 · 13 verbundenes Unternehmen, das vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird · 14 übrige Beteiligung, die vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2019)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
E.ON Energija d.o.o., HR, Zagreb <sup>1</sup>	100,0	E.ON Nord Sverige AB, SE, Malmö <sup>1</sup>	100,0
E.ON Energilösningar AB, SE, Malmö <sup>1</sup>	100,0	E.ON Nordic AB, SE, Malmö <sup>1</sup>	100,0
E.ON Energy Gas (Eastern) Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0	E.ON Norge AS, NO, Stavanger <sup>2</sup>	100,0
E.ON Energy Gas (Northwest) Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0	E.ON North America Finance, LLC, US, Wilmington <sup>1</sup>	100,0
E.ON Energy Installation Services Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0	E.ON Nutzenergie GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0
E.ON Energy Projects GmbH, DE, München <sup>1</sup>	100,0	E.ON Perspekt GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2</sup>	70,0
E.ON Energy Solutions GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0	E.ON Plin d.o.o., HR, Zagreb <sup>1</sup>	100,0
E.ON Energy Solutions Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0	E.ON Power Plants Belgium BVBA, BE, Mechelen <sup>1</sup>	100,0
E.ON Észak-dunántúli Áramhálózati Zrt., HU, Győr <sup>1</sup>	100,0	E.ON Produktion Danmark A/S, DK, Frederiksberg <sup>1</sup>	100,0
E.ON Fastigheter 2 AB, SE, Malmö <sup>2</sup>	100,0	E.ON Produzione S.p.A., IT, Mailand <sup>1</sup>	100,0
E.ON Fastigheter Sverige AB, SE, Malmö <sup>1</sup>	100,0	E.ON Project Earth Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0
E.ON Finanzanlagen GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1, 8</sup>	100,0	E.ON RAG Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, Düsseldorf <sup>1</sup>	100,0
E.ON Finanzholding Beteiligungs-GmbH, DE, Berlin <sup>2</sup>	100,0	E.ON RE Investments LLC, US, Wilmington <sup>1</sup>	100,0
E.ON Finanzholding SE & Co. KG, DE, Essen <sup>1, 8</sup>	100,0	E.ON Real Estate GmbH, DE, Essen <sup>1</sup>	100,0
E.ON First Future Energy Holding B.V., NL, Rotterdam <sup>2</sup>	100,0	E.ON Rhein-Ruhr Werke GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0
E.ON Flash S.R.L., RO, Târgu Mureș <sup>2</sup>	100,0	E.ON România S.R.L., RO, Târgu Mureș <sup>1</sup>	100,0
E.ON Fünfundzwanzigste Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1, 8</sup>	100,0	E.ON Ruhrgas GPA GmbH, DE, Essen <sup>1, 8</sup>	100,0
E.ON Gas Mobil GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0	E.ON Ruhrgas Portfolio GmbH, DE, Essen <sup>1, 8</sup>	100,0
E.ON Gashandel Sverige AB, SE, Malmö <sup>2</sup>	100,0	E.ON Sechzehnte Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1, 8</sup>	100,0
E.ON Gaz Furnizare S.A., RO, Târgu Mureș <sup>1</sup>	68,2	E.ON Service GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0
E.ON Gazdasági Szolgáltató Kft., HU, Győr <sup>1</sup>	100,0	E.ON Servicii Clienti S.R.L., RO, Târgu Mureș <sup>1</sup>	100,0
E.ON Gruga Geschäftsführungsgesellschaft mbH, DE, Düsseldorf <sup>1, 8</sup>	100,0	E.ON Servicii S.R.L., RO, Târgu Mureș <sup>1</sup>	100,0
E.ON Gruga Objektgesellschaft mbH & Co. KG, DE, Essen <sup>1, 8</sup>	100,0	E.ON Servicii Tehnice S.R.L., RO, Târgu Mureș <sup>1</sup>	100,0
E.ON Grund&Boden Beteiligungs GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0	E.ON Slovensko, a.s., SK, Bratislava <sup>1</sup>	100,0
E.ON Heizstrom Nord GmbH, DE, Essen <sup>1</sup>	100,0	E.ON Software Development SRL, RO, Târgu Mureș <sup>2</sup>	100,0
E.ON Heizstrom Süd GmbH, DE, Essen <sup>1</sup>	100,0	E.ON Solar d.o.o., HR, Zagreb <sup>1</sup>	100,0
E.ON Hrvatska d.o.o., HR, Zagreb <sup>1</sup>	100,0	E.ON Solar GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0
E.ON Hungária Energetikai Zártkörűen Működő Részvénytársaság, HU, Budapest <sup>1</sup>	100,0	E.ON Solutions GmbH, DE, Essen <sup>1, 8</sup>	100,0
E.ON Iberia Holding GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1, 8</sup>	100,0	E.ON Sverige AB, SE, Malmö <sup>1</sup>	100,0
E.ON Inhouse Consulting GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0	E.ON Telco, s.r.o., CZ, České Budějovice <sup>2</sup>	100,0
E.ON Innovation Co-Investments Inc., US, Wilmington <sup>1</sup>	100,0	E.ON Tiszántúli Áramhálózati Zrt., HU, Debrecen <sup>1</sup>	100,0
E.ON Innovation Hub S.A., RO, Târgu Mureș <sup>2</sup>	100,0	E.ON Ügyfélszolgálati Kft., HU, Budapest <sup>1</sup>	100,0
E.ON Insurance Services GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0	E.ON UK Blackburn Meadows Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0
E.ON INTERNATIONAL FINANCE B.V., NL, Amsterdam <sup>1</sup>	100,0	E.ON UK CHP Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0
E.ON Invest GmbH, DE, Grünwald <sup>2</sup>	100,0	E.ON UK CoGeneration Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0
E.ON IT UK Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0	E.ON UK Directors Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0
E.ON Italia S.p.A., IT, Mailand <sup>1</sup>	100,0	E.ON UK Energy Markets Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0
E.ON Közép-dunántúli Gázhálózati Zrt., HU, Nagykanizsa <sup>1</sup>	99,9	E.ON UK Energy Services Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0
E.ON Kundsupport Sverige AB, SE, Malmö <sup>1</sup>	100,0	E.ON UK Heat Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0
E.ON Ljubljana d.o.o., SI, Ljubljana <sup>1</sup>	100,0	E.ON UK Holding Company Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0
E.ON Mälarkraft Värme AB, SE, Örebro <sup>1</sup>	99,8	E.ON UK Industrial Shipping Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0
E.ON Metering GmbH, DE, München <sup>2</sup>	100,0	E.ON UK Pension Trustees Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0
E.ON NA Capital LLC, US, Wilmington <sup>1</sup>	100,0	E.ON UK plc, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0
		E.ON UK Property Services Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0

1 konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3 gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4 Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5 assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6 assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7 Beteiligungen gemäß §313 Abs. 2 Nr. 5 HGB · 8 Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung · 10 keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung · 11 maßgeblicher Einfluss über mittelbare Vereinbarung · 12 strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12 · 13 verbundenes Unternehmen, das vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird · 14 übrige Beteiligung, die vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2019)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
E.ON UK PS Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0	Elmü-ÉMÁSZ Energiaszolgáltató Zrt., HU, Budapest <sup>1</sup>	100,0
E.ON UK Secretaries Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0	ELMŰ-ÉMÁSZ Energiatároló Kft., HU, Budapest <sup>1</sup>	100,0
E.ON UK Steven's Croft Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0	ELMŰ-ÉMÁSZ Solutions Kft., HU, Budapest <sup>1</sup>	100,0
E.ON UK Trustees Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0	ELMŰ-ÉMÁSZ Telco Kft., HU, Budapest <sup>1</sup>	100,0
E.ON US Corporation, US, Wilmington <sup>1</sup>	100,0	ELMŰ-ÉMÁSZ Ügyfélszolgálati Kft., HU, Budapest <sup>1</sup>	100,0
E.ON US Energy LLC, US, Wilmington <sup>1</sup>	100,0	ÉMÁSZ Hálózati Kft., HU, Miskolc <sup>1</sup>	100,0
E.ON US Holding GmbH, DE, Düsseldorf <sup>1, 8</sup>	100,0	Emscher Lippe Energie GmbH, DE, Gelsenkirchen <sup>1</sup>	50,1
E.ON Varme Danmark ApS, DK, Frederiksberg <sup>1</sup>	100,0	EMSZET Első Magyar Szélerőmű Korlátolt Felelősségű Társaság, HU, Kulcs <sup>2</sup>	74,7
E.ON Värme Sverige AB, SE, Malmö <sup>1</sup>	100,0	Energetyka Ciepna Opolszczyzny S.A., PL, Opole <sup>5</sup>	46,7
E.ON Verwaltungs AG Nr. 1, DE, München <sup>2</sup>	100,0	Energie BOL GmbH, DE, Ottersweier <sup>6</sup>	49,9
E.ON Verwaltungs SE, DE, Essen <sup>1, 8</sup>	100,0	Energie Mechnich GmbH & Co. KG, DE, Mechnich <sup>6</sup>	49,0
E.ON-CAPNET S.R.L., IT, Mailand <sup>2</sup>	90,0	Energie Mechnich Verwaltungs-GmbH, DE, Mechnich <sup>6</sup>	49,0
E+ Operatie Noord-Oost BV, NL, 's-Hertogenbosch <sup>2</sup>	100,0	Energie Schmallenberg GmbH, DE, Schmallenberg <sup>6</sup>	44,0
E3 Haustechnik GmbH, DE, Magdeburg <sup>2</sup>	100,0	Energie und Wasser Potsdam GmbH, DE, Potsdam <sup>5</sup>	35,0
East Midlands Electricity Distribution Holdings, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0	Energie und Wasser Wahlstedt/Bad Segeberg GmbH & Co. KG (ews), DE, Bad Segeberg <sup>6</sup>	50,1
East Midlands Electricity Share Scheme Trustees Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0	Energie Vorpommern GmbH, DE, Trassenheide <sup>6</sup>	49,0
easyOptimize GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0	Energie-Agentur Weyhe GmbH i. L., DE, Weyhe <sup>6</sup>	50,0
EBERnetz GmbH & Co. KG, DE, Ebersberg <sup>6</sup>	49,0	Energiedirect B.V., NL, Waalre <sup>1</sup>	100,0
EBY Immobilien GmbH & Co KG, DE, Regensburg <sup>2</sup>	100,0	Energiegesellschaft Leimen GmbH & Co. KG, DE, Leimen <sup>2</sup>	74,9
EBY Port 1 GmbH, DE, München <sup>1, 8</sup>	100,0	Energiegesellschaft Leimen Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Leimen <sup>2</sup>	74,9
EBY Port 3 GmbH, DE, Regensburg <sup>1</sup>	100,0	energielösung GmbH, DE, Regensburg <sup>2</sup>	100,0
Economy Power Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0	energienatur Gesellschaft für Erneuerbare Energien mbH, DE, Siegburg <sup>6</sup>	44,0
EDT Energie Werder GmbH, DE, Werder (Havel) <sup>2</sup>	100,0	Energienetz Neufahrn/Eching GmbH & Co. KG, DE, Neufahrn bei Freising <sup>6</sup>	49,0
EE1 Erneuerbare Energien GmbH & Co. KG, DE, Lützen <sup>2</sup>	100,0	Energienetze Bayern GmbH, DE, Regensburg <sup>1</sup>	100,0
EE2 Erneuerbare Energien GmbH & Co. KG, DE, Lützen <sup>2</sup>	100,0	Energienetze Berlin GmbH, DE, Berlin <sup>1</sup>	100,0
EfD Energie-für-Dich GmbH, DE, Potsdam <sup>6</sup>	49,0	Energienetze Großostheim GmbH & Co. KG, DE, Großostheim <sup>6</sup>	31,7
EFG Erdgas Forchheim GmbH, DE, Forchheim <sup>6</sup>	24,9	Energienetze Holzwickede GmbH, DE, Holzwickede <sup>6</sup>	25,1
EFR Europäische Funk-Rundsteuerung GmbH, DE, München <sup>6</sup>	39,9	Energienetze Ingolstadt GmbH, DE, Regensburg <sup>2</sup>	100,0
EGD-Energiewacht Facilities B.V., NL, Assen <sup>1</sup>	100,0	Energienetze Schaaheim GmbH, DE, Regensburg <sup>2</sup>	100,0
ElbEnergie GmbH, DE, Seevetal <sup>1</sup>	100,0	Energiepartner Dörth GmbH, DE, Dörth <sup>6</sup>	49,0
ELE - GEW Photovoltaikgesellschaft mbH, DE, Gelsenkirchen <sup>6</sup>	49,0	Energiepartner Elsdorf GmbH, DE, Elsdorf <sup>6</sup>	40,0
ELE Verteilnetz GmbH, DE, Gelsenkirchen <sup>1</sup>	100,0	Energiepartner Hermeskeil GmbH, DE, Hermeskeil <sup>6</sup>	20,0
Elektrizitätsnetzgesellschaft Grünwald mbH & Co. KG, DE, Grünwald <sup>6</sup>	49,0	Energiepartner Kerpen GmbH, DE, Kerpen <sup>6</sup>	49,0
Elektrizitätswerk Landsberg Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Landsberg am Lech <sup>1</sup>	100,0	Energiepartner Niederzier GmbH, DE, Niederzier <sup>6</sup>	49,0
Elektrizitätswerk Schwandorf GmbH, DE, Schwandorf <sup>2</sup>	100,0	Energiepartner Projekt GmbH, DE, Essen <sup>6</sup>	49,0
ELE-RAG Montan Immobilien Erneuerbare Energien GmbH, DE, Bottrop <sup>6</sup>	50,0	Energiepartner Solar Kreuztal GmbH, DE, Kreuztal <sup>6</sup>	40,0
ELE-Scholven-Wind GmbH, DE, Gelsenkirchen <sup>6</sup>	30,0	Energiepartner Wesseling GmbH, DE, Wesseling <sup>6</sup>	30,0
Elmregia GmbH, DE, Schöningen <sup>6</sup>	49,0	Energie-Pensions-Management GmbH, DE, Hannover <sup>2</sup>	70,0
ELMŰ DSO Holding Korlátolt Felelősségű Társaság, HU, Budapest <sup>1</sup>	100,0	EnergieRegion Taunus - Goldener Grund - GmbH & Co. KG, DE, Bad Camberg <sup>6</sup>	49,0
ELMŰ Hálózati Elosztó Kft., HU, Budapest <sup>1</sup>	100,0	EnergieRevolve GmbH, DE, Düren <sup>2</sup>	100,0
ELMŰ-ÉMÁSZ Energiakereskedő Kft., HU, Budapest <sup>1</sup>	100,0		

1 konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3 gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4 Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5 assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6 assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7 Beteiligungen gemäß §313 Abs. 2 Nr. 5 HGB · 8 Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung · 10 keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung · 11 maßgeblicher Einfluss über mittelbare Vereinbarung · 12 strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12 · 13 verbundenes Unternehmen, das vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird · 14 übrige Beteiligung, die vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird



**Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2019)**

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Energie-Service-Saar GmbH, DE, Völklingen <sup>6</sup>	50,0	ENERVENTIS GmbH & Co. KG, DE, Saarbrücken <sup>6</sup>	25,1
Energieversorgung Alzenau GmbH (EVA), DE, Alzenau <sup>6</sup>	69,5	Envolution GmbH, DE, Bochum <sup>2</sup>	100,0
Energieversorgung Bad Bentheim GmbH & Co. KG, DE, Bad Bentheim <sup>6</sup>	25,1	ENNI Energie & Umwelt Niederrhein GmbH, DE, Moers <sup>5</sup>	20,0
Energieversorgung Bad Bentheim Verwaltungs-GmbH, DE, Bad Bentheim <sup>6</sup>	25,1	Ense Stromnetz GmbH & Co. KG, DE, Ense <sup>6</sup>	25,1
Energieversorgung Beckum GmbH & Co. KG, DE, Beckum (Westf.) <sup>6</sup>	34,0	ENTRO GmbH Marktbergel, DE, Marktbergel <sup>6</sup>	24,2
Energieversorgung Beckum Verwaltungs-GmbH, DE, Beckum (Westf.) <sup>6</sup>	34,0	envia Mitteldeutsche Energie AG, DE, Chemnitz <sup>1</sup>	58,6
Energieversorgung Buching-Trauchgau (EBT) Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Halblech <sup>6</sup>	50,0	envia SERVICE GmbH, DE, Cottbus <sup>1</sup>	100,0
Energieversorgung Guben GmbH, DE, Guben <sup>5</sup>	45,0	envia TEL GmbH, DE, Markkleeberg <sup>1</sup>	100,0
Energieversorgung Horstmar/Laer GmbH & Co. KG, DE, Horstmar <sup>6</sup>	49,0	envia THERM GmbH, DE, Bitterfeld-Wolfen <sup>1</sup>	100,0
Energieversorgung Hürth GmbH, DE, Hürth <sup>5</sup>	24,9	enviaM Beteiligungsgesellschaft Chemnitz GmbH, DE, Chemnitz <sup>1</sup>	100,0
Energieversorgung Kranenburg Netze GmbH & Co. KG, DE, Kranenburg <sup>6</sup>	25,1	enviaM Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, Essen <sup>1</sup>	100,0
Energieversorgung Kranenburg Netze Verwaltungs GmbH, DE, Kranenburg <sup>6</sup>	25,1	enviaM Erneuerbare Energien Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Lützen <sup>2</sup>	100,0
Energieversorgung Marienberg GmbH, DE, Marienberg <sup>6</sup>	49,0	enviaM Neue Energie Management GmbH, DE, Lützen <sup>2</sup>	100,0
Energieversorgung Niederkassel GmbH & Co. KG, DE, Niederkassel <sup>6</sup>	49,0	enviaM Zweite Neue Energie Management GmbH, DE, Lützen <sup>2</sup>	100,0
Energieversorgung Oberhausen Aktiengesellschaft, DE, Oberhausen <sup>5, 11</sup>	10,0	eprimo GmbH, DE, Neu-Isenburg <sup>1</sup>	100,0
Energieversorgung Putzbrunn GmbH & Co. KG, DE, Putzbrunn <sup>6</sup>	50,0	EPS Polska Holding Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>1</sup>	100,0
Energieversorgung Putzbrunn Verwaltungs GmbH, DE, Putzbrunn <sup>6</sup>	50,0	Erdgasversorgung Industriepark Leipzig Nord GmbH, DE, Leipzig <sup>6</sup>	50,0
Energieversorgung Sehnde GmbH, DE, Sehnde <sup>6</sup>	30,0	Erdgasversorgung Schwalmtal GmbH & Co. KG, DE, Viersen <sup>6</sup>	50,0
Energieversorgung Timmendorfer Strand GmbH & Co. KG, DE, Timmendorfer Strand <sup>2</sup>	51,0	Erdgasversorgung Schwalmtal Verwaltungs-GmbH, DE, Viersen <sup>6</sup>	50,0
Energieversorgung Vechelde GmbH & Co. KG, DE, Vechelde <sup>6</sup>	49,0	e-regio GmbH & Co. KG, DE, Euskirchen <sup>5</sup>	40,5
Energiewacht Facilities B.V., NL, Zwolle <sup>1</sup>	100,0	Ergon Energia S.r.l. in liquidazione, IT, Mailand <sup>6</sup>	50,0
Energiewacht Groep B.V., NL, Meppel <sup>1</sup>	100,0	Ergon Overseas Holdings Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0
Energiewacht N.V., NL, Veendam <sup>1</sup>	100,0	Erneuerbare Energien Rheingau-Taunus GmbH, DE, Bad Schwalbach <sup>6</sup>	25,1
Energiewacht West Nederland B.V., NL, Assen <sup>1</sup>	100,0	ErwärmBAR GmbH, DE, Eberswalde <sup>6</sup>	50,0
Energie-Wende-Garching GmbH & Co. KG, DE, Garching <sup>6</sup>	50,0	eShare.one GmbH, DE, Dortmund <sup>6</sup>	25,1
Energie-Wende-Garching Verwaltungs-GmbH, DE, Garching <sup>6</sup>	50,0	ESK GmbH, DE, Dortmund <sup>2</sup>	100,0
Energiewerke Isernhagen GmbH, DE, Isernhagen <sup>6</sup>	49,0	ESN EnergieSystemeNord GmbH, DE, Schwentintal <sup>2</sup>	55,0
Energiewerke Osterburg GmbH, DE, Osterburg (Altmark) <sup>6</sup>	49,0	ESN Sicherheit und Zertifizierung GmbH, DE, Schwentintal <sup>2</sup>	100,0
Energiewerken B.V., NL, Almere <sup>1</sup>	100,0	Essent Belgium N.V., BE, Antwerpen <sup>1</sup>	100,0
energis GmbH, DE, Saarbrücken <sup>1</sup>	71,9	Essent Energie Verkoop Nederland B.V., NL, 's-Hertogenbosch <sup>1</sup>	100,0
energis-Netzgesellschaft mbH, DE, Saarbrücken <sup>1</sup>	100,0	Essent EnergieBewust Holding B.V., NL, 's-Hertogenbosch <sup>1</sup>	100,0
Energy Collection Services Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0	Essent Energy Group B.V., NL, Arnhem <sup>1</sup>	100,0
Energy Ventures GmbH, DE, Saarbrücken <sup>2</sup>	100,0	Essent IT B.V., NL, Arnhem <sup>1</sup>	100,0
energy4u GmbH & Co. KG, DE, Siegburg <sup>6</sup>	49,0	Essent N.V., NL, 's-Hertogenbosch <sup>1</sup>	100,0
Enerjisa Enerji A.Ş., TR, Istanbul <sup>4</sup>	40,0	Essent Nederland B.V., NL, Arnhem <sup>1</sup>	100,0
Enerjisa Üretim Santralleri A.Ş., TR, Istanbul <sup>4</sup>	50,0	Essent Retail Energie B.V., NL, 's-Hertogenbosch <sup>1</sup>	100,0
enermarket GmbH, DE, Frankfurt am Main <sup>6</sup>	60,0	Essent Rights B.V., NL, 's-Hertogenbosch <sup>1</sup>	100,0
		Essent Sales Portfolio Management B.V., NL, 's-Hertogenbosch <sup>1</sup>	100,0
		Észak-magyarországi Áramszolgáltató Nyrt., HU, Miskolc <sup>1</sup>	97,1
		EuroSkyPark GmbH, DE, Saarbrücken <sup>1</sup>	51,0
		EVG Energieversorgung Gemünden GmbH, DE, Gemünden am Main <sup>6</sup>	49,0
		EVIP GmbH, DE, Bitterfeld-Wolfen <sup>1</sup>	100,0

1 konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3 gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4 Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5 assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6 assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7 Beteiligungen gemäß §313 Abs. 2 Nr. 5 HGB · 8 Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung · 10 keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung · 11 maßgeblicher Einfluss über mittelbare Vereinbarung · 12 strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12 · 13 verbundenes Unternehmen, das vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird · 14 übrige Beteiligung, die vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2019)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
evm Windpark Höhn GmbH & Co. KG, DE, Höhn <sup>6</sup>	33,2	Gas-Netzgesellschaft Bedburg GmbH & Co. KG, DE, Bedburg <sup>6</sup>	25,1
EWIS BV, NL, Ede <sup>1</sup>	100,0	Gas-Netzgesellschaft Elsdorf GmbH & Co. KG, DE, Elsdorf <sup>6</sup>	25,1
EWR Aktiengesellschaft, DE, Worms <sup>5, 11</sup>	1,3	Gas-Netzgesellschaft Kolpingstadt Kerpen GmbH & Co. KG, DE, Kerpen <sup>6</sup>	25,1
EWR Dienstleistungen GmbH & Co. KG, DE, Worms <sup>5</sup>	25,0	Gas-Netzgesellschaft Kreisstadt Bergheim GmbH & Co. KG, DE, Bergheim <sup>6</sup>	25,1
EWR GmbH, DE, Remscheid <sup>5</sup>	20,0	Gasnetzgesellschaft Laatzen-Süd mbH, DE, Laatzen <sup>6</sup>	49,0
ews Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Bad Segeberg <sup>6</sup>	50,2	Gasnetzgesellschaft Mettmann mbH & Co. KG, DE, Mettmann <sup>6</sup>	25,1
EWV Baesweiler GmbH & Co. KG, DE, Baesweiler <sup>6</sup>	45,0	Gas-Netzgesellschaft Rheda-Wiedenbrück GmbH & Co. KG, DE, Rheda-Wiedenbrück <sup>6</sup>	49,0
EWV Baesweiler Verwaltungs GmbH, DE, Baesweiler <sup>6</sup>	45,0	Gas-Netzgesellschaft Rheda-Wiedenbrück Verwaltungs-GmbH, DE, Rheda-Wiedenbrück <sup>6</sup>	49,0
EWV Energie- und Wasser-Versorgung GmbH, DE, Stolberg <sup>1</sup>	53,7	Gasnetzgesellschaft Warburg GmbH & Co. KG, DE, Warburg <sup>6</sup>	49,0
EZV Energie- und Service GmbH & Co. KG Untermain, DE, Wörth am Main <sup>6</sup>	28,9	Gasnetzgesellschaft Windeck mbH & Co. KG, DE, Siegburg <sup>2</sup>	100,0
EZV Energie- und Service Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Wörth am Main <sup>6</sup>	28,8	Gasnetzgesellschaft Wörrstadt mbH & Co. KG, DE, Saulheim <sup>6</sup>	49,0
Falkenbergs Biogas AB, SE, Malmö <sup>2</sup>	65,0	Gasnetzgesellschaft Wörrstadt Verwaltung mbH, DE, Saulheim <sup>6</sup>	49,0
FAMIS GmbH, DE, Saarbrücken <sup>1</sup>	100,0	Gasversorgung Bad Rodach GmbH, DE, Bad Rodach <sup>6</sup>	50,0
FAMOS - Facility Management Osnabrück GmbH, DE, Osnabrück <sup>6</sup>	49,0	Gasversorgung Ebermannstadt GmbH, DE, Ebermannstadt <sup>5</sup>	50,0
Fernwärmeversorgung Freising Gesellschaft mit beschränkter Haftung (FFG), DE, Freising <sup>6</sup>	50,0	Gasversorgung im Landkreis Gifhorn GmbH, DE, Gifhorn <sup>1</sup>	95,0
Fernwärmeversorgung Saarlouis-Steinrausch Investitionsgesellschaft mbH, DE, Saarlouis <sup>2</sup>	100,0	Gasversorgung Unterfranken Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Würzburg <sup>5</sup>	49,0
Fernwärmeversorgung Zwönitz GmbH (FVZ), DE, Zwönitz <sup>6</sup>	50,0	Gasversorgung Wismar Land GmbH, DE, Lübow <sup>6</sup>	49,0
FEVA Infrastrukturgesellschaft mbH, DE, Wolfsburg <sup>6</sup>	49,0	Gasversorgung Wunsiedel GmbH, DE, Wunsiedel <sup>6</sup>	50,0
FIDELIA Holding LLC, US, Wilmington <sup>1</sup>	100,0	GasWacht Friesland Facilities B.V., NL, Leeuwarden <sup>1</sup>	100,0
Fitas Verwaltung GmbH & Co. Dritte Vermietungs-KG, DE, Pullach im Isartal <sup>2</sup>	90,0	Geas Energiewacht B.V., NL, Enschede <sup>1</sup>	100,0
FITAS Verwaltung GmbH & Co. REGIUM-Objekte KG, DE, Pullach im Isartal <sup>2</sup>	90,0	Gelsenberg GmbH & Co. KG, DE, Düsseldorf <sup>1, 8</sup>	100,0
Foton Technik Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>1</sup>	100,0	Gelsenberg Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2</sup>	100,0
Fraku Installaties B.V., NL, Venlo <sup>1</sup>	100,0	Gelsenwasser Beteiligungs-GmbH, DE, München <sup>2</sup>	100,0
Fraku Service B.V., NL, Venlo <sup>1</sup>	100,0	Gemeindewerke Bissendorf Netze GmbH & Co. KG, DE, Bissendorf <sup>6</sup>	49,0
Free Electrons LLC, US, Palo Alto <sup>2</sup>	100,0	Gemeindewerke Bissendorf Netze Verwaltungs-GmbH, DE, Bissendorf <sup>6</sup>	49,0
Freiberger Stromversorgung GmbH (FSG), DE, Freiberg <sup>5</sup>	30,0	Gemeindewerke Everswinkel GmbH, DE, Everswinkel <sup>6</sup>	45,0
Frendi AB, SE, Malmö <sup>1</sup>	100,0	Gemeindewerke Gräfelting GmbH & Co. KG, DE, Gräfelting <sup>6</sup>	49,0
Fresh Energy GmbH, DE, Berlin <sup>2</sup>	52,8	Gemeindewerke Gräfelting Verwaltungs GmbH, DE, Gräfelting <sup>6</sup>	49,0
FSO GmbH & Co. KG, DE, Oberhausen <sup>4</sup>	50,0	Gemeindewerke Namborn, Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Namborn <sup>6</sup>	49,0
FSO Verwaltungs-GmbH, DE, Oberhausen <sup>6</sup>	50,0	Gemeindewerke Uetze GmbH, DE, Uetze <sup>6</sup>	49,0
FUCATUS Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Recklinghausen Kommanditgesellschaft, DE, Düsseldorf <sup>2</sup>	94,0	Gemeindewerke Wedemark GmbH, DE, Wedemark <sup>5</sup>	49,0
Fundacja innogy w Polsce, PL, Warschau <sup>2</sup>	100,0	Gemeindewerke Wietze GmbH, DE, Wietze <sup>5</sup>	49,0
G&L Gastro-Service GmbH, DE, Augsburg <sup>6</sup>	35,0	Gemeindewerke Windeck GmbH & Co. KG, DE, Siegburg <sup>2</sup>	100,0
Gas- und Wasserwerke Bous-Schwalbach GmbH, DE, Bous <sup>5</sup>	49,0	Gemeinnützige Gesellschaft zur Förderung des E.ON Energy Research Center mbH, DE, Aachen <sup>6</sup>	50,0
GASAG AG, DE, Berlin <sup>5</sup>	36,9	Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde GmbH & Co. oHG, DE, Emmerthal <sup>1</sup>	100,0
Gasgesellschaft Kerken Wachtendonk mbH, DE, Kerken <sup>6</sup>	49,0	Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde Management GmbH, DE, Emmerthal <sup>2</sup>	83,2
GasLine Telekommunikationsnetz-Geschäftsführungsgesellschaft deutscher Gasversorgungsunternehmen mbH, DE, Straelen <sup>6</sup>	20,0	Gemeinschaftskernkraftwerk Isar 2 GmbH, DE, Essenbach <sup>2</sup>	75,0
GasLINE Telekommunikationsnetzgesellschaft deutscher Gasversorgungsunternehmen mbH & Co. KG, DE, Straelen <sup>5</sup>	20,0		

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 Beteiligungen gemäß §313 Abs. 2 Nr. 5 HGB · 8 Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung · 10 keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung · 11 maßgeblicher Einfluss über mittelbare Vereinbarung · 12 strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12 · 13 verbundenes Unternehmen, das vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird · 14 übrige Beteiligung, die vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird

### Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2019)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH & Co. oHG., DE, Emmerthal <sup>1</sup>	66,7	HanseWerk Natur GmbH, DE, Hamburg <sup>1</sup>	100,0
Geotermisk Operaterselskab ApS, DK, Kirke Saby <sup>6</sup>	20,0	Harzwasserwerke GmbH, DE, Hildesheim <sup>5</sup>	20,8
Geothermie-Wärmegesellschaft Braunau-Simbach mbH, AT, Braunau am Inn <sup>6</sup>	20,0	HaseNetz GmbH & Co. KG, DE, Gehrde <sup>6</sup>	25,1
Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH, DE, Kiel <sup>6</sup>	33,3	Havelstrom Zehdenick GmbH, DE, Zehdenick <sup>6</sup>	49,0
Get Energy Solutions Szolgálató Kft., HU, Budapest <sup>1</sup>	100,0	HCL Netze GmbH & Co. KG, DE, Herzbrock-Clarholz <sup>6</sup>	25,1
GfB, Gesellschaft für Baudenkmalpflege mbH, DE, Idar-Oberstein <sup>6</sup>	20,0	Heizkraftwerk Zwickau Süd GmbH & Co. KG, DE, Zwickau <sup>6</sup>	40,0
GfS Gesellschaft für Simulatorschulung mbH, DE, Essen <sup>6</sup>	41,7	Heizungs- und Sanitärbau WIJA GmbH, DE, Bad Neuenahr-Ahrweiler <sup>2</sup>	100,0
GHD Bayernwerk Natur GmbH & Co. KG, DE, Dingolfing <sup>2</sup>	75,0	Heizwerk Holzverwertungsgenossenschaft Stiftland eG & Co. oHG, DE, Neualbenreuth <sup>6</sup>	50,0
Gichtgaskraftwerk Dillingen GmbH & Co. KG, DE, Dillingen <sup>6</sup>	25,2	HELIOS MB s.r.o., CZ, Prag <sup>2</sup>	100,0
Ginger Teplo, s.r.o., CZ, Prag <sup>2</sup>	100,0	Hennef (Sieg) Netz GmbH & Co. KG, DE, Hennef <sup>6</sup>	49,0
GISA GmbH, DE, Halle (Saale) <sup>6</sup>	23,9	Hermann Stibbe Verwaltungs-GmbH, DE, Wunstorf <sup>2</sup>	100,0
GKB Gesellschaft für Kraftwerksbeteiligungen mbH, DE, Cottbus <sup>2</sup>	100,0	HGC Hamburg Gas Consult GmbH, DE, Hamburg <sup>2</sup>	100,0
GkD Gesellschaft für kommunale Dienstleistungen mbH, DE, Köln <sup>6</sup>	50,0	hmstr GmbH, DE, Saarbrücken <sup>6</sup>	25,1
GNEE Gesellschaft zur Nutzung erneuerbarer Energien mbH Freisen, DE, Freisen <sup>6</sup>	49,0	HOCHTEMPERATUR-KERNKRAFTWERK GmbH (HKG). Gemeinsames europäisches Unternehmen, DE, Hamm <sup>6</sup>	26,0
GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH, DE, Essen <sup>6</sup>	48,0	Hof Promotion B.V., NL, Eindhoven <sup>1</sup>	100,0
GOLLIPP Bioerdgas GmbH & Co. KG, DE, Gollhofen <sup>6</sup>	50,0	Holsteiner Wasser GmbH, DE, Neumünster <sup>6</sup>	50,0
GOLLIPP Bioerdgas Verwaltungs GmbH, DE, Gollhofen <sup>6</sup>	50,0	Home.ON GmbH, DE, Aachen <sup>6</sup>	45,0
Gondoskodás-Egyházas Alapítvány, HU, Debrecen <sup>2</sup>	100,0	HSL Laibacher GmbH, DE, Wiesen <sup>2</sup>	100,0
Gottburg Energie- und Wärmetechnik GmbH & Co. KG i. L., DE, Leck <sup>6</sup>	49,9	Hub2Go GmbH, DE, Hamburg <sup>6</sup>	49,0
Gottburg Verwaltungs GmbH i. L., DE, Leck <sup>6</sup>	49,9	Huisman Warmtetechniek B.V., NL, Stadskanaal <sup>1</sup>	100,0
GREEN GECCO Beteiligungsgesellschaft mbH & Co. KG, DE, Troisdorf <sup>6</sup>	20,7	iamsmart GmbH i. L., DE, Essen <sup>2</sup>	100,0
GREEN GECCO Beteiligungsgesellschaft-Verwaltungs GmbH, DE, Troisdorf <sup>6</sup>	20,7	Improbed AB, SE, Malmö <sup>2</sup>	100,0
GREEN Gesellschaft für regionale und erneuerbare Energie mbH, DE, Stolberg <sup>6</sup>	49,2	Improvers B.V., NL, 's-Hertogenbosch <sup>1</sup>	100,0
Green Sky Energy Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0	Improvers Community B.V., NL, Amsterdam <sup>1</sup>	100,0
Green Solar Herzogenrath GmbH, DE, Herzogenrath <sup>6</sup>	45,0	iND Asset Komplementär GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0
Greenergetic Energie Service GmbH & Co. KG, DE, Bielefeld <sup>2</sup>	100,0	iND Immobilien GmbH & Co. KG, DE, Essen <sup>1</sup>	100,0
Greenergetic Energie Service Management GmbH, DE, Bielefeld <sup>2</sup>	100,0	iND Kommunikationsleitungen GmbH & Co. KG, DE, Essen <sup>1</sup>	100,0
Greenergetic GmbH, DE, Bielefeld <sup>1</sup>	100,0	Induboden GmbH, DE, Düsseldorf <sup>2</sup>	100,0
greenited GmbH, DE, Hamburg <sup>6</sup>	50,0	Induboden GmbH & Co. Grundstücksgesellschaft oHG, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0
Greenplug GmbH, DE, Hamburg <sup>6</sup>	49,0	Industriekraftwerk Greifswald GmbH, DE, Kassel <sup>6</sup>	49,0
greenXmoney.com GmbH i. L., DE, Neu-Ulm <sup>2</sup>	100,0	Industry Development Services Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0
GrønGas Partner A/S, DK, Hirtshals <sup>6</sup>	50,0	InfraServ - Bayernwerk Gendorf GmbH, DE, Burgkirchen a.d.Alz <sup>6</sup>	50,0
GSH Green Steam Hürth GmbH, DE, München <sup>2</sup>	100,0	Infrastrukturgesellschaft Stadt Nienburg/Weser mbH, DE, Nienburg/Weser <sup>6</sup>	49,9
GWG Grevenbroich GmbH, DE, Grevenbroich <sup>1</sup>	60,0	innogy Aqua GmbH, DE, Mülheim an der Ruhr <sup>1,8</sup>	100,0
GWG Kommunal GmbH, DE, Grevenbroich <sup>2</sup>	89,9	innogy Benelux Holding B.V., NL, 's-Hertogenbosch <sup>1</sup>	100,0
Hams Hall Management Company Limited, GB, Coventry <sup>6</sup>	44,8	innogy Beteiligungsholding GmbH, DE, Essen <sup>1,8</sup>	100,0
HanseGas GmbH, DE, Quickborn <sup>1</sup>	100,0	innogy Business Services Benelux B.V., NL, Arnhem <sup>1</sup>	100,0
HanseWerk AG, DE, Quickborn <sup>1</sup>	66,5	innogy Business Services Polska Sp. z o.o., PL, Kraków <sup>1</sup>	100,0
		Innogy Business Services UK Limited, GB, Swindon <sup>1</sup>	100,0
		innogy Česká republika a.s., CZ, Prag <sup>1</sup>	100,0
		innogy Commodity Markets GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0

1 konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3 gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4 Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5 assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6 assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7 Beteiligungen gemäß §313 Abs. 2 Nr. 5 HGB · 8 Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung · 10 keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung · 11 maßgeblicher Einfluss über mittelbare Vereinbarung · 12 strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12 · 13 verbundenes Unternehmen, das vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird · 14 übrige Beteiligung, die vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2019)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
innogy Consulting & Ventures Americas, LLC, US, Boston <sup>2</sup>	100,0	innogy Westenergie GmbH, DE, Essen <sup>1</sup>	100,0
innogy Consulting & Ventures Holdings LLC, US, Boston <sup>2</sup>	100,0	innogy Zákaznické služby, s.r.o., CZ, Ostrava <sup>1</sup>	100,0
innogy Consulting & Ventures UK Ltd., GB, London <sup>2</sup>	100,0	innogy Zweite Vermögensverwaltungs GmbH, DE, Essen <sup>1, 8</sup>	100,0
innogy Consulting GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0	innogy Zwölfte Vermögensverwaltungs GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0
innogy Consulting U.S. LLC, US, Boston <sup>2</sup>	100,0	innogy.C3 GmbH, DE, Essen <sup>6</sup>	25,1
innogy Direkt GmbH, DE, Dortmund <sup>1</sup>	100,0	innogy-EnBW Magyarország Energiaszolgáltató Korlátolt Felelősségű Társaság, HU, Budapest <sup>2</sup>	100,0
INNOGY E-MOBILITY LIMITED, GB, London <sup>2</sup>	100,0	Installatietechnik Totaal B.V., NL, Leeuwarden <sup>1</sup>	100,0
innogy eMobility Solutions GmbH, DE, Dortmund <sup>1</sup>	100,0	Intelligent Maintenance Systems Limited, GB, Milton Keynes <sup>6</sup>	25,0
innogy e-mobility US LLC, US, Delaware <sup>1</sup>	100,0	IPP ESN Power Engineering GmbH, DE, Kiel <sup>2</sup>	51,0
innogy Energetika Plhov - Náchod, s.r.o., CZ, Náchod <sup>2</sup>	93,0	Isoprofs B.V., NL, Meijel <sup>1</sup>	100,0
innogy Energie, s.r.o., CZ, Prag <sup>1</sup>	100,0	Isoprofs België BVBA, BE, Hasselt <sup>1</sup>	100,0
innogy Energo, s.r.o., CZ, Prag <sup>1</sup>	100,0	iSWITCH GmbH, DE, Essen <sup>1, 8</sup>	100,0
innogy Energy Belgium BVBA, BE, Hove <sup>1</sup>	100,0	It's a beautiful world B.V., NL, Amersfoort <sup>1</sup>	100,0
innogy Finance B.V., NL, 's-Hertogenbosch <sup>1</sup>	100,0	Jihočeská plynárenská, a.s., CZ, České Budějovice <sup>2</sup>	100,0
innogy Fünfzehnte Vermögensverwaltungs GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0	Kalmar Energi Försäljning AB, SE, Kalmar <sup>6</sup>	40,0
innogy Gastronomie GmbH, DE, Essen <sup>1, 8</sup>	100,0	Kalmar Energi Holding AB, SE, Kalmar <sup>4</sup>	50,0
innogy Hungária Tanácsadó Kft., HU, Budapest <sup>1</sup>	100,0	Kavernengesellschaft Staßfurt mbH, DE, Staßfurt <sup>6</sup>	50,0
innogy Innovation Berlin GmbH, DE, Berlin <sup>1, 8</sup>	100,0	KAWAG AG & Co. KG, DE, Pleidelsheim <sup>6</sup>	49,0
INNOGY INNOVATION CENTER LTD, IL, Tel Aviv <sup>1</sup>	100,0	KAWAG Netze GmbH & Co. KG, DE, Abstatt <sup>6</sup>	49,0
innogy Innovation GmbH, DE, Essen <sup>1, 8</sup>	100,0	KAWAG Netze Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Abstatt <sup>6</sup>	49,0
innogy Innovation UK Ltd., GB, London <sup>1</sup>	100,0	KDT Kommunale Dienste Tholey GmbH, DE, Tholey <sup>6</sup>	49,0
innogy International Middle East, AE, Dubai <sup>6</sup>	49,0	Kemkens B.V., NL, Oss <sup>5</sup>	49,0
innogy International Participations N.V., NL, 's-Hertogenbosch <sup>1</sup>	100,0	Kemsley CHP Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0
innogy Metering GmbH, DE, Mülheim an der Ruhr <sup>1</sup>	100,0	KEN Geschäftsführungsgesellschaft mbH, DE, Neunkirchen <sup>6</sup>	50,0
innogy Neunte Vermögensverwaltungs GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0	KEN GmbH & Co. KG, DE, Neunkirchen <sup>6</sup>	46,5
innogy New Ventures LLC, US, Palo Alto <sup>1</sup>	100,0	Kernkraftwerk Brokdorf GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg <sup>1</sup>	80,0
innogy Polska Development Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>2</sup>	100,0	Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg <sup>5</sup>	33,3
innogy Polska IT Support Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>1</sup>	100,0	Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg <sup>3</sup>	50,0
innogy Polska Operations Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>2</sup>	100,0	Kernkraftwerk Stade GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg <sup>1</sup>	66,7
innogy Polska S.A., PL, Warschau <sup>1</sup>	100,0	Kernkraftwerke Isar Verwaltungs GmbH, DE, Essenbach <sup>1</sup>	100,0
innogy Polska Solutions Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>1</sup>	100,0	KEVAG Telekom GmbH, DE, Koblenz <sup>6</sup>	50,0
innogy Rheinhessen Beteiligungs GmbH, DE, Essen <sup>1, 8</sup>	100,0	KEW Kommunale Energie- und Wasserversorgung Aktiengesellschaft, DE, Neunkirchen <sup>5</sup>	28,6
innogy SE, DE, Essen <sup>1</sup>	90,0	KGW - Kraftwerk Grenzach-Wyhlen GmbH, DE, München <sup>1</sup>	100,0
Innogy Solutions Ireland Limited, IE, Dublin <sup>1</sup>	100,0	Kite Power Systems Limited, GB, Chelmsford <sup>6</sup>	26,6
innogy solutions Kft., HU, Budapest <sup>1</sup>	100,0	Kiwigrd GmbH, DE, Dresden <sup>6</sup>	21,5
innogy South East Europe s.r.o., SK, Bratislava <sup>2</sup>	100,0	KlickEnergie GmbH & Co. KG, DE, Neuss <sup>6</sup>	65,0
innogy Stiftung für Energie und Gesellschaft gGmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0	KlickEnergie Verwaltungs-GmbH, DE, Neuss <sup>6</sup>	65,0
innogy Stoen Operator Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>1</sup>	100,0	Klíma és Hűtéstechológia Tervező, Szerelő és Kereskedelmi Kft., HU, Budapest <sup>1</sup>	100,0
innogy Sustainable Solutions LLC, US, Boston <sup>2</sup>	100,0	Klimacom B.V., NL, Groningen <sup>1</sup>	100,0
innogy TelNet GmbH, DE, Essen <sup>1, 8</sup>	100,0	Komáromi Kogenerációs Erőmű Kft., HU, Budapest <sup>2</sup>	100,0
innogy TelNet Holding, s.r.o., CZ, Prag <sup>2</sup>	100,0	KommEnergie Erzeugungs GmbH, DE, Eichenau <sup>6</sup>	100,0
innogy Ventures GmbH, DE, Essen <sup>1, 8</sup>	100,0	KommEnergie GmbH, DE, Eichenau <sup>6</sup>	61,0
innogy Ventures Vermögensverwaltung 6 GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0		
innogy Vierzehnte Vermögensverwaltungs GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0		

1 konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3 gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4 Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5 assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6 assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7 Beteiligungen gemäß §313 Abs. 2 Nr. 5 HGB · 8 Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung · 10 keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung · 11 maßgeblicher Einfluss über mittelbare Vereinbarung · 12 strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12 · 13 verbundenes Unternehmen, das vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird · 14 übrige Beteiligung, die vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird

### Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2019)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Kommunale Dienste Marpingen Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Marpingen <sup>6</sup>	49,0	Lighting for Staffordshire Holdings Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	60,0
Kommunale Energieversorgung GmbH Eisenhüttenstadt, DE, Eisenhüttenstadt <sup>5</sup>	49,0	Lighting for Staffordshire Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0
Kommunale Klimaschutzgesellschaft Landkreis Celle gemeinnützige GmbH, DE, Celle <sup>6</sup>	25,0	Liikennevirta Oy, FI, Helsinki <sup>6</sup>	34,3
Kommunale Klimaschutzgesellschaft Landkreis Uelzen gemeinnützige GmbH, DE, Celle <sup>6</sup>	25,0	Lillo Energy NV, BE, Brüssel <sup>6</sup>	50,0
Kommunale Netzgesellschaft Steinheim a. d. Murr GmbH & Co. KG, DE, Steinheim an der Murr <sup>6</sup>	49,0	Limfjordens Bioenergi ApS, DK, Frederiksberg <sup>2</sup>	78,0
Kommunalwerk Rudersberg GmbH & Co. KG, DE, Rudersberg <sup>6</sup>	49,9	Livisi GmbH, DE, Essen <sup>1</sup>	100,0
Kommunalwerk Rudersberg Verwaltungs-GmbH, DE, Rudersberg <sup>6</sup>	49,9	Local Energies, a.s., CZ, Zlín - Malenovice <sup>2</sup>	100,0
Konnektor B.V., NL, Amsterdam <sup>1</sup>	100,0	Lößnitz Netz GmbH & Co. KG, DE, Lößnitz <sup>2</sup>	100,0
Konsortium Energieversorgung Opel beschränkt haftende oHG, DE, Karlstein <sup>4,10</sup>	66,7	Lößnitz Netz Verwaltungs GmbH, DE, Lößnitz <sup>2</sup>	100,0
Koprivnica Opskrba d.o.o., HR, Koprivnica <sup>1</sup>	100,0	LSW Energie Verwaltungs-GmbH, DE, Wolfsburg <sup>6</sup>	57,0
Koprivnica Plin d.o.o., HR, Koprivnica <sup>1</sup>	100,0	LSW Holding GmbH & Co. KG, DE, Wolfsburg <sup>5,10</sup>	57,0
Kraftwerk Burghausen GmbH, DE, München <sup>1</sup>	100,0	LSW Holding Verwaltungs-GmbH, DE, Wolfsburg <sup>6</sup>	57,0
Kraftwerk Hattorf GmbH, DE, München <sup>1</sup>	100,0	LSW Netz Verwaltungs-GmbH, DE, Wolfsburg <sup>6</sup>	57,0
Kraftwerk Marl GmbH, DE, München <sup>1</sup>	100,0	Luna Lüneburg GmbH, DE, Lüneburg <sup>6</sup>	49,0
Kraftwerk Plattling GmbH, DE, München <sup>1</sup>	100,0	Magnalink, a.s., CZ, Hradec Králové <sup>2</sup>	85,0
Kraftwerk Wehrden Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Völklingen <sup>6</sup>	33,3	MAINGAU Energie GmbH, DE, Obertshausen <sup>5</sup>	46,6
KSG Kraftwerks-Simulator-Gesellschaft mbH, DE, Essen <sup>5</sup>	41,7	Mainzer Wärme PLUS GmbH, DE, Mainz <sup>6</sup>	45,0
KSP Kommunal Service Püttlingen GmbH, DE, Püttlingen <sup>6</sup>	40,0	Matrix Control Solutions Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0
Kurgan Grundstücks-Verwaltungsgesellschaft mbH & Co. oHG i. L., DE, Grünwald <sup>2</sup>	90,0	medl GmbH, DE, Mülheim an der Ruhr <sup>5</sup>	39,0
KVK Kompetenzzentrum Verteilnetze und Konzessionen GmbH, DE, Köln <sup>6</sup>	74,9	Melle Netze GmbH & Co. KG, DE, Melle <sup>6</sup>	50,0
KWS Kommunal-Wasserversorgung Saar GmbH, DE, Saarbrücken <sup>2</sup>	100,0	MEON Pensions GmbH & Co. KG, DE, Grünwald <sup>1,8</sup>	100,0
LandE GmbH, DE, Wolfsburg <sup>1</sup>	69,6	MEON Verwaltungs GmbH, DE, Grünwald <sup>2</sup>	100,0
Landwehr Wassertechnik GmbH, DE, Schöppenstedt <sup>2</sup>	100,0	MeteringSüd GmbH & Co. KG, DE, Augsburg <sup>6</sup>	34,0
Lech Energie Gersthofen GmbH & Co. KG, DE, Gersthofen <sup>2</sup>	100,0	Midlands Electricity Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0
Lech Energie Verwaltung GmbH, DE, Augsburg <sup>2</sup>	100,0	MINUS 181 GmbH, DE, Parchim <sup>6</sup>	25,1
Lechwerke AG, DE, Augsburg <sup>1</sup>	89,9	MITGAS Mitteldeutsche Gasversorgung GmbH, DE, Halle (Saale) <sup>1</sup>	75,4
Leitungspartner GmbH, DE, Düren <sup>1</sup>	100,0	Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas HD mbH, DE, Halle (Saale) <sup>2</sup>	100,0
Lemonbeat GmbH, DE, Dortmund <sup>2</sup>	100,0	Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH, DE, Halle (Saale) <sup>1</sup>	100,0
LEW Anlagenverwaltung Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Gundremmingen <sup>1</sup>	100,0	Mitteldeutsche Netzgesellschaft mbH, DE, Chemnitz <sup>2</sup>	100,0
LEW Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, Gundremmingen <sup>1</sup>	100,0	Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, DE, Halle (Saale) <sup>1</sup>	100,0
LEW Netzservice GmbH, DE, Augsburg <sup>1</sup>	100,0	Mittlere Donau Kraftwerke AG, DE, Landshut <sup>1,12</sup>	40,0
LEW Service & Consulting GmbH, DE, Augsburg <sup>1</sup>	100,0	MNG Stromnetze GmbH & Co. KG, DE, Lüdinghausen <sup>6</sup>	25,1
LEW TelNet GmbH, DE, Neusäß <sup>1</sup>	100,0	MNG Stromnetze Verwaltungs GmbH, DE, Lüdinghausen <sup>6</sup>	25,1
LEW Verteilnetz GmbH, DE, Augsburg <sup>1</sup>	100,0	Montcogim - Plinara d.o.o., HR, Sveta Nedelja <sup>1</sup>	100,0
LEW Wasserkraft GmbH, DE, Augsburg <sup>1</sup>	100,0	MONTCOGIM-SISAK d.o.o., HR, Sisak <sup>2</sup>	100,0
Licht Groen B.V., NL, Amsterdam <sup>1</sup>	100,0	Mosoni-Duna Menti Szélerőmű Kft., HU, Budapest <sup>2</sup>	100,0
Lichtverbund Straßenbeleuchtung GmbH, DE, Helmstedt <sup>2</sup>	89,8	MotionWerk GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	59,7
		Murrhardt Netz AG & Co. KG, DE, Murrhardt <sup>6</sup>	49,0
		Nahwärme Ascha GmbH, DE, Ascha <sup>2</sup>	90,0
		Naturstrom Betriebsgesellschaft Oberhonnefeld mbH, DE, Koblenz <sup>6</sup>	25,0
		Nebelhornbahn-Aktiengesellschaft, DE, Oberstdorf <sup>5</sup>	20,1
		Nederland Isoleert B.V., NL, Amersfoort <sup>1</sup>	100,0
		Nederland Schildert B.V., NL, Amersfoort <sup>1</sup>	100,0

1 konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3 gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4 Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5 assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6 assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7 Beteiligungen gemäß §313 Abs. 2 Nr. 5 HGB · 8 Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung · 10 keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung · 11 maßgeblicher Einfluss über mittelbare Vereinbarung · 12 strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12 · 13 verbundenes Unternehmen, das vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird · 14 übrige Beteiligung, die vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2019)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Nederland Schildert Rijnmond B.V., NL, Amersfoort <sup>1</sup>	100,0	Netzgesellschaft Stuhr/Weyhe mbH i. L., DE, Helmstedt <sup>2</sup>	100,0
Nederland Verkoopt B.V., NL, Amersfoort <sup>1</sup>	100,0	Netzgesellschaft Südwestfalen mbH & Co. KG, DE, Netphen <sup>6</sup>	49,0
Netz- und Wartungsservice (NWS) GmbH, DE, Schwerin <sup>2</sup>	100,0	Netzgesellschaft Syke GmbH, DE, Syke <sup>6</sup>	49,0
Netzanschluss Mürow Oberdorf GbR, DE, Bremerhaven <sup>6</sup>	34,8	Netzgesellschaft W-1 GmbH, DE, Helmstedt <sup>2</sup>	100,0
Netzgesellschaft Bad Münde GmbH & Co. KG, DE, Bad Münde <sup>6</sup>	49,0	Neumünster Netz Beteiligungs-GmbH, DE, Neumünster <sup>1</sup>	50,1
Netzgesellschaft Barsinghausen GmbH & Co. KG, DE, Barsinghausen <sup>6</sup>	49,0	NEW AG, DE, Mönchengladbach <sup>1, 9</sup>	40,0
Netzgesellschaft Bedburg Verwaltungs-GmbH, DE, Bedburg <sup>6</sup>	49,0	NEW b_gas Eicken GmbH, DE, Schwalmtal <sup>2</sup>	100,0
Netzgesellschaft Betzdorf GmbH & Co. KG, DE, Betzdorf <sup>6</sup>	49,0	New Cogen Sp. z o.o., PL, Warschau <sup>2</sup>	100,0
Netzgesellschaft Bühlertal GmbH & Co. KG, DE, Bühlertal <sup>6</sup>	49,9	NEW Netz GmbH, DE, Geilenkirchen <sup>1</sup>	100,0
Netzgesellschaft Elsdorf Verwaltungs-GmbH, DE, Elsdorf <sup>6</sup>	49,0	NEW Niederrhein Energie und Wasser GmbH, DE, Mönchengladbach <sup>1</sup>	100,0
Netzgesellschaft Gehrden mbH, DE, Gehrden <sup>6</sup>	49,0	NEW NiederrheinWasser GmbH, DE, Viersen <sup>1</sup>	100,0
Netzgesellschaft GmbH & Co. KG Bad Homburg v. d. Höhe, DE, Bad Homburg v. d. Höhe <sup>6</sup>	45,7	NEW Re GmbH, DE, Mönchengladbach <sup>2</sup>	95,5
Netzgesellschaft Grimma GmbH & Co. KG, DE, Grimma <sup>6</sup>	49,0	NEW Smart City GmbH, DE, Mönchengladbach <sup>2</sup>	100,0
Netzgesellschaft Hemmingen mbH, DE, Hemmingen <sup>6</sup>	49,0	NEW Tönisvorst GmbH, DE, Tönisvorst <sup>1</sup>	98,1
Netzgesellschaft Hennigsdorf Strom mbH, DE, Hennigsdorf <sup>6</sup>	50,0	NEW Viersen GmbH, DE, Viersen <sup>1</sup>	100,0
Netzgesellschaft Hildesheimer Land GmbH & Co. KG, DE, Giesen <sup>6</sup>	49,0	NEW Windenergie Verwaltung GmbH, DE, Mönchengladbach <sup>2</sup>	100,0
Netzgesellschaft Hildesheimer Land Verwaltung GmbH, DE, Giesen <sup>6</sup>	49,0	NEW Windpark Linnich GmbH & Co. KG, DE, Mönchengladbach <sup>2</sup>	100,0
Netzgesellschaft Hohen Neuendorf Strom GmbH & Co. KG, DE, Hohen Neuendorf <sup>6</sup>	49,0	NEW Windpark Viersen GmbH & Co. KG, DE, Mönchengladbach <sup>2</sup>	100,0
Netzgesellschaft Horn-Bad Meinberg GmbH & Co. KG, DE, Horn-Bad Meinberg <sup>6</sup>	49,0	NFPA Holdings Limited, GB, Newcastle upon Tyne <sup>6</sup>	25,0
Netzgesellschaft Hüllhorst GmbH & Co. KG, DE, Hüllhorst <sup>6</sup>	49,0	NiersEnergieNetze GmbH & Co. KG, DE, Kevelaer <sup>6</sup>	51,0
Netzgesellschaft Korb GmbH & Co. KG, DE, Korb <sup>6</sup>	49,9	NiersEnergieNetze Verwaltungs-GmbH, DE, Kevelaer <sup>6</sup>	51,0
Netzgesellschaft Korb Verwaltungs-GmbH, DE, Korb <sup>6</sup>	49,9	NIS Norddeutsche Informations-Systeme Gesellschaft mbH, DE, Schwentinental <sup>2</sup>	100,0
Netzgesellschaft Kreisstadt Bergheim Verwaltungs-GmbH, DE, Bergheim <sup>6</sup>	49,0	NORD-direkt GmbH, DE, Neumünster <sup>2</sup>	100,0
Netzgesellschaft Lauf GmbH & Co. KG, DE, Lauf <sup>6</sup>	49,9	NordNetz GmbH, DE, Quickborn <sup>2</sup>	100,0
Netzgesellschaft Leutenbach GmbH & Co. KG, DE, Leutenbach <sup>6</sup>	49,9	Novenergy limited liability company for energy activities, HR, Zagreb <sup>6</sup>	50,0
Netzgesellschaft Leutenbach Verwaltungs-GmbH, DE, Leutenbach <sup>6</sup>	49,9	Novo Innovations Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0
Netzgesellschaft Maifeld GmbH & Co. KG, DE, Polch <sup>6</sup>	49,0	Npower Business and Social Housing Limited, GB, Swindon <sup>1</sup>	100,0
Netzgesellschaft Maifeld Verwaltungs GmbH, DE, Polch <sup>6</sup>	49,0	Npower Commercial Gas Limited, GB, Swindon <sup>1</sup>	100,0
Netzgesellschaft Osnabrücker Land GmbH & Co. KG, DE, Bohmte <sup>4</sup>	50,0	Npower Direct Limited, GB, Swindon <sup>1</sup>	100,0
Netzgesellschaft Ottersweier GmbH & Co. KG, DE, Ottersweier <sup>6</sup>	49,9	Npower Financial Services Limited, GB, Swindon <sup>1</sup>	100,0
Netzgesellschaft Panketal GmbH, DE, Panketal <sup>2</sup>	100,0	Npower Gas Limited, GB, Swindon <sup>1</sup>	100,0
Netzgesellschaft Rheda-Wiedenbrück GmbH & Co. KG, DE, Rheda-Wiedenbrück <sup>6</sup>	49,0	Npower Group Limited, GB, Swindon <sup>1</sup>	100,0
Netzgesellschaft Rheda-Wiedenbrück Verwaltungs-GmbH, DE, Rheda-Wiedenbrück <sup>6</sup>	49,0	Npower Limited, GB, Swindon <sup>1</sup>	100,0
Netzgesellschaft Rietberg Rietberg-Langenberg GmbH & Co. KG, DE, Rietberg <sup>6</sup>	25,1	Npower Northern Limited, GB, Swindon <sup>1</sup>	100,0
Netzgesellschaft Ronnenberg GmbH & Co. KG, DE, Ronnenberg <sup>6</sup>	49,0	Npower Northern Supply Limited, GB, Swindon <sup>2</sup>	100,0
Netzgesellschaft S-1 GmbH, DE, Helmstedt <sup>2</sup>	100,0	Npower Yorkshire Limited, GB, Swindon <sup>1</sup>	100,0
Netzgesellschaft Schwerin mbH (NGS), DE, Schwerin <sup>6</sup>	40,0	Npower Yorkshire Supply Limited, GB, Swindon <sup>1</sup>	100,0
		NRF Neue Regionale Fortbildung GmbH, DE, Halle (Saale) <sup>2</sup>	100,0
		Oberland Stromnetz GmbH & Co. KG, DE, Murnau a. Staffelsee <sup>6</sup>	33,9
		ocean5 Business Software GmbH, DE, Kie <sup>6</sup>	50,2
		Octopus Electrical Limited, GB, Swindon <sup>1</sup>	100,0
		Oebisfelder Wasser und Abwasser GmbH, DE, Oebisfelde <sup>6</sup>	49,0

1 konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3 gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4 Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5 assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6 assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7 Beteiligungen gemäß §313 Abs. 2 Nr. 5 HGB · 8 Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung · 10 keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung · 11 maßgeblicher Einfluss über mittelbare Vereinbarung · 12 strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12 · 13 verbundenes Unternehmen, das vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird · 14 übrige Beteiligung, die vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird

### Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2019)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Oer-Erkenschwick Netz GmbH & Co. KG, DE, Oer-Erkenschwick <sup>6</sup>	49,0	Rampion Renewables Limited, GB, Coventry <sup>5</sup>	39,9
OIE Aktiengesellschaft, DE, Idar-Oberstein <sup>1</sup>	100,0	Rauschbergbahn Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Ruhpolding <sup>2</sup>	77,4
OMNI Energy Kft., HU, Kiskunhalas <sup>5</sup>	50,0	RDE Regionale Dienstleistungen Energie GmbH & Co. KG, DE, Veitshöchheim <sup>2</sup>	100,0
OOO E.ON Connecting Energies, RU, Moskau <sup>4</sup>	50,0	RDE Verwaltungs-GmbH, DE, Veitshöchheim <sup>2</sup>	100,0
OOO E.ON IT, RU, Moskau <sup>2</sup>	100,0	Recargo Inc., US, El Segundo <sup>1</sup>	100,0
Oschatz Netz GmbH & Co. KG, DE, Oschatz <sup>2</sup>	74,9	Recklinghausen Netzgesellschaft mbH & Co. KG, DE, Recklinghausen <sup>5</sup>	49,9
Oschatz Netz Verwaltungs GmbH, DE, Oschatz <sup>2</sup>	100,0	Recklinghausen Netz-Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Recklinghausen <sup>6</sup>	49,0
Oskarshamn Energi AB, SE, Oskarshamn <sup>4</sup>	50,0	Redsted Varmetransmission ApS, DK, Frederiksberg <sup>2</sup>	100,0
Ostwestfalen Netz GmbH & Co. KG, DE, Bad Driburg <sup>6</sup>	25,1	Refarmed ApS, DK, Kopenhagen <sup>6</sup>	20,0
OurGreenCar Sweden AB, SE, Malmö <sup>6</sup>	30,0	REGAS GmbH & Co KG, DE, Regensburg <sup>6</sup>	50,0
PannonWatt Energetikai Megoldások Zrt., HU, Győr <sup>6</sup>	49,9	REGAS Verwaltungs-GmbH, DE, Regensburg <sup>6</sup>	50,0
pear.ai Inc., US, San Francisco <sup>6</sup>	40,0	REGENSBURGER ENERGIE- UND WASSERVERSORGUNG AG, DE, Regensburg <sup>6</sup>	35,5
PEG Infrastruktur AG, CH, Zug <sup>13</sup>	100,0	Regionetz GmbH, DE, Aachen <sup>1, 9</sup>	49,2
Peißenberger Kraftwerksgesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Peißenberg <sup>2</sup>	100,0	RegioNetzMünchen GmbH & Co. KG, DE, Garching <sup>6</sup>	50,0
Peißenberger Wärmegesellschaft mbH, DE, Peißenberg <sup>2</sup>	100,0	RegioNetzMünchen Verwaltungs GmbH, DE, Garching <sup>6</sup>	50,0
Perstorps Fjärrvärme AB, SE, Perstorp <sup>6</sup>	50,0	Regnitzstromverwertung Aktiengesellschaft, DE, Erlangen <sup>6</sup>	33,3
PFALZWERKE AKTIENGESELLSCHAFT, DE, Ludwigshafen am Rhein <sup>5</sup>	26,7	Remoty Visual Ltd, IL, Tel Aviv <sup>6</sup>	38,8
Placense Ltd., IL, Caesarea <sup>6</sup>	20,0	Renergie Stadt Wittlich GmbH, DE, Wittlich <sup>6</sup>	30,0
Plus Shipping Services Limited, GB, Swindon <sup>1</sup>	100,0	rEVUlation GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0
Portfolio EDL GmbH, DE, Helmstedt <sup>1, 8</sup>	100,0	REWAG REGENSBURGER ENERGIE- UND WASSERVERSORGUNG AG & CO KG, DE, Regensburg <sup>5</sup>	35,5
Powergen Holdings B.V., NL, Rotterdam <sup>1</sup>	100,0	Rhegio Dienstleistungen GmbH, DE, Rhede <sup>6</sup>	24,9
Powergen International Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0	Rhein-Ahr-Energie Netz GmbH & Co. KG, DE, Grafschaft <sup>6</sup>	25,1
Powergen Limited, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0	RheinEnergie AG, DE, Köln <sup>5</sup>	20,0
Powergen Luxembourg Holdings S.À R.L., LU, Luxemburg <sup>1</sup>	100,0	Rheinland Westfalen Energiepartner GmbH, DE, Essen <sup>2</sup>	100,0
Powergen Power No. 1 Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0	Rhein-Main-Donau GmbH, DE, Landshut <sup>5</sup>	22,5
Powergen Power No. 2 Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0	Rhein-Sieg Netz GmbH, DE, Siegburg <sup>1</sup>	100,0
Powergen Serang Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0	rhenag Rheinische Energie Aktiengesellschaft, DE, Köln <sup>1</sup>	66,7
Powergen UK Investments, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0	RHENAGBAU Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Köln <sup>2</sup>	100,0
Powerhouse B.V., NL, Almere <sup>1</sup>	100,0	RIWA GmbH Gesellschaft für Geoinformationen, DE, Kempten (Allgäu) <sup>6</sup>	33,3
Powerhouse Energy Solutions S.L., ES, Madrid <sup>2</sup>	100,0	R-KOM Regensburger Telekommunikationsgesellschaft mbH & Co. KG, DE, Regensburg <sup>6</sup>	20,0
prego services GmbH, DE, Saarbrücken <sup>6</sup>	50,0	R-KOM Regensburger Telekommunikationsverwaltungs-gesellschaft mbH, DE, Regensburg <sup>6</sup>	20,0
PRENU Projektgesellschaft für Rationelle Energienutzung in Neuss mit beschränkter Haftung, DE, Neuss <sup>4</sup>	50,0	RL Besitzgesellschaft mbH, DE, Monheim am Rhein <sup>1</sup>	100,0
PreussenElektra GmbH, DE, Hannover <sup>1</sup>	100,0	RL Beteiligungsverwaltung beschr. haft. OHG, DE, Monheim am Rhein <sup>1</sup>	100,0
Projecta 14 GmbH, DE, Saarbrücken <sup>5</sup>	50,0	RUMM Limited, GB, Ystrad Mynach <sup>1</sup>	100,0
Propan Rheingas GmbH, DE, Brühl <sup>6</sup>	27,5	RURENERGIE GmbH, DE, Düren <sup>6</sup>	30,1
Propan Rheingas GmbH & Co Kommanditgesellschaft, DE, Brühl <sup>5</sup>	29,6	Rüthen Gasnetz GmbH & Co. KG, DE, Rüthen <sup>6</sup>	25,1
Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o., PL, Choszczno <sup>2</sup>	100,0	RWE Dhabi Union Energy LLC, AE, Abu Dhabi <sup>6</sup>	24,5
PS Energy UK Limited, GB, Swindon <sup>1</sup>	100,0		
Purena Consult GmbH, DE, Wolfenbüttel <sup>2</sup>	100,0		
Purena GmbH, DE, Wolfenbüttel <sup>1</sup>	94,1		
Qualitas-AMS GmbH, DE, Siegen <sup>2</sup>	100,0		
Rain Biomasse Wärmegesellschaft mbH, DE, Rain <sup>4, 10</sup>	64,9		

1 konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3 gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4 Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5 assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6 assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7 Beteiligungen gemäß §313 Abs. 2 Nr. 5 HGB · 8 Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung · 10 keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung · 11 maßgeblicher Einfluss über mittelbare Vereinbarung · 12 strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12 · 13 verbundenes Unternehmen, das vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird · 14 übrige Beteiligung, die vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2019)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
RWW Rheinisch-Westfälische Wasserwerksgesellschaft mbH, DE, Mülheim an der Ruhr <sup>1</sup>	79,8	Siegerer Versorgungsbetriebe GmbH, DE, Siegen <sup>5</sup>	24,9
S.C. Salgaz S.A., RO, Salonta <sup>2</sup>	55,6	Skandinaviska Kraft AB, SE, Halmstad <sup>2</sup>	100,0
Safekont GmbH, DE, München <sup>2</sup>	100,0	Skive GreenLab Biogas ApS, DK, Frederiksberg <sup>6</sup>	50,0
Safetec Entsorgungs- und Sicherheitstechnik GmbH, DE, Heidelberg <sup>2</sup>	100,0	ŠKO-ENERGO, s.r.o., CZ, Mladá Boleslav <sup>6</sup>	21,0
Safetec-Swiss GmbH, CH, Stans <sup>2</sup>	100,0	ŠKO-ENERGO FIN, s.r.o., CZ, Mladá Boleslav <sup>5</sup>	42,5
Sandersdorf-Brehna Netz GmbH & Co. KG, DE, Sandersdorf-Brehna <sup>6</sup>	49,0	Smart Energy Plattling GmbH, DE, München <sup>2</sup>	100,0
SARIO Grundstücks-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Würzburg KG, DE, Düsseldorf <sup>1, 12</sup>	0,0	SmartSim GmbH, DE, Essen <sup>6</sup>	24,0
Scarcroft Investments Limited, GB, Swindon <sup>2</sup>	100,0	Söderåsens Bioenergi AB, SE, Malmö <sup>2</sup>	63,3
Scharbeutzer Energie- und Netzgesellschaft mbH & Co. KG, DE, Scharbeutz <sup>2</sup>	51,0	Solar Energy Group S.p.A., IT, Pordenone <sup>1</sup>	80,0
SchlauiTherm GmbH, DE, Saarbrücken <sup>2</sup>	75,0	Solar Noord B.V., NL, Stadskanaal <sup>1</sup>	100,0
Schleswig-Holstein Netz AG, DE, Quickborn <sup>1</sup>	78,0	Solar Service S.r.l., IT, Pordenone <sup>2</sup>	100,0
Schleswig-Holstein Netz Verwaltungs-GmbH, DE, Quickborn <sup>1</sup>	100,0	Solar Supply Sweden AB, SE, Karlshamn <sup>2</sup>	100,0
SEC A Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2</sup>	100,0	SolarProjekt Mainaschaff GmbH, DE, Mainaschaff <sup>6</sup>	50,0
SEC B Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2</sup>	100,0	Solnet d.o.o., HR, Zagreb <sup>1</sup>	100,0
SEC C Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2</sup>	100,0	Sønderjysk Biogas Bevtoft A/S, DK, Vojens <sup>6</sup>	50,0
SEC D Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2</sup>	100,0	Sønderjysk Biogas Løgumkloster ApS, DK, Bevtoft <sup>6</sup>	50,0
SEC E Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2</sup>	100,0	SPIE Energy Solutions Harburg GmbH, DE, Hamburg <sup>6</sup>	35,0
SEC Energia Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2</sup>	100,0	SpreeGas Gesellschaft für Gasversorgung und Energiedienstleistung mbH, DE, Cottbus <sup>5</sup>	33,3
SEC F Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2</sup>	100,0	SSW - Stadtwerke St. Wendel GmbH & Co KG., DE, St. Wendel <sup>5</sup>	49,5
SEC G Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2</sup>	100,0	SSW Stadtwerke St. Wendel Geschäftsführungsgesellschaft mbH, DE, St. Wendel <sup>6</sup>	49,5
SEC H Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2</sup>	100,0	Stadtentwässerung Schwerte GmbH, DE, Schwerte <sup>6</sup>	48,0
SEC I Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2</sup>	100,0	Städtische Betriebswerke Luckenwalde GmbH, DE, Luckenwalde <sup>6</sup>	29,0
SEC J Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2</sup>	100,0	Städtische Werke Borna GmbH, DE, Borna <sup>6</sup>	36,8
SEC K Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2</sup>	100,0	Städtische Werke Magdeburg GmbH & Co. KG, DE, Magdeburg <sup>5</sup>	26,7
SEC L Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2</sup>	100,0	Städtische Werke Magdeburg Verwaltungs-GmbH, DE, Magdeburg <sup>6</sup>	26,7
SEC M Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2</sup>	100,0	Städtisches Wasserwerk Eschweiler GmbH, DE, Eschweiler <sup>6</sup>	24,9
SEC Myślībórz Sp. z o.o., PL, Myślībórz <sup>2</sup>	89,9	Stadtnetze Neustadt a. Rbge. GmbH & Co. KG, DE, Neustadt a. Rbge. <sup>6</sup>	24,9
SEC N Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2</sup>	100,0	Stadtnetze Neustadt a. Rbge. Verwaltungs-GmbH, DE, Neustadt a. Rbge. <sup>6</sup>	24,9
SEC O Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2</sup>	100,0	Stadtversorgung Pattensen GmbH & Co. KG, DE, Pattensen <sup>6</sup>	49,0
SEC Obrót Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2</sup>	100,0	Stadtversorgung Pattensen Verwaltung GmbH, DE, Pattensen <sup>6</sup>	49,0
SEC P Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2</sup>	100,0	Stadtwerk Verl Netz GmbH & Co. KG, DE, Verl <sup>6</sup>	25,1
SEC Region Sp. z o.o., PL, Barlinek <sup>2</sup>	100,0	Stadtwerke - Strom Plauen GmbH & Co. KG, DE, Plauen <sup>6</sup>	49,0
SEC Serwis Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>2</sup>	100,0	Stadtwerke Ahaus GmbH, DE, Ahaus <sup>6</sup>	36,0
SEG Solarenergie Guben GmbH & Co. KG, DE, Guben <sup>6</sup>	25,1	Stadtwerke Aschersleben GmbH, DE, Aschersleben <sup>5</sup>	35,0
SEG Solarenergie Guben Management GmbH, DE, Lützen <sup>2</sup>	100,0	Stadtwerke Aue-Bad Schlema GmbH, DE, Aue-Bad Schlema <sup>6</sup>	24,5
Selm Netz GmbH & Co. KG, DE, Selm <sup>6</sup>	25,1	Stadtwerke Bad Bramstedt GmbH, DE, Bad Bramstedt <sup>6</sup>	36,0
SERVICE plus GmbH, DE, Neumünster <sup>2</sup>	100,0	Stadtwerke Barth GmbH, DE, Barth <sup>6</sup>	49,0
Service Plus Recycling GmbH, DE, Neumünster <sup>2</sup>	100,0	Stadtwerke Bayreuth Energie und Wasser GmbH, DE, Bayreuth <sup>5</sup>	24,9
share2drive GmbH, DE, Aachen <sup>6</sup>	14,0	Stadtwerke Bergen GmbH, DE, Bergen <sup>6</sup>	49,0
SHS Ventures GmbH & Co. KGaA, DE, Völklingen <sup>6</sup>	50,0	Stadtwerke Bernburg GmbH, DE, Bernburg (Saale) <sup>5</sup>	45,0
SHW/RWE Umwelt Aqua Vodogradnja d.o.o., HR, Zagreb <sup>4</sup>	50,0	Stadtwerke Bitterfeld-Wolfen GmbH, DE, Bitterfeld-Wolfen <sup>5</sup>	40,0

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 Beteiligungen gemäß §313 Abs. 2 Nr. 5 HGB · 8 Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung · 10 keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung · 11 maßgeblicher Einfluss über mittelbare Vereinbarung · 12 strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12 · 13 verbundenes Unternehmen, das vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird · 14 übrige Beteiligung, die vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird



**Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2019)**

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Stadtwerke Blankenburg GmbH, DE, Blankenburg <sup>6</sup>	30,0	Stadtwerke Olching Stromnetz Verwaltungs GmbH, DE, Olching <sup>6</sup>	49,0
Stadtwerke Bogen GmbH, DE, Bogen <sup>6</sup>	41,0	Stadtwerke Parchim GmbH, DE, Parchim <sup>6</sup>	25,2
Stadtwerke Burgdorf GmbH, DE, Burgdorf <sup>6</sup>	49,0	Stadtwerke Premnitz GmbH, DE, Premnitz <sup>6</sup>	35,0
Stadtwerke Dillingen/Saar GmbH, DE, Dillingen <sup>6</sup>	49,0	Stadtwerke Pritzwalk GmbH, DE, Pritzwalk <sup>6</sup>	49,0
Stadtwerke Duisburg Aktiengesellschaft, DE, Duisburg <sup>5</sup>	20,0	Stadtwerke Radevormwald GmbH, DE, Radevormwald <sup>5</sup>	49,9
Stadtwerke Dülmen Dienstleistungs- und Beteiligungs-GmbH & Co. KG, DE, Dülmen <sup>4</sup>	50,0	Stadtwerke Ratingen GmbH, DE, Ratingen <sup>5</sup>	24,8
Stadtwerke Dülmen Verwaltungs-GmbH, DE, Dülmen <sup>6</sup>	50,0	Stadtwerke Reichenbach/Vogtland GmbH, DE, Reichenbach im Vogtland <sup>5</sup>	24,5
Stadtwerke Düren GmbH, DE, Düren <sup>1,9</sup>	49,9	Stadtwerke Ribnitz-Damgarten GmbH, DE, Ribnitz-Damgarten <sup>6</sup>	39,0
Stadtwerke Ebermannstadt Versorgungsbetriebe GmbH, DE, Ebermannstadt <sup>6</sup>	25,0	Stadtwerke Roßlau Fernwärme GmbH, DE, Dessau-Roßlau <sup>6</sup>	49,0
Stadtwerke Eggenfelden GmbH, DE, Eggenfelden <sup>6</sup>	49,0	Stadtwerke Saarlouis GmbH, DE, Saarlouis <sup>5</sup>	49,0
Stadtwerke Emmerich GmbH, DE, Emmerich am Rhein <sup>5</sup>	24,9	Stadtwerke Schwarzenberg GmbH, DE, Schwarzenberg/Erzgeb. <sup>6</sup>	27,5
Stadtwerke Essen Aktiengesellschaft, DE, Essen <sup>5</sup>	29,0	Stadtwerke Schwedt GmbH, DE, Schwedt/Oder <sup>6</sup>	37,8
Stadtwerke Frankfurt (Oder) GmbH, DE, Frankfurt (Oder) <sup>5</sup>	39,0	Stadtwerke Siegburg GmbH & Co. KG, DE, Siegburg <sup>6</sup>	49,0
Stadtwerke Garbsen GmbH, DE, Garbsen <sup>6</sup>	24,9	Stadtwerke Steinfurt, Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Steinfurt <sup>6</sup>	33,0
Stadtwerke Geesthacht GmbH, DE, Geesthacht <sup>6</sup>	24,9	Stadtwerke Tornesch GmbH, DE, Tornesch <sup>6</sup>	49,0
Stadtwerke Geldern GmbH, DE, Geldern <sup>5</sup>	49,0	Stadtwerke Unna GmbH, DE, Unna <sup>6</sup>	24,0
Stadtwerke Gescher GmbH, DE, Gescher <sup>6</sup>	25,1	Stadtwerke Velbert GmbH, DE, Velbert <sup>5</sup>	30,4
Stadtwerke Geseke Netze GmbH & Co. KG, DE, Geseke <sup>6</sup>	25,1	Stadtwerke Vilshofen GmbH, DE, Vilshofen <sup>6</sup>	41,0
Stadtwerke Geseke Netze Verwaltung GmbH, DE, Geseke <sup>6</sup>	25,1	Stadtwerke Vlotho GmbH, DE, Vlotho <sup>6</sup>	24,9
Stadtwerke GmbH Bad Kreuznach, DE, Bad Kreuznach <sup>5</sup>	24,5	Stadtwerke Wadern GmbH, DE, Wadern <sup>6</sup>	49,0
Stadtwerke Goch Netze GmbH & Co. KG, DE, Goch <sup>6</sup>	25,1	Stadtwerke Waltrop Netz GmbH & Co. KG, DE, Waltrop <sup>6</sup>	25,1
Stadtwerke Goch Netze Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Goch <sup>6</sup>	25,1	Stadtwerke Weilburg GmbH, DE, Weilburg <sup>6</sup>	20,0
Stadtwerke Haan GmbH, DE, Haan <sup>6</sup>	25,1	Stadtwerke Weißenfels Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Weißenfels <sup>5</sup>	24,5
Stadtwerke Husum GmbH, DE, Husum <sup>6</sup>	49,9	Stadtwerke Werl GmbH, DE, Werl <sup>6</sup>	25,1
Stadtwerke Kamp-Lintfort GmbH, DE, Kamp-Lintfort <sup>5</sup>	49,0	Stadtwerke Wesel Strom-Netzgesellschaft mbH & Co. KG, DE, Wesel <sup>6</sup>	25,0
Stadtwerke Kerpen GmbH & Co. KG, DE, Kerpen <sup>6</sup>	25,1	Stadtwerke Willich Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Willich <sup>5</sup>	25,1
Stadtwerke Kirn GmbH, DE, Kirn/Nahe <sup>5</sup>	49,0	Stadtwerke Wismar GmbH, DE, Wismar <sup>5</sup>	49,0
Stadtwerke Korschenbroich GmbH, DE, Korschenbroich <sup>2</sup>	100,0	Stadtwerke Wittenberge GmbH, DE, Wittenberge <sup>6</sup>	22,7
Stadtwerke Langenfeld GmbH, DE, Langenfeld <sup>6</sup>	20,0	Stadtwerke Wolfenbüttel GmbH, DE, Wolfenbüttel <sup>6</sup>	26,0
Stadtwerke Lingen GmbH, DE, Lingen (Ems) <sup>4</sup>	40,0	Stadtwerke Wolmirstedt GmbH, DE, Wolmirstedt <sup>6</sup>	49,4
Stadtwerke Lübz GmbH, DE, Lübz <sup>6</sup>	25,0	Stadtwerke Zeitz Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Zeit <sup>5</sup>	24,5
Stadtwerke Ludwigsfelde GmbH, DE, Ludwigsfelde <sup>6</sup>	29,0	STAWAG Abwasser GmbH, DE, Aachen <sup>2</sup>	100,0
Stadtwerke Meerane GmbH, DE, Meerane <sup>5</sup>	24,5	STAWAG Infrastruktur Monschau GmbH & Co. KG, DE, Monschau <sup>2</sup>	100,0
Stadtwerke Meerbusch GmbH, DE, Meerbusch <sup>5</sup>	40,0	STAWAG Infrastruktur Monschau Verwaltungs GmbH, DE, Monschau <sup>2</sup>	100,0
Stadtwerke Merseburg GmbH, DE, Merseburg <sup>5</sup>	40,0	STAWAG Infrastruktur Simmerath GmbH & Co. KG, DE, Simmerath <sup>2</sup>	100,0
Stadtwerke Merzig Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Merzig <sup>5</sup>	49,9	STAWAG Infrastruktur Simmerath Verwaltungs GmbH, DE, Simmerath <sup>2</sup>	100,0
Stadtwerke Neunburg vorm Wald Strom GmbH, DE, Neunburg vorm Wald <sup>6</sup>	24,9	STEAG Windpark Ullersdorf GmbH & Co. KG, DE, Jamlitz <sup>6</sup>	20,8
Stadtwerke Neuss Energie und Wasser GmbH, DE, Neuss <sup>5</sup>	24,9		
Stadtwerke Nordfriesland GmbH, DE, Niebüll <sup>6</sup>	49,9		
Stadtwerke Oberkirch GmbH, DE, Oberkirch <sup>6</sup>	33,3		
Stadtwerke Olching Stromnetz GmbH & Co. KG, DE, Olching <sup>6</sup>	49,0		

1 konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3 gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4 Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5 assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6 assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7 Beteiligungen gemäß §313 Abs. 2 Nr. 5 HGB · 8 Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung · 10 keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung · 11 maßgeblicher Einfluss über mittelbare Vereinbarung · 12 strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12 · 13 verbundenes Unternehmen, das vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird · 14 übrige Beteiligung, die vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2019)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Stibbe Kälte-Klima-Technik GmbH & Co. KG, DE, Wunstorf <sup>2</sup>	100,0	Stromnetzgesellschaft Neuenhaus Verwaltungs-GmbH, DE, Neuenhaus <sup>6</sup>	49,0
Strom Germering GmbH, DE, Germering <sup>2</sup>	90,0	Stromnetzgesellschaft Neunkirchen-Seelscheid mbH & Co. KG, DE, Neunkirchen-Seelscheid <sup>6</sup>	49,0
Stromnetz Diez GmbH und Co. KG, DE, Diez <sup>6</sup>	25,1	Stromnetzgesellschaft Schwalmatal mbH & Co. KG, DE, Schwalmatal <sup>6</sup>	51,0
Stromnetz Diez Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Diez <sup>6</sup>	25,1	Stromnetzgesellschaft Windeck mbH & Co. KG, DE, Siegburg <sup>2</sup>	100,0
Stromnetz Euskirchen GmbH & Co. KG, DE, Euskirchen <sup>6</sup>	25,1	Stromnetzgesellschaft Wunstorf GmbH & Co. KG, DE, Wunstorf <sup>6</sup>	49,0
Stromnetz Friedberg GmbH & Co. KG, DE, Friedberg <sup>4</sup>	49,0	Stromversorgung Angermünde GmbH, DE, Angermünde <sup>6</sup>	49,0
Stromnetz Gersthofen GmbH & Co. KG, DE, Gersthofen <sup>4</sup>	49,0	Stromversorgung Penzberg GmbH & Co. KG, DE, Penzberg <sup>6</sup>	49,0
Stromnetz Günzburg GmbH & Co. KG, DE, Günzburg <sup>4</sup>	49,0	Stromversorgung Pfaffenhofen a. d. Ilm GmbH & Co. KG, DE, Pfaffenhofen <sup>6</sup>	49,0
Stromnetz Günzburg Verwaltungs GmbH, DE, Günzburg <sup>6</sup>	49,0	Stromversorgung Pfaffenhofen a. d. Ilm Verwaltungs GmbH, DE, Pfaffenhofen <sup>6</sup>	49,0
Stromnetz Hallbergmoos GmbH & Co. KG, DE, Hallbergmoos <sup>2</sup>	100,0	Stromversorgung Ruhpolding Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Ruhpolding <sup>2</sup>	100,0
Stromnetz Hallbergmoos Verwaltungs GmbH, DE, Hallbergmoos <sup>2</sup>	100,0	Stromversorgung Unterschleißheim GmbH & Co. KG, DE, Unterschleißheim <sup>6</sup>	49,0
Stromnetz Hofheim GmbH & Co. KG, DE, Hofheim am Taunus <sup>6</sup>	49,0	Stromversorgung Unterschleißheim Verwaltungs GmbH, DE, Unterschleißheim <sup>6</sup>	49,0
Stromnetz Hofheim Verwaltungs GmbH, DE, Hofheim am Taunus <sup>6</sup>	49,0	Stromverwaltung Schwalmatal GmbH, DE, Schwalmatal <sup>6</sup>	51,0
Stromnetz Kulmbach GmbH & Co. KG, DE, Kulmbach <sup>6</sup>	49,0	strotög GmbH Strom für Töging, DE, Töging am Inn <sup>6</sup>	50,0
Stromnetz Kulmbach Verwaltungs GmbH, DE, Kulmbach <sup>6</sup>	49,0	StWB Stadtwerke Brandenburg an der Havel GmbH & Co. KG, DE, Brandenburg an der Havel <sup>5</sup>	36,8
Stromnetz Neckargemünd GmbH, DE, Neckargemünd <sup>6</sup>	49,9	StWB Verwaltungs GmbH, DE, Brandenburg an der Havel <sup>6</sup>	36,8
Stromnetz Pulheim GmbH & Co. KG, DE, Pulheim <sup>6</sup>	25,1	SüdWasser 1. Beteiligungs GmbH, DE, Schönbrunn i. Steigerwald <sup>2</sup>	100,0
Stromnetz Pullach GmbH, DE, Pullach im Isartal <sup>6</sup>	49,0	SüdWasser GmbH, DE, Erlangen <sup>2</sup>	100,0
Stromnetz Siegen Verwaltungs GmbH, DE, Siegen <sup>2</sup>	100,0	Südwestfalen Netz-Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Netphen <sup>6</sup>	49,0
Stromnetz Traunreut GmbH & Co. KG, DE, Traunreut <sup>2</sup>	100,0	Südwestsächsische Netz GmbH, DE, Crimmitschau <sup>1</sup>	100,0
Stromnetz Traunreut Verwaltungs GmbH, DE, Traunreut <sup>6</sup>	49,0	Süwag Energie AG, DE, Frankfurt am Main <sup>1</sup>	77,6
Stromnetz Verbandsgemeinde Katzenelnbogen GmbH & Co. KG, DE, Katzenelnbogen <sup>6</sup>	49,0	Süwag Grüne Energien und Wasser AG & Co. KG, DE, Frankfurt am Main <sup>1</sup>	100,0
Stromnetz Verbandsgemeinde Katzenelnbogen Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Katzenelnbogen <sup>6</sup>	49,0	Süwag Management GmbH, DE, Frankfurt am Main <sup>2</sup>	100,0
Stromnetz VG Diez GmbH und Co. KG, DE, Altendiez <sup>6</sup>	49,0	Süwag Vertrieb AG & Co. KG, DE, Frankfurt am Main <sup>1</sup>	100,0
STROMNETZ VG DIEZ Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Altendiez <sup>6</sup>	49,0	SVH Stromversorgung Haar GmbH, DE, Haar <sup>6</sup>	50,0
Stromnetz Weiden i.d.OPf. GmbH & Co. KG, DE, Weiden i.d.OPf. <sup>6</sup>	49,0	SVI-Stromversorgung Ismaning GmbH, DE, Ismaning <sup>6</sup>	25,1
Stromnetz Würmtal GmbH & Co. KG, DE, Planegg <sup>2</sup>	74,5	SVO Holding GmbH, DE, Celle <sup>1</sup>	50,1
Stromnetz Würmtal Verwaltungs GmbH, DE, Planegg <sup>2</sup>	100,0	SVO Vertrieb GmbH, DE, Celle <sup>1</sup>	100,0
Stromnetze Peiner Land GmbH, DE, Ilsede <sup>6</sup>	49,0	SVS-Versorgungsbetriebe GmbH, DE, Stadtlohn <sup>4</sup>	30,0
Stromnetzgesellschaft Bad Salzdetfurth-Dieckholzen mbH & Co. KG, DE, Bad Salzdetfurth <sup>6</sup>	49,0	SWG Glasfaser Netz GmbH, DE, Geesthacht <sup>6</sup>	33,4
Stromnetzgesellschaft Barsinghausen GmbH & Co. KG, DE, Barsinghausen <sup>6</sup>	49,0	SWL-energis Netzgesellschaft mbH & Co. KG., DE, Lebach <sup>2</sup>	100,0
Strom-Netzgesellschaft Bedburg GmbH & Co. KG, DE, Bedburg <sup>6</sup>	25,1	SWL-energis-Geschäftsführungs-GmbH, DE, Lebach <sup>2</sup>	100,0
Stromnetzgesellschaft Bramsche mbH & Co. KG, DE, Bramsche <sup>6</sup>	25,1	SWN Stadtwerke Neustadt GmbH, DE, Neustadt bei Coburg <sup>6</sup>	25,1
Strom-Netzgesellschaft Elsdorf GmbH & Co. KG, DE, Elsdorf <sup>6</sup>	25,1	SWS Energie GmbH, DE, Stralsund <sup>5</sup>	49,0
Stromnetzgesellschaft Gescher GmbH & Co. KG, DE, Gescher <sup>6</sup>	25,1	SWT trilan GmbH, DE, Trier <sup>6</sup>	26,0
Strom-Netzgesellschaft Kolpingstadt Kerpen GmbH & Co. KG, DE, Kerpen <sup>6</sup>	25,1	SWTE Netz GmbH & Co. KG, DE, Ibbenbüren <sup>5</sup>	33,0
Strom-Netzgesellschaft Kreisstadt Bergheim GmbH & Co. KG, DE, Bergheim <sup>6</sup>	25,1	SWTE Netz Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Ibbenbüren <sup>6</sup>	33,0
Stromnetzgesellschaft Mettmann mbH & Co. KG, DE, Mettmann <sup>6</sup>	25,1		
Stromnetzgesellschaft Neuenhaus mbH & Co. KG, DE, Neuenhaus <sup>5</sup>	49,0		

1 konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3 gemeinsame Tätigkeiten nach IFRS 11 · 4 Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11 · 5 assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 6 assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 7 Beteiligungen gemäß §313 Abs. 2 Nr. 5 HGB · 8 Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung · 10 keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung · 11 maßgeblicher Einfluss über mittelbare Vereinbarung · 12 strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12 · 13 verbundenes Unternehmen, das vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird · 14 übrige Beteiligung, die vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird

**Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2019)**

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Syna GmbH, DE, Frankfurt am Main <sup>1</sup>	100,0	Versorgungsbetriebe Helgoland GmbH, DE, Helgoland <sup>6</sup>	49,0
Szczecińska Energetyka Ciepłna Sp. z o.o., PL, Szczecin <sup>1</sup>	66,5	Versorgungskasse Energie (VVG) i. L., DE, Hannover <sup>6</sup>	69,6
Szombathelyi Erőmű Zrt., HU, Budapest <sup>2</sup>	80,0	Versuchsatomkraftwerk Kahl GmbH, DE, Karlstein <sup>6</sup>	20,0
Szombathelyi Távhőszolgáltató Kft., HU, Szombathely <sup>6</sup>	25,0	Verteilnetz Plauen GmbH, DE, Plauen <sup>1</sup>	100,0
Tankey B.V., NL, 's-Hertogenbosch <sup>5</sup>	42,5	Verteilnetze Energie Weißenhorn GmbH & Co. KG, DE, Weißenhorn <sup>6</sup>	35,0
Technische Werke Naumburg GmbH, DE, Naumburg (Saale) <sup>6</sup>	47,0	Verwaltungsgesellschaft Dorsten Netz mbH, DE, Dorsten <sup>6</sup>	49,0
Tegel Energie GbR, DE, Berlin <sup>6</sup>	50,0	Verwaltungsgesellschaft Energie Weißenhorn GmbH, DE, Weißenhorn <sup>6</sup>	35,0
Tepló T s.r.o., CZ, Tišnov <sup>2</sup>	80,0	Verwaltungsgesellschaft Energieversorgung Timmendorfer Strand mbH, DE, Timmendorfer Strand <sup>2</sup>	51,0
TEPLO Votice s.r.o., CZ, Votice <sup>6</sup>	20,0	Verwaltungsgesellschaft GWK Dillingen mbH, DE, Dillingen <sup>6</sup>	25,2
The Power Generation Company Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0	Verwaltungsgesellschaft Scharbeutzer Energie- und Netzgesellschaft mbH, DE, Scharbeutz <sup>2</sup>	51,0
TNA Talsperren- und Grundwasser-Aufbereitungs- und Vertriebsgesellschaft mbH, DE, Nonnweiler <sup>6</sup>	22,8	Verwaltungsgesellschaft Strom-Netzgesellschaft Voerde mbH, DE, Voerde <sup>2</sup>	100,0
Triangeln 10 i Norrköping Fastighets AB, SE, Malmö <sup>2</sup>	100,0	Veszprém-Kogeneráció Energiatermelő Zrt., HU, Budapest <sup>2</sup>	100,0
Triangeln 11 AB, SE, Malmö <sup>2</sup>	100,0	Visioncash, GB, Coventry <sup>1</sup>	100,0
Triangeln 15 i Norrköping Fastighets AB, SE, Malmö <sup>2</sup>	100,0	Visualix GmbH, DE, Berlin <sup>6</sup>	25,0
Trinkwasserverbund Niederrhein TWN GmbH, DE, Grevenbroich <sup>6</sup>	33,3	VKB-GmbH, DE, Neunkirchen <sup>1</sup>	50,0
Trocknungsanlage Zolling GmbH & Co. KG, DE, Zolling <sup>6</sup>	33,3	Volta Limburg B.V., NL, Schinnen <sup>1</sup>	100,0
Trocknungsanlage Zolling Verwaltungs GmbH, DE, Zolling <sup>6</sup>	33,3	Volta Participaties 1 BV, NL, Schinnen <sup>1</sup>	100,0
TWE Technische Werke der Gemeinde Ens Dorf GmbH, DE, Ens Dorf <sup>6</sup>	49,0	Volta Service B.V., NL, Schinnen <sup>1</sup>	100,0
TWL Technische Werke der Gemeinde Losheim GmbH, DE, Losheim am See <sup>6</sup>	49,9	Volta Solar B.V., NL, Heerlen <sup>1</sup>	100,0
TWM Technische Werke der Gemeinde Merchweiler Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Merchweiler <sup>6</sup>	49,0	Volta Solar VOF, NL, Heerlen <sup>1</sup>	60,0
TWRS Technische Werke der Gemeinde Rehlingen-Siersburg GmbH, DE, Rehlingen-Siersburg <sup>6</sup>	35,0	VOLTARIS GmbH, DE, Maxdorf <sup>6</sup>	50,0
TWS Technische Werke der Gemeinde Saarwellingen GmbH, DE, Saarwellingen <sup>6</sup>	51,0	VSE-Windpark Merchingen GmbH & Co. KG, DE, Saarbrücken <sup>2</sup>	100,0
Überlandwerk Krumbach Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Krumbach <sup>1</sup>	74,6	VSE-Windpark Merchingen Verwaltungs GmbH, DE, Saarbrücken <sup>2</sup>	100,0
Überlandwerk Leinetal GmbH, DE, Gronau <sup>6</sup>	48,0	VSE Agentur GmbH, DE, Saarbrücken <sup>2</sup>	100,0
ucair GmbH, DE, Berlin <sup>2</sup>	94,9	VSE Aktiengesellschaft, DE, Saarbrücken <sup>1</sup>	51,4
Ultra-Fast Charging Venture Scandinavia ApS, DK, Kopenhagen <sup>6</sup>	50,0	VSE NET GmbH, DE, Saarbrücken <sup>1</sup>	100,0
Umspannwerk Miltzow-Mannhagen GbR, DE, Sundhagen <sup>6</sup>	22,2	VSE Verteilnetz GmbH, DE, Saarbrücken <sup>1</sup>	100,0
Union Grid s.r.o., CZ, Prag <sup>6</sup>	34,0	VSE-Stiftung Gemeinnützige Gesellschaft zur Förderung von Bildung, Erziehung, Kunst und Kultur mbH, DE, Saarbrücken <sup>2</sup>	100,0
UNTERE ILLER AKTIENGESELLSCHAFT, DE, Landshut <sup>6</sup>	40,0	VWS Verbundwerke Südwestsachsen GmbH, DE, Lichtenstein/Sa. <sup>1</sup>	97,9
Untermain Energieprojekt AG & Co. KG., DE, Kelsterbach <sup>6</sup>	49,0	Wärmeversorgung Limburg GmbH, DE, Limburg an der Lahn <sup>6</sup>	50,0
Untermain Erneuerbare Energien GmbH, DE, Raunheim <sup>6</sup>	25,0	Wärmeversorgung Mücheln GmbH, DE, Mücheln <sup>6</sup>	49,0
Uranit GmbH, DE, Jülich <sup>4</sup>	50,0	Wärmeversorgung Schenefeld GmbH, DE, Schenefeld <sup>6</sup>	40,0
Utility Debt Services Limited, GB, Coventry <sup>2</sup>	100,0	Wärmeversorgung Schwaben GmbH, DE, Augsburg <sup>2</sup>	100,0
Vandebrom B.V., NL, Amsterdam <sup>2</sup>	100,0	Wärmeversorgung Wachau GmbH, DE, Markkleeberg <sup>6</sup>	49,0
VEBA Electronics LLC, US, Wilmington <sup>1</sup>	100,0	Wärmeversorgung Würselen GmbH, DE, Stolberg <sup>2</sup>	100,0
VEBACOM Holdings LLC, US, Wilmington <sup>2</sup>	100,0	Wärmeversorgungsgesellschaft Königs Wusterhausen mbH, DE, Königs Wusterhausen <sup>2</sup>	50,1
Veilige buurt B.V., NL, Enschede <sup>6</sup>	49,9	Wasser- und Abwassergesellschaft Vienenburg mbH, DE, Goslar <sup>6</sup>	49,0
VEM Neue Energie Muldental GmbH & Co. KG, DE, Markkleeberg <sup>6</sup>	50,0	Wasserkraft Baierbrunn GmbH, DE, Unterschleißheim <sup>6</sup>	50,0
Versorgungsbetrieb Waldbüttelbrunn GmbH, DE, Waldbüttelbrunn <sup>6</sup>	49,0	Wasserkraft Farchet GmbH, DE, Bad Tölz <sup>2</sup>	60,0

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 Beteiligungen gemäß §313 Abs. 2 Nr. 5 HGB · 8 Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung · 10 keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung · 11 maßgeblicher Einfluss über mittelbare Vereinbarung · 12 strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12 · 13 verbundenes Unternehmen, das vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird · 14 übrige Beteiligung, die vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird

## Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2019)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Wasserkraftnutzung im Landkreis Gifhorn GmbH, DE, Müden/Aller <sup>6</sup>	50,0	Windenergiepark Heidenrod GmbH, DE, Heidenrod <sup>6</sup>	45,0
Wasser-Netzgesellschaft Kolpingstadt Kerpen GmbH & Co. KG, DE, Kerpen <sup>6</sup>	25,1	WINDENERGIEPARK WESTKÜSTE GmbH, DE, Kaiser-Wilhelm-Koog <sup>2</sup>	80,0
Wasserverbund Niederrhein Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Moers <sup>6</sup>	38,5	Windkraft Hochheim GmbH & Co. KG, DE, Lützen <sup>2</sup>	90,0
Wasserversorgung Main-Taunus GmbH, DE, Frankfurt am Main <sup>6</sup>	49,0	Windkraft Jerichow-Mangelsdorf I GmbH & Co. KG, DE, Burg <sup>6</sup>	25,1
Wasserversorgung Sarstedt GmbH, DE, Sarstedt <sup>6</sup>	49,0	Windpark Anhalt-Süd (Köthen) OHG, DE, Potsdam <sup>2</sup>	83,3
Wasserwirtschafts- und Betriebsgesellschaft Grafenwöhr GmbH, DE, Grafenwöhr <sup>6</sup>	29,0	Windpark Büschdorf GmbH, DE, Perl <sup>2</sup>	51,0
Wasserzweckverband der Gemeinde Nalbach, DE, Nalbach <sup>6</sup>	49,0	Windpark Eschweiler Beteiligungs GmbH, DE, Stolberg <sup>6</sup>	55,1
WB Wärme Berlin GmbH, DE, Schönefeld <sup>6</sup>	51,0	Windpark Losheim-Britten GmbH, DE, Losheim am See <sup>6</sup>	50,0
WEA Schönerlinde GbR mbH Kiepsch & Bosse & Beteiligungs- ges. e.disnatur mbH, DE, Berlin <sup>2</sup>	70,0	Windpark Lützen GmbH & Co. KG, DE, Lützen <sup>2</sup>	100,0
WeAre GmbH, DE, Berlin <sup>6</sup>	20,0	Windpark Lützen Infrastruktur GmbH & Co. KG, DE, Lützen <sup>2</sup>	100,0
weeenergie GmbH, DE, Dresden <sup>6</sup>	40,0	Windpark Mutzschen OHG, DE, Potsdam <sup>2</sup>	77,8
Weißmalkraftwerk Röhrenhof Aktiengesellschaft, DE, Bad Berneck <sup>2</sup>	93,5	Windpark Naundorf OHG, DE, Potsdam <sup>2</sup>	66,7
WEK Windenergie Kolkwitz GmbH & Co. KG, DE, Kolkwitz <sup>2</sup>	100,0	Windpark Nohfelden-Eisen GmbH, DE, Nohfelden <sup>6</sup>	50,0
Wendelsteinbahn Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Brannenburg am Inn <sup>1</sup>	100,0	Windpark Oberthal GmbH, DE, Oberthal <sup>6</sup>	35,0
Wendelsteinbahn Verteilnetz GmbH, DE, Brannenburg am Inn <sup>1</sup>	100,0	Windpark Paffendorf GmbH & Co. KG, DE, Bergheim <sup>6</sup>	49,0
werkraft GmbH, DE, Unterschleißheim <sup>6</sup>	50,0	Windpark Perl GmbH, DE, Perl <sup>6</sup>	42,0
Werne Netz GmbH & Co. KG, DE, Werne <sup>6</sup>	49,0	Windpark Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Lützen <sup>2</sup>	100,0
Westerwald-Netz GmbH, DE, Betzdorf-Alsdorf <sup>1</sup>	100,0	Windpark Wadern-Felsenberg GmbH, DE, Wadern <sup>2</sup>	100,0
Westnetz GmbH, DE, Dortmund <sup>1</sup>	100,0	WKH Windkraft Hochheim Management GmbH, DE, Lützen <sup>2</sup>	100,0
WET Windenergie Trampe GmbH & Co. KG, DE, Lützen <sup>2</sup>	100,0	WLN Wasserlabor Niederrhein GmbH, DE, Mönchengladbach <sup>6</sup>	45,0
WEV Warendorfer Energieversorgung GmbH, DE, Warendorf <sup>6</sup>	25,1	WPB Windpark Börnicke GmbH & Co. KG, DE, Lützen <sup>2</sup>	100,0
WEVG Salzgitter GmbH & Co. KG, DE, Salzgitter <sup>1</sup>	50,2	WPF Windpark Frankenheim GmbH & Co. KG, DE, Lützen <sup>2</sup>	100,0
WEVG Verwaltungs GmbH, DE, Salzgitter <sup>2</sup>	50,2	WPK Windpark Kraasa GmbH & Co. KG, DE, Lützen <sup>2</sup>	100,0
WGK Windenergie Großkorbetha GmbH & Co. KG, DE, Lützen <sup>2</sup>	90,0	WTPP B.V., NL, Arnhem <sup>1</sup>	100,0
Willems Koeltechnik B.V., NL, Beek <sup>2</sup>	100,0	WUN Pellets GmbH, DE, Wunsiedel <sup>6</sup>	25,1
Windenergie Briesensee GmbH, DE, Neu Zauche <sup>6</sup>	31,5	WVG - Warsteiner Verbundgesellschaft mbH, DE, Warstein <sup>6</sup>	25,1
Windenergie Frehne GmbH & Co. KG, DE, Lützen <sup>6</sup>	41,0	WVL Wasserversorgung Losheim GmbH, DE, Losheim am See <sup>6</sup>	49,9
Windenergie Leinetal 2 Verwaltungs GmbH, DE, Freden (Leine) <sup>2</sup>	100,0	WVM Wärmeversorgung Maßbach GmbH, DE, Maßbach <sup>6</sup>	22,2
Windenergie Leinetal GmbH & Co. KG, DE, Freden (Leine) <sup>6</sup>	26,2	WVW Wasser- und Energieversorgung Kreis St. Wendel Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, St. Wendel <sup>5</sup>	28,1
Windenergie Leinetal Verwaltungs GmbH, DE, Freden (Leine) <sup>6</sup>	24,9	WWS Wasserwerk Saarwellingen GmbH, DE, Saarwellingen <sup>6</sup>	49,0
Windenergie Merzig GmbH, DE, Merzig <sup>6</sup>	20,0	WWW Wasserwerk Wadern GmbH, DE, Wadern <sup>6</sup>	49,0
Windenergie Osterburg GmbH & Co. KG, DE, Osterburg (Altmark) <sup>6</sup>	49,0	xtechholding GmbH, DE, Berlin <sup>6</sup>	28,4
Windenergie Osterburg Verwaltungs GmbH, DE, Osterburg (Altmark) <sup>6</sup>	49,0	Zagrebacke otpadne vode d.o.o., HR, Zagreb <sup>4</sup>	48,5
Windenergie Schermbeck-Rüste GmbH & Co. KG, DE, Schermbeck <sup>6</sup>	20,3	Zagrebacke otpadne vode-upravljanje i pogon d.o.o., HR, Zagreb <sup>5</sup>	29,0
		Západoslovenská energetika a.s. (ZSE), SK, Bratislava <sup>4</sup>	49,0
		Zenit-SIS GmbH i. L., DE, Düsseldorf <sup>2</sup>	100,0
		ZonnigBeheer B.V., NL, Lelystad <sup>1</sup>	100,0
		Zwickauer Energieversorgung GmbH, DE, Zwickau <sup>5</sup>	27,0

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 Beteiligungen gemäß §313 Abs. 2 Nr. 5 HGB · 8 Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung · 10 keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung · 11 maßgeblicher Einfluss über mittelbare Vereinbarung · 12 strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12 · 13 verbundenes Unternehmen, das vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird · 14 übrige Beteiligung, die vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird

**Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dezember 2019)**

Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %
<b>Sondervermögen</b>	
ASF, DE, Düsseldorf <sup>1</sup>	100,0
HANSEFONDS, DE, Düsseldorf <sup>1</sup>	100,0
MI-FONDS 178, DE, Frankfurt am Main <sup>1</sup>	100,0
MI-FONDS F55, DE, Frankfurt am Main <sup>1</sup>	100,0
MI-FONDS G55, DE, Frankfurt am Main <sup>1</sup>	100,0
MI-FONDS J55, DE, Frankfurt am Main <sup>1</sup>	100,0
MI-FONDS K55, DE, Frankfurt am Main <sup>1</sup>	100,0
OB 2, DE, Düsseldorf <sup>1</sup>	100,0
OB 5, DE, Düsseldorf <sup>1</sup>	100,0

Gesellschaft, Sitz	Kapitalanteil %	Eigenkapital Mio €	Ergebnis Mio €
<b>Beteiligungen gemäß § 313 Abs. 2 Nr. 5 HGB</b>			
BEW Bergische Energie- und Wasser-Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Wipperfürth <sup>7</sup>	19,5	33,2	6,2
Energieversorgung Limburg Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Limburg an der Lahn <sup>7</sup>	10,0	28,7	4,4
e-werk Sachsenwald GmbH, DE, Reinbek <sup>7</sup>	16,0	29,3	4,4
Herzo Werke GmbH, DE, Herzogenaurach <sup>7</sup>	19,9	14,3	0,0
HEW HofEnergie+Wasser GmbH, DE, Hof <sup>7</sup>	19,9	22,1	0,0
infra fürth gmbh, DE, Fürth <sup>7</sup>	19,9	75,1	0,0
Nord Stream AG, CH, Zug <sup>7, 14</sup>	15,5	3.127,4	414,5
PSI Software AG, DE, Berlin <sup>7</sup>	17,8	84,5	5,9
Stadtwerke Bamberg Energie- und Wasserversorgungs GmbH, DE, Bamberg <sup>7</sup>	10,0	30,1	0,0
Stadtwerke Detmold GmbH, DE, Detmold <sup>7</sup>	12,5	31,5	2,7
Stadtwerke Straubing Strom und Gas GmbH, DE, Straubing <sup>7</sup>	19,9	10,8	0,0
Stadtwerke Wertheim GmbH, DE, Wertheim <sup>7</sup>	10,0	20,5	0,0
SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH, DE, Trier <sup>7</sup>	18,7	55,5	9,8
Thermondo GmbH, DE, Berlin <sup>7</sup>	19,4	10,7	-9,6

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 Beteiligungen gemäß §313 Abs. 2 Nr. 5 HGB · 8 Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen. · 9 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung · 10 keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung · 11 maßgeblicher Einfluss über mittelbare Vereinbarung · 12 strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12 · 13 verbundenes Unternehmen, das vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird · 14 übrige Beteiligung, die vom E.ON Pension Trust e.V. für Rechnung der MEON Pensions GmbH & Co. KG gehalten wird



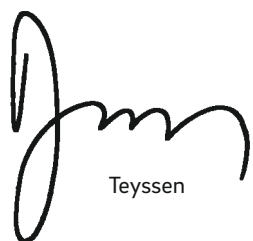
# Weitere Informationen

## 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 23. März 2020

Der Vorstand



Teyssen



Birnbaum



König



Spieker



Wildberger



## Vermerk über die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts

An die E.ON SE, Essen

### Prüfungsurteile

Wir haben den Konzernabschluss der E.ON SE, Essen, und ihrer Tochtergesellschaften (der Konzern) – bestehend aus der Konzernbilanz zum 31. Dezember 2019, 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 2019 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 2019 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 2019 sowie seiner Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2019 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 Nichtprüfungleistungen 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 2019 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 Erwerbs- und Veräußerungsvorgänge mit RWE
- ② Werthaltigkeit der Geschäfts- und Firmenwerte

Unsere Darstellung dieser besonders wichtigen Prüfungssachverhalte haben wir jeweils wie folgt strukturiert:

- ① Sachverhalt und Problemstellung
- ② Prüferisches Vorgehen und Erkenntnisse
- ③ Verweis auf weitergehende Informationen

Nachfolgend stellen wir die besonders wichtigen Prüfungssachverhalte dar:

#### ① Erwerbs- und Veräußerungsvorgänge mit RWE

Am 12. März 2018 haben E.ON und RWE Vereinbarungen über den Erwerb des von RWE gehaltenen 76,8 %-Anteils an der innogy SE, Essen, (innogy) durch E.ON sowie die Veräußerung des überwiegenden Teils des bisherigen E.ON Geschäfts mit Erneuerbaren Energien und zwei Kernenergiebeteiligungen an RWE geschlossen. Die Vereinbarungen regeln auch, dass das gesamte Erneuerbare-Energie-Geschäft und das Gasspeichergeschäft der innogy sowie deren Beteiligung an der KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft (Kelag) auf RWE übertragen werden. Für einen Teil des aus dem Erwerb des innogy-Anteils entstandenen Anspruchs von RWE gegen E.ON hat RWE 440.219.800 neue Aktien der E.ON SE erhalten, entsprechend einem Anteil von 16,67 % am E.ON Grundkapital. E.ON stand abschließend für alle Transaktionen ein Barausgleich in Höhe von € 1,5 Mrd. zu, der durch vertraglich angelegte Kaufpreisfortschreibungen angepasst wird. Der Vollzug des Erwerbs des von RWE gehaltenen 76,8 %-Anteils an der innogy SE erfolgte nach Freigabe der EU-Kommission sowie der zuständigen Kartellbehörden am 18. September 2019. Mit Erwerb des innogy-Anteils von RWE hat E.ON zudem die im Rahmen des freiwilligen öffentlichen Übernahmeangebots in 2018 bereits angedienten Anteile in Höhe von 9,4 % erworben. Unter Berücksichtigung weiterer Anteile von insgesamt 3,8 %, die E.ON bereits über den Kapitalmarkt erworben hatte, hielt E.ON zum Zeitpunkt des innogy Erwerbs 90 % aller innogy-Aktien.

#### a. Erstkonsolidierung der Netz- und Vertriebsaktivitäten der innogy

- ① Mit Wirkung zum 18. September 2019 hat E.ON Kontrolle im Sinne des IFRS 10 über die Netz- und Vertriebsaktivitäten der innogy erlangt. Aufgrund vertraglich bestehender Vereinbarungen hat E.ON hingegen keine Kontrolle über das Erneuerbare-Energie-Geschäft und das Gasspeichergeschäft der innogy sowie deren Beteiligung an der Kelag erhalten. Die Akquisition wird als Unternehmenszusammenschluss gemäß IFRS 3 nach der Erwerbsmethode bilanziert. Die erworbenen identifizierbaren Vermögenswerte und die übernommenen Schulden der innogy wurden zum Erwerbszeitpunkt mit ihren beizulegenden Zeitwerten angesetzt. Unter Berücksichtigung der übertragenen Gegenleistung einschließlich des Barausgleichs sowie der zuvor über den Kapitalmarkt erworbenen weiteren Anteile und der nicht beherrschenden Anteile ergab sich ein vorläufiger positiver Unterschiedsbetrag in Höhe von € 15,5 Mrd.

Die Freigabe der Transaktion durch die EU-Kommission erfolgte unter Auflagen, die insbesondere die Veräußerung verschiedener Vertriebsaktivitäten von E.ON bzw. innogy in Deutschland, Ungarn und Tschechien umfassen. Aufgrund der Einschätzung der gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft, dass die Veräußerung dieser Geschäftsaktivitäten höchstwahrscheinlich ist, werden diese seit dem innogy Erwerbszeitpunkt als Abgangsgruppen bzw. als zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte ausgewiesen.

Im Geschäftsjahr 2019 wurden die innogy-Gesellschaften im E.ON Konzern ab dem 18. September 2019 als neues eigenständiges Segment gesteuert und entsprechend in der Segmentberichterstattung dargestellt.

Aufgrund der hohen Komplexität der gesamten Transaktion, der hiermit verbundenen komplexen Ermittlung der übertragenen Gegenleistung, der Schätzunsicherheiten und Ermessensspielräume bei der Bewertung der übernommenen Vermögenswerte und Schulden sowie der insgesamt wesentlichen betragsmäßigen Auswirkungen des Unternehmenserwerbs auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des E.ON Konzerns war die Erstkonsolidierung der innogy von besonderer Bedeutung für unsere Prüfung.

② Im Rahmen unserer Prüfung haben wir zunächst die Kontroll-erlangung durch E.ON dem Grunde nach beurteilt. Hierbei lag ein Schwerpunkt auf der Frage, über welche Vermögenswerte und Schulden E.ON Kontrolle erlangt hat. Darüber hinaus haben wir den Erwerbszeitpunkt nachvollzogen. Dafür haben wir insbesondere die vertraglichen Vereinbarungen sowie weitere relevante Unterlagen eingesehen und gewürdigt. Hiervon ausgehend haben wir die Bestandteile der übertragenen Gegenleistung und deren Höhe mit den vertraglichen und satzungsmäßigen Grundlagen, den vertraglich vereinbarten Kaufpreisen und deren vertraglich angelegten Fortschreibungen sowie den geleisteten Zahlungen abgestimmt. Im Weiteren haben wir den Ansatz und die Bewertung der dem Unternehmenserwerb zugrundeliegenden Vermögenswerte und Schulden gewürdigt. Dies beinhaltete deren Identifizierung, die Anwendung einheitlicher Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden sowie die Bilanzierung zu beizulegenden Zeitwerten zum Erstkonsolidierungszeitpunkt. In diesem Zusammenhang bildete die Befassung mit dem externen Gutachten zur Kaufpreisallokation einen Schwerpunkt unserer Prüfung. Hierbei haben wir neben der Würdigung der fachlichen Qualifikation des externen Gutachters unter anderem die den Bewertungen zugrunde liegenden Modelle sowie die angewandten Bewertungsparameter und Annahmen auf ihre Angemessenheit hin beurteilt. Aufgrund der Besonderheiten bei der Ermittlung der beizulegenden Zeitwerte im Rahmen des Unternehmenszusammenschlusses haben uns dabei unsere Bewertungsspezialisten unterstützt. Weiterhin haben wir die technische Umsetzung der Erstkonsolidierung nachvollzogen und die Berechnung des vorläufigen positiven Unterschiedsbetrages gewürdigt. Zum Stichtag 31. Dezember 2019 haben wir zudem beurteilt, ob Anhaltspunkte für eine Wertminderung gemäß IAS 36 als Ausgangspunkt für eine Werthaltigkeitsüberprüfung vorlagen. Die Würdigung der nach IFRS 3 geforderten Anhangangaben sowie die Darstellung im Rahmen der Segmentberichterstattung bildeten weitere Schwerpunkte unserer Prüfung. Wir konnten uns insgesamt davon überzeugen, dass die bilanzielle Abbildung des Unternehmenserwerbs sachgerecht erfolgte, die von den gesetzlichen Vertretern vorgenommenen Einschätzungen und getroffenen Annahmen, auch hinsichtlich des vorläufigen Unterschiedsbetrages, begründet und hinreichend dokumentiert sind und die entsprechenden Anhangangaben angemessen sind.

Bezüglich der gemäß IFRS 5 bilanzierten Geschäftsaktivitäten in Deutschland, Ungarn und Tschechien haben wir beurteilt, ob die Einstufung als Abgangsgruppe bzw. als zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte zum Zeitpunkt der Umgliederung und zum 31. Dezember 2019 sachgerecht war und der Ausweis in der Bilanz in Einklang mit den Standards und allgemein anerkannten berufsständischen Interpretationen steht. Dazu haben wir uns zunächst ein Verständnis der zugrundeliegenden vertraglichen Vereinbarungen bzw. der entsprechenden Vorgaben der EU-Kommission verschafft sowie deren Auswirkungen auf den Ausweis der betroffenen Geschäftsaktivitäten und die bilanzielle Behandlung beurteilt. Wir konnten uns insgesamt davon überzeugen, dass der Ausweis der zu veräußernden Geschäftsaktivitäten sachgerecht erfolgt ist.

③ Die Angaben der Gesellschaft zur Erstkonsolidierung sind in Textziffer 1, 4 und Textziffer 34 des Konzernanhangs enthalten.

#### **b. Veräußerung des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien und der Kernenergiebeteiligungen**

① Aufgrund der Einschätzung der gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft, dass der Vollzug der gesamten Transaktion höchstwahrscheinlich ist, wurde das abgehende Geschäft mit Erneuerbaren Energien seit dem 30. Juni 2018 gemäß IFRS 5 als aufgegebenen Geschäftsbereich und die Kernenergiebeteiligungen als Abgangsgruppe ausgewiesen. Da E.ON das Geschäft mit Erneuerbaren Energien jedoch bis zum endgültigen Abgang gesteuert hat, wurden die Aktivitäten weiterhin vollständig in die relevanten Steuerungsgrößen einbezogen und in der Segmentberichterstattung dargestellt. Aufgrund der vertraglichen Vereinbarungen mit RWE hat E.ON am 18. September 2019 die Kontrolle über den überwiegenden Teil des Geschäftes mit Erneuerbaren Energien verloren. Aus der Entkonsolidierung ergibt sich unter Berücksichtigung der erfolgswirksamen Realisierung von zuvor erfolgsneutral im Konzerneigenkapital erfassten Gewinnen aus Währungsumrechnung ein Gewinn in Höhe von insgesamt € 0,8 Mrd., der ebenso wie das laufende Ergebnis des Geschäftsbereichs unter den nicht fortgeführten Aktivitäten ausgewiesen wurde. In der Segmentberichterstattung sowie den steuerungsrelevanten Kennzahlen des Konzerns sind die übertragenen Geschäftsaktivitäten bis zum 18. September 2019 enthalten. Aus der Veräußerung der Kernenergiebeteiligungen resultierte ein Verlust von € 0,1 Mrd.

Aufgrund der hohen Komplexität der gesamten Transaktion sowie der insgesamt wesentlichen betragsmäßigen Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des E.ON Konzerns waren die Entkonsolidierung des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien sowie der Abgang der Kernenergiebeteiligungen von besonderer Bedeutung für unsere Prüfung.

- ② Im Rahmen unserer Prüfung haben wir die vertraglichen Vereinbarungen zur Veräußerung des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien sowie der Kernenergiebeteiligungen eingesehen, nachvollzogen und gewürdigt. Wir haben nachvollzogen, ob die Veräußerung technisch richtig abgebildet wurde, die abgehenden Vermögenswerte und Schulden vollständig und korrekt ausgebucht wurden und das Veräußerungsergebnis sachgerecht ermittelt und buchhalterisch erfasst wurde. Die Ermittlung des Kaufpreises haben wir mit den vertraglichen Vereinbarungen abgestimmt. Wir konnten uns insgesamt davon überzeugen, dass die bilanzielle Abbildung der Veräußerungen sachgerecht erfolgte und die entsprechenden Anhangangaben angemessen sind.
- ③ Die Angaben der Gesellschaft zur Veräußerung des Geschäfts mit Erneuerbaren Energien sowie der Kernenergiebeteiligungen sind in Textziffer 4 und Textziffer 34 des Konzernanhangs enthalten.

#### ② Werthaltigkeit der Geschäfts- und Firmenwerte

- ① Im Konzernabschluss der E.ON SE zum 31. Dezember 2019 wird unter dem Bilanzposten „Goodwill“ ein Betrag von € 17,5 Mrd. ausgewiesen. Dieser setzt sich zusammen aus dem noch nicht allokierten vorläufigen Unterschiedsbetrag aus der Erstkonsolidierung der innogy in Höhe von € 15,5 Mrd. und den bestehenden Goodwills im Gesamtbetrag von € 2,0 Mrd. Der noch nicht allokierte vorläufige Unterschiedsbetrag aus der Erstkonsolidierung der innogy war nicht Teil des regulären Werthaltigkeitstests. Da zum 31. Dezember 2019 keine Anhaltspunkte für eine Wertminderung gemäß IAS 36 vorlagen, war er zudem keiner anlassbezogenen Werthaltigkeitsüberprüfung zu unterziehen.

Auch auf die bestehenden Goodwills war im Geschäftsjahr 2019 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 regulären 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 2020 bis 2022 zugrunde. Für Zwecke der Überprüfung der Werthaltigkeit des Goodwills 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 Ergebnisbeiträge 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.

- ② 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 2020, dem der Aufsichtsrat am 17. Dezember 2019 zugestimmt hat, sowie der von den gesetzlichen Vertretern erstellten und vom Aufsichtsrat zur Kenntnis genommenen Planung für die Jahre 2021 und 2022 beurteilt. Unter anderem haben wir die Herleitung der im Bereich der ewigen Rente angewandten langfristigen Wachstumsraten aus beobachtbaren Marktdaten sowie den Markterwartungen nachvollzogen und mit den verwendeten Kapitalkosten abgestimmt. 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 Ergebnisbeiträge 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 nachvollziehen.

- ③ Die Angaben der Gesellschaft zu der Werthaltigkeit des Goodwills bzw. des vorläufigen Unterschiedsbetrags sind in Textziffer 14 und Textziffer 1 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 14. Mai 2019 als Konzernabschlussprüfer gewählt. Wir wurden am 11. Juni 2019 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 23. März 2020

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 2019 (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 §§ 315c i. V. m. 289c 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 2019 in allen wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den §§ 315c i. V. m. 289c 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 relevanter 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
- Befragung wesentlicher Beteiligungen zu dezentralen Datenerhebungen und Freigaben von Angaben
- Abgleich von Angaben mit den entsprechenden Daten im Konzernabschluss und Konzernlagebericht
- 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 2019 in allen wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den §§ 315c i. V. m. 289c 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, 23. März 2020

PricewaterhouseCoopers GmbH  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Markus Dittmann  
Wirtschaftsprüfer

Hendrik Fink  
Wirtschaftsprüfer

## Organe

**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)

**Erich Clementi**

Stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE

**Andreas Scheidt**

Stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE  
Gewerkschaftssekretär (ver.di)

**Clive Broutta**

Hauptamtlicher Vertreter der Gewerkschaft General, Municipal, Boilermakers and Allied Trade Union (GMB)

**Klaus Fröhlich**

Vorstandsmitglied der Bayerische Motoren Werke AG

**Ulrich Grillo (seit 1. Oktober 2019)**

Vorsitzender des Vorstands der Grillo-Werke AG

- Rheinmetall AG (Vorsitz)
- innogy SE (bis 4. Oktober 2019)
- Grillo Zinkoxid GmbH<sup>2</sup>
- Zinacor S.A.<sup>2</sup>

**Carolina Dybeck Happe**

Chief Financial Officer der A.P. Møller – Mærsk A/S  
(seit 1. Januar 2019)

- Schneider Electric SE (seit 25. April 2019)

**Monika Krebber (seit 24. September 2019)**

Stellvertretende Vorsitzende des Gesamtbetriebsrats der innogy SE

- innogy SE

**Eugen-Gheorghe Luha**

Vorsitzender des Gas-Gewerkschaftsverbands Gaz România  
Vorsitzender der Arbeitnehmervertreter Rumäniens  
Mitglied des SE-Betriebsrats der E.ON SE

**Stefan May (seit 24. September 2019)**

Stellvertretender Vorsitzender des Konzernbetriebsrats der E.ON SE

- Vorsitzender des Gesamtbetriebsrats der Westnetz GmbH
- Vorsitzender des Betriebsrats der Region Münster der Westnetz GmbH
- innogy SE
- innogy Westenergie GmbH

**Szilvia Pinczésné Márton**

Vorsitzende des Betriebsrats der E.ON Dél-dunántúli Áramhálózati Zrt., Mitglied des SE-Betriebsrats der E.ON SE

**René Pöhls (seit 24. September 2019)**

Stellvertretender Vorsitzender des SE-Betriebsrats der E.ON SE

- Vorsitzender des SE-Betriebsrats der innogy SE
- Stellvertretender Vorsitzender des Konzernbetriebsrats der E.ON SE
- Vorsitzender des Konzernbetriebsrats der envia Mitteldeutsche Energie AG
- Vorsitzender des gemeinsamen Gesamtbetriebsrats und des gemeinsamen Betriebsrats Halle/Kabelsketal der envia Mitteldeutsche Energie AG, MITGAS Mitteldeutsche Gasversorgung GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH und Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH
- innogy SE
- envia Mitteldeutsche Energie AG

**Andreas Schmitz**

Jurist und Bankkaufmann

- HSBC Trinkaus & Burkhardt AG (Vorsitz)
- Scheidt & Bachmann GmbH (Vorsitz)
- Andersch AG (Vorsitz, bis 31. Juli 2019)

**Dr. Rolf Martin Schmitz (seit 1. Oktober 2019)**

Vorsitzender des Vorstands der RWE AG

- Amprion GmbH
- RWE Generation SE (Vorsitz)<sup>1</sup>
- RWE Power AG (Vorsitz)<sup>1</sup>
- RWE Supply & Trading GmbH<sup>1</sup>
- TÜV Rheinland AG
- Jaeger Grund GmbH & Co. KG (Jaeger Gruppe, Vorsitz)
- Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH
- KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG

Alle Angaben beziehen sich – wenn nicht anders angegeben – auf den 31. Dezember 2019, bei unterjährig ausgeschiedenen Organmitgliedern auf den Tag ihres Ausscheidens.

→ Aufsichtsratsmandate gemäß § 100 Abs. 2 AktG

→ Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

<sup>1</sup> freigestellte Konzernmandate gemäß § 100 Abs. 2 Satz 2 AktG

<sup>2</sup> weitere Konzernmandate

### **Fred Schulz**

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.

### **Dr. Karen de Segundo**

Juristin

### **Elisabeth Wallbaum**

Referentin des SE-Betriebsrats der E.ON SE und des Konzern-  
betriebsrats der E.ON SE

### **Deborah Wilkens (seit 1. Oktober 2019)**

Unternehmensberaterin  
→ innogy SE (bis 4. Oktober 2019)

### **Ewald Woste**

Unternehmensberater  
→ GASAG AG  
→ Bayernwerk AG  
→ GreenCom Networks AG  
→ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)  
→ Energie Steiermark AG

### **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  
Ulrich Grillo (seit 2. Oktober 2019)  
Andreas Schmitz (seit 12. März 2019, bis 2. Oktober 2019)  
Fred Schulz  
Albert Zettl (seit 12. März 2019)

#### **Prüfungs- und Risikoausschuss**

Andreas Schmitz, Vorsitzender  
Fred Schulz, stellvertretender Vorsitzender  
Carolina Dybeck Happe  
René Pöhls (seit 2. Oktober 2019)  
Elisabeth Wallbaum  
Deborah Wilkens (seit 2. Oktober 2019)

#### **Innovations- und Nachhaltigkeitsausschuss (bis 2. Oktober 2019 Investitions- und Innovationsausschuss)**

Dr. Karen de Segundo, Vorsitzende  
Albert Zettl, stellvertretender Vorsitzender (bis 2. Oktober 2019)  
Stefan May (seit 2. Oktober 2019, stellvertretender Vorsitzender  
seit 17. Dezember 2019)  
Clive Broutta  
Klaus Fröhlich  
Eugen-Gheorghe Luha  
Ewald Woste

#### **Nominierungsausschuss**

Dr. Karl-Ludwig Kley, Vorsitzender  
Erich Clementi, stellvertretender Vorsitzender  
Dr. Karen de Segundo

**Vorstand (einschließlich Angaben zu weiteren Mandaten)****Dr. Johannes Teysen**

Geb. 1959 in Hildesheim,  
 Vorsitzender des Vorstands seit 2010  
 Mitglied des Vorstands seit 2004  
 Strategie & Innovation, Personal, Kommunikation &  
 Öffentlichkeitsarbeit, Recht & Compliance, Revision,  
 Gesundheit, Sicherheit & Umweltschutz, Nachhaltigkeit  
 → innogy SE<sup>1</sup> (Vorsitz, seit 5. Oktober 2019)  
 → Nord Stream AG

**Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum**

Geb. 1967 in Ludwigshafen,  
 Mitglied des Vorstands der E.ON SE seit 2013  
 Mitglied des Vorstands der innogy SE  
 (seit 11. Oktober 2019, Vorsitz)  
 innogy-Integrationsprojekt, Beratung, PreussenElektra  
 → E.ON Italia S.p.A.<sup>2</sup>  
 → Georgsmarienhütte Holding GmbH

**Dr. Thomas König**

Geb. 1965 in Finnentrop,  
 Mitglied des Vorstands seit 2018  
 Energienetze (inklusive Türkei), Einkauf  
 → Avacon AG<sup>1</sup> (Vorsitz)  
 → Bayernwerk AG<sup>1</sup> (Vorsitz)  
 → E.DIS AG<sup>1</sup> (Vorsitz)  
 → HanseWerk AG<sup>1</sup> (Vorsitz)  
 → E.ON Sverige AB<sup>2</sup> (Vorsitz)  
 → E.ON Hungária Zrt.<sup>2</sup> (Vorsitz)  
 → E.ON Česká republika s.r.o.<sup>2</sup> (Vorsitz)  
 → E.ON Distribuce, a.s.<sup>2</sup> (Vorsitz)

**Dr. Marc Spieker**

Geb. 1975 in Essen,  
 Mitglied des Vorstands seit 2017  
 Finanzen, Mergers & Acquisitions und Beteiligungsmanagement,  
 Risikomanagement, Rechnungswesen & Controlling, Investor  
 Relations, Steuern, S4 Transformation  
 → innogy SE<sup>1</sup> (seit 5. Oktober 2019)  
 → E.ON Verwaltungs SE<sup>1</sup> (Vorsitz)  
 → Nord Stream AG

**Dr. Karsten Wildberger**

Geb. 1969 in Gießen,  
 Mitglied des Vorstands seit 2016  
 Vertrieb und Kundenlösungen (inklusive Türkei),  
 Dezentrale Erzeugung, Energiemanagement, Marketing,  
 Digitale Transformation & IT  
 → E.ON Digital Technology GmbH  
 (ehemals E.ON Business Services GmbH)<sup>1</sup> (Vorsitz)  
 → E.ON Sverige AB<sup>2</sup>  
 → E.ON Energie A.S.<sup>2</sup> (Vorsitz)

Alle Angaben beziehen sich – wenn nicht anders angegeben – auf den 31. Dezember 2019, bei unterjährig ausgeschiedenen Organmitgliedern auf den Tag ihres Ausscheidens.

→ Aufsichtsratsmandate gemäß § 100 Abs. 2 AktG

→ Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

<sup>1</sup> freigestellte Konzernmandate gemäß § 100 Abs. 2 Satz 2 AktG

<sup>2</sup> weitere Konzernmandate

## Mehrfjahresübersicht<sup>1, 2</sup>

in Mio €	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Umsatz und Ergebnis</b>					
Umsatz	42.656	38.173	37.965	30.084	41.484
Bereinigtes EBITDA <sup>3</sup>	5.844	4.939	4.955	4.840	5.558
Bereinigtes EBIT <sup>3</sup>	3.563	3.112	3.074	2.989	3.254
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	-6.377	-16.007	4.180	3.524	1.808
Konzernüberschuss/-fehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE	-6.999	-8.450	3.925	3.223	1.566
Bereinigter Konzernüberschuss <sup>3</sup>	1.076	904	1.427	1.505	1.536
<b>Wertentwicklung</b>					
ROCE (in Prozent)	10,9	10,4	10,6	10,4	8,4
<b>Vermögens- und Kapitalstruktur</b>					
Langfristige Vermögenswerte	73.612	46.296	40.164	30.883	76.444
Kurzfristige Vermögenswerte	40.081	17.403	15.786	23.441	22.122
Gesamtvermögen	113.693	63.699	55.950	54.324	98.566
Eigenkapital	19.077	1.287	6.708	8.518	13.085
<i>Gezeichnetes Kapital</i>	2.001	2.001	2.201	2.201	2.641
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>	2.648	2.342	2.701	2.760	4.008
Langfristige Schulden	61.172	39.287	35.198	30.545	59.464
<i>Rückstellungen</i>	30.655	19.618	18.001	15.706	20.669
<i>Finanzverbindlichkeiten</i>	14.954	10.435	9.922	8.323	28.025
<i>Übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges</i>	15.563	9.234	7.275	6.516	10.770
Kurzfristige Schulden	33.444	23.125	14.044	15.261	26.017
<i>Rückstellungen</i>	4.280	12.008	2.041	2.117	4.019
<i>Finanzverbindlichkeiten</i>	2.788	3.792	3.099	1.563	3.923
<i>Übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges</i>	26.376	7.325	8.904	11.581	18.075
Gesamtkapital	113.693	63.699	55.950	54.324	98.566
<b>Cashflow/Investitionen und Kennziffern</b>					
Operativer Cashflow <sup>4</sup>	4.191	2.961	-2.952	2.853	2.965
Zahlungswirksame Investitionen	3.227	3.169	3.308	3.523	5.492
Eigenkapitalquote (in Prozent)	17	2	12	16	13
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (31. Dezember)	27.714	26.320	19.248	16.580	39.430
Operativer Cashflow in Prozent des Umsatzes	9,8	7,8	-	9,5	7,1
<b>Aktie und langfristiges Rating der E.ON SE</b>					
Ergebnis je Aktie in € (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	-3,6	-4,33	1,84	1,49	0,68
Dividende je Aktie <sup>5</sup> (in €)	0,50	0,21	0,30	0,43	0,46
Dividendensumme	976	410	650	932	1.199
Moody's	Baa1	Baa1	Baa2	Baa2	Baa2
Standard & Poor's	BBB+	BBB+	BBB	BBB	BBB
<b>Mitarbeiter</b>					
Mitarbeiter (31. Dezember)	43.162	43.138	42.699	43.302	78.948

1 um nicht fortgeführte Aktivitäten und die Anwendung von IFRS 10, 11 und IAS 32 angepasste Werte · 2 GuV-Werte 2016 bereinigt um Uniper; Bilanzwerte 2016 ohne Uniper und vor 2016 inklusive Uniper · 3 bereinigt um nicht operative Effekte · 4 entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten; ab 1. Januar 2018 bis 18. September 2019 Segment Erneuerbare Energien vollständig enthalten · 5 für das jeweilige Geschäftsjahr; Vorschlag für 2019

**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, Aktionäre und Anleiheinvestoren  
T 02 01-1 84-28 06  
investorrelations@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 und anderen kontrollierten Quellen stammen.

## **Finanzkalender**

<b>12. Mai 2020</b>	<b>Quartalsmitteilung Januar – März 2020</b>
<b>Juni 2020</b>	<b>Hauptversammlung 2020</b>
<b>12. August 2020</b>	<b>Halbjahresfinanzbericht Januar – Juni 2020</b>
<b>11. November 2020</b>	<b>Quartalsmitteilung Januar – September 2020</b>
<b>24. März 2021</b>	<b>Veröffentlichung des Geschäftsberichts 2020</b>
<b>11. Mai 2021</b>	<b>Quartalsmitteilung Januar – März 2021</b>
<b>19. Mai 2021</b>	<b>Hauptversammlung 2021</b>
<b>11. August 2021</b>	<b>Halbjahresfinanzbericht Januar – Juni 2021</b>
<b>10. November 2021</b>	<b>Quartalsmitteilung Januar – September 2021</b>

Der vorliegende Geschäftsbericht wurde am 25. März 2020 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 unbekannt 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](mailto:info@eon.com)

**[eon.com](http://eon.com)**