

Zukunft. Sicher. Machen. Gestern, heute und morgen.

Geschäftsbericht 2017



RWE

Verlässlicher Partner der Energiewende

Als wir bei RWE vor 120 Jahren anfangen, Deutschland mit Strom zu versorgen, brach das moderne Industriezeitalter an. Wir haben die Elektrifizierung vorangetrieben, die industrielle Entwicklung mitgestaltet und uns vorausschauend um die Energie der Zukunft gekümmert.

Strom ist das Lebenselixier der modernen, digitalisierten Gesellschaft. Er ist Quelle für Wohlstand und Fortschritt. Strom sorgt für Licht, Wärme, industrielle Produktion, Kommunikation, medizinische Versorgung, Mobilität und so viel mehr. Und gestern wie heute haben wir von RWE entscheidenden Anteil daran.

Unsere Welt wird immer elektrischer. Nicht nur die Digitalisierung zeigt es. Immer mehr Haushalte nutzen Strom zur Wärmeversorgung, immer mehr Autofahrer laden anstatt zu tanken. Gleichzeitig wachsen die Anforderungen an die Versorger. Die Gesellschaft erwartet von ihnen, dass sie Strom immer klimaschonender produzieren und den Weg ebnen zu einem nachhaltigen Energiesystem. In der Energiewelt von morgen soll der Großteil des Stroms aus Sonne, Wind und Wasserkraft stammen – Energiequellen, deren Verfügbarkeit nicht in unserer Hand liegt. Gleichzeitig wird sich der Energiebedarf weiter erhöhen. Trotzdem muss Strom immer da sein, wenn er gebraucht wird. Zu bezahlbaren Preisen.

Das sind große Herausforderungen. Aber gemeinsam haben wir schon ganz anderes geschafft. Wir von RWE unterstützen die Energiewende nicht nur, wir ermöglichen sie. Unsere modernen Kraftwerke sind Partner der erneuerbaren Energien. Sie passen sich flexibel an die Schwankungen beim Wind- oder Solarstrom an. Und leisten damit einen wichtigen Beitrag zur Sicherheit der Energieversorgung.

Eine Welt im Umbruch braucht einen starken und zuverlässigen Partner, der ihren Wandel verantwortungsvoll begleitet. Deswegen arbeiten bei uns tausende Menschen mit Leidenschaft für ein gemeinsames Ziel:

Gestern wie heute und morgen

Zukunft. Sicher. Machen.

Unser Titelbild zeigt Vergangenheit und Zukunft auf einen Blick: Genau dort, wo am 25. April 1898 das Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerk gegründet wurde, wird im Frühjahr 2020 die neue RWE-Firmenzentrale eröffnet – am Rande der nördlichen Innenstadt in Essen, auf dem ehemaligen Gelände der Zeche Victoria Mathias, wo wir 1900 unser erstes Kraftwerk in Betrieb genommen haben. Alle Essener Mitarbeiter von RWE werden am neuen Standort in einem Umfeld der kurzen Wege gemeinsam Zukunft. Sicher. Machen.

INHALT

An unsere Investoren

Interview mit dem Vorstandsvorsitzenden	3
Der Vorstand der RWE AG	6
Bericht des Aufsichtsrats	8
RWE am Kapitalmarkt	13

1	Zusammengefasster Lagebericht	17
1.1	Strategie und Struktur	18
1.2	Innovation	25
1.3	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	28
1.4	Politische Rahmenbedingungen	34
1.5	Wesentliche Ereignisse	37
1.6	Geschäftsentwicklung	41
1.7	Finanz- und Vermögenslage	52
1.8	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)	58
1.9	Darstellung des RWE-Konzerns mit innogy als reiner Finanzbeteiligung	60
1.10	Übernahmerechtliche Angaben	61
1.11	Vergütungsbericht	63
1.12	Entwicklung der Risiken und Chancen	74
1.13	Prognosebericht	83
2	Versicherung der gesetzlichen Vertreter	86

3	Konzernabschluss	87
3.1	Gewinn- und Verlustrechnung	88
3.2	Gesamtergebnisrechnung	89
3.3	Bilanz	90
3.4	Kapitalflussrechnung	91
3.5	Veränderung des Eigenkapitals	92
3.6	Anhang	93
3.7	Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs)	153
3.8	Organe (Teil des Anhangs)	185
3.9	Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers	190
3.10	Informationen zum Abschlussprüfer	196

Weitere Informationen	
Fünfjahresübersicht	197
Impressum	198
Finanzkalender	199

ECKDATEN 2017 AUF EINEN BLICK

RWE-Konzern		2017	2016	+/- in %
Stromerzeugung	Mrd. kWh	202,2	216,1	-6,4
Außenabsatz Strom	Mrd. kWh	261,1	264,6	-1,3
Außenabsatz Gas	Mrd. kWh	254,1	265,1	-4,1
Außenumsatz	Mio. €	44.585	45.833	-2,7
Bereinigtes EBITDA	Mio. €	5.756	5.403	6,5
Bereinigtes EBIT	Mio. €	3.646	3.082	18,3
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	3.056	-5.807	152,6
Nettoergebnis	Mio. €	1.900	-5.710	133,3
Bereinigtes Nettoergebnis	Mio. €	1.232	777	58,6
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	Mio. €	-1.754	2.352	-174,6
Investitionen	Mio. €	2.629	2.382	10,4
in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	Mio. €	2.260	2.027	11,5
in Finanzanlagen	Mio. €	369	355	3,9
Free Cash Flow ¹	Mio. €	-3.849	809	-575,8
Zahl der in Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Tsd. Stück	614.745	614.745	-
Ergebnis je Aktie	€	3,09	-9,29	133,3
Bereinigtes Nettoergebnis je Aktie	€	2,00	1,26	58,7
Dividende je Stammaktie	€	1,50 ²	-	-
Dividende je Vorzugsaktie	€	1,50 ²	0,13	-
		31.12.2017	31.12.2016	
Nettoschulden	Mio. €	20.227	22.709	-10,9
Mitarbeiter ³		59.547	58.652	1,5

¹ Geänderte Definition; siehe Erläuterung auf Seite 56

² Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2017 der RWE AG, vorbehaltlich der Beschlussfassung durch die Hauptversammlung am 26. April 2018

³ Umgerechnet in Vollzeitstellen

„ZUKUNFT. SICHER. MACHEN. – DAS IST RWE“



Dr. Rolf Martin Schmitz über die Sicherheit der deutschen Stromerzeugung, die Ziele von RWE zur Emissionsminderung und die Ertragsperspektiven des Unternehmens

Herr Schmitz, 2017 war das Jahr eins nach dem Börsengang von innogy und Ihrer Bestellung zum Vorstandsvorsitzenden von RWE. Ihr Fazit?

Was wir im vergangenen Jahr erreicht haben, kann sich sehen lassen. Wir haben RWE eine Strategie gegeben, die von der Öffentlichkeit und vom Kapitalmarkt verstanden und akzeptiert wird. Unser Motto lautet: Zukunft. Sicher. Machen. – das ist RWE, dafür stehen wir. Operativ lief es ebenfalls gut. Beim bereinigten EBITDA, unserer wichtigsten Ergebniskennzahl, waren wir mit 5,8 Milliarden Euro sogar besser als prognostiziert. Auch die Aktie entwickelte sich gut. Unsere Stämme legten 2017 um 44 Prozent zu und waren damit drittstärkster Wert im DAX. Was mich besonders freut: Das persönliche Miteinander in der neuen RWE spielt sich immer besser ein. Für 2018 sind das sehr gute Voraussetzungen.

Sie haben die gute operative Entwicklung angesprochen. Was waren die wichtigsten Erfolgsfaktoren?

Da gab es einige: Quantitativ am wichtigsten war die nach dem schwachen Vorjahr stark verbesserte Performance im Handelsgeschäft. Hinzu kam, dass wir mit der kommerziellen Optimierung unseres Kraftwerkseinsatzes überdurchschnittlich hohe Erträge erwirtschaftet haben. Das war übrigens auch ein Grund dafür, dass unser EBITDA über den Erwartungen lag. Nicht vergessen dürfen wir auch unser laufendes Kostensenkungsprogramm. Hier haben wir 2017 schon mehr als die Hälfte unseres Zielvolumens für 2019 erreicht. Das macht mich besonders stolz, denn es zeigt, dass wir uns den Erfolg hart erarbeiten. Und es macht deutlich, dass unser wichtigster Erfolgsfaktor unsere Mitarbeiter sind. Sie haben 2017 einen tollen Job gemacht.

Was in der Jahresbilanz nicht fehlen darf: Der Bund hat RWE die gezahlte Kernbrennstoffsteuer in Höhe von 1,7 Milliarden Euro rückerstattet. Anfang Juni, kurz vor Ihrem 60. Geburtstag, hatte das Bundesverfassungsgericht bekannt gegeben, dass es die Steuer für nichtig hält. War das so etwas wie ein vorgezogenes Geburtstagsgeschenk für Sie?

Als die Entscheidung aus Karlsruhe bekannt wurde, habe ich tatsächlich gedacht: Was für ein tolles Geburtstagsgeschenk! Einer meiner ersten Gedanken war auch: Wie gut, dass der Rechtsstaat immer noch funktioniert. Das ist mein Empfinden als Bürger. Aus der Warte des Unternehmens bedeutet die Rückerstattung eine erhebliche finanzielle Stärkung. Allerdings werden wir einen Teil der Mittel an unsere Aktionäre weiterreichen. Die Besitzer der Stämme mussten ja zuletzt zweimal auf eine Dividende verzichten, und die Vorzugsaktionäre bekamen nur den Mindestgewinnanteil. Mit einer Sonderausschüttung von einem Euro – zusätzlich zur regulären Dividende von 50 Cent – wollen wir uns in diesem Jahr bei ihnen für ihre Geduld und Treue bedanken. Das alles setzt natürlich die Zustimmung der Hauptversammlung voraus.

Bleiben wir bei der Kernenergie: RWE hat die Haftung für die Kosten der Zwischen- und Endlagerung an den Bund abgetreten und dafür rund 7 Milliarden Euro in den neuen staatlichen Entsorgungsfonds eingezahlt. Ist das Thema „Kernenergie“ damit abgehakt?

Keinesfalls. Zunächst einmal müssen wir ja bis 2022 den sicheren Weiterbetrieb unserer Kraftwerke gewährleisten. Auch der Rückbau der Anlagen nach ihrer Stilllegung braucht Zeit. Diese anspruchsvolle Aufgabe wird uns noch mindestens 20 Jahre beschäftigen. Trotzdem war die gesetzliche Neuordnung in der kerntechnischen Entsorgung ein Meilenstein. Dadurch, dass die Abwicklung und die Finanzierung der Zwischen- und Endlagerung nun in einer Hand liegen, nämlich beim Bund, sind erhebliche Risiken für uns weggefallen. Sonst hätte beispielsweise der Fall eintreten können, dass die Politik die Endlagersuche immer mehr hinauszögert und die zusätzlichen Kosten den Versorgern in Rechnung stellt. Jetzt gilt das Prinzip: Wer für die Abwicklung zuständig ist, trägt auch die Kosten. Außerdem wissen wir jetzt genau, was in unseren Verantwortungsbereich fällt und wo die Zuständigkeit des Bundes beginnt. Details dazu haben wir vertraglich geklärt. Zugegeben: Die rund 7 Milliarden Euro waren ein hoher Preis für die Haftungsübernahme durch den Bund. Das ist deutlich mehr, als wir für die Zwischen- und Endlagerung zurückgestellt hatten. Aber die gewonnene Rechtssicherheit war es wert, diesen Preis zu zahlen.

Trotzdem gibt es weiterhin hohe politische Risiken für RWE. Stichwort: Kohleausstieg. Hat es Sie erleichtert, dass der Koalitionsvertrag von Union und SPD in diesem Punkt vage bleibt?

Erleichtert wäre ich, wenn wir einen klaren und vor allem verlässlichen Rahmen für unsere Kohlekraftwerke hätten. Das ist auch deshalb wichtig, damit wir den Strukturwandel im Rheinischen Braunkohlerevier ökonomisch und sozialverträglich gestalten können. Dieser Strukturwandel ist ein langfristiger Prozess, für den wir Planungssicherheit benötigen. Aber der Koalitionsvertrag gibt hier ja durchaus Anlass zu Optimismus: Rahmen und Details des Kohleausstiegs sollen von einer Kommission erarbeitet werden. Das kann sinnvoll sein, wenn es ein offener und konstruktiver Prozess ist. Klug war es auch, das deutsche Emissionsminderungsziel für 2020 aufzugeben. Denn es bringt nichts, unerreichbare Ziele wie eine Monstranz vor sich her zu tragen.

Allerdings haben CDU/CSU und SPD sektorale Minderungsziele für 2030 festgeschrieben, die sehr ambitioniert sind. Vom Energiesektor wird eine überdurchschnittliche Senkung der Treibhausgasemissionen verlangt: Er soll über 60% gegenüber 1990 einsparen. Geht das überhaupt?

Die Frage ist doch, um welchen Preis. Deshalb gilt es, gemeinsam darüber nachzudenken, wie man dieses Ziel intelligent erreichen kann, ohne die Zuverlässigkeit der Stromversorgung aufs Spiel zu setzen und ohne industriepolitische Verwerfungen auszulösen. Das ist eine ambitionierte Aufgabe für die Kommission, die sich mit diesen Fragen beschäftigen wird. Immerhin gibt der Name der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ Anlass zur Hoffnung, dass wirtschaftliche und soziale Belange eine zentrale Rolle spielen werden.

Der Regierung schwebt offenbar vor, einen festen Ausstiegszeitpunkt für die Kohleverstromung festzulegen. Was halten Sie davon?

Nicht viel. Niemand kann sagen, wie sich die Welt bis 2040 oder 2050 verändern wird. Wenn man nur bedenkt, was für einen Wandel wir allein in den letzten 20 Jahren erlebt haben. Die Politik sollte realistische Emissionsminderungsziele vorgeben und einen Rahmen schaffen, der die Erreichung dieser Ziele sicherstellt. Wie sich die einzelnen Unternehmen an diesen Rahmen anpassen und welche Erzeugungstechnologien sie einsetzen, sollte ihnen überlassen bleiben. Jede Überregulierung ist kontraproduktiv.

Was sagen Sie Umweltverbänden, Politikern oder Investoren, die Ihnen vorwerfen, nicht genug gegen den Klimawandel zu tun? Denen erkläre ich, dass wir bei RWE schon heute einen Fahrplan zur Emissionsminderung haben, der in Einklang steht mit den Zielen im Pariser Klimaschutzabkommen. Wir haben

uns vorgenommen, den CO₂-Ausstoß bis 2030 um 40 bis 50 Prozent gegenüber 2015 zu senken. Dass es uns ernst damit ist, zeigt der Blick zurück: Seit 2012 weisen wir jedes Jahr sinkende Emissionen aus. Allein 2017 gab es einen Rückgang um 11 Prozent. Wichtigste Säule unserer Emissionsminderungsstrategie ist der schrittweise Ausstieg aus der Braunkohle. Auch dafür haben wir einen klaren Fahrplan. Im Oktober 2017 sind unsere ersten beiden Braunkohleblöcke in die Sicherheitsbereitschaft gewechselt und produzieren seither keinen Strom mehr. Schon in diesem Jahr folgen die nächsten zwei Blöcke. Bis 2030 werden wir den ersten unserer drei Tagebaue und das nahe gelegene Kraftwerk Weisweiler aufgeben. Mitte des Jahrhunderts wird die Braunkohleverstromung im Rheinland dann Geschichte sein.



Dennoch müssen Sie befürchten, dass der Politik dieser Fahrplan nicht ambitioniert genug ist.

Wenn andere Sektoren wie Wärme oder Verkehr ihre Emissionen im gleichen Tempo senken wie wir, würde ich sagen: Hut ab! Natürlich werden immer wieder Forderungen nach zusätzlichen Kraftwerksschließungen laut, so wie jüngst bei den Jamaika-Gesprächen. Aber man muss die Realität im Auge behalten: Allein im vergangenen Jahr sind sechs Kohleblöcke in Deutschland stillgelegt worden. Bis 2020 dürften mindestens zehn hinzukommen. Nebenbei steigt Deutschland aus der Kernenergie aus. Wenn zutrifft, was die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber prognostizieren, dann könnte es bereits in zwei Jahren Situationen geben, in denen Deutschland seinen Strombedarf nicht mehr aus eigener Kraft decken kann. Der Ausbau der erneuerbaren Energien hilft hier nicht viel, denn Solar- und Windkraftanlagen sind keine zuverlässigen Stromlieferanten. Spätestens nach dem vollständigen Kernenergieausstieg Ende 2022 könnte es eng werden. Sich auf das Ausland zu verlassen, wäre riskant, zumal auch dort Kraftwerke vom Netz gehen und die erneuerbaren Energien auf dem Vormarsch sind. Eine Dunkelflaute, wie wir sie im Januar 2017 erlebt haben, könnte dann auch unsere Nachbarn vor Probleme stellen.

Dennoch peilt die niederländische Regierung den Kohleausstieg bis 2030 an und will zudem einen nationalen Mindestpreis für CO₂ einführen.

Ehrlich gesagt, ist das alles für mich nicht schlüssig. Auch nicht der CO₂-Mindestpreis. Eine der wesentlichen politischen Weichenstellungen des vergangenen Jahres war ja, dass die EU das europäische Emissionshandelssystem gestärkt hat. Das System ist so nachjustiert worden, dass die beteiligten Sektoren die europäischen Treibhausgasmindestziele für 2030 erreichen. Die Reform war ausschlaggebend dafür, dass Emissionszertifikate heute doppelt so teuer sind wie vor einem Jahr. Im Februar haben sie die Zehn-Euro-Marke erreicht. Das zeigt doch, dass der Emissionshandel funktioniert, und ich frage mich: Warum bedarf es noch nationaler CO₂-Steuern? Solche Alleingänge führen nur zur Verlagerung von Emissionen ins Ausland. Aber das Klima macht nicht an Grenzen halt. Wirksamer Klimaschutz ist europäisch ausgerichtet, im Idealfall global.

Zu den positiven Entwicklungen des vergangenen Jahres gehört, dass sich die Terminpreise im deutschen Stromgroßhandel nach den Rekordtiefständen Anfang 2016 weiter erholt haben. Wann sehen wir die Trendwende auch im Ergebnis?

Ich würde noch nicht von Trendwende sprechen: Anfang 2018 haben die Strompreise ja wieder nachgegeben. Richtig ist: 2017 war in puncto Strompreisentwicklung ein gutes Jahr. Allerdings dauert es noch etwas, bis wir das im Ergebnis sehen. Hintergrund ist, dass wir den Strom aus unseren Kraftwerken mit bis zu dreijährigem Vorlauf auf Termin verkaufen. Dadurch kommen die Marktpreisveränderungen mit deutlicher Verzögerung in unseren Jahresabschlüssen an. Das hat uns große Vorteile gebracht, als die Stromnotierungen von 2008 bis Anfang 2016 erodiert sind. Jetzt ist es umgekehrt.

Heißt das, dass sich das Ergebnis des RWE-Konzerns im laufenden Jahr verringern wird?

Ja, davon ist auszugehen. Für 2017 hatten wir mit den deutschen Braunkohle- und Kernkraftwerken noch einen Strompreis von durchschnittlich 31 Euro je Megawattstunde realisiert. Der Vergleichswert für 2018 liegt drei Euro darunter. Bei rund 90 Terawattstunden Stromerzeugung ist das eine Einbuße von knapp 300 Millionen Euro. Daneben fehlt uns der Ergebnisbeitrag des Kernkraftwerks Gundremmingen B, das wir Ende 2017 abschalten mussten. Außerdem glaube ich nicht, dass wir wieder so hohe Erträge aus der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes erzielen wie im vergangenen Jahr. Auch der Ergebnisbeitrag von innogy wird wohl nicht an das Niveau von 2017 heranreichen. Für den RWE-Konzern prognostizieren wir ein bereinigtes EBITDA von 4,9 bis 5,2 Milliarden Euro – das ist deutlich weniger als 2017. Allerdings habe ich die Hoffnung, dass wir in der konventionellen Stromerzeugung die Talsohle erreicht haben und es spätestens 2020 wieder aufwärts geht.

Was bedeutet das für die Dividende: Müssen sich die RWE-Aktionäre noch zwei Jahre gedulden, bis die reguläre Ausschüttung auf über 50 Cent angehoben wird?

Beim Dividendenvorschlag orientieren wir uns stärker an den mittelfristigen Ertragsperspektiven und weniger daran, welchen Strompreis wir in der Vergangenheit erzielt haben. Mein Vorstandskollege Markus Krebber und ich beabsichtigen, für das Geschäftsjahr 2018 eine erhöhte reguläre Dividende von 70 Cent vorzuschlagen. Bei unseren Aktionären wird die Erholung der Strompreise also etwas früher ankommen als in unseren Büchern.

Ein Wort zu innogy: Die Gewinnwarnung im Dezember 2017 hat im Kapitalmarkt zu einem Vertrauensverlust geführt. Welche Erwartungen haben Sie an das Management?

Gleich nach der Gewinnwarnung hat der Aufsichtsrat von innogy dazu Stellung bezogen. Er hält die Strategie des Unternehmens für richtig, wünscht sich aber mehr Kostendisziplin und eine fokussiertere Wachstums- und Investitionsstrategie. Das ist auch unsere Meinung – und entspricht den Interessen unserer eigenen Aktionäre. Immerhin hat der Kurssturz der innogy-Aktie nach der Gewinnwarnung auch die RWE-Titel mit nach unten gerissen. innogy hat nun angekündigt, die Nettoinvestitionen im laufenden Jahr auf 2,5 Milliarden Euro zu begrenzen. Alles, was zusätzlich investiert wird, soll durch den Verkauf von Anlagen oder Beteiligungen gegenfinanziert werden. Positiv werte ich auch, dass unsere Tochter die Dividende mit 1,60 Euro gegenüber 2017 konstant halten will.

Mal abgesehen von den Entwicklungen bei innogy – was ist die größte Herausforderung des RWE-Konzerns im laufenden Geschäftsjahr?

Wir müssen unsere Hausaufgaben machen und dürfen dabei nicht an Elan verlieren. Wichtigste Aufgabe bleibt, die Kosten in der konventionellen Stromerzeugung zu senken. Zwar gehen wir davon aus, dass Kraftwerkskapazitäten knapper werden und sich das in den Strompreisen widerspiegelt. Aber noch ist es nicht so weit, und bis dahin müssen wir alles tun, um die Wirtschaftlichkeit unserer Kraftwerke zu sichern. Auf der politischen Bühne werden die Gespräche zum deutschen Kohleausstieg von zentraler Bedeutung sein. Was ich mir generell wünsche: Dass das, wofür wir stehen, noch mehr honoriert wird. Wir sorgen dafür, dass immer so viel Strom da ist, wie gerade gebraucht wird – jeden Tag, jede Stunde, jede Sekunde. Das ist keine Selbstverständlichkeit, sondern eine anspruchsvolle Aufgabe, die uns vor immer größere Herausforderungen stellt. Wenn auch die Politik das erkennt und würdigt, bin ich guter Dinge, dass sie die Weichen in die richtige Richtung stellen wird.

DER VORSTAND DER RWE AG

Dr. Rolf Martin Schmitz
Dr. Markus Krebber



Dr. Rolf Martin Schmitz

Vorstandsvorsitzender

Geboren 1957 in Mönchengladbach, promovierter Maschinenbauingenieur, von 1986 bis 1988 Planungsingenieur bei der STEAG AG, von 1988 bis 1998 bei der VEBA AG u. a. zuständig für Konzernentwicklung und Wirtschaftspolitik, von 1998 bis 2001 Vorstand der rhenag Rheinische Energie AG, von 2001 bis 2004 Vorstand der Thüga AG, von 2004 bis 2005 Vorsitzender der Geschäftsführung der E.ON Kraftwerke GmbH, von 2006 bis 2009 Vorsitzender des Vorstands der RheinEnergie AG und Geschäftsführer der Stadtwerke Köln, von Mai 2009 bis September 2010 Vorstand Operative Steuerung National der RWE AG, von Oktober 2010 bis Oktober 2016 Vorstand Operative Steuerung und zugleich von Juli 2012 bis Oktober 2016 stellvertretender Vorstandsvorsitzender der RWE AG, seit Oktober 2016 Vorsitzender des Vorstands der RWE AG, seit Mai 2017 auch Arbeitsdirektor der RWE AG.

Konzernressorts

- Corporate Transformation
- Interne Revision & Compliance
- Konzernkommunikation & Energiepolitik
- Konzernstrategie
- Personal
- Recht
- Unternehmensentwicklung

Dr. Markus Krebber

Finanzvorstand

Geboren 1973 in Kleve, Bankkaufmann und promovierter Wirtschaftswissenschaftler, von 2000 bis 2005 bei McKinsey & Company, von 2005 bis 2012 verschiedene leitende Positionen bei der Commerzbank AG, von November 2012 bis August 2016 Geschäftsführer und Chief Financial Officer der RWE Supply & Trading GmbH, von März 2015 bis Mai 2017 Vorsitzender der Geschäftsführung der RWE Supply & Trading GmbH, seit Oktober 2016 Finanzvorstand der RWE AG.

Konzernressorts

- Business Services
- Controlling & Risikomanagement
- Finanzen & Kreditrisiko
- Investor Relations
- Portfolio Management/Mergers & Acquisitions
- Rechnungswesen
- Steuern

BERICHT DES AUFSICHTSRATS



„Nach der Reorganisation von 2016 galt es im vergangenen Jahr, die neue Konzernstruktur mit Leben zu füllen und das Profil von RWE und innogy zu schärfen. Das ist hervorragend gelungen.“

*Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,
sehr geehrte Damen und Herren,*

2017 war das erste volle Geschäftsjahr für den RWE-Konzern in seiner neuen Organisationsstruktur: Während sich die RWE-Tochter innogy auf die erneuerbaren Energien, die Netze und den Vertrieb konzentrierte, lag der Fokus der Muttergesellschaft auf der konventionellen Stromerzeugung und dem Energiehandel. Für die RWE AG ist das vergangene Jahr sehr erfreulich verlaufen. Begonnen hatte es damit, dass das Unternehmen seine Strategie weiterentwickelte. Mit dem Motto „Zukunft. Sicher. Machen.“ hat die RWE AG ihr Geschäftsmodell treffend zusammengefasst. Sie sieht sich als Garant für eine zuverlässige Stromversorgung. Tatsächlich kommt dieser Aspekt in energiewirtschaftlichen Debatten immer noch zu kurz; aber er wird an Bedeutung gewinnen: Versorgungssicherheit ist ein Produkt mit Zukunft – und wer ein solches Produkt anbietet, hat selber Zukunft. Zu den positiven Entwicklungen des vergangenen Jahres zählte, dass sich die Terminpreise im deutschen Stromgroßhandel weiter erholt haben. Die langfristigen Ergebnisprospektiven in der konventionellen Stromerzeugung sind dadurch günstiger geworden, trotz fortbestehender energiepolitischer Unwägbarkeiten. Verbessert hat sich auch die Finanzlage von RWE. Maßgeblich dafür war, dass der Bund dem Unternehmen die in Vorjahren gezahlte Kernbrennstoffsteuer rückerstatten musste. Auch operative Faktoren spielten eine Rolle, z. B. fortgesetzte Kostensenkungen und ein wiedererstartetes Handelsgeschäft. Sie trugen wesentlich dazu bei, dass der Konzern seine Gewinnziele erreicht und teilweise sogar übererfüllt hat. Abgerundet wird die positive Gesamtbilanz durch eine erfreuliche Aktienkursentwicklung: 2017 zählten die RWE-Stämme zu den besten Performern im DAX.

Lassen Sie mich nun auf unsere Aufsichtsratsarbeit im abgelaufenen Geschäftsjahr eingehen. Auch 2017 haben wir sämtliche Aufgaben wahrgenommen, die uns nach Gesetz oder Satzung obliegen. Wir haben den Vorstand bei der Leitung des Unternehmens beraten und sein Handeln aufmerksam überwacht; zugleich waren wir in alle grundlegenden Entscheidungen eingebunden. Der Vorstand informierte uns mündlich und schriftlich über alle wesentlichen Aspekte der Geschäftsentwicklung, die Ertragslage, die Risiken und deren Management. Er tat dies regelmäßig, umfassend und zeitnah. Unsere Entscheidungen haben wir auf Grundlage umfassender Berichte und Beschlussvorschläge des Vorstands getroffen. Der Aufsichtsrat hatte ausreichend Gelegenheit, sich im Plenum und in den Ausschüssen mit den Berichten und Beschlussvorschlägen des Vorstands auseinanderzusetzen. Der Vorstand hat uns über Projekte und Vorgänge von besonderer Bedeutung oder Dringlichkeit auch

außerhalb unserer Sitzungen umfassend informiert. Wir haben alle nach Gesetz oder Satzung erforderlichen Beschlüsse gefasst, gegebenenfalls auch im Umlaufverfahren. Als Vorsitzender des Aufsichtsrats stand ich in ständigem Kontakt mit dem Vorstandsvorsitzenden. Ereignisse von außerordentlicher Bedeutung für die Lage und Entwicklung des Konzerns konnten wir somit ohne Zeitverzug erörtern.

Im vergangenen Jahr traf sich der Aufsichtsrat zu fünf ordentlichen Sitzungen. Die Vertreter der Anteilseigner- und Arbeitnehmerseite im Aufsichtsrat berieten die Tagesordnungspunkte der Plenumsitzungen in separaten Vorbesprechungen. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Präsenz der Gremienmitglieder in den Sitzungen des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse:

Präsenz der Aufsichtsratsmitglieder bei Sitzungen im Geschäftsjahr 2017 ¹	Aufsichtsrat	Präsidium	Prüfungsausschuss	Personalausschuss	Nominierungsausschuss	Strategieausschuss
Dr. Werner Brandt, Vorsitzender	5/5	1/1	5/6 ²	4/4	1/1	2/2
Frank Bsirske, stellv. Vorsitzender	5/5	1/1		4/4		2/2
Reiner Böhle	2/5			1/4		
Sandra Bossemeyer	5/5	1/1				
Ute Gerbaulet (seit 27. April)	3/3					
Reinhold Gispert (seit 27. April)	3/3		3/3			1/1
Arno Hahn (bis 27. April)	2/2		3/3			1/1
Andreas Henrich	4/5					
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel	4/5	1/1			1/1	2/2
Dr. h. c. Monika Kircher	4/5					
Martina Koederitz (bis 27. April)	0/2					
Monika Krebber	5/5	1/1				
Harald Louis	5/5			4/4		
Dagmar Mühlenfeld	5/5	1/1				
Peter Ottmann	5/5			4/4	1/1	
Günther Schartz	5/5					2/2
Dr. Erhard Schipporeit	5/5		6/6			
Dr. Wolfgang Schlüssel	5/5	1/1	6/6	4/4		
Ullrich Sierau	5/5		5/6			
Ralf Sikorski	5/5		6/6			2/2
Marion Weckes	5/5		5/6			
Leonhard Zubrowski	5/5	1/1				

¹ Die Präsenz wird angegeben als Anzahl der Sitzungen, an denen das Aufsichtsratsmitglied teilgenommen hat, im Verhältnis zur Gesamtzahl der Sitzungen während der Mitgliedschaft im jeweiligen Gremium. Von den Ausschüssen sind nur diejenigen aufgeführt, die im Berichtsjahr getagt haben.

² Werner Brandt war 2017 nicht mehr Mitglied im Prüfungsausschuss, hat aber als Gast an Sitzungen des Ausschusses teilgenommen.

Themenschwerpunkte der Aufsichtsratsitzungen. In allen fünf Sitzungen haben wir uns vom Vorstand über die finanzielle Lage von RWE sowie über wesentliche politische und wirtschaftliche Entwicklungen im Umfeld des Unternehmens informieren lassen und standen ihm beratend zur Seite. Lassen Sie mich im Folgenden näher auf die inhaltlichen Schwerpunkte unserer Sitzungen eingehen:

- In unserer ersten Sitzung am 8. März 2017 widmeten wir uns der künftigen strategischen Ausrichtung der RWE AG in dem von ihr verantworteten operativen Geschäft. Der Vorstand hat uns eingehend darüber informiert und uns das neue Motto des Unternehmens „Zukunft. Sicher. Machen.“ vorgestellt. Weitere Gegenstände der Beratungen waren der Jahresabschluss für das Geschäftsjahr 2016, die Tagesordnung der Hauptversammlung vom 27. April 2017 und die Beauftragung des Abschlussprüfers für das Geschäftsjahr 2017.

- In der zweiten Sitzung, die am Tag der Hauptversammlung stattfand, berichtete der Vorstand über energiepolitische Themen, z. B. die neuen EU-Grenzwerte für Stickoxid- und Quecksilberemissionen von Kraftwerken und das deutsche Netz-entgeltmodernisierungsgesetz. Nähere Erläuterungen dazu finden Sie auf Seite 34 f. Umfassend informiert wurden wir auch über die Entwicklung wirtschaftlicher Rahmendaten, etwa der Stromgroßhandelspreise, und über die Sicht des Kapitalmarktes auf das Unternehmen und dessen Strategie.
- Aktuelle Entwicklungen auf dem Gebiet der Kernenergie bildeten den Schwerpunkt unserer dritten Sitzung am 23. Juni 2017. Ausführlich befassten wir uns mit dem Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung, das eine Woche zuvor in Kraft getreten war. Ebenfalls auf der Tagesordnung stand der aus Anlass dieses Gesetzes geschlossene öffentlich-rechtliche Vertrag zwischen RWE und der Bundesrepublik Deutschland, der den Übergang der Haftung für die Zwischen- und Endlagerkosten auf den Bund rechtlich absichert. In diesem Zusammenhang haben wir uns auch mit Vorschlägen des Vorstands für eine Reorganisation der Kernenergiesparte von RWE befasst und ihn damit beauftragt, das vorgestellte Konzept umzusetzen. Ein weiteres Thema war die Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts, dass die deutsche Kernbrennstoffsteuer grundgesetzwidrig und nichtig war; dabei berieten wir den Vorstand hinsichtlich der Verwendung der rückerstatteten Steuern.
- In der vierten Sitzung am 22. September 2017 widmeten wir uns der nichtfinanziellen Berichterstattung, zu der deutsche kapitalmarktorientierte Unternehmen mit mehr als 500 Beschäftigten erstmals für nach dem 31. Dezember 2016 beginnende Geschäftsjahre gesetzlich verpflichtet sind. Wir haben uns intensiv mit den neuen rechtlichen Anforderungen auseinandergesetzt, die Inhalte des nichtfinanziellen Berichts von RWE festgelegt und den Beschluss gefasst, dass wir den Bericht einem externen Prüfer vorlegen werden. Ein wichtiges Thema waren auch die Bedingungen in den Steinkohleminen Kolumbiens und das Engagement von RWE im Rahmen der internationalen Initiative Bettercoal zur Verbesserung der Förderbedingungen vor Ort. In der Sitzung widmeten wir uns auch den neuen Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex (DCGK), die am 24. April 2017 im Bundesanzeiger bekannt gemacht worden waren. Die zusätzlichen Anforderungen hat RWE im Wesentlichen schon in der Vergangenheit erfüllt; die Kodexänderungen haben uns gleichwohl dazu veranlasst, unsere Geschäftsordnung um eine Regelung zur Investorenkommunikation durch den Aufsichtsratsvorsitzenden zu ergänzen. Außerdem haben wir das Anforderungs- und Kompetenzprofil für Aufsichtsratsmitglieder weiterentwickelt und dabei u. a. festgeschrieben, dass mindestens sechs Vertreter der Anteilseignerseite das Kriterium der Unabhängigkeit erfüllen müssen. Nähere Informationen dazu finden Sie in unserem aktuellen Corporate-Governance-Bericht, der im Internet unter www.rwe.com/corporate-governance veröffentlicht wurde. An gleicher Stelle finden Sie auch die Entsprechenserklärung, die Vorstand und Aufsichtsrat der RWE AG am 14. Dezember 2017 abgegeben haben. RWE hat allen Empfehlungen des Kodex – auch in seiner 2017 geänderten Fassung – vollumfänglich entsprochen.
- Eine Empfehlung des DCGK lautet, dass der Aufsichtsrat regelmäßig die Effizienz seiner Tätigkeit überprüfen soll. Im vierten Quartal 2017 haben wir eine solche Prüfung vorgenommen. Ihre Ergebnisse waren Gegenstand unserer fünften Sitzung am 14. Dezember 2017. Die Prüfung bestätigte, dass wir sehr konstruktiv und vertrauensvoll zusammenarbeiten. Sie zeigte jedoch auch Ansatzpunkte für Verbesserungen auf, über deren Umsetzung wir ausführlich beraten haben. Ein weiterer Themenschwerpunkt der Sitzung war die Planung des Vorstands für 2018 und sein Ausblick auf die beiden folgenden Geschäftsjahre. Die Vorstandsmitglieder standen uns dazu Rede und Antwort und konnten wichtige Aspekte plausibel erläutern. Nach eingehender Prüfung haben wir die Unternehmensplanung verabschiedet.

Ausschüsse des Aufsichtsrats. Der Aufsichtsrat hatte im vergangenen Jahr sechs ständige Ausschüsse und den projektbezogenen Ausschuss „Börsengang Neugesellschaft“, der Ende 2015 gegründet worden war, um die Platzierung von innogy-Aktien am Kapitalmarkt zu begleiten. Die Ausschüsse haben die Aufgabe, die bei Aufsichtsratssitzungen anstehenden Themen und Beschlüsse vorzubereiten. Mithin nehmen sie auch Entscheidungsbefugnisse wahr, sofern ihnen diese vom Aufsichtsrat übertragen worden sind. Über die Arbeit der Ausschüsse haben deren Vorsitzende den Aufsichtsrat regelmäßig informiert. Im Berichtsjahr fanden insgesamt 14 Ausschusssitzungen statt, auf die ich nun näher eingehen möchte. Die individuelle Sitzungspräsenz können Sie der Tabelle auf Seite 9 entnehmen.

- Das **Präsidium** tagte einmal. Seine Mitglieder haben sich intensiv mit der Unternehmensplanung für das Geschäftsjahr 2018 und dem Ausblick auf die Jahre 2019 und 2020 auseinandergesetzt und die Verabschiedung durch den Aufsichtsrat vorbereitet.

- Der **Prüfungsausschuss** trat sechsmal zusammen. Er befasste sich intensiv mit den Zwischen- und Jahresabschlüssen der RWE AG und des Konzerns sowie dem zusammengefassten Lagebericht. Die Abschlüsse erörterte er vor ihrer Veröffentlichung mit dem Vorstand. Der Abschlussprüfer nahm an diesen Gesprächen teil und berichtete über die Ergebnisse seiner Prüfung bzw. prüferischen Durchsicht. Der Ausschuss hatte dabei stets die Qualität der Abschlussprüfung im Blick. Er gab dem Aufsichtsrat eine Empfehlung zur Wahl des Abschlussprüfers durch die Hauptversammlung für das Geschäftsjahr 2017. Außerdem bereitete er die Erteilung des Prüfungsauftrags an den Abschlussprüfer einschließlich der Honorarvereinbarung vor und legte die Prüfungsschwerpunkte für das Geschäftsjahr 2017 fest. Turnusgemäß ließ er sich über die Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystems berichten. Dabei wurden keine Tatsachen bekannt, die an der Wirksamkeit des Kontrollsystems zweifeln lassen. Darüber hinaus befasste sich der Ausschuss mit der Planung und den Ergebnissen der internen Revision sowie mit Compliance-Fragen. In diesem Zusammenhang hat er auch über die geänderten gesetzlichen Anforderungen an die nichtfinanzielle Berichterstattung von Unternehmen beraten und die Beschlussfassung im Aufsichtsrat zu diesem Thema vorbereitet. Auch Neuerungen bei den International Financial Reporting Standards (IFRS) standen auf der Agenda. Regelmäßig ließ sich der Ausschuss über die Stichprobenprüfung informieren, die die Deutsche Prüfungsstelle für Rechnungslegung (DPR) beim Jahres- und beim Konzernabschluss der RWE AG zum 31. Dezember 2016 vornahm. Die DPR hat dabei keine Fehler festgestellt. Daneben beschäftigte sich der Ausschuss mit der Risikosituation des RWE-Konzerns nach dem Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG), dem Datenschutz, der Cyber Security sowie rechtlichen und steuerlichen Fragen. Bei Bedarf wurden Fachexperten aus dem Unternehmen hinzugezogen.
- Im Berichtsjahr fanden vier Sitzungen des **Personalausschusses** statt, in denen Personalentscheidungen des Aufsichtsrats vorbereitet wurden. Beraten wurde u. a. auch darüber, in welcher Höhe dem Vorstand Tantiemen und aktienbasierte Vergütungen gewährt werden.
- Die Mitglieder des **Nominierungsausschusses** hielten eine Sitzung ab, in der sie sich mit den Kandidatenvorschlägen für die Nachwahl von Aufsichtsratsmitgliedern auf der Hauptversammlung am 27. April 2017 befassten.
- Der **Strategieausschuss** traf sich zweimal. Anfang 2017 begleitete er die Arbeiten der Unternehmensleitung an der Weiterentwicklung der Strategie, deren Ergebnisse dem Aufsichtsrat in seiner Märzsession vorgelegt wurden. In seiner zweiten Sitzung zum Jahresende ließ sich der Ausschuss vom Vorstand über die Umsetzung der neuen strategischen Ausrichtung informieren.
- Der **Vermittlungsausschuss** gemäß § 27 Abs. 3 des Gesetzes über die Mitbestimmung der Arbeitnehmer (MitbestG) musste 2017 nicht einberufen werden.
- Auch der bereits erwähnte Ausschuss **„Börsengang Neugesellschaft“** tagte im vergangenen Jahr nicht.

Interessenkonflikte. Die Mitglieder des Aufsichtsrats sind per Gesetz und nach dem DCGK dazu angehalten, unverzüglich offenzulegen, wenn bei ihnen Interessenkonflikte auftreten. Im Berichtsjahr 2017 lagen keine solchen Mitteilungen vor.

Jahresabschluss 2017. Die PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft hat den vom Vorstand nach den Regeln des HGB aufgestellten Jahresabschluss 2017 der RWE AG, den gemäß § 315a HGB nach IFRS aufgestellten Konzernabschluss sowie den zusammengefassten Lagebericht für die RWE AG und den Konzern unter Einbeziehung der Buchführung geprüft und mit einem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen. PricewaterhouseCoopers hat zudem festgestellt, dass der Vorstand ein geeignetes Risikofrüherkennungssystem eingerichtet hat. Die Gesellschaft war von der Hauptversammlung am 27. April 2017 zum Abschlussprüfer gewählt und vom Aufsichtsrat mit der Prüfung des Jahres- und Konzernabschlusses beauftragt worden.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats haben die Jahresabschlussunterlagen, den Geschäftsbericht und die Prüfungsberichte für das Jahr 2017 rechtzeitig erhalten. In der Bilanzsitzung des Aufsichtsrats am 7. März 2018 hat der Vorstand die Unterlagen erläutert. Die Wirtschaftsprüfer berichteten in dieser Sitzung über die wesentlichen Ergebnisse der Prüfung und standen für ergänzende Auskünfte zur Verfügung. Der Prüfungsausschuss hatte sich bereits in seiner Sitzung am 6. März 2018 im Beisein der Wirtschaftsprüfer eingehend mit den Jahresabschlüssen der RWE AG und des Konzerns sowie den Prüfungsberichten befasst und dem Aufsichtsrat empfohlen, die Abschlüsse zu billigen und dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands zuzustimmen.

In der Sitzung vom 7. März 2018 hat der Aufsichtsrat den Jahresabschluss der RWE AG, den Konzernabschluss, den zusammengefassten Lagebericht für die RWE AG und den Konzern, den Vorschlag des Vorstands für die Verwendung des Bilanzgewinns sowie den gesonderten nichtfinanziellen Konzernbericht geprüft und keine Einwendungen erhoben. Wie vom Prüfungsausschuss empfohlen, stimmte er dem Ergebnis der Prüfung des Jahresabschlusses der RWE AG und des Konzernabschlusses zu und billigte beide Abschlüsse. Der Jahresabschluss 2017 ist damit festgestellt. Der Aufsichtsrat schließt sich dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands an, der die Ausschüttung einer Dividende in Höhe von 1,50 € je dividendenberechtigte Stückaktie vorsieht. Der Betrag besteht aus zwei Komponenten: der regulären Dividende in Höhe von 0,50 € und einer einmaligen Sonderzahlung von 1,00 €, mit der wir die RWE-Aktionäre an der Rückerstattung der Kernbrennstoffsteuer durch den Bund beteiligen wollen.

Personelle Veränderungen in Aufsichtsrat und Vorstand. Im Berichtsjahr haben wir Martina Koederitz und Arno Hahn aus dem Aufsichtsrat verabschiedet. Beide haben ihr Amt mit Wirkung zum Ablauf der Hauptversammlung am 27. April 2017 niedergelegt. Für Arno Hahn, der die Arbeitnehmerseite repräsentierte, bestellte das Amtsgericht Essen Reinhold Gispert neu in den Aufsichtsrat. Anstelle von Martina Koederitz, die Vertreterin der Anteilseigner war, hat die Hauptversammlung Ute Gerbaulet in das Gremium berufen. Eine weitere Personalie betraf Dr. Monika Kircher, die im Oktober 2016 gerichtlich in den Aufsichtsrat bestellt worden war. Diese Bestellung wurde durch einen Hauptversammlungsbeschluss ersetzt. Eine Personalveränderung gab es auch im Vorstand der RWE AG: Uwe Tigges, zuständig für das Personalressort und zugleich Arbeitsdirektor, hat sein Amt als Vorstandsmitglied mit Ablauf des 30. April 2017 niedergelegt. Die Verantwortung für das Personalressort hat der Vorstandsvorsitzende Dr. Rolf Martin Schmitz übernommen. Der Aufsichtsrat bestellte Rolf Martin Schmitz mit Wirkung ab 1. Mai 2017 zum neuen Arbeitsdirektor. Im Namen des Aufsichtsrats danke ich Martina Koederitz, Arno Hahn und Uwe Tigges für ihren Einsatz zum Wohle des Unternehmens und wünsche ihnen alles Gute für ihren weiteren beruflichen Weg.

Ein gutes Geschäftsjahr – dank der Mitarbeiter. Nachdem ich ausführlich über unsere Arbeit berichtet habe, möchte ich nun den Blick auf die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter von RWE richten, die sich auch 2017 motiviert und kompetent für den wirtschaftlichen Erfolg ihres Unternehmens eingesetzt haben. Ihnen allen möchte ich – auch im Namen meiner Kollegen – herzlich dafür danken. Nach der Reorganisation von 2016 galt es im vergangenen Jahr, die neue Konzernstruktur mit Leben zu füllen und das Profil von RWE und innogy zu schärfen. Das ist hervorragend gelungen. Dank der rund 60.000 Beschäftigten im Konzern können wir nicht nur auf ein gutes Jahr 2017 zurückblicken, sondern auch mit Zuversicht nach vorne schauen.

Für den Aufsichtsrat



Dr. Werner Brandt
Vorsitzender

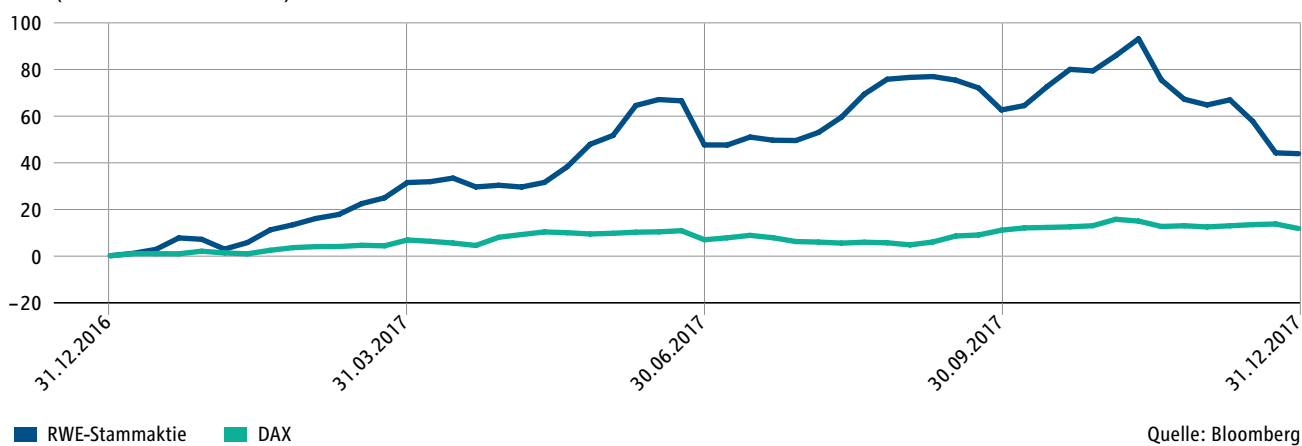
Essen, 7. März 2018

RWE AM KAPITALMARKT

Beflügelt von der expansiven Geldpolitik führender Zentralbanken und einer robusten Konjunktur legte der DAX im Laufe des vergangenen Jahres um 13 % zu. Zeitweise notierte er deutlich über der 13.000-Punkte-Marke und damit so hoch wie nie zuvor. Bei den RWE-Aktien fiel die Jahresbilanz noch positiver aus: Unsere Stämme schlossen mit einem Plus von 44 %. Ihre Kursentwicklung zeigte, dass der Kapitalmarkt seit dem erfolgreichen Börsengang von innogy wieder mehr Vertrauen in die finanzielle Stärke von RWE hat. Positiv aufgenommen wurde auch, dass uns der Bund die in Vorjahren gezahlte Kernbrennstoffsteuer rückerstattete und dass sich die Preiserholung im deutschen Stromgroßhandel fortsetzte.

Performance der RWE-Stammaktie und des deutschen Aktienindex DAX

in % (Wochendurchschnittswerte)



Gute Börsenstimmung dank robuster Konjunktur. Der Aufschwung am deutschen Aktienmarkt setzte sich 2017 fort. Zum ersten Mal überhaupt konnte der DAX die Marke von 13.000 Punkten überschreiten. Ende Dezember schloss er mit 12.918 Punkten zwar wieder etwas leichter, erreichte damit aber eine immer noch gute Jahresperformance von 13 %. Ein wichtiger Stimulus war die günstige konjunkturelle Entwicklung in Europa und den USA. Auch die weiterhin extrem expansive Geldpolitik führender Notenbanken trug zur guten Börsenstimmung bei. Im Herbst sorgte die US-Regierung mit der Verabschiedung einer wirtschaftsfreundlichen Steuerreform für zusätzliche Impulse. Leicht dämpfenden Einfluss auf die Entwicklung des DAX hatte der starke Euro, da sich durch ihn die Exporte aus dem europäischen Währungsraum verteuerten.

RWE-Stammaktien mit 44 % im Plus. Wer in RWE-Aktien investiert hatte, konnte sich 2017 über eine besonders hohe Rendite freuen: Unsere Stämme legten im Jahresverlauf um 44 % auf 17,00 € zu. Die Vorzüge kletterten auf 14,33 €;

inklusive der Vorzugsdividende von 0,13 € kamen sie auf eine Gesamtrendite von 66 %. Unsere Titel konnten damit auch den Branchenindex STOXX Europe 600 Utilities (+10 %) weit hinter sich lassen. Ihr gutes Abschneiden ist u. a. eine Folge der Reorganisation des RWE-Konzerns und des erfolgreichen Börsengangs unserer Tochter innogy im Oktober 2016. Seither hat sich das Vertrauen der Anleger in die finanzielle Solidität der RWE AG und in die Zukunftsfähigkeit ihrer Kerngeschäftsfelder stark verbessert. Dazu hat auch die Preiserholung im deutschen Stromgroßhandel beigetragen. Als das Bundesverfassungsgericht Anfang Juni bekannt gab, dass es die Kernbrennstoffsteuer für rechtswidrig und nichtig hält, legten die RWE-Aktien weiter deutlich zu (siehe Seite 37). Nach der Bundestagswahl im September verunsicherten die Gespräche zur Regierungsbildung unsere Anleger, weil dabei Forderungen nach einem beschleunigten Kohleausstieg laut wurden. Einen herben Rückschlag erlitt die RWE-Aktie im Dezember durch eine Gewinnwarnung unserer Tochter innogy, die ihren Ergebnisausblick für 2017 und 2018 nach unten korrigierte.

Kennzahlen der RWE-Aktien		2017	2016	2015	2014	2013
Ergebnis je Aktie ¹	€	3,09	-9,29	-0,28	2,77	-4,49
Bereinigtes Nettoergebnis je Aktie ¹	€	2,00	1,26	1,83	2,09	3,76
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit je Aktie ¹	€	-2,85	3,83	5,43	9,04	7,81
Dividende je Stammaktie	€	1,50 ²	-	-	1,00	1,00
Dividende je Vorzugsaktie	€	1,50 ²	0,13	0,13	1,00	1,00
Ausschüttung	Mio. €	922 ²	5	5	615	615
Dividendenrendite der Stammaktie ³	%	8,8	-	-	3,9	3,8
Dividendenrendite der Vorzugsaktie ³	%	10,5	1,5	1,5	5,3	4,3
Börsenkurse der Stammaktie						
Kurs zum Ende des Geschäftsjahres	€	17,00	11,82	11,71	25,65	26,61
Höchstkurs	€	23,14	15,95	25,68	32,83	31,90
Tiefstkurs	€	11,80	10,17	9,20	24,95	20,74
Börsenkurse der Vorzugsaktie						
Kurs zum Ende des Geschäftsjahres	€	14,33	8,72	8,94	18,89	23,25
Höchstkurs	€	17,46	11,61	19,62	25,61	29,59
Tiefstkurs	€	8,87	7,95	7,33	18,89	20,53
Zahl der in Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Tsd. Stück	614.745	614.745	614.745	614.745	614.745
Börsenkapitalisierung zum Jahresende	Mrd. €	10,3	7,1	7,1	15,5	16,2

1 Bezogen auf die jahresdurchschnittliche Anzahl der in Umlauf befindlichen Aktien

2 Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2017 der RWE AG, vorbehaltlich der Beschlussfassung durch die Hauptversammlung am 26. April 2018

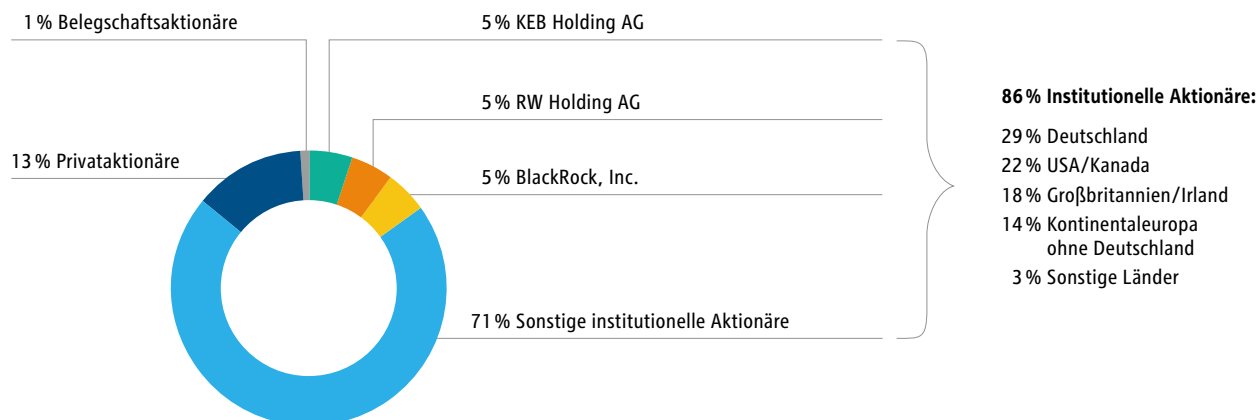
3 Quotient aus der Dividende je Aktie und dem Aktienkurs zum Ende des Geschäftsjahres

Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2017. Aufsichtsrat und Vorstand der RWE AG werden der Hauptversammlung am 26. April 2018 vorschlagen, für das zurückliegende Geschäftsjahr eine Gewinnausschüttung von 1,50 € je Stamm- und Vorzugsaktie zu leisten. Der Betrag setzt sich zusammen aus der regulären Dividende von 0,50 € und einer Sonderzahlung von 1,00 €, mit der wir unsere Aktionäre an der Rückerstattung der Kernbrennstoffsteuer beteiligen wollen.

Breite internationale Aktionärsbasis. Ende 2017 waren schätzungsweise 86 % der insgesamt 614,7 Mio. RWE-Aktien (inkl. 39 Mio. Vorzüge ohne Stimmrecht) im Eigentum institutioneller Investoren und 14 % im Eigentum von Privatpersonen (inkl. Belegschaftsaktionäre). Institutionelle Investoren aus Deutschland hielten 29 % an RWE (Vorjahr: 27 %). In anderen Ländern Kontinentaleuropas kam diese Anlegergruppe auf 14 % (Vorjahr: 20 %), in Nordamerika, Großbritannien und Irland auf zusammen 40 % (Vorjahr: 35 %) des Aktienkapitals. Größte Einzelaktionäre der RWE AG sind die RW Holding, in der Kommunen ihre Anteile gebündelt haben, die KEB Holding, hinter der die Stadt Dortmund steht, und der amerikanische Vermögensverwalter BlackRock. Ihren letzten Stimmrechtsmitteilungen zufolge hielten die drei Gesellschaften jeweils etwa 5 % am gezeichneten Kapital. Ende 2016 waren die

kommunalen RWE-Anteile noch zum großen Teil in der RWEB GmbH zusammengefasst, die deshalb 14 % der Stimmrechte auf sich vereinigen konnte. Diese Bündelung ist aber im vergangenen Jahr aufgehoben worden. Der Anteil unserer Stammaktien in Streubesitz (Free Float), den die Deutsche Börse bei der Indexgewichtung zugrunde legt, betrug zuletzt 89 %. Herausgerechnet wurden hier nur die Anteile der RW Holding und der KEB Holding. Aktienbestände von Vermögensverwaltern wie BlackRock klassifiziert die Deutsche Börse als Free Float, solange sie nicht 25 % des Grundkapitals übersteigen.

Etwa 1 % der RWE-Aktien befinden sich in den Händen unserer aktuellen oder ehemaligen Beschäftigten. Im vergangenen Jahr nahmen etwa 4.900 Personen und damit 35 % aller Bezugsberechtigten am Belegschaftsaktienprogramm der RWE AG teil. Sie erwarben insgesamt 340.920 Stammaktien. Über das Programm ermöglichen wir Mitarbeitern deutscher Tochtergesellschaften, sich zu vergünstigten Konditionen am Unternehmen zu beteiligen. Im Berichtsjahr haben wir 3 Mio. € dafür aufgewendet. Nicht einbezogen in das Belegschaftsaktienprogramm waren die Mitarbeiter der innogy SE und ihrer Tochtergesellschaften. Für sie gibt es seit 2017 ein eigenes Programm mit innogy-Aktien.

Aktionärsstruktur der RWE AG¹

¹ Stand: Ende 2017; die Prozentangaben beziehen sich auf den Anteil am gezeichneten Kapital.
Quellen: eigene Erhebungen und Mitteilungen nach dem deutschen Wertpapierhandelsgesetz

RWE an zahlreichen Börsen vertreten. RWE-Aktien werden an den Börsenplätzen Frankfurt am Main, Düsseldorf, Berlin, Hamburg, Hannover, München und Stuttgart sowie über elektronische Handelsplattformen, z. B. Xetra, gehandelt. Auch an Börsen im europäischen Ausland sind sie erhältlich. In den USA ist RWE über ein sogenanntes Level-1-ADR-Programm vertreten: Gehandelt werden dort nicht unsere

Aktien, sondern American Depositary Receipts (ADRs). Dabei handelt es sich um Zertifikate, die von US-amerikanischen Depotbanken ausgegeben werden und eine bestimmte Anzahl hinterlegter Aktien eines ausländischen Unternehmens repräsentieren. Im Falle von RWE steht ein ADR für eine Stammaktie.

Börsenkürzel der RWE-Aktien	Stammaktie	Vorzugsaktie
Reuters: Xetra	RWEG.DE	RWEG_p.DE
Reuters: Börse Frankfurt	RWEG.F	RWEG_p.F
Bloomberg: Xetra	RWE GY	RWE3 GY
Bloomberg: Börse Frankfurt	RWE GR	RWE3 GR
Wertpapier-Kennnummer (WKN) in Deutschland	703712	703714
International Securities Identification Number (ISIN)	DE0007037129	DE0007037145
American Depositary Receipt (CUSIP Number)	74975E303	-

01

Zusammengefasster Lagebericht

1.1 STRATEGIE UND STRUKTUR

Der europäische Energiesektor wandelt sich grundlegend – und nur Versorger, die das auch tun, werden langfristig bestehen. Bei RWE hat dieser Wandel stattgefunden, organisatorisch und strategisch. Zunächst haben wir das Geschäft mit den erneuerbaren Energien, den Netzen und dem Vertrieb gestärkt, indem wir es in der neuen Tochtergesellschaft innogy gebündelt und an die Börse gebracht haben. Dann widmeten wir uns der Frage, wie wir uns in der konventionellen Stromerzeugung und im Energiehandel langfristig aufstellen wollen. Unsere Antwort darauf: Wir sehen unsere Hauptaufgabe darin, in Zeiten zunehmend volatiler Stromeinspeisungen aus regenerativen Quellen die Sicherheit der Energieversorgung zu gewährleisten. Wir tun dies vor allem mit unseren flexiblen Kraftwerken. Außerdem wollen wir die Möglichkeiten nutzen, die sich durch die Weiterentwicklung von Stromspeichertechnologien bieten werden.

RWE in Kürze. Der RWE-Konzern ist einer der führenden Strom- und Gasanbieter in Europa. Mit seinen Gesellschaften (inkl. innogy) deckt er alle Stufen der Wertschöpfungskette im Energiesektor ab: angefangen bei der Gewinnung von Braunkohle, über die Stromerzeugung aus Gas, Kohle, Kernkraft und regenerativen Quellen, den Energiehandel und den Verteilnetzbetrieb bis hin zum Vertrieb von Strom, Gas und innovativen Energielösungen. Im Geschäftsjahr 2017 hat der Konzern einen Umsatz von 44,6 Mrd. € erwirtschaftet. Seine wichtigsten Märkte sind Deutschland, Großbritannien, Benelux und Osteuropa. Bei den erneuerbaren Energien ist der Radius weiter gezogen und schließt Länder wie Spanien, Italien sowie künftig auch die USA ein. Eine ausführliche Darstellung der Struktur des Konzerns und der Geschäftsaktivitäten in den einzelnen Segmenten finden Sie auf Seite 20 ff.

Neue Anforderungen an Energieversorger. Das klassische Geschäftsmodell der Energieversorger gerät zunehmend unter Druck. Mit dem fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien entwickelt sich das konventionelle Erzeugungsgeschäft in Europa mehr und mehr weg von der Produktion möglichst hoher Strommengen hin zur Bereitstellung von Kapazitäten, mit denen Schwankungen bei den Solar- und Windstromeinspeisungen aufgefangen werden können. Damit verschieben sich die Einkommensströme für Kraftwerke in Richtung marktorientierte Kapazitätsprämien für Versorgungssicherheit. Diese Entwicklung ist in einigen europäischen Märkten bereits weit vorangeschritten, z. B. in Großbritannien. In Deutschland hat sich die Politik allerdings bis auf Weiteres gegen die Einführung eines Kapazitätsmarktes entschieden. Eine große Herausforderung besteht auch darin, die wachsenden dezentralen Stromeinspeisungen aus regenerativen Quellen ins Versorgungssystem zu integrieren. Das Netzgeschäft wird dadurch technologisch komplexer. Im Vertrieb werden die Trends dadurch bestimmt, dass Kunden Energie effizienter einsetzen wollen. Viele nutzen dafür bereits die Möglichkeiten, die ihnen die Digitalisierung eröffnet. Zudem erzeugen Haushalte und Betriebe zunehmend ihren Strom selbst und speichern ihn auch. Mitunter übernehmen sie die Rolle eines Energiemanagers, der seine Stromproduktion eigenständig vermarktet.

Ein Konzern – zwei zukunftsfähige Unternehmen. Wir sind davon überzeugt, dass wir den Herausforderungen im sich wandelnden Energiesektor am besten gerecht werden, wenn wir die Unterschiedlichkeit dieser Herausforderungen in unserer Organisationsstruktur abbilden. Deshalb haben wir 2016 die Geschäftsfelder Erneuerbare Energien, Netze und Vertrieb in einer neuen Tochtergesellschaft mit dem Namen „innogy SE“ zusammengeführt und an die Börse gebracht. Im Zuge des Börsengangs wurden 73,4 Mio. innogy-Aktien aus dem Bestand der RWE AG und weitere 55,6 Mio. Aktien im Zuge einer Kapitalerhöhung der innogy SE breit gestreut bei Investoren platziert. Der Anteil der RWE AG an innogy hat sich dadurch auf 76,8 % verringert. Nähere Informationen dazu finden Sie im Geschäftsbericht 2016 auf Seite 37 f.

Mit ihrem Mix aus regenerativer Stromerzeugung, intelligenten Netzen und innovativen Vertriebsangeboten hat innogy nicht nur hervorragende unternehmerische Perspektiven, sondern auch das Rüstzeug dazu, treibende Kraft für das Gelingen der Energiewende zu sein. Die Börsennotierung erleichtert es ihr, Mittel am Kapitalmarkt zu beschaffen. Die Einnahmen aus der Kapitalerhöhung in Höhe von 2,0 Mrd. € will innogy vorwiegend für Wachstumsprojekte einsetzen. Auch die RWE AG profitiert von der Reorganisation, denn sie ist nun finanziell flexibler. Ihre Erlöse in Höhe von 2,6 Mrd. € aus dem Verkauf von innogy-Aktien hat sie dafür verwendet, den neuen deutschen Kernenergiefonds zu dotieren (siehe Seite 35).

Durch die Reorganisation liegt der operative Fokus der RWE AG nun auf der konventionellen Stromerzeugung und dem Energiehandel. Unsere Tochter innogy ist im Konzernabschluss zwar als vollkonsolidierte Gesellschaft enthalten, wird in der Praxis aber als reine Finanzbeteiligung geführt. Eine Grundlagenvereinbarung garantiert ihr, dass sie unternehmerisch eigenständig agieren kann und dass die RWE AG ihren Einfluss als Mehrheitseigentümerin ausschließlich über die gesetzlichen Organe Aufsichtsrat und Hauptversammlung ausübt. Dementsprechend entscheidet innogy auch selbst darüber, wie sie sich strategisch aufstellt. Nähere Informationen dazu

gibt unsere Tochter in ihrem aktuellen Geschäftsbericht. Im vorliegenden Kapitel gehen wir ebenfalls darauf ein, befassen uns aber schwerpunktmäßig mit den Geschäftsaktivitäten, die in der operativen Verantwortung der RWE AG liegen.

Weiterhin schwierige Rahmenbedingungen für Kraftwerke.

In unseren wichtigsten Erzeugungsmärkten Deutschland, Großbritannien und Benelux gilt eine zuverlässige, bedarfsgerechte Stromversorgung nach wie vor als selbstverständlich. Allerdings wird diese Selbstverständlichkeit durch den fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien immer mehr in Frage gestellt: Wegen der zunehmenden Windkraft- und Solarkapazitäten haben sich die wetter- und tageszeitabhängigen Stromeinspeisungen in den vergangenen Jahren deutlich erhöht, während die Auslastung und die Wirtschaftlichkeit der konventionellen Kraftwerke tendenziell abgenommen haben. Insbesondere in Deutschland und den Niederlanden sind bereits zahlreiche Kraftwerke zeitweise oder endgültig stillgelegt worden, weil sie die Betriebskosten nicht mehr decken konnten. Zwar hat sich dieser Trend zuletzt etwas verlangsamt; fest steht aber, dass konventionelle Erzeugungsanlagen ihre fixen Kosten auf lange Sicht mit wesentlich weniger Betriebsstunden decken müssen als bisher.

Politische Vorgaben tragen ebenfalls dazu bei, dass der Bestand an verlässlicher Erzeugungsleistung zurückgeht. Nach dem Reaktorunglück von Fukushima im März 2011 hat die Bundesregierung den Ausstieg aus der Kernenergie beschleunigt. In Deutschland sind derzeit noch sieben Kernkraftwerke mit insgesamt 9,5 GW Nettoleistung am Netz. Gemäß Atomgesetz müssen sie sukzessive bis Ende 2022 abgeschaltet werden. Auch die Stromerzeugung aus Kohle ist auf dem Rückzug. Das ergibt sich aus den ehrgeizigen Klimaschutzzielen in unseren Kernmärkten. Beispielsweise spricht sich die neue niederländische Regierung in ihrem Koalitionsvertrag dafür aus, dass das Land bis 2030 vollständig aus der Kohle aussteigt. Großbritannien hat sich dieses Ziel bereits für Mitte der kommenden Dekade gesteckt. Auch Deutschland ist auf dem Weg, die Kohleverstromung zu reduzieren, wenngleich der Handlungsspielraum durch den Kernenergieausstieg begrenzt ist. Im Jahr 2015 wurde beschlossen, dass acht deutsche Braunkohleblöcke mit einer Nettoleistung von zusammen 2,7 GW vorzeitig vom Markt genommen werden müssen. Die Anlagen – darunter fünf von RWE – stellen im Zeitraum von 2016 bis 2019 sukzessive den Betrieb ein und befinden sich danach für jeweils vier Jahre in einer „Sicherheitsbereitschaft“, ehe sie endgültig vom Netz gehen. Nicht auszuschließen ist, dass die neue Bundesregierung den Kohleausstieg beschleunigt und uns dazu zwingt, weitere Anlagen stillzulegen.

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) schätzt, dass in Deutschland bis Ende 2022 konventionelle Kraftwerke mit mehr als 20 GW Nettogesamtleistung den Betrieb einstellen werden. Auch die Bundesnetzagentur rechnet mit einer deutlichen Verringerung des Kraftwerksbestands. Zwar wird es künftig immer mehr Windkraft- und Photovoltaikanlagen geben; allerdings können sie wegen ihrer stark schwankenden Auslastung nicht dafür eingesetzt werden, eine zuverlässige Stromversorgung zu garantieren. Auch Stromspeichertechnologien stoßen schnell an ihre Grenzen, zumindest derzeit. Noch lässt sich nicht absehen, ob und wann sie die technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen erfüllen, um in großem Umfang zur Absicherung der Stromversorgung beizutragen.

Das strategische Leitbild von RWE: Wir stehen für Sicherheit in der Energieversorgung.

Wegen der skizzierten Entwicklungen wird die Zuverlässigkeit der Stromversorgung zu einem kritischen Faktor für das Gelingen der Energiewende. Unser Geschäftsmodell knüpft daran an: Wir sehen uns als Rückgrat der Versorgungssicherheit in unseren Kernregionen. Mit unserem Motto „Zukunft. Sicher. Machen.“ bringen wir dieses Selbstverständnis zum Ausdruck. Das heißt, unser Beitrag zur Energieversorgung wird auf lange Sicht nicht mehr so sehr darin bestehen, Kilowattstunden zu produzieren, sondern zunehmend darin, Erzeugungsleistung genau dann bereitzustellen, wenn sie gebraucht wird. Wir gehen davon aus, dass die Sicherheit, die wir bieten, über kurz oder lang auch angemessen vergütet wird. In Großbritannien, wo es seit dem 1. Oktober 2017 einen Kapazitätsmarkt gibt, ist dies schon heute der Fall. Dort erhalten die Kraftwerksbetreiber zusätzlich zu den Erlösen aus dem Stromverkauf eine Prämie dafür, dass ihre Kapazitäten verfügbar sind und somit zur Sicherheit der Stromversorgung beitragen. Die deutsche Politik ist dem britischen Vorbild bislang nicht gefolgt, sondern hat sich darauf konzentriert, den Strommarkt in seiner bestehenden Form funktionsfähiger zu machen. Sie vertraut darauf, dass sich in Phasen, in denen Strom knapp ist, Preisspitzen bilden, die hoch genug sind, um die benötigte Menge gesicherter Erzeugungsleistung im Markt zu halten. Nach einer aktuellen Studie im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie (BDI) braucht Deutschland eine jederzeit abrufbare Erzeugungsleistung von mehr als 80 GW, damit die Stromversorgung langfristig gesichert bleibt. Davon wollen wir einen Teil abdecken, zunächst vor allem mit unseren flexiblen Kraftwerken, dann auch verstärkt mit Speichertechnologien, sofern dies technisch möglich und ökonomisch sinnvoll ist.

Konzernstruktur mit drei operativen Segmenten und der Finanzbeteiligung innogy. Im Anschluss an den Börsengang der innogy SE hat die RWE AG ihr Kerngeschäft organisatorisch neu aufgestellt. Seit 2017 besteht es aus drei statt bisher zwei operativen Segmenten (Unternehmensbereichen). Der frühere Unternehmensbereich „Konventionelle Stromerzeugung“ ist in die Bereiche „Braunkohle & Kernenergie“ und „Europäische Stromerzeugung“ aufgeteilt worden. Um die Vergleichbarkeit der Geschäftszahlen von 2017 mit denen von 2016 zu gewährleisten, stellen wir auch die Vorjahreswerte in der neuen Struktur dar. Drittes operatives Segment ist der „Energiehandel“ (vormals: Trading/Gas Midstream); hier hat sich nur der Name geändert, die inhaltliche Abgrenzung ist gleich geblieben. Vervollständigt wird die Segmentstruktur durch innogy als vierten Bereich, der unternehmerisch eigenständig agiert. Einzelne Aktivitäten weisen wir außerhalb der Segmente unter der Position „Sonstige, Konsolidierung“ aus. Derzeit sind hier vor allem die RWE AG und ihr 25,1 %-Anteil am deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber Amprion erfasst.

Im Folgenden stellen wir Ihnen die vier Segmente des RWE-Konzerns näher vor.

(1) Braunkohle & Kernenergie. Hier berichten wir über unsere deutsche Stromerzeugung aus den Energieträgern Braunkohle und Kernkraft sowie unsere Braunkohleförderung im Rheinland. Gesteuert werden diese Aktivitäten von RWE Power. Das Segment umfasst auch unsere unmittelbar vor der Veräußerung stehende 50,9 %-Beteiligung an der ungarischen Gesellschaft Mátra, die Braunkohle fördert und verstromt. Außerdem darin enthalten sind unsere Anteile am niederländischen Kernkraftwerksbetreiber EPZ (30 %) und an der deutschen URANIT (50 %), die mit 33 % an der auf Uran-Anreicherung spezialisierten Urenco beteiligt ist.

Braunkohle- und Kernkraftwerke werden aufgrund ihrer relativ niedrigen und stabilen Brennstoffkosten überwiegend zur Abdeckung der Grundlast eingesetzt. Durch den Preisverfall im deutschen Stromgroßhandel, der von Mitte 2008 bis Anfang 2016 zu beobachten war, hat sich die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen stark verringert. Mittels massiver Kostensenkungen ist es uns gelungen, die Ertragseinbußen zu begrenzen. Obwohl die Stromgroßhandelspreise inzwischen wieder angezogen haben, halten wir am Sparkurs fest. Mit unserem laufenden Effizienzsteigerungsprogramm wollen wir die jährlichen Ausgaben im Segment Braunkohle & Kernenergie bis 2019 um etwa 200 Mio. € gegenüber 2016 kürzen. Dieses Ziel haben wir bereits zum großen Teil erreicht.

Trotz der wieder günstigeren Ertragsperspektiven werden Braunkohle- und Kernkraftwerke in unserem Erzeugungsportfolio an Gewicht verlieren. Ausschlaggebend dafür ist der energiepolitische Rahmen in Deutschland. In der Kernenergie gibt es einen gesetzlich verankerten Ausstiegsfahrplan, der für jede einzelne Anlage einen spätestmöglichen Abschalttermin vorsieht. Aufgrund dieser Vorgaben musste Block B unseres Kernkraftwerks Gundremmingen zum 31. Dezember 2017 die Stromproduktion beenden. Seither sind noch zwei Anlagen von RWE am Netz: Gundremmingen C und Emsland. Wir dürfen diese Blöcke noch bis Ende 2021 bzw. Ende 2022 betreiben. Danach sind auch sie stillzulegen.

Die Stromerzeugung aus Braunkohle ist ebenfalls zeitlich begrenzt. Das ergibt sich aus den globalen und nationalen Klimaschutzziele. Deutschland strebt an, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 % bis 95 % unter das Niveau von 1990 zu senken. Unsere Strategie steht im Einklang mit diesem sehr ehrgeizigen Vorhaben: Sie sieht den vollständigen Ausstieg aus der Braunkohleverstromung bis zur Mitte dieses Jahrhunderts vor. Die bereits erwähnte frühzeitige Stilllegung von fünf unserer Braunkohleblöcke im Rahmen des „Aktionsprogramms Klimaschutz 2020“ ist ein erster Schritt auf diesem Weg: Am 1. Oktober 2017 sind zunächst die Blöcke P und Q in Frimmersdorf in die Sicherheitsbereitschaft überführt worden; zwölf Monate später werden die Blöcke E und F in Niederaußem folgen und nach weiteren zwölf Monaten der Block C in Neurath. Unser CO₂-Ausstoß im Rheinischen Braunkohlerevier wird dadurch gegenüber 2015 um etwa 15 % sinken. Bis zum Ende der kommenden Dekade planen wir sogar einen Rückgang um 40 % bis 50 %, u. a. weil der Tagebau Inden dann ausgekohlt sein wird und wir das Kraftwerk Weisweiler stilllegen. Danach werden sinkende Auslastungsgrade und weitere Schließungen von Braunkohleblöcken zu einem fortgesetzten Rückgang der CO₂-Emissionen führen, ehe mit Auslaufen der Tagebaue Hambach und Garzweiler auch unsere modernsten Braunkohleblöcke vom Netz gehen.

(2) Europäische Stromerzeugung. In diesem Segment ist unsere Stromerzeugung aus Gas, Steinkohle und Biomasse zusammengefasst. Unser regionaler Fokus liegt dabei auf Deutschland, Großbritannien und Benelux. Zu dem Segment gehören auch unsere 70 %-Beteiligung am türkischen Gaskraftwerk Denizli, einige Wasserkraftwerke in Deutschland und Luxemburg sowie die auf Projektmanagement und Ingenieurdienstleistungen spezialisierte RWE Technology International. All diese Aktivitäten werden von RWE Generation verantwortet.

Auch für unsere Gas- und Steinkohlekraftwerke, die typischerweise in der Mittel- und Spitzenlast eingesetzt werden, ist das wirtschaftliche und politische Umfeld herausfordernd. Durch den rasanten Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland sind die Anlagen heute wesentlich schwächer ausgelastet als noch zu Beginn dieses Jahrzehnts. Ihre Margen liegen zum Teil deutlich unter dem damaligen Niveau. In den vergangenen Jahren haben wir deshalb einige deutsche und niederländische Gaskraftwerke, die ihre fixen Betriebskosten nicht mehr decken konnten, vorübergehend vom Netz genommen. Die Anlagen wurden in den Konservierungszustand überführt und können wieder in Betrieb genommen werden, wenn die Marktbedingungen es rechtfertigen. Darüber hinaus haben wir einige Steinkohlekraftwerke endgültig stillgelegt. Jüngstes Beispiel dafür sind die beiden nieder-rheinischen Blöcke Voerde A/B, die zum 1. April 2017 vom Netz gegangen sind. RWE war mit 25 % an ihnen beteiligt und hat ihren Strom vermarktet. Neben vorübergehenden und endgültigen Kraftwerksschließungen haben wir weitere kostensenkende Maßnahmen ergriffen – und werden dies auch zukünftig tun. Mit unserem laufenden Effizienzsteigerungsprogramm wollen wir unsere Ausgaben im Segment Europäische Stromerzeugung bis 2019 um rund 100 Mio. € gegenüber 2016 senken. Damit sind wir bereits gut vorangekommen.

Trotz des anhaltenden Konsolidierungsdrucks sehen wir im Bereich Europäische Stromerzeugung langfristige Wachstumsperspektiven. Wir erwarten, dass unsere Anlagen wieder wirtschaftlicher werden, wenn die gesicherte Erzeugungsleistung knapp wird. Davon dürften langfristig vor allem Gaskraftwerke profitieren. Deren Margen haben sich bereits etwas erholt, sodass wir einige Anlagen, die im Konservierungszustand waren, wieder ans Netz nehmen konnten, beispielsweise Block G des Gersteinwerks in Werne (Westfalen). Wegen des deutschen Kernenergieausstiegs und der Schließung weiterer Kohleblöcke wird der Energieträger Gas in den kommenden Jahren immer wichtiger für die Absicherung der Stromversorgung. Gaskraftwerke verursachen niedrigere CO₂-Emissionen als Kohlekraftwerke und treffen deshalb als Partner der erneuerbaren Energien auf größere Akzeptanz.

Gemessen an der Kraftwerksleistung ist Gas schon heute unser wichtigster Brennstoff, und sein Anteil an unserem Erzeugungsportfolio wird sich weiter erhöhen. Beispielsweise bereiten wir uns darauf vor, an unserem britischen Standort Tilbury eine Gas- und Dampf-Turbinen-Anlage mit bis zu 2.500 MW und/oder eine offene Gasturbine mit bis zu 300 MW zu bauen. Unsere Investitionsentscheidung wird u. a. davon abhängen, ob wir uns bei den britischen Kapazitätsmarkt-Auktionen die für das Projekt benötigte Vergütung sichern können. In Deutschland und Benelux, wo es bislang

keinen Kapazitätsmarkt gibt, sehen wir Wachstumsmöglichkeiten im Kauf bestehender Anlagen. Neubaumaßnahmen sind hier i. d. R. unwirtschaftlich – es sei denn, die Anlagen erhalten eine Vergütung im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes oder als Reservekraftwerke. Aktuell planen wir, an unserem bayerischen Kernenergiestandort Gundremmingen eine offene Gasturbine zur Stabilisierung des Netzes zu errichten. Eine Voraussetzung dafür ist, dass wir bei der Projektausschreibung des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers den Zuschlag erhalten.

Den Bau neuer Steinkohlekraftwerke planen wir nicht. Neben mangelnder Wirtschaftlichkeit spielen dabei auch politische Überlegungen eine Rolle. In den Niederlanden, wo der Kohleausstieg ganz oben auf der energiepolitischen Agenda steht, wollen wir unsere beiden Steinkohlekraftwerke Amer 9 und Eemshaven für eine verstärkte Mitverbrennung von Biomasse umrüsten. Dies hat gleich zwei Vorteile: Zum einen können wir dadurch unsere CO₂-Bilanz erheblich verbessern. Zum anderen erhöhen wir damit die Akzeptanz der Kraftwerke in der Bevölkerung und bei den politischen Entscheidungsträgern.

In Zukunft wollen wir auch verstärkt Speichertechnologien nutzen, um Menschen zuverlässig mit Energie zu versorgen. Derzeit sind Investitionen in Speicher meist unrentabel. Hintergrund ist, dass die am Markt erzielbaren Knappheitsprämien noch zu niedrig sind und die verfügbaren Technologien wegen mangelnder Reife noch zu hohe Kosten verursachen. Dennoch bereiten wir uns mit Pilotprojekten darauf vor, die Speicherkapazitäten auszubauen, sobald die wirtschaftlichen Voraussetzungen dafür vorliegen. Beispiel für ein solches Projekt ist der neue Batteriespeicher mit einer Leistung von 6 MW, den wir 2017 neben dem Pumpspeicherkraftwerk Herdecke an der Ruhr aufgestellt haben. Die Anlage wird eingesetzt, um die Frequenz im Stromnetz stabil zu halten. Darüber hinaus befassen wir uns mit der Frage, wie länger andauernde Phasen eines Über- bzw. Unterangebots von Strom überbrückt werden können. Ein wichtiger Ansatzpunkt ist hier die Nutzung von überschüssigem Wind- und Solarstrom, um Wärme zu erzeugen; die eingesparten Brennstoffe (z. B. Gas) stehen dann in späteren Knappheitsphasen für die Stromproduktion zur Verfügung. Gegenstand unserer Untersuchungen sind auch recyclingfähige Spezialbatterien, die für den kurzfristigen Einsatz bei extremem Strommangel in Frage kommen.

(3) Energiehandel. Dieses Segment deckt das vielfältige Tätigkeitsgebiet von RWE Supply & Trading ab. Die Gesellschaft fungiert als kommerzielle Schaltstelle im RWE-Konzern. Ihr Kerngeschäft, der Energiehandel, ist das wirtschaftliche Bindeglied zwischen den Elementen unserer Wertschöpfungskette, den regionalen Märkten und den verschiedenen Rohstoffen. RWE Supply & Trading handelt schwerpunktmäßig Strom, Gas, Kohle, Öl, CO₂-Zertifikate und Biomasse. Das tut sie in zunehmendem Umfang auch außerhalb Europas, z. B. in New York, Singapur und Mumbai. Zu den Aufgaben der Gesellschaft gehört auch, die für die Produktion von Strom und Wärme benötigten Brennstoffe zu beschaffen und den Strom aus RWE-Kraftwerken zu vermarkten. Dabei geht es ihr u. a. darum, Preisrisiken zu begrenzen. Daneben schafft sie zusätzlichen Wert, indem sie den Einsatz unserer Anlagen kommerziell optimiert; die dadurch erzielten Ergebnisbeiträge weisen wir in den Segmenten Braunkohle & Kernenergie und Europäische Stromerzeugung aus. RWE Supply & Trading vermarktet ihr Know-how auch außerhalb des Konzerns an europäische Großkunden. Die Angebotspalette reicht dabei von klassischen Energielieferverträgen über umfassende Energiemanagement-Lösungen bis hin zu komplexen Risikomanagement-Konzepten.

Ein weiterer Tätigkeitsschwerpunkt von RWE Supply & Trading ist das Gasgeschäft. Wir schließen langfristige Bezugsverträge mit Produzenten, organisieren den Gastransport durch Buchung von Pipelines und optimieren das zeitliche Profil unserer Lieferungen, indem wir Speicher mieten. Auch Transaktionen mit verflüssigtem Erdgas (LNG) schließen wir ab. Ziel dabei ist es, Synergien zu heben, die sich zwischen dem Pipelinegebundenen Gasgeschäft und dem Überseehandel mit LNG ergeben. RWE Supply & Trading will sich als einer der führenden europäischen Zwischenhändler für Gas etablieren. Dabei nimmt das Unternehmen auch Märkte außerhalb der RWE-Kernregionen ins Blickfeld. Der Grundgedanke dabei ist: Je größer und diversifizierter die Portfolios aus Bezugs- und Lieferkontrakten, desto größer die Chancen, sie kommerziell zu optimieren.

RWE Supply & Trading nutzt ihr Know-how auch dazu, kurz- bis mittelfristige Investitionen in Energieanlagen oder Energieunternehmen zu tätigen, bei denen sich durch wertsteigernde Maßnahmen und anschließende Weiterveräußerung hohe Renditen erzielen lassen (sogenannte Principal Investments). Ende 2017 verfügte RWE Supply & Trading über ein Portfolio aus neun Beteiligungen an unterschiedlichen Aktivitäten, davon ein Großteil in den USA. Sie reichen vom Kohleminenbetreiber Blackhawk Mining über den Entwickler von Erneuerbare-Energien-Projekten Walden Green Energy bis hin zum Spezialisten für Energiespeicherlösungen Stem. Wie attraktiv Principal Investments sein können, belegt unsere Investition

in das Steinkohlekraftwerk Lynemouth im Norden Englands: Wir haben es 2012 erworben und danach die Weichen dafür gestellt, dass die Anlage mit staatlicher Förderung in ein Biomassekraftwerk umgewandelt werden kann. Anfang 2016 wurde das Kraftwerk mit Gewinn an einen Investor weiterverkauft.

(4) innogy. Unsere Tochter innogy verantwortet das Geschäft mit den erneuerbaren Energien, den Verteilnetzen und dem Vertrieb. Ihre Strategie ist darauf ausgerichtet, den Strukturwandel im Energiesektor voranzutreiben.

- **Erneuerbare Energien.** innogy plant, errichtet und betreibt Anlagen zur Stromproduktion aus regenerativen Quellen und will auf diesem Gebiet wachsen. Bezogen auf die Erzeugungskapazität ist das Unternehmen derzeit in Deutschland und Großbritannien am stärksten vertreten; es folgen Spanien, die Niederlande und Polen. Bei der Energiequelle liegt der Schwerpunkt auf Windkraft an Land (onshore) und im Meer (offshore) sowie auf Wasserkraft. Im vergangenen Jahr hat innogy ihre Erzeugungskapazität weiter vergrößert: Meilensteine waren die Einweihung des niederländischen Windparks Zuidwester (90 MW) und die Inbetriebnahme des Offshore-Windparks Nordsee One (332 MW) nördlich von Juist, an dem innogy mit 13,5 % beteiligt ist. Darüber hinaus hat unsere Tochter die Weichen für den weiteren Ausbau ihrer Windkraftkapazitäten gestellt, indem sie in den USA ein Projektportfolio von mehr als 2 GW übernommen und sich einen staatlichen Fördervertrag für das britische Offshore-Windkraftvorhaben Triton Knoll gesichert hat. Mit dem Erwerb von Belectric Solar & Battery Anfang 2017 ist innogy überdies in die Riege der internationalen Anbieter von Freiflächen-Solarkraftwerken und Batteriespeichern aufgerückt. Belectric hat in Chemnitz einen der größten Batteriespeicher Deutschlands gebaut, der im August 2017 eingeweiht wurde, und errichtet derzeit mit einem lokalen Partner das leistungsstärkste Solarkraftwerk Israels. Über einige der hier genannten Projekte berichten wir auf Seite 38 f. ausführlich.

- **Netz & Infrastruktur.** Netze sind das Rückgrat der Energiewende, und wer sie bewirtschaftet, kann i. d. R. stabile Renditen erzielen. innogy betreibt Stromverteilnetze in Deutschland, Ungarn, Polen und der Slowakei; in Deutschland, Tschechien und Kroatien ist sie darüber hinaus im Gasverteilnetzgeschäft aktiv. Die größten Herausforderungen stellen sich ihr im Heimatmarkt Deutschland: Zunehmende Stromeinspeisungen aus wetter- und tageszeitabhängigen regenerativen Quellen und eine steigende Anzahl kleiner, dezentraler Erzeugungsanlagen machen den Netzbetrieb technisch anspruchsvoller, eröffnen aber auch Wachstumsperspektiven. Um eine zuverlässige

Stromversorgung gewährleisten zu können, muss innogy in den Erhalt und den Ausbau der Netzinfrastruktur investieren. Damit Netze effektiver und flexibler genutzt werden können, entwickelt das Unternehmen neue Steuer- und Regeltechniken und testet sie in Feldversuchen. Wegweisend für die Entwicklung und Erprobung solcher Technologien ist das 2017 gestartete Projekt „Designetz“, bei dem sich innogy mit einer Vielzahl von Partnern zusammengesetzt hat, um an einer Blaupause für das Energienetz der Zukunft zu arbeiten (siehe Seite 27). Um die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle rund um das Netz geht es auch bei einem Kooperationsprojekt mit der Deutschen Telekom: Die beiden Unternehmen wollen den Ausbau des Energie- und des Glasfasernetzes in ländlichen Regionen miteinander verknüpfen und dadurch Synergien nutzen. Darüber hinaus hat sich innogy mit 17,5% an elumocity beteiligt, einem Start-up-Unternehmen mit Sitz in München und Denver, das auf intelligente Straßenbeleuchtung, Smart-City-Sensorik und hochwertige Ladestationen für Elektroautos spezialisiert ist.

- **Vertrieb.** Ende vergangenen Jahres versorgte innogy 15,9 Mio. Stromkunden und 6,6 Mio. Gaskunden in elf europäischen Märkten. In Deutschland, den Niederlanden und Großbritannien zählt unsere Tochter zu den größten Anbietern von Strom und Gas. In einigen weiteren europäischen Märkten hält sie führende Positionen bei mindestens einem dieser Produkte. Langfristig will sie sich auf Märkte mit attraktiven Rahmenbedingungen konzentrieren, in denen sie eine Position unter den drei führenden Anbietern einnehmen kann. In Großbritannien sind diese Voraussetzungen nicht gegeben. Vor diesem Hintergrund hat sich innogy mit dem Wettbewerber SSE darauf verständigt, ihr britisches Vertriebsgeschäft mit einem Großteil der Vertriebsaktivitäten von SSE in einer eigenständigen börsennotierten Gesellschaft zusammenzuführen (siehe Seite 38). Herausforderungen und Chancen ergeben sich auch durch den Wandel der Kundenbedürfnisse. Immer mehr Haushalte und Betriebe wollen Energie effizienter nutzen und von den Chancen der Digitalisierung profitieren. innogy beschränkt sich daher nicht auf den klassischen Vertrieb von Strom und Gas, sondern bietet auch innovative Produkte und Leistungen an, die es ihren Kunden ermöglichen, Energie intelligent zu nutzen und dabei von den neuesten technischen Möglichkeiten Gebrauch zu machen. Dabei setzt unsere Tochter auch auf Partnerschaften. Ein Beispiel ist die Mitte 2017 gestartete langfristige Zusammenarbeit mit dem führenden Elektronikhersteller Medion, bei der es darum geht, die Software-Plattform von innogy mit den Smart-Home-Produkten von Medion zu kombinieren. Auch die Elektromobilität ist ein wichtiges Tätigkeitsfeld von innogy. Hier widmet sie sich u. a. dem Aufbau von Lade-

infrastruktur. Oft geht unsere Tochter dabei Kooperationen mit Privatunternehmen ein. Beispielsweise hat sie mit dem Autobahn-Dienstleister Tank & Rast vereinbart, dass sie an Gaststätten und Tankstellen des Unternehmens mehr als 100 Schnellladesäulen errichten und betreiben wird. Das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur hat innogy im vergangenen Jahr Fördermittel von rund 3 Mio. € für den Bau von über 1.000 neuen Ladesäulen zugesagt.

Das Steuerungssystem der RWE AG. Im Mittelpunkt unserer Geschäftspolitik steht die nachhaltige Steigerung des Unternehmenswertes. Für die Steuerung der Konzerngesellschaften nutzt die RWE AG ein konzernweites Planungs- und Controllingssystem, das einen effizienten Ressourceneinsatz gewährleistet und zugleich einen zeitnahen, detaillierten Einblick in die aktuelle und voraussichtliche Entwicklung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage ermöglicht. Auf Basis von Zielvorgaben des RWE-Vorstands und unserer Erwartungen zur operativen Geschäftsentwicklung erarbeiten wir einmal im Jahr unsere Mittelfristplanung. In ihr stellen wir dar, wie sich wichtige Finanzkennzahlen voraussichtlich entwickeln werden. Die Mittelfristplanung enthält die Budgetwerte für das jeweils bevorstehende Geschäftsjahr und Planzahlen für die Folgejahre. Der Vorstand legt die Planung dem Aufsichtsrat vor, der sie begutachtet und genehmigt. Mitunter verlangt der Aufsichtsrat Plananpassungen, ehe er zustimmt. Für laufende Geschäftsjahre erstellen wir interne Prognosen, die am Budget anknüpfen. Die Vorstände der RWE AG und der wichtigsten operativen Einheiten kommen regelmäßig zusammen, um Zwischen- und Jahresabschlüsse auszuwerten und die Prognosen zu aktualisieren. Sofern im Laufe eines Geschäftsjahres deutliche Abweichungen zwischen den aktualisierten Prognosewerten und den Budgetwerten auftreten, werden die Ursachen analysiert und gegebenenfalls gegensteuernde Maßnahmen ergriffen. Außerdem informieren wir den Kapitalmarkt unverzüglich, wenn veröffentlichte Prognosen angepasst werden müssen.

Wesentliche Kennzahlen zur Steuerung unseres operativen Geschäfts und zur Beurteilung der Finanzlage sind das bereinigte EBITDA, das bereinigte EBIT, das bereinigte Nettoergebnis und die Nettoschulden. Das bereinigte EBITDA ist definiert als das Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen. Um seine Aussagekraft im Hinblick auf den ordentlichen Geschäftsverlauf zu verbessern, bereinigen wir es um nicht operative oder aperiodische Effekte, die im neutralen Ergebnis erfasst werden. Herausgerechnet werden Veräußerungsgewinne oder -verluste, vorübergehende Ergebniseffekte aus der Marktbewertung von Derivaten, Firmenwert-Abschreibungen und sonstige wesentliche Sondersachverhalte. Zieht man vom bereinigten EBITDA die betrieblichen

Abschreibungen ab, erhält man das bereinigte EBIT, dessen Entwicklung maßgeblichen Einfluss auf die variable Vergütung unserer Beschäftigten hat. Eine wichtige operative Kennzahl ist auch das bereinigte Nettoergebnis. Wir ermitteln es, indem wir das Nettoergebnis um wesentliche Sonderinflüsse (u. a. das gesamte neutrale Ergebnis) einschließlich der darauf entfallenden Ertragsteuern korrigieren. Seit 2016 verwenden wir die Kennzahl als einen Bestimmungsfaktor für die aktienbasierte Vergütung unserer leitenden Angestellten.

Als Renditekennzahl zur Beurteilung von Investitionsvorhaben nutzen wir in erster Linie den internen Zinsfuß (Internal Rate of Return). Die Finanzlage des Konzerns analysieren wir u. a. anhand des Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit. Besonderes Augenmerk legen wir auch auf die Entwicklung des Free Cash Flow, dessen Definition wir 2017 geändert haben. Er ergibt sich, wenn man vom Mittelzufluss aus laufender Geschäftstätigkeit die Ausgaben für Investitionen abzieht und die Einnahmen aus Desinvestitionen und Anlagenabgängen hinzurechnet. Ein weiterer Indikator für die Finanzkraft von RWE sind die Nettoschulden. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um die Nettofinanzschulden zuzüglich der Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen, für die Entsorgung im Kernenergiebereich, für bergbaubedingte Verpflichtungen (z. B. die Rekultivierung von Tagebauflächen) und für den Rückbau von Windparks. Unsere Verbindlichkeiten aus Hybridanleihen rechnen wir zur Hälfte den Nettoschulden zu.

Gemäß International Financial Reporting Standards erfassen wir innogy im Konzernabschluss als vollkonsolidierte Gesellschaft; das heißt, unsere Tochter ist mit ihren Erlösen, Aufwendungen, Cash Flows, Vermögenswerten, Schulden etc. in den Konzernzahlen enthalten. Diese Vorgehensweise spiegelt die unternehmerische Eigenständigkeit von innogy allerdings nur eingeschränkt wider. Zu Steuerungszwecken nutzen wir daher auch Kennzahlen, bei denen unsere Tochter als reine Finanzbeteiligung unter der Bilanzposition „Übrige Finanzanlagen“ erfasst ist. Nähere Angaben dazu finden Sie auf Seite 60.

Nachhaltiges Wirtschaften – Anspruch an uns selbst. Wir können nur dann langfristig erfolgreich sein, wenn wir unsere unternehmerische Verantwortung (Corporate Responsibility, kurz: CR) wahrnehmen und uns so die Akzeptanz der Gesellschaft sichern. Um dabei die richtigen Akzente zu setzen, pflegen wir den Dialog mit unseren Anspruchsgruppen, z. B. Anteilseignern, Arbeitnehmern, Kunden, Politikern, Verbänden und Nichtregierungsorganisationen. Seit der Reorganisation des Konzerns sieht die RWE AG ihre Hauptaufgabe darin, eine sichere Energieversorgung zu gewährleisten. Große Bedeutung messen wir auch dem Umweltmanagement und

der Arbeitssicherheit bei. Hier haben wir bereits ein hohes Niveau erreicht, das wir sichern wollen. Weitere zentrale Anliegen sind für uns, dass der Verhaltenskodex und die Compliance-Regeln von RWE eingehalten werden und unsere Zulieferer international anerkannte Umwelt- und Sozialstandards berücksichtigen.

Besonders gefordert sind wir auf dem Gebiet des Klimaschutzes, zumal mit hohen CO₂-Emissionen auch hohe wirtschaftliche Risiken einhergehen. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien leistet der RWE-Konzern einen wichtigen Beitrag zur klimaschonenden Stromerzeugung. Außerdem haben wir mit unserem 2015 abgeschlossenen Kraftwerksneubauprogramm die Voraussetzung dafür geschaffen, dass hochmoderne Erzeugungskapazitäten an die Stelle älterer, emissionsintensiver Anlagen treten können. In den vergangenen fünf Jahren ist der CO₂-Ausstoß unserer Kraftwerke kontinuierlich gesunken. Wir gehen davon aus, dass dieser Trend anhält, vor allem wegen der Schließung von Kohlekraftwerken. Nach aktuellem Planungsstand werden sich unsere Emissionen in den Kernmärkten Deutschland, Großbritannien und Benelux bis 2030 um 55 bis 65 Mio. Tonnen CO₂ gegenüber 2015 (141 Mio. Tonnen) verringern. Die Zahlen beziehen sich auf unser aktuelles Erzeugungsportfolio. Sie stehen in Einklang mit den langfristigen europäischen und nationalen Klimaschutzziele.

Weitergehende Informationen zu unserer Strategie und unseren Maßnahmen auf dem Gebiet der CR finden Sie in unserem gesonderten nichtfinanziellen Konzernbericht nach § 315b Abs. 3 HGB, der im April 2018 innerhalb unseres CR-Berichts veröffentlicht wird und nicht Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts ist. Der CR-Bericht mit dem Titel „Unsere Verantwortung“ kann im Internet unter www.rwe.com/cr-bericht abgerufen werden.

1.2 INNOVATION

Innovationen sind der Schlüssel für den langfristigen Geschäftserfolg. Mehr denn je gilt dies auch für Energieversorger wie RWE. In zahlreichen Forschungs- und Entwicklungsprojekten suchen wir nach technischen Lösungen, um Tagebaue wirtschaftlicher, Kraftwerke emissionsärmer und Netze intelligenter zu machen. Innovativ sind wir auch bei der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle, die an den Kundenbedürfnissen von morgen anknüpfen und unsere Angebotspalette über den bloßen Verkauf von Strom und Gas hinaus erweitern. Im betrieblichen Alltag profitieren wir vom Einfallsreichtum und unternehmerischen Mitdenken unserer Beschäftigten. Sie haben 2017 wieder Tausende guter Ideen präsentiert, mit denen wir viele Millionen Euro einsparen werden.

Mit rund 490 Erfindungen in der Spitzengruppe der europäischen Versorger. Der RWE-Konzern ist in vielfältiger Weise innovativ. Unsere wichtigste Triebfeder ist dabei das Ziel, in einem sich dramatisch wandelnden Umfeld langfristig wettbewerbsfähig zu bleiben und selbst ein Motor des Wandels zu sein. Mit konzernweit rund 1.480 Patenten und Patentanmeldungen, die auf etwa 490 Erfindungen basieren, sind wir in der Spitzengruppe der europäischen Versorger. Im vergangenen Jahr haben wir an mehr als 320 Projekten zur Forschung und Entwicklung (F & E) gearbeitet und 76 Erfindungen zum Patent angemeldet. Bei F & E-Vorhaben tun wir uns häufig mit externen Partnern aus dem Anlagenbau, der chemischen Industrie oder Forschungseinrichtungen zusammen. Meist müssen wir dann nur einen Teil der Projektkosten tragen. Der betriebliche F & E-Aufwand des RWE-Konzerns belief sich 2017 auf 182 Mio. € (Vorjahr: 165 Mio. €). Von unseren Mitarbeitern waren etwa 550 ausschließlich oder teilweise mit F & E-Aufgaben befasst.

RWE AG: Lösungen für wirtschaftlichere Tagebaue, geringere Emissionen und neue Wege der CO₂-Nutzung. Mit der Reorganisation des RWE-Konzerns haben sich auch die Verantwortlichkeiten bei der Forschung und Entwicklung verändert: Innovationen auf den Gebieten erneuerbare Energien, Netze und Vertrieb werden nun von unserer Tochtergesellschaft innogy vorangetrieben. Die RWE AG verantwortet die F & E-Aktivitäten in den von ihr gesteuerten Konzernbereichen. Ihre Maßnahmen sind vorrangig auf dem Gebiet der konventionellen Stromerzeugung angesiedelt. Sie zielen darauf ab, den Betrieb der Tagebaue und Kraftwerke wirtschaftlicher zu machen und die Emissionen zu senken. Ein weiteres großes Forschungsfeld ist die Nutzung von Braunkohle und CO₂ durch Umwandlung in Treibstoffe oder in Grundstoffe für die chemische Industrie. Wir präsentieren zunächst eine kleine Auswahl wichtiger F & E-Projekte der RWE AG, geben dann einen knappen Einblick in die Innovationstätigkeit von innogy und stellen abschließend – stellvertretend für viele andere – eine Mitarbeiteridee vor.

Tagebau: Effizientere Prozesse dank digitaler Steuerung. Im Tagebau Hambach haben wir untersucht, welche Möglichkeiten uns die Digitalisierung bietet, um die Braunkohleförderung noch wirtschaftlicher zu machen. Geschehen ist das im Rahmen eines vierjährigen EU-Forschungsprojekts, bei dem wir mit der Technischen Universität Delft (Niederlande) zusammengearbeitet haben. Die digitale Steuerung der Tagebaue ist so komplex wie der Abbau von Braunkohle selbst – viele Schritte greifen dabei ineinander: Riesige Schaufelradbagger in den terrassenförmig angelegten Tagebauen tragen die Kohle und die darüber liegende Deckschicht ab und verladen sie auf Förderbänder, auf denen sie zu einem Verteiler gelangen. Dort werden die Massen auf unterschiedliche Transportwege geschickt: Die Kohle kommt entweder zur Zwischenlagerung in den Kohlebunker oder wird direkt in die umliegenden Kraftwerke und Veredelungsbetriebe gebracht – je nach Entfernung mit Bandanlagen oder per Werksbahn. Der Abraum wird über oftmals kilometerlange Förderbänder auf die ausgekohlte Seite des Tagebaus geleitet. Dort dient er dazu, die durch die Förderung entstandenen Senken wieder aufzufüllen. Damit dieser Prozess präzise wie ein Uhrwerk abläuft, müssen der Einsatz der Großgeräte und die Materialströme genau disponiert werden; bei jeder Entscheidung sind eine Vielzahl von Einflüssen und Auswirkungen zu beachten. Unser Forschungsprojekt hat gezeigt, wie dies mit digitaler Unterstützung gelingen kann. Im Oktober 2017 wurde es erfolgreich abgeschlossen. RWE arbeitet nun daran, die im Projekt entwickelten Methoden als Dispositionshilfe für den Tagebaubetrieb nutzbar zu machen. Unser Ziel: 2020 wollen wir über ein Softwaremodul verfügen, mit dem unsere Bergbauingenieure die Abläufe in den Tagebauen optimieren können. Sie sollen damit sowohl stationär an ihren Bürocomputern als auch per Tablet vor Ort arbeiten können.

Für einen zuverlässigen Betrieb der Kraftwerke: Kohleanalyse „am laufenden Band“. Um Braunkohlekraftwerke möglichst störungsfrei zu betreiben, müssen wir die genaue Zusammensetzung der Kohle kennen, die wir in den Anlagen einsetzen. Kohle ist nicht immer gleich, sondern enthält unterschiedliche Anteile an Spurenstoffen wie Eisen, Kalzium und Magnesium. Ist das Mischungsverhältnis dieser Anteile ungünstig, kann es beim Verbrennen der

Kohle zu Verschmutzungen im Kessel kommen, sodass der Braunkohleblock vorübergehend abgeschaltet und gereinigt werden muss. Um dies zu verhindern, prüfen wir die Zusammensetzung der Kohle, bevor sie zum Kraftwerk gelangt. Dazu entnehmen wir regelmäßig Stichproben vom Förderband, bereiten sie auf und analysieren sie. Dieser Prozess läuft vollautomatisch ab. Derzeit testen wir im Kohlebunker Fortuna des Tagebaus Garzweiler ein neues Gerät, das auf einem alternativen Verfahren beruht: Deutschlands ersten Kohle-Online-Analysator mit innovativer radiometrischer Messtechnik. Das Gerät analysiert die Qualität der Kohle in Echtzeit, d. h., während diese auf dem Förderband den Analysator passiert – pro Stunde bis zu 10.000 Tonnen. Wenn sich der neue Kohle-Online-Analysator im Dauerbetrieb bewährt, könnte er in unseren Braunkohletagebauen zum Einsatz kommen. Wir versprechen uns davon niedrigere Instandhaltungskosten und zugleich eine noch bessere Verfügbarkeit unserer Kraftwerke.

Emissionen senken: Weniger Quecksilber im Rauchgas dank Herdofenkoks. Wir haben uns zum Ziel gesetzt, unsere Kraftwerke möglichst umweltverträglich zu betreiben. Der Gesetzgeber macht uns dazu bereits strenge Vorgaben, beispielsweise hinsichtlich der Quecksilber-Emissionen. Durch neue EU-Grenzwerte werden hier die Rahmenbedingungen für den Betrieb unserer Braunkohlekraftwerke in Zukunft noch enger gesteckt sein. Schon heute gelingt es uns, den größten Teil des Quecksilbers aus dem Rauchgas abzuscheiden und aufzufangen. Dadurch unterschreiten unsere Anlagen die derzeit zulässigen Obergrenzen deutlich. Unabhängig davon forschen wir seit Jahren intensiv daran, wie wir die Quecksilber-Emissionen in großem Maßstab und zu vertretbaren Kosten weiter reduzieren können. Unser besonderes Augenmerk gilt dabei einem Verfahren, bei dem Herdofenkoks aus RWE-eigener Rheinischer Braunkohle zum Einsatz kommt. Diesen Stoff nutzen wir bereits heute zur Abscheidung von Quecksilber, allerdings nur in unseren Veredelungsanlagen, mit denen wir Braunkohle zu Briketts oder Braunkohlestaub für die Zement- und Kalkindustrie weiterverarbeiten. Nun testen wir, ob und wie sich Herdofenkoks auch zur Verringerung der Emissionen von Kraftwerken verwenden lässt. Dies tun wir mithilfe einer Pilotanlage im Innovationszentrum Kohle am Kraftwerk Niederaußem, die seit Oktober 2017 im Einsatz ist. Hier wird sehr fein gemahlener Herdofenkoks mit Wasser vermengt und diese Mischung in die – verglichen mit den Veredelungsanlagen – deutlich größeren Rauchgaskanäle des Kraftwerks eingebracht. Die Erkenntnisse, die wir dadurch gewinnen, nutzen wir bei der Konstruktion einer für den Dauerbetrieb bestimmten Demonstrationsanlage, die sich ebenfalls in Niederaußem befinden wird und mit deren Bau wir 2018 beginnen wollen.

Neue Möglichkeiten der CO₂-Nutzung: Aus Kohlendioxid wird Ersatz für Diesel. Schon seit Längerem arbeiten wir an Verfahren, mit denen Kohlendioxid aus dem Rauchgas von Kraftwerken abgetrennt werden kann. Im Innovationszentrum Kohle in Niederaußem haben wir mit BASF und Linde eine der weltweit führenden Technologien auf diesem Gebiet entwickelt. Getestet wurde sie in einer Pilotanlage, die in mehr als 60.000 Betriebsstunden seit 2009 und bei CO₂-Abscheidungsgraden von über 90 % ihre Leistungsfähigkeit unter Beweis gestellt hat. Im Rahmen von drei EU-Förderprojekten gehen wir nun einen Schritt weiter: Mit dem CO₂ aus der Pilotanlage, Wasser und Strom wollen wir in Testanlagen am Standort Niederaußem Treibstoffe und Grundstoffe für die chemische Industrie herstellen, mit denen sich fossile Energieträger wie Erdöl oder Erdgas ersetzen lassen. Die drei Projekte mit den Namen OCEAN, LOTER.CO₂M und ALIGN-CCUS unterscheiden sich vor allem durch die Zielprodukte. Bei OCEAN wird aus CO₂ Oxalsäure gewonnen, die Grundlage für hochwertige Chemieprodukte ist. Bei LOTER.CO₂M geht es um die einfache und effiziente Herstellung von Methanol – Ausgangsstoff für verschiedenste chemische Produkte und eine der meistproduzierten Chemikalien weltweit. Im Projekt ALIGN-CCUS schließlich widmen wir uns der Herstellung von Dimethylether (DME). DME ist vor allem als Ersatz für den Kraftstoff Diesel interessant: Er verbrennt nahezu rußfrei und erzeugt wenig Stickoxide. DME lässt sich in Fahrzeugmotoren einsetzen, aber auch in dieselmotorgetriebenen Stromaggregaten, mit denen Spitzenbedarfe in Phasen geringer Stromeinspeisungen aus erneuerbaren Energien gedeckt werden können (z. B. bei Windflauten). Außerdem kann mit DME überschüssiger Strom über längere Zeit und mit geringem Platzbedarf chemisch gespeichert werden. Wir haben uns für 2020 zum Ziel gesetzt, den Dieselmotor eines Stromaggregats mit DME aus unserer Testanlage zu betreiben. Das Aggregat wird zunächst auf eine Leistung von 240 kW ausgelegt und so groß wie ein Frachtcontainer sein; es ist jedoch modular erweiterbar. Eingesetzt werden kann es für die dezentrale Stromversorgung, etwa um Zeit bis zum Netzausbau zu überbrücken. Bei den beschriebenen Projekten arbeiten wir mit einer Vielzahl namhafter Partner aus Industrie und Wissenschaft zusammen, u. a. der RWTH Aachen, den Universitäten Duisburg-Essen und Genua, Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe, dem unabhängigen Entwicklungsdienstleister für Verbrennungsmotoren und Fahrzeugtechnik FEV sowie dem Forschungszentrum Jülich. Die Projekte werden von der EU mit rund 3 Mio. € gefördert und sind auf eine Laufzeit von bis zu vier Jahren angelegt.

Ausführliche Informationen zu diesen und weiteren F & E-Projekten der RWE AG finden Sie unter www.rwe.com/innovation.

innogy SE: Fokus auf erneuerbare Energien, intelligente Netze und neue Vertriebsprodukte. Innovativ ist der RWE-Konzern auch auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien, im Verteilnetzgeschäft und im Vertrieb. Unsere Tochter innogy verfolgt ein breites Spektrum von Innovationsvorhaben, die unter www.innogy.com/innovation genauer dargestellt werden. Nicht selten leistet sie damit wertvolle Beiträge zum Gelingen der Energiewende. Ein Beispiel dafür ist das Projekt „Designetz“: Hier hat sich ein Forschungskonsortium unter der Federführung von innogy zum Ziel gesetzt, ein tragfähiges Gesamtkonzept zur Integration der erneuerbaren Energien in das Versorgungssystem zu entwickeln. Die Kernfrage, die dabei zu beantworten ist: Wie können die vielen dezentralen Erzeuger und Verbraucher von Strom im ländlichen und städtischen Raum intelligent vernetzt werden? Unter den Konsortialpartnern finden sich Stadtwerke, namhafte Forschungsinstitute und große Technologieunternehmen. Designetz soll in Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und dem Saarland umgesetzt werden. Diese Bundesländer, in denen mehr als ein Viertel der deutschen Bevölkerung lebt, bieten uns ideale Voraussetzungen, um die dezentrale Energielandschaft der Zukunft einem Realitätscheck zu unterziehen: Gebiete mit sehr hohen Einspeisungen aus erneuerbaren Energien findet man hier ebenso wie industriegeprägte Verbrauchszentren. Designetz ist Teil des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Das Ministerium misst Designetz eine so große Bedeutung bei, dass es dafür Fördermittel in Höhe von 30 Mio. € bereitgestellt hat.

Innovation Hub bei innogy: Plattform für die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle. Unternehmen, die in einem sich dynamisch wandelnden Markt langfristig bestehen wollen, müssen schon heute sicherstellen, dass sie überzeugende Angebote für zukünftige Kundenbedürfnisse haben. Im Innovation Hub, einer Innovationsplattform, die 2014 ins Leben gerufen wurde, werden wegweisende Ideen und Geschäftsmodelle rund um das Thema Energie und darüber hinaus entwickelt. Besonderes Augenmerk gilt dabei den Möglichkeiten, die die Digitalisierung bietet. Der Anspruch lautet, Produkte und Dienstleistungen zur Marktreife zu bringen, mit denen Kunden Energie effizienter nutzen und ihre Lebensqualität steigern können. Ein Beispiel dafür ist „Fresh Energy“, eine neue Energielösung aus Smart Meter und Smartphone-App. Der Smart Meter erfasst den Energieverbrauch aller Geräte im Haushalt. Die Messergebnisse werden übersichtlich in der App dargestellt, sodass „Energiefresser“ erkannt werden können. Weiterer Vorteil: Monatlich abgerechnet wird der tatsächlich verbrauchte Strom, ohne Voraus- oder Nachzahlungen.

Einsparungen dank der Erfahrung und des Wissens unserer Mitarbeiter. Ein wichtiger Nährboden für gute Ideen ist der betriebliche Alltag. Viele unserer Mitarbeiter nutzen ihre Erfahrungen im täglichen Geschäft, um das Unternehmen mit Innovationen voranzubringen. Im vergangenen Jahr haben Beschäftigte des Konzerns insgesamt rund 2.300 Verbesserungsvorschläge bei den Ideenmanagern ihrer Gesellschaften eingereicht. Den wirtschaftlichen Nutzen ihrer Anregungen veranschlagen wir für das erste Jahr der Umsetzung auf ca. 8 Mio. €. Ein Mitarbeiter von RWE Power hat beispielsweise herausgefunden, dass sich die Schiebeleistung der Raupen im Tagebau Garzweiler durch kleine Anpassungen des Schildes erhöhen lässt. Mit dem Schild schiebt die Raupe Material vor sich her, um damit u. a. die Fahrwege der Großgeräte zu planieren. Dabei war aufgefallen, dass sich das lose und zum Teil schlammige Material häufig nicht vollständig vor dem Schild ansammelt, sondern seitlich ausbricht. Die Idee des Mitarbeiters: Würde man das Schild an beiden Seiten mit großen „Ohren“ – nach vorn gerichteten, dickwandigen Blechen – versehen, ließe sich das Material besser vor dem Schild zusammenhalten, während die Raupe fährt. Nun kam die Maschinenabteilung der RWE Power ins Spiel, die eines unserer Fahrzeuge entsprechend umrüstete. Beim Test mit dem modifizierten Raupenschild stellte sich heraus, dass damit ein Drittel mehr Material bewegt werden konnte. Im ersten Schritt werden wir nun vier im Tagebau Garzweiler eingesetzte Raupen umrüsten. Die Gesamtkosten veranschlagen wir auf knapp 11.000 € – gut investiertes Geld, denn bei rund 5.000 Stunden Schiebearbeiten lassen sich damit Einsparungen von über 80.000 € pro Jahr erzielen.

1.3 WIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Die Marktperspektiven für unsere Kraftwerke haben sich 2017 etwas aufgehellt. Beflügelt von steigenden Steinkohle-notierungen haben die Stromgroßhandelspreise ihren Anfang 2016 eingeschlagenen Erholungskurs fortgesetzt. Wer sich 2017 in Deutschland für das folgende Kalenderjahr mit Grundlaststrom eindeckte, musste durchschnittlich 32 €/MWh bezahlen, 5 € mehr als 2016. Auf unsere Ertragslage wirkt sich das allerdings erst in Zukunft aus. Unsere Stromerzeugung für 2017 hatten wir größtenteils bereits in Vorjahren auf Termin verkauft. Die Margen, die wir dabei erzielten, lagen insgesamt deutlich unter denen von 2016. Verbessert haben sich allerdings die Gewinnspannen unserer kontinentaleuropäischen Gaskraftwerke.

Konjunktureller Aufschwung setzt sich fort. Nach ersten Schätzungen war die weltweite Wirtschaftsleistung im vergangenen Jahr um etwa 3 % höher als 2016. Für die Eurozone wird ein Wachstum von mehr als 2 % veranschlagt. Etwa gleich stark dürfte das deutsche Bruttoinlandsprodukt (BIP) gestiegen sein. Stimuli gingen dabei insbesondere vom privaten Verbrauch aus. In den Niederlanden hat sich das BIP sogar um rund 3 % erhöht. Belgien erreichte dagegen wohl nur ein Wachstum von knapp 2 %. Gleiches gilt für Großbritannien, unseren wichtigsten Markt außerhalb der Währungsunion. Das Land profitierte zwar vom expandierenden Dienstleistungssektor, bekam aber auch dämpfende Einflüsse des bevorstehenden EU-Austritts zu spüren. Wesentlich dynamischer entwickelte sich die Wirtschaft in unseren wichtigsten zentralosteuropäischen Märkten. Aktuell verfügbare Daten lassen darauf schließen, dass das BIP in Polen und Tschechien um über 4 % gestiegen ist, während Ungarn und die Slowakei ein Wachstum von mehr als 3 % erreicht haben.

Leicht überdurchschnittliche Temperaturen. Während die Energienachfrage von Industrieunternehmen in hohem Maße von der konjunkturellen Entwicklung beeinflusst wird, hängt die der Haushalte stärker von den Witterungsverhältnissen ab: Je niedriger die Außentemperaturen, desto mehr Gas oder Strom wird benötigt, um Wohnungen zu heizen. Meteorologische Aufzeichnungen für 2017 belegen, dass in ganz Europa relativ milde Witterung herrschte. Trotz eines sehr kalten Januars bewegten sich die Temperaturen meist leicht oberhalb des jeweiligen Zehnjahresmittels. Beim Vergleich mit dem Vorjahr zeigt sich ein uneinheitliches Bild: In unseren westeuropäischen Märkten Großbritannien und Niederlande war es insgesamt etwas wärmer als 2016, in weiten Teilen Osteuropas dagegen kühler. Die in Deutschland gemessene Jahresdurchschnittstemperatur lag auf dem Niveau des Vorjahres.

Günstigere Windverhältnisse als 2016. Neben dem Energieverbrauch wird auch die Stromerzeugung von den Wetterverhältnissen beeinflusst, insbesondere vom Windaufkommen. Die Windverhältnisse an den Erzeugungsstandorten von innogy waren insgesamt etwas ungünstiger als im langfristigen Mittel. Gegenüber dem Vorjahr haben sie sich aber fast überall verbessert, außer in Spanien. Auch Laufwasserkraftwerke sind Wettereinflüssen ausgesetzt. Ihre Erzeugung hängt u. a. von den Niederschlags- und Schmelzwassermengen ab. In Deutschland, wo sich die meisten Wasserkraftwerke des RWE-Konzerns befinden, waren diese Mengen 2017 relativ gering – sowohl in der langfristigen Betrachtung als auch im Vorjahresvergleich.

Höherer Energieverbrauch in den RWE-Kernmärkten. Das Wirtschaftswachstum regte den Energieverbrauch in unseren Kernmärkten an, während der Trend zur sparsameren Nutzung von Energie einen dämpfenden Einfluss hatte. Nach vorläufigen Berechnungen des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) war die deutsche Stromnachfrage 2017 um 0,7 % höher als im Vorjahr. Schätzungen für die Niederlande deuten auf einen Anstieg um rund 1 % hin. In Polen, der Slowakei und Ungarn dürfte der Stromverbrauch sogar um 2 % bis 3 % zugenommen haben. In Großbritannien ist er dagegen um etwa 2 % gesunken.

Auch beim Gas standen Mengensteigerungen in unseren kontinentaleuropäischen Märkten einem Rückgang in Großbritannien gegenüber. Nach vorläufigen BDEW-Daten war der deutsche Gasverbrauch 2017 um 6 % höher als im Vorjahr, u. a. weil sich die Marktbedingungen für Gaskraftwerke verbessert haben und die Anlagen deshalb stärker im Einsatz waren. Für die Niederlande wird ein Anstieg von 2 % geschätzt und für Tschechien von 1 %. Dagegen ist in Großbritannien rund 2 % weniger Gas verbraucht worden als 2016, was u. a. an der relativ milden Witterung gelegen haben könnte.

Ein-Jahres-Terminpreise für Gas am Großhandelsmarkt TTF
in €/MWh (Wochendurchschnittswerte)

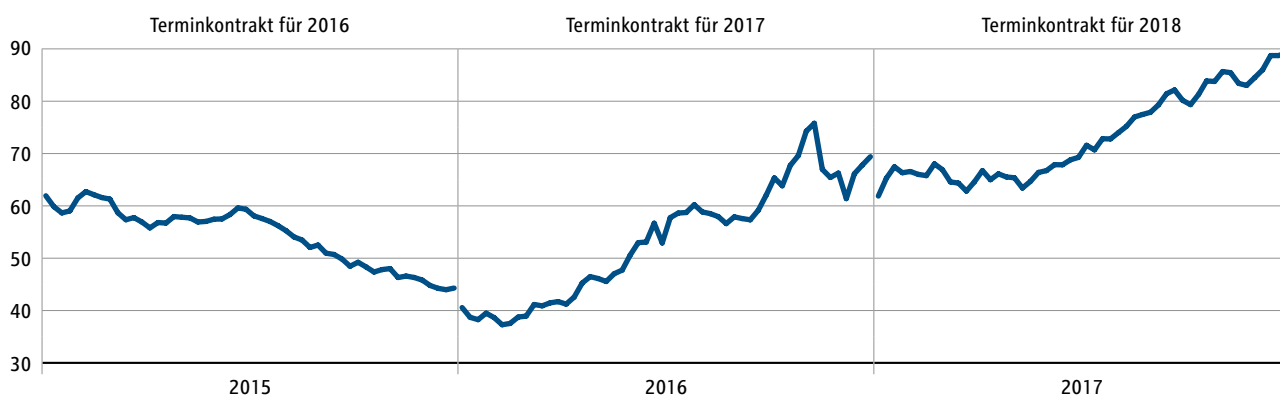


Quelle: RWE Supply & Trading

Stabilisierung der Preise im TTF-Gasgroßhandel. Nach längerer Talfahrt haben sich die Gashandelspreise in Westeuropa wieder etwas erholt. Am wichtigen niederländischen Handelspunkt TTF (Title Transfer Facility) lagen die Spotnotierungen 2017 bei durchschnittlich 17 €/MWh. Sie waren damit um 3 € höher als im Vorjahr. Im TTF-Terminhandel wurden Lieferkontrakte für das folgende Kalenderjahr (Forward 2018) mit ebenfalls 17 €/MWh abgerechnet. Zum Vergleich: Für den Forward 2017 waren im Vorjahr noch 15 € bezahlt worden.

Die Preise im Privatkundengeschäft folgen der Entwicklung am Großhandelsmarkt typischerweise mit Zeitverzug. Sie waren noch stark durch die Baisse der vergangenen Jahre geprägt. Nach aktuell verfügbaren Daten hat sich Gas für deutsche Haushalte um durchschnittlich 3 % und für britische Haushalte um durchschnittlich 1 % vergünstigt. In Tschechien blieben die Privatkundentarife nahezu unverändert, während sie in den Niederlanden um 2 % über Vorjahr lagen. Bei Industrieunternehmen zeigte sich folgendes Bild: In Deutschland musste diese Kundengruppe 1 % mehr bezahlen, in den Niederlanden 5 % und in Großbritannien 6 %; dem stand ein Preisrückgang von 7 % in Tschechien gegenüber.

Ein-Jahres-Terminpreise für Steinkohlelieferungen nach Amsterdam/Rotterdam/Antwerpen
in US\$/Tonne (Wochendurchschnittswerte)

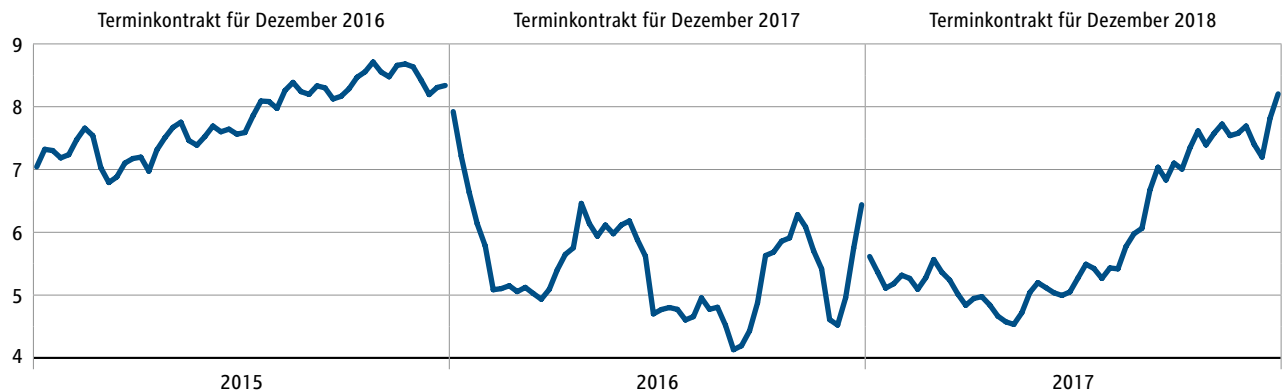


Quelle: RWE Supply & Trading

Steinkohle wesentlich teurer als 2016. Im internationalen Steinkohlehandel haben die Preise Anfang 2016 die Talsohle durchschritten und danach stark zugelegt. Kohleimporte über die sogenannten ARA-Häfen (Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen) wurden 2017 am Spotmarkt inklusive Fracht und Versicherung mit durchschnittlich 84 US\$/Tonne (75 €) abgerechnet. Das sind 24 US\$ mehr als 2016. Der Forward 2018 (Index API 2) handelte mit 74 US\$/Tonne (65 €) und damit 20 US\$ über dem vergleichbaren Vorjahreswert. Zurückzuführen ist das u. a. auf die gute Konjunktur in China und ihren belebenden Einfluss auf die Kohlenachfrage des Landes. Die Regierung in Peking hatte die heimische Kohleproduktion

2016 durch regulatorische Eingriffe gedrosselt. Nach einiger Zeit wurden die Beschränkungen aber wieder gelockert. Eine wichtige Preiskomponente im internationalen Steinkohlehandel sind die Frachtraten, also die Kosten für den Übersee-transport. Auch hier zeigte sich eine klare Aufwärtstendenz. Für die Standardroute von Südafrika nach Rotterdam wurden 2017 knapp 7 US\$/Tonne in Rechnung gestellt; im Vorjahr waren es noch etwas über 4 US\$/Tonne gewesen. Preis-erhöhend wirkte, dass die Treibstoffe teurer geworden sind. Außerdem haben sich die in der Vergangenheit aufgebauten Überkapazitäten in der Frachtschifffahrt wieder etwas verringert.

Terminpreise für CO₂-Emissionsrechte (EU Allowances)
in €/Tonne CO₂ (Wochendurchschnittswerte)



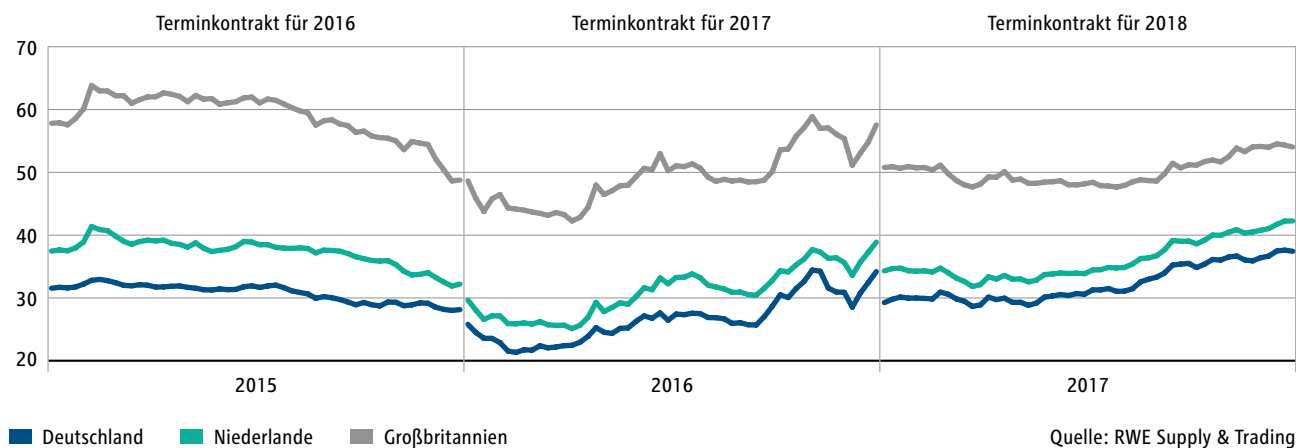
Quelle: RWE Supply & Trading

Reform des europäischen Emissionshandelssystems sorgt für Preisphantasie bei CO₂-Zertifikaten. Auch im europäischen Handel mit CO₂-Emissionsrechten haben die Preise angezogen. Eine European Union Allowance (EUA), die zum Ausstoß einer Tonne CO₂ berechtigt, notierte 2017 mit durchschnittlich 6 €. Die Angaben beziehen sich auf Terminkontrakte, die im Dezember 2018 fällig werden. Zum Vergleich: 2016 kostete die EUA in Kontrakten für Dezember 2017 etwas über 5 €. Zwar sind weiterhin wesentlich mehr Emissionsrechte am Markt erhältlich, als die Unternehmen zur Abdeckung ihres CO₂-Ausstoßes benötigen. Allerdings haben das Europäische Parlament und der Europäische Rat inzwischen ein Maßnahmenpaket auf den Weg gebracht, das die EU in die Lage versetzt, den Überschuss an Zertifikaten deutlich zu

reduzieren (siehe Seite 34). Während der letzten Verhandlungsrunden zu diesem Paket im zweiten Halbjahr 2017 haben sich EUAs erheblich verteuert. Zum Jahresende erreichten sie die Marke von 8 €. Allerdings werden die von der EU beschlossenen Maßnahmen erst nach 2018 zum Tragen kommen. Darüber hinaus gibt es Risiken durch den bevorstehenden Brexit: Noch lässt sich nicht absehen, ob und gegebenenfalls wann Großbritannien das europäische Emissionshandelssystem verlassen wird. Bei einem frühen Ausscheiden könnte es dazu kommen, dass die dort ansässigen Industrieunternehmen größere Mengen nicht mehr benötigter Emissionsrechte an den Markt bringen und damit den Angebotsüberschuss erhöhen. Die Möglichkeit eines solchen Szenarios wirkte sich 2017 dämpfend auf die EUA-Preise aus.

Ein-Jahres-Terminpreise für Grundlaststrom am Großhandelsmarkt

in €/MWh (Wochendurchschnittswerte)

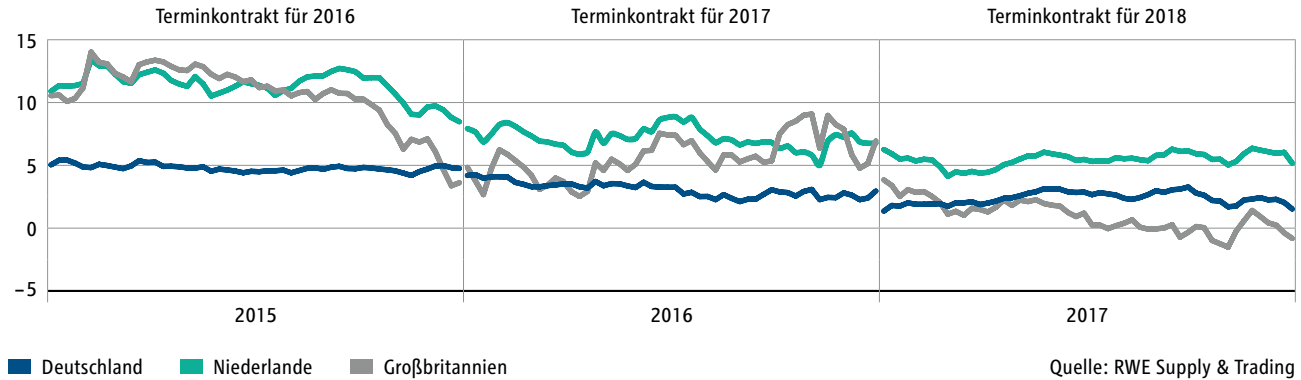


Deutlicher Anstieg der Stromgroßhandelspreise. In unseren wichtigsten Erzeugungsmärkten haben die Stromgroßhandelspreise ihren 2016 begonnenen Aufwärtstrend fortgesetzt. Eine wichtige Rolle spielte dabei die Erholung der Steinkohlenotierungen. Steinkohlekraftwerke sind viele Stunden im Jahr Preissetzer am Strommarkt, insbesondere in Deutschland. Steigen ihre Brennstoffkosten, überträgt sich dies auf die Stromnotierungen. Grundlaststrom wurde 2017 am deutschen Spotmarkt mit durchschnittlich 34 €/MWh abgerechnet. Das sind 5 € mehr als im Vorjahr. Auch im Terminhandel haben die Preise angezogen. Der Grundlast-Forward 2018 kostete im vergangenen Jahr durchschnittlich 32 €/MWh. Zum Vergleich: 2016 war der Forward 2017 noch mit 27 €/MWh gehandelt worden.

In Großbritannien, unserem zweitgrößten Erzeugungsmarkt, sind die Stromgroßhandelspreise typischerweise wesentlich höher als in Deutschland. Grundlaststrom notierte dort am Spotmarkt mit durchschnittlich 45 £/MWh (52 €). Gegenüber 2016 hat er sich um 5 £ verteuert. Der Forward 2018 betrug 44 £/MWh (50 €); er war um 3 £ höher als der vergleichbare Vorjahreswert.

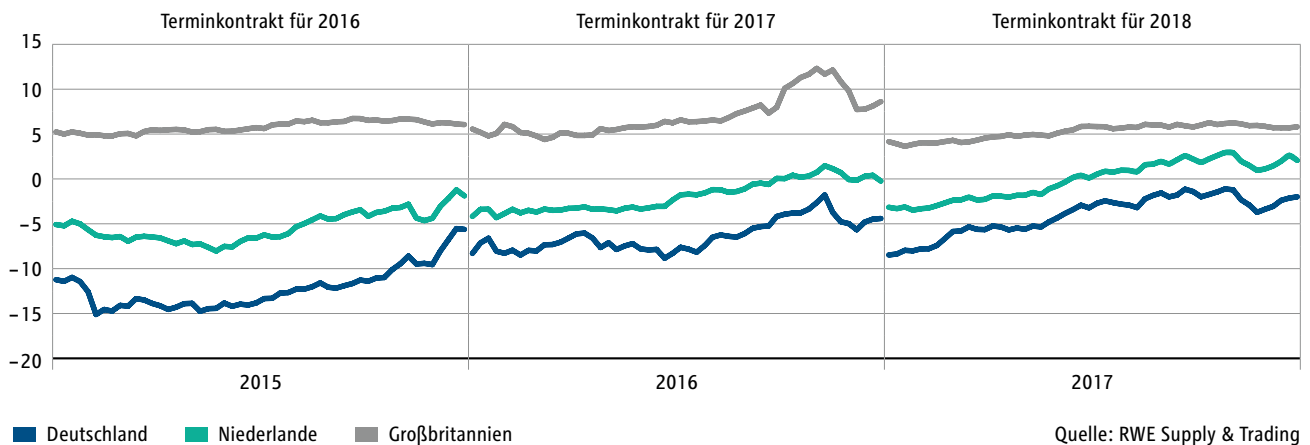
In den Niederlanden, wo wir unsere drittgrößte Erzeugungspostion haben, lag der mittlere Spotpreis für Grundlaststrom bei 39 €/MWh und damit 7 € über dem Niveau von 2016. Forward-Kontrakte für 2018 notierten mit 36 €/MWh; das sind 5 € mehr, als im Vorjahreszeitraum für den Forward 2017 bezahlt wurde.

Clean Dark Spreads¹ im Terminhandel in €/MWh (Wochendurchschnittswerte)



¹ Grundlast-Strompreis abzüglich der Kosten für Steinkohle und Emissionsrechte bei einer angenommenen Kraftwerkseffizienz von 35 % bis 37 %; mitberücksichtigt ist die britische CO₂-Steuer.

Clean Spark Spreads¹ im Terminhandel in €/MWh (Wochendurchschnittswerte)



¹ Grundlast-Strompreis abzüglich der Kosten für Gas und Emissionsrechte bei einer angenommenen Kraftwerkseffizienz von 49 % bis 50 %; mitberücksichtigt ist die britische CO₂-Steuer.

Anhaltender Margendruck in der Stromerzeugung. Die Margen unserer konventionellen Kraftwerke ergeben sich, indem man vom Preis je produzierte Einheit Strom die Kosten (inklusive Steuern) der dafür benötigten Menge an Brennstoff und CO₂-Emissionsrechten abzieht. Den Brennstoff für unsere Steinkohle- und Gaskraftwerke beschaffen wir i. d. R. an liquiden Märkten zu den jeweils aktuellen Konditionen. Die Erzeugungskosten dieser Anlagen können daher stark schwanken. Bei Steinkohlekraftwerken werden die Margen als Clean Dark Spreads bezeichnet und bei Gaskraftwerken als Clean Spark Spreads.

Die Abbildungen oben zeigen, wie sich diese Spreads in unseren wichtigsten Erzeugungsmärkten seit 2015 entwickelt haben. Abgestellt wird auf Termintransaktionen für das jeweils nächste Jahr. Legt man Jahresdurchschnittswerte zugrunde, lässt sich bei den Clean Dark Spreads im gesamten Betrachtungszeitraum ein klarer Abwärtstrend feststellen, vor allem in Großbritannien. Wesentlich günstiger entwickelten sich die Margen der Gaskraftwerke: Sie haben sich in Deutschland und den Niederlanden kontinuierlich verbessert. In Großbritannien fielen die Clean Spark Spreads absolut gesehen am höchsten aus, konnten 2017 aber nicht an das sehr gute Niveau von 2016 anknüpfen.

Die Brennstoffkosten der Braunkohle- und Kernkraftwerke sind dagegen relativ stabil. Braunkohle fördern wir in eigenen Tagebauen; für sie gibt es wegen begrenzter Handelbarkeit keine aussagefähigen Marktpreise. Den Uranbedarf unserer Kernkraftwerke decken wir mittels langfristiger Verträge zu festen Konditionen. Aufgrund der geringen Kostenschwankungen entwickeln sich die Margen der Braunkohle- und Kernkraftwerke i. d. R. parallel zu den Großhandelsstrompreisen. Ebenso wie diese zeigten sie seit Anfang 2016 eine deutliche Aufwärtstendenz.

RWE-Strom aus Braunkohle und Kernkraft für durchschnittlich 31 €/MWh abgesetzt. Um kurzfristige Absatz- und Preisrisiken zu begrenzen, verkaufen wir den Strom aus unseren Kraftwerken größtenteils auf Termin und sichern die benötigten Brennstoffe und Emissionsrechte preislich ab. Von solchen Terminkontrakten für 2017, die wir bis zu drei Jahre im Voraus abgeschlossen hatten, hing daher ab, welche Erträge wir im Berichtsjahr mit unseren Kraftwerken erzielen konnten. Unsere Stromproduktion von 2017 verkauften wir insgesamt zu einem niedrigeren Preis als die des Vorjahres. Für den Strom aus unseren deutschen Braunkohle- und Kernkraftwerken erzielten wir durchschnittlich 31 €/MWh (Vorjahr: 35 €/MWh). Die Erträge aus diesen Anlagen waren somit deutlich niedriger als 2016. Effekte aus dem Wegfall der deutschen Kernbrennstoffsteuer sind hier nicht berücksichtigt. Rückläufig waren auch die Margen unserer Steinkohlekraftwerke. Unsere Gaskraftwerke, deren Erzeugung wir meist mit geringerem zeitlichen Vorlauf veräußern, profitierten dagegen bereits von der jüngsten Erholung der Stromgroßhandelspreise. Ihre Margen und Einsatzzeiten waren insgesamt höher als im vergangenen Jahr.

Deutlicher Strompreisanstieg für deutsche Industriekunden.

Im Endkundengeschäft wird die Stromrechnung in hohem Maße durch Netzkosten, Umlagen und Steuern mitbestimmt, vor allem bei Haushalten. In Deutschland und Großbritannien, wo der Anteil der staatlichen Preiskomponenten immer größer wird, haben sich die Privatkundentarife gegenüber 2016 um durchschnittlich 2 % bzw. 7 % erhöht. Niederländische Haushalte mussten etwa 1 % und polnische etwa 3 % mehr bezahlen als im Vorjahr. In Ungarn und der Slowakei sind die Privatkundentarife dagegen um 3 % bzw. 4 % gefallen. Noch größer waren die regionalen Unterschiede bei der Entwicklung der Industriestrompreise: Während sich diese in Deutschland um 8 % und in Großbritannien um 3 % erhöhten, sanken sie in den Niederlanden um 1 %, in Polen um 7 %, in Ungarn um 8 % und in der Slowakei sogar um 11 %.

1.4 POLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

Die Politik hat 2017 einige richtungsweisende Entscheidungen für den Energiesektor getroffen. Eine der wichtigsten betraf das europäische Emissionshandelssystem: Das Europäische Parlament und der Ministerrat haben sich nach längerem Tauziehen auf eine Reform zur Stärkung dieses Klimaschutzinstruments geeinigt. Die wichtigste Weichenstellung in Deutschland betraf die Kernenergie: Per Gesetz wurde festgelegt, dass der Bund die Abwicklung und Finanzierung der Zwischen- und Endlagerung radioaktiver Abfälle übernimmt. Die Mittel dafür erhält er aus einem Fonds, den die Kraftwerksbetreiber Mitte 2017 dotiert haben. Die Regelung ist sachgerecht. Unsere politischen Risiken in der Kernenergie haben sich dadurch erheblich verringert.

Reform des europäischen Emissionshandels beschlossen.

Das Europäische Parlament hat im Februar 2018 grünes Licht für eine grundlegende Reform des europäischen Emissionshandelssystems (ETS) gegeben. Der Europäische Rat hatte bereits im Dezember 2017 informell zugestimmt. Vorausgegangen waren sogenannte Trilog-Gespräche von Vertretern der beiden Gremien und der EU-Kommission, die im November zu einer Einigung führten. Mit der Reform soll das ETS gestärkt und auf das europäische Treibhausgasminderungsziel für 2030 ausgerichtet werden. Bis 2030 müssen die Wirtschaftssektoren, die am ETS teilnehmen, ihre Emissionen gegenüber 2005 um 43 % reduziert haben. Die Zahl der an den Markt ausgegebenen CO₂-Zertifikate soll deshalb während der vierten Emissionshandelsperiode von 2021 bis 2030 um jährlich 2,2 % gesenkt werden. Gegenwärtig wird ein Reduktionsfaktor von 1,74 % angewandt. Mit der ETS-Novelle will man außerdem den hohen Überschuss an Zertifikaten abbauen, die zurzeit am Markt verfügbar sind. Verglichen mit der aktuellen Rechtslage sollen wesentlich mehr Emissionsrechte in die sogenannte Marktstabilitätsreserve (MSR) überführt werden können. Bei der MSR, die ab 2019 zum Einsatz kommt, handelt es sich um ein Instrument, mit dem die EU das Angebot an Zertifikaten flexibler an der Nachfrage ausrichten kann. Die Neuregelung sieht vor, dass von 2019 bis 2023 pro Jahr bis zu 24 % der Marktzuteilungsmenge einbehalten und in die MSR überführt wird. Ab dem Jahr 2023 sollen Emissionsrechte aus dem Bestand der MSR gelöscht werden, soweit dieser die Auktionsmenge des Vorjahres übersteigt. Den Mitgliedstaaten wird überdies erlaubt, nationale emissionsmindernde Maßnahmen, die zur Schließung von Kraftwerken führen, mit der Löschung entsprechender Zertifikatmengen zu flankieren.

EU verschärft Grenzwerte für die Emission von Luftschadstoffen.

Die Europäische Union hat neue Vorgaben zur Begrenzung der Luftschadstoffemissionen von Kraftwerken verabschiedet, die ab 2021 auch von bestehenden Anlagen eingehalten werden müssen. Ein entsprechender Durchführungsbeschluss ist im August 2017 in Kraft getreten. Die Anforderungen sind überwiegend sachgerecht und umsetzbar. Bei Stickoxiden und Quecksilber gehen sie allerdings über den aktuellen Stand der Technik hinaus. Der Durchführungsbeschluss muss jetzt noch in nationales Recht umgesetzt

werden – in Deutschland u. a. durch eine Novellierung der 13. Bundesimmissionschutzverordnung (BImSchV). Die EU hat den Mitgliedstaaten Spielräume gelassen, innerhalb derer sie ihre Grenzwerte festlegen können. Wir setzen darauf, dass die deutsche Politik dabei neben der technischen und wirtschaftlichen Umsetzbarkeit auch die Notwendigkeit einer gesicherten Stromversorgung berücksichtigt. Erst nach Novellierung der BImSchV können wir abschätzen, welche Folgen sich daraus für unsere Kraftwerksflotte ergeben. Nicht auszuschließen ist, dass wir umfangreiche Nachrüstungen vornehmen oder einzelne Anlagen vorzeitig stilllegen müssen.

Europäischer Rat will Kohlekraftwerke von Kapazitätsmärkten ausschließen.

Mitte Dezember 2017 haben sich die Mitgliedstaaten im Europäischen Rat auf eine gemeinsame Position zur Neugestaltung des Energierechts geeinigt. Eines der zentralen Themen war dabei die Festlegung von Mindeststandards, die nationale Regierungen beachten müssen, falls sie Kapazitätsmechanismen eingeführt haben oder dies noch tun wollen. Die Länder verständigten sich darauf, dass Kraftwerke mit einem CO₂-Ausstoß von mehr als 550 Gramm je Kilowattstunde allenfalls dann Kapazitätszahlungen erhalten dürfen, wenn ihre jährliche Emission auf 700 kg je Kilowatt installierte Leistung beschränkt bleibt. Diese Regelung soll ab 2026 für Neuanlagen gelten und ab 2030 für bestehende Kraftwerke. Bis dahin gibt es keinerlei Vorgaben zur Höhe der Zahlungen – mit einer Ausnahme: Die Vergütungen für Bestandsanlagen, die das 550-Gramm-Kriterium nicht erfüllen, müssen von 2026 bis 2030 um 5 % pro Jahr gesenkt werden. Sollten die Vorstellungen des Europäischen Rats in der geplanten EU-Strommarkt-Verordnung verankert werden, könnten Kohlekraftwerke und alte Gaskraftwerke de facto nicht an Kapazitätsmärkten teilnehmen. Ein modernes Braunkohlekraftwerk dürfte maximal 750 Stunden im Jahr in Betrieb sein, um das jährliche Emissionskontingent von 700 kg/kW einzuhalten. Das entspräche nur rund 10 % seiner üblichen Auslastung. Bei einem modernen Steinkohlekraftwerk wäre die Laufzeit auf etwa 950 Stunden pro Jahr begrenzt. Würde Deutschland einen Kapazitätsmarkt einführen, käme ein Großteil der gesicherten Kraftwerksleistung nicht dafür in Betracht. In puncto Versorgungssicherheit wäre dann wenig gewonnen.

Ende Februar 2018 hat sich der Industrieausschuss des Europäischen Parlaments mit der Sache befasst und seinen Standpunkt festgelegt. Der Ausschuss folgt im Grundsatz dem Konzept des Rates. Bei einigen Details tritt er sogar für noch striktere Regelungen ein. Nun müssen sich das Parlament und der Rat auf eine gemeinsame Position verständigen. Dazu wird es ein Trilog-Verfahren mit Vertretern der Kommission geben, das wohl bis in die zweite Jahreshälfte 2018 andauern wird.

Neues Gesetz zur kerntechnischen Entsorgung in Kraft – Versorger dotieren Kernenergiefonds. Ein halbes Jahr nach seiner Verabschiedung durch den Bundestag ist am 16. Juni 2017 das Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung in Kraft getreten. Kurz zuvor hatte die EU grünes Licht gegeben. Das Gesetz entspricht weitgehend den im April 2016 vorgelegten Empfehlungen der Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs, die von der Bundesregierung eingesetzt worden war. Danach übernimmt der Bund die Abwicklung und Finanzierung der Zwischen- und Endlagerung radioaktiver Abfälle, während die Zuständigkeit für die Stilllegung und den Rückbau der Anlagen sowie die Verpackung der radioaktiven Abfälle bei den Unternehmen verbleibt. Die auf den Bund übergegangenen Aufgaben werden aus einem von den Kraftwerksbetreibern dotierten Fonds finanziert. Am 3. Juli 2017 haben die Unternehmen den vollen Dotierungsbetrag von 24,1 Mrd. € auf Konten des Fonds bei der Deutschen Bundesbank eingezahlt. Der Anteil von RWE beträgt 6,8 Mrd. €. Die Haftung der Kernkraftwerksbetreiber für Kosten der Zwischen- und Endlagerung ist damit beendet. Um dies rechtlich abzusichern, haben die betroffenen Gesellschaften am 26. Juni einen öffentlich-rechtlichen Vertrag mit der Bundesrepublik Deutschland geschlossen. Der Kontrakt gewährt den Unternehmen nicht nur erhöhte Rechtssicherheit im Hinblick auf ihre Enthftung, sondern konkretisiert auch die Bedingungen der Übergabe radioaktiver Abfälle an den Bund. Auf Grundlage des Vertrags sind zudem zahlreiche kernenergiebezogene Rechtsstreitigkeiten zwischen den Energieversorgern und dem Staat eingestellt worden. Die beteiligten Unternehmen haben ihre dabei geltend gemachten Ansprüche fallen gelassen.

Deutschland reformiert Netzentgeltstruktur. Am 22. Juli 2017 ist das Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz, kurz: NEMoG) in Kraft getreten. Eine Neuerung durch das NEMoG ist die schrittweise Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte. Diese Maßnahme knüpft an den Umstand an, dass die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber ihre Aufwendungen für den Betrieb, die Instandhaltung und den Ausbau des Netzes im Wesentlichen in ihrer eigenen Regelzone auf die

Netznutzer umlegen. Daher gibt es bei den Übertragungsnetzentgelten, die bundesweit etwa ein Viertel der Netzkosten ausmachen, deutliche regionale Unterschiede. Im Zeitraum von 2019 bis 2023 sollen die Entgelte nun in jährlichen Schritten angeglichen werden. Zu den Details der Umsetzung wird es eine Verordnung geben. Durch das NEMoG werden sich die Netzentgelte in West- und Süddeutschland tendenziell erhöhen, im Norden und Osten dagegen sinken. Energieintensive Industrien in der Regelzone von Amprion, die sich über Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und das Saarland sowie Teile Niedersachsens und Bayerns erstreckt, gehören zu den Verlierern der Reform: Sie müssen mit zum Teil erheblichen Mehrkosten rechnen.

Zweiter Eckpunkt des NEMoG ist eine teilweise Abschaffung der Vergütung, die Betreibern dezentraler Erzeugungseinheiten für sogenannte „vermiedene Netzentgelte“ gewährt wird. Die Zahlungen wurden bisher damit begründet, dass die höheren Netzebenen entlastet werden, wenn Strom ins lokale Verteilnetz eingespeist und auch vor Ort verbraucht wird. Dadurch könnten u. a. Kosten für den Ausbau des überregionalen Netzes eingespart werden. Die Bundesregierung verweist allerdings darauf, dass es wegen des Ausbaus der erneuerbaren Energien immer öfter zu einer lokalen Überversorgung mit dezentral erzeugtem Strom kommt, die zu Rückspisungen ins vorgelagerte Netz führt. Bei der Kürzung der Vergütung für vermiedene Netzentgelte unterscheidet das NEMoG zwischen Erzeugungseinheiten mit volatiler Stromerzeugung (z. B. Windkraftanlagen) und solchen, deren Produktion steuerbar ist (z. B. Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen). Für die erstgenannten Erzeugungseinheiten sieht das Gesetz vor, dass Neuanlagen ab 2018 keine Vergütung mehr erhalten und die Entgelte für Bestandsanlagen schrittweise abgeschmolzen werden. Für Einheiten mit steuerbarer Erzeugung gilt: Neuanlagen werden ab 2023 nicht mehr gefördert; Altanlagen erhalten dagegen weiterhin eine Vergütung, allerdings bringt das NEMoG auch für sie Einschnitte. Denn nach dem Gesetz wird die – aus der Höhe der Netzkosten abgeleitete – Berechnungsgrundlage für vermiedene Netzentgelte ab 2018 auf dem Niveau des Jahres 2016 eingefroren. Außerdem sollen bestimmte Netzkosten künftig nicht mehr in ihr berücksichtigt werden. Von diesen beiden Anpassungen sind auch einige RWE-Kraftwerke betroffen. Betreiber von Erzeugungsanlagen, die unter das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) fallen, haben durch die Reform dagegen keine Nachteile, weil die Einnahmen aus vermiedenen Netzentgelten zu einer entsprechenden Kürzung der EEG-Vergütungen führen.

Bundesnetzagentur beschließt neue allgemeine Produktivitätsvorgabe für Gasnetzbetreiber.

Ende vergangenen Jahres hat die Bundesnetzagentur festgelegt, welche Effizienzverbesserungen sie von Gasnetzbetreibern ab 2018 mindestens erwartet. Demnach müssen die Unternehmen ihre Produktivität um 0,49 % über den allgemeinen Produktivitätsfortschritt hinaus steigern. Hinzu kommen noch individuelle Vorgaben für Netzbetreiber, bei denen im Zuge von Kostenprüfungen Ineffizienzen festgestellt wurden. Der oben genannte Prozentwert ist noch vorläufig. Die Kennzahl – meist als genereller sektoraler Produktivitätsfaktor bezeichnet – ist eine der wesentlichen Stellschrauben im Konzept der deutschen Anreizregulierung für Netzbetreiber. Im Rahmen dieses Konzepts legen die Regulierungsbehörden Erlösobergrenzen für jeweils fünfjährige Regulierungsperioden fest. Die Obergrenzen werden im Jahresturnus angepasst, und zwar u. a. nach Maßgabe der Produktivitätssteigerungen, die von den Unternehmen gefordert werden. Für Gasnetze hat die dritte Regulierungsperiode Anfang 2018 begonnen, für Stromnetze wird das ein Jahr später der Fall sein. Für die ersten beiden Regulierungsperioden hatten der Bund und die Länder generelle sektorale Produktivitätsfaktoren von 1,25 % bzw. 1,5 % pro Jahr vorgegeben. Die Festlegung ist nun erstmals durch die Bundesnetzagentur getroffen worden. Aus Sicht des Branchenverbands BDEW und der Netzbetreiber waren die früheren Sätze zu hoch. Der BDEW vertritt die Auffassung, dass eine Absenkung auf null angezeigt wäre. Jeder höhere Wert impliziert, dass die Produktivitätsfortschritte der Netzbetreiber überdurchschnittlich seien oder dass die Preissteigerungen bei Löhnen, Material und Kapitaleinsatz in der Netzwirtschaft unter denen der Gesamtwirtschaft liegen.

Neue niederländische Regierung strebt Kohleausstieg bis 2030 an.

Nach mehr als 200 Verhandlungstagen hat die neue niederländische Regierung Mitte Oktober 2017 ihren Koalitionsvertrag geschlossen. Darin sprechen sich die vier beteiligten Parteien um Ministerpräsident Mark Rutte für ehrgeizige Schritte zur Minderung der Treibhausgasemissionen aus. Unter anderem soll das Land bis 2030 komplett aus der Kohleverstromung aussteigen. Derzeit sind in den Niederlanden noch fünf Steinkohlekraftwerke in Betrieb, darunter zwei von RWE. Die neue Regierung will außerdem einen nationalen Mindestpreis für Kohlendioxid einführen und damit den CO₂-Ausstoß im Stromsektor verteuern. Mit diesen und weiteren Maßnahmen sollen die Treibhausgasemissionen des Landes bis 2030 um 49 % gegenüber dem Stand von 1990 gesenkt werden. Bei der staatlichen Förderung der Mitverbrennung von Biomasse tritt die Regierung allerdings auf die Bremse: Ab 2024 sollen keine Mittel mehr dafür bereitgestellt werden. Bereits gegebene Förderzusagen wie die an RWE sind davon aber voraussichtlich nicht betroffen. Noch ist nicht absehbar, welche Auswirkungen der Koalitions-

vertrag auf die Energiewirtschaft haben wird. Viel hängt davon ab, wie das Klimaschutzpaket im Detail ausgestaltet wird. Die Regierung strebt dazu einen breiten Dialog unter Beteiligung der betroffenen Unternehmen an. Die Maßnahmen sollen dann bis Ende 2018 in einem neuen nationalen Klima- und Energieabkommen festgeschrieben werden.

Schrittweise Deckelung der Energiepreise für britische Haushalte.

In Großbritannien hat die Politik damit begonnen, die Energiepreise für bestimmte Kundengruppen zu deckeln. Eine erste Maßnahme dieser Art ist im April 2017 wirksam geworden. Sie gilt für Haushalte mit Spezialzählern, die eine Vorausbezahlung des Stroms per Geldkarte ermöglichen, und ist auf drei Jahre befristet. Seit Februar 2018 gibt es eine Kappung der Standardtarife auch bei einkommensschwachen Kunden, die bereits eine Vergünstigung im Rahmen des „Warm Home Discount“ erhalten. Sie ist ebenfalls befristet; spätestens zum Ende des Jahres 2019 soll sie wieder abgeschafft werden.

Nach Plänen der Regierung sollen künftig alle Kunden mit Standardtarif-Verträgen von gedeckelten Preisen profitieren. Im Oktober 2017 hat das Ministerium für Wirtschaft, Energie und Industriestrategie dem britischen Parlament einen entsprechenden Gesetzentwurf zur Prüfung vorgelegt. Danach soll die Preiskappung zunächst bis Ende 2020 befristet sein. Der Politik wird allerdings die Möglichkeit eingeräumt, sie um bis zu drei Jahre zu verlängern. Die Prüfung des Gesetzentwurfs ist im Februar 2018 abgeschlossen worden. Voraussichtlich wird nun im Frühjahr ein überarbeiteter Entwurf ins Parlament eingebracht. Die folgenden Gesetzgebungs- und Genehmigungsschritte sollen bis Ende 2018 abgeschlossen sein. Auch wenn die Ausgestaltung der allgemeinen Preiskappung noch ungewiss ist, muss mit negativen Auswirkungen auf die Ertragslage der Versorgungsunternehmen gerechnet werden.

1.5 WESENTLICHE EREIGNISSE

Das vergangene Jahr für RWE war durch einige erfreuliche Ereignisse geprägt. Eines davon war, dass die Karlsruher Verfassungsrichter die deutsche Kernbrennstoffsteuer rückwirkend für nichtig erklärt haben und uns der Bund die in Vorjahren entrichteten Steuern von 1,7 Mrd. € zurückgezahlt hat. Einen Teil dieses Betrages wollen wir Anfang Mai 2018 als Sonderdividende an unsere Aktionäre ausschütten. Gute Nachrichten gab es auch von innogy: Unsere Tochter konnte die Weichen für den weiteren Ausbau ihres Windkraftportfolios stellen und sich mit dem Kauf von Belectric Solar & Battery als internationaler Anbieter von Solarkraftwerken und Batteriespeichern positionieren. Außerdem hat innogy eine überzeugende Lösung für ihr in die Krise geratenes britisches Endkundengeschäft gefunden: Gemeinsam mit ihrem Wettbewerber SSE will sie in Großbritannien ein starkes, eigenständiges Vertriebsunternehmen schaffen. Im Folgenden stellen wir wesentliche Ereignisse dar, die 2017 und Anfang 2018 eingetreten sind. Dabei beschränken wir uns auf Vorgänge, die nicht bereits an anderer Stelle im Lagebericht ausführlich erläutert werden.

Ereignisse im Berichtsjahr

Bundesverfassungsgericht erklärt Kernbrennstoffsteuer für nichtig. Das Bundesverfassungsgericht hat Mitte April 2017 entschieden, dass das deutsche Kernbrennstoffsteuergesetz mit dem Grundgesetz unvereinbar und nichtig ist. Bekannt gegeben wurde der Beschluss am 7. Juni. Das Kernbrennstoffsteuergesetz war Ende Oktober 2010 vom Deutschen Bundestag ohne Einbindung des Bundesrates beschlossen worden und ist Ende 2016 ausgelaufen. Es verpflichtete die Betreiber von Kernkraftwerken, eine Steuer auf den in ihren Anlagen eingesetzten Brennstoff zu entrichten. Wegen Zweifeln an der EU-Rechts- und Verfassungskonformität war RWE seit 2011 gerichtlich und behördlich gegen das Gesetz vorgegangen. Das Finanzgericht Hamburg teilte unsere Bedenken und schaltete das Bundesverfassungsgericht ein. Nach Ansicht der Verfassungsrichter war der Bundesgesetzgeber nicht zur Einführung der Kernbrennstoffsteuer befugt, weil es sich dabei nicht um eine Verbrauchsteuer nach Artikel 106 des Grundgesetzes gehandelt habe. Im Erhebungszeitraum von 2011 bis 2016 hatten wir Zahlungen von rund 1,7 Mrd. € geleistet. Der Betrag ist uns zuzüglich Zinsen rückerstattet worden. Wir haben die Steuerrückerstattung im neutralen Ergebnis und die Zinsen im übrigen Finanzergebnis erfasst. Das bereinigte EBITDA und das bereinigte Nettoergebnis wurden dadurch nicht beeinflusst.

Vorstand der RWE AG plant Sonderdividende von 1 € aus rückerstatteter Kernbrennstoffsteuer. Wegen der Rückerstattung der Kernbrennstoffsteuer plant der Vorstand der RWE AG, Anfang Mai 2018 zusätzlich zur regulären Dividende von 0,50 € je Aktie eine einmalige Sonderausschüttung von 1 € je Aktie zu leisten. Das haben wir im Juni 2017 nach Beratungen mit dem Aufsichtsrat bekannt gegeben. Der Dividendenvorschlag wird der Hauptversammlung am 26. April 2018 zur Beschlussfassung vorgelegt. Bei insgesamt 614,7 Mio. RWE-Aktien, darunter 39 Mio. Vorzügen, beläuft sich die geplante Sonderausschüttung auf 615 Mio. €. Den Großteil der Mittel aus der Steuerrückzahlung nutzen wir zur Stärkung unserer Finanzkraft.

RWE trennt sich von Mehrheitsbeteiligung an Mátra.

Mitte Dezember haben RWE Power und EnBW einen Vertrag über den gemeinsamen Verkauf ihrer Beteiligungen von 50,9% bzw. 21,7% am ungarischen Stromerzeuger Mátrai Erőmű Zrt. (kurz: Mátra) unterzeichnet. Erwerber ist ein Konsortium aus der tschechischen EP Holding und dem ungarischen Investor Lőrinc Mészáros. Die Transaktion soll im Frühjahr 2018 abgeschlossen werden. Unser Beweggrund für den Verkauf ist, dass wir uns bei der konventionellen Stromerzeugung auf die Kernmärkte Deutschland, Großbritannien und Benelux konzentrieren wollen. Mátra ist auf die Förderung und Verstromung von Braunkohle spezialisiert. Das Unternehmen beschäftigt etwas mehr als 2.000 Mitarbeiter und verfügt über eine Nettoerzeugungskapazität von rund 840 MW.

Weitere Desinvestitionen im Erzeugungsgeschäft. Bereits abschließen konnten wir im vergangenen Jahr die Veräußerung folgender Beteiligungen und Vermögenswerte:

- Block 5 des Heizkraftwerks Hamborn: Die Anlage wurde Ende Mai an ihren vormaligen Pächter thyssenkrupp Steel Europe (TKSE) verkauft. Sie steht auf dem Gelände des Duisburger Hüttenwerks der TKSE und wird von dieser betrieben. Der Block ist gasgefeuert und verfügt über eine elektrische Nennleistung von 225 MW (netto).
- Beteiligungen an zwei Wohnungsbaugesellschaften im Rheinischen Braunkohlerevier: Die von der RWE Power gehaltenen Anteile an der Wohnungsbaugesellschaft für das Rheinische Braunkohlenrevier GmbH (WBG) und an der GSG Wohnungsbau Braunkohle GmbH von 50% bzw. 15% sind im Juli vom Gelsenkirchener Immobilienunternehmen Vivawest übernommen worden. Der Preis liegt im mittleren zweistelligen Millionenbereich. Der WBG und der GSG gehören zusammen rund 1.800 Mietwohnungen sowie 1.200 Garagen und Stellplätze in 320 Gebäuden im Städtedreieck Köln–Aachen–Grevenbroich. Zudem verwalten sie rund 150 Wohneinheiten für Dritte. Die Gesellschaften

hatten ursprünglich den Zweck, Beschäftigten im Bergbau Wohnungen anzubieten. Dafür gibt es aber inzwischen kaum noch Bedarf.

- Kraftwerksstandort Littlebrook: Der Großteil des Areals wurde im September an den britischen Immobilieninvestor Tritax Big Box REIT plc verkauft. Bereits im August hatte der Übertragungsnetzbetreiber National Grid einen kleineren Teil des Grundstücks von uns erworben. Die Veräußerungen führten zu einem Euro-Gesamterlös im höheren zweistelligen Millionenbereich. Der Standort Littlebrook liegt am Themseufer in Dartford östlich von London. Bis Ende März 2015 haben wir dort ein Ölkraftwerk betrieben. Die Anlage musste wegen verschärfter Emissionsobergrenzen für Großfeuerungsanlagen stillgelegt werden.

innogy und SSE wollen britisches Vertriebsgeschäft zusammenlegen. Anfang November haben sich innogy und ihr britischer Wettbewerber SSE darauf verständigt, in Großbritannien durch Zusammenlegung von Geschäftsteilen ein eigenständiges Vertriebsunternehmen zu schaffen. innogy wird ihren gesamten britischen Vertrieb in die neue Gesellschaft einbringen. SSE steuert ihr Privatkundengeschäft und ihre Aktivitäten auf dem Gebiet der Energielösungen bei, während der Vertrieb mit Geschäftskunden und das Irland-Geschäft bei SSE verbleiben. Die fusionierte Vertriebsgesellschaft soll im Premium-Segment der Londoner Börse notieren. innogy wird eine Minderheitsbeteiligung von 34,4 % an dem Unternehmen halten, während SSE ihren Anteil von 65,6 % im Wege der Abspaltung an die eigenen Aktionäre weitergeben will. Die Transaktion bedarf noch der Genehmigung durch die Wettbewerbs- und Regulierungsbehörden sowie der Anteilseigner von SSE. Inklusiv Börsengang wird sie voraussichtlich im vierten Quartal 2018 oder im ersten Quartal 2019 abgeschlossen sein. Bis dahin führen innogy und SSE ihre Vertriebsaktivitäten vollkommen unabhängig voneinander fort.

Hintergrund der Transaktion sind die schwierigen Rahmenbedingungen im britischen Energievertrieb, der durch extrem hohen Wettbewerbsdruck und fortgesetzte politische Eingriffe zulasten der Unternehmen geprägt ist. In diesem herausfordernden Umfeld bieten sich durch die Schaffung eines großen, unabhängigen Vertriebsunternehmens zusätzliche Chancen, um die Kunden durch attraktive Angebote und guten Service zu überzeugen. Das britische Erneuerbare-Energien-Geschäft von innogy bleibt von der Transaktion unberührt. Auf diesem Gebiet will unsere Tochter weiter wachsen, insbesondere durch Investitionen in Windkraftprojekte.

innogy sichert sich Förderung für Offshore-Windpark Triton Knoll und wird Alleineigentümerin des Projekts.

Mitte August hat innogy vom britischen Ministerium für Wirtschaft, Energie und Industriestrategie den Förderzuschlag für das Offshore-Windkraft-Projekt Triton Knoll erhalten. Die Entscheidung fiel per Auktionsverfahren. Im Rahmen des Projekts sollen vor der englischen Ostküste Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 860 MW entstehen. Das Investitionsvolumen wird auf 2 Mrd. £ veranschlagt. Für die Stromspeisung des Windparks ins Netz garantiert der Staat eine Vergütung von 74,75 £/MWh. Der Förderzeitraum beträgt 15 Jahre. Neben innogy war bis vor kurzem auch Statkraft an Triton Knoll beteiligt. Im Oktober 2017 hat der norwegische Energieversorger seinen 50%-Anteil an unsere Tochter verkauft, die nun alleinige Projekteigentümerin ist. Der Standort von Triton Knoll zeichnet sich durch gute Windbedingungen und moderate Wassertiefen aus. Für den Windpark liegen bereits alle erforderlichen Genehmigungen vor. Mitte 2018 soll die finale Investitionsentscheidung getroffen werden. Nach aktueller Planung könnte im Jahr 2021 mit der Inbetriebnahme der Windkraftanlagen begonnen werden.

In Großbritannien werden die erneuerbaren Energien seit April 2015 über einen als „Contract for Difference“ (CfD) bezeichneten Mechanismus gefördert. Liegt der Preis, den die Anlagenbetreiber am Großhandelsmarkt erzielen, unter einer garantierten Vergütung, wird ihnen die Differenz erstattet. Liegt er darüber, müssen sie Zahlungen leisten. Bei der Auswahl der zu fördernden Projekte wird folgendermaßen vorgegangen: Ist der für eine bestimmte Erzeugungstechnologie vorgesehene Fördertopf groß genug, erhalten alle Bewerber einen CfD-Vertrag. Reicht der jeweilige Topf nicht aus, wird per Auktion entschieden, wer zum Zuge kommt.

Erwerb von Belectric Solar & Battery und Windkraft-Projektpipeline in den USA.

Im vergangenen Jahr hat innogy weitere Weichen für die erfolgreiche Umsetzung ihrer Wachstumsstrategie gestellt. Anfang Januar 2017 übernahm sie für 74 Mio. € die auf Freiflächen-Solkraftwerke und Batteriespeicher spezialisierte Belectric Solar & Battery GmbH. Die erworbene Gesellschaft mit Sitz im bayerischen Kollitzheim ist weltweit tätig und hat seit ihrer Gründung im Jahr 2001 Solaranlagen mit einer Gesamtkapazität von über 1,6 GW errichtet. Bei einem Großteil dieser Anlagen ist Belectric auch der Betreiber. Außerdem widmet sich das Unternehmen der Entwicklung schlüsselfertiger Großbatteriespeicherlösungen.

In den USA konnte sich innogy eine Projektpipeline für Onshore-Windkraftanlagen mit über 2 GW Gesamtleistung sichern. Verkäufer ist die britische Investmentgesellschaft Terra Firma Capital Partners. Die Transaktion wurde im Dezember 2017 vertraglich verankert. Sie soll im zweiten Quartal 2018 abgeschlossen werden. Zuvor muss noch das Committee on Foreign Investment in the United States zustimmen, ein Regierungsausschuss zur Kontrolle von Auslandsinvestitionen in den USA. Das übernommene Projektportfolio umfasst mehr als 20 Einzelvorhaben, die auf sieben US-Bundesstaaten verteilt sind und sich in unterschiedlichen Entwicklungsstadien befinden. innogy wird die Wirtschaftlichkeit der Projekte prüfen und sich zunächst alle Optionen hinsichtlich der Finanzierung und Eigentümerstruktur offenhalten.

Windparks Zuidwester und Nordsee One offiziell am Netz. Im vergangenen Jahr konnten zwei große Windkraftprojekte mit innogy-Beteiligung erfolgreich abgeschlossen werden. Zunächst wurden Mitte Juni die im Rahmen des Großprojekts Noordoostpolder errichteten Windparks eingeweiht, darunter Zuidwester mit 90 MW, der innogy gehört. Zuidwester liegt am IJsselmeer. Seine zwölf Onshore-Turbinen zählen mit jeweils 7,5 MW zu den derzeit leistungsstärksten weltweit. Sie ersetzen 50 kleinere Turbinen aus den 1980er- und 1990er-Jahren. Die Kapazität von Zuidwester hat sich dadurch versechsfacht. Rund 150 Mio. € hat innogy dafür investiert. Der Windpark produziert bereits seit Anfang 2017 mit seiner vollen Kapazität Strom. Im Rahmen des Projekts Noordoostpolder, an dem sich zahlreiche Unternehmen beteiligt haben, sind 86 Turbinen mit rund 430 MW Gesamtleistung sowohl küstennah im IJsselmeer (nearshore) als auch an Land (onshore) entlang des Deichs errichtet worden.

Im Dezember wurde der Offshore-Windpark Nordsee One mit einer Erzeugungskapazität von 332 MW vollständig fertiggestellt. Nordsee One liegt ca. 40 Kilometer nördlich der ostfriesischen Insel Juist. Haupteigentümer ist der kanadische Stromversorger Northland Power; innogy ist mit 13,5% daran beteiligt. Der Windpark produziert bereits seit September 2017 mit allen 54 Turbinen Strom, die Baumaßnahmen dauerten aber noch bis zum Jahresende an. Insgesamt waren 1,2 Mrd. € in das Projekt investiert worden.

Startschuss für britischen Kapazitätsmarkt. In Großbritannien hat zum 1. Oktober 2017 der erste zwölfmonatige Vorhaltezeitraum im Rahmen des nationalen Kapazitätsmarktes begonnen. In dieser Zeit wird den Versorgern pro Kilowatt Erzeugungleistung, dessen Verfügbarkeit sie garantieren, ein Betrag von 6,95 £ gezahlt. Die Prämie wurde Anfang 2017 im Wege einer Auktion ermittelt, bei der sich alle beteiligten RWE-Anlagen mit zusammen 7,9 GW für Kapazitätzahlungen qualifizieren konnten. Beim Bieterverfahren waren Erzeugungskapazitäten von insgesamt 59,3 GW vertreten, von denen 54,4 GW zum Zuge kamen. Es war bereits die vierte Auktion für den britischen Kapazitätsmarkt, wobei sich die drei vorangegangenen auf spätere Vorhaltezeiträume bezogen. Bei den Auktionen wird so vorgegangen, dass der Staat eine bestimmte Menge gesicherter Erzeugungleistung ausschreibt. Die Teilnehmer geben Gebote in Form einer Mindestprämie ab, die sie dafür verlangen, dass ihre Anlage in einem bestimmten Zeitraum am Markt verfügbar ist. Diese Periode beträgt für Altanlagen i. d. R. zwölf Monate; für Neuanlagen kann sie sich auf 15 Jahre verlängern. Mithilfe der Auktion wird der Prämienbetrag ermittelt, bei der die angebotene Kapazität der nachgefragten entspricht. Diesen Betrag erhalten alle Bieter, die mit einer gleich hohen oder niedrigeren Forderung ins Rennen gegangen sind. Die Teilnahme an den Kapazitätsauktionen ist freiwillig und technologieoffen. Nicht zugelassen sind Anlagen, die bereits auf anderem Wege gefördert werden. Die erste Kapazitätsauktion fand bereits im Dezember 2014 statt und bezog sich auf den Zeitraum von Oktober 2018 bis September 2019, während die nächsten beiden Auktionen die jeweils folgenden zwölf Monate abdeckten. Hintergrund ist, dass ursprünglich erst im Oktober 2018 mit den Prämienzahlungen begonnen werden sollte. Um Versorgungsengpässe zu vermeiden, die bei einer vorzeitigen, marktbedingten Stilllegung von Steinkohlekraftwerken gedroht hätten, hat die britische Regierung den Start des Kapazitätsmarktes aber um ein Jahr vorverlegt.

RWE rüstet Steinkohlekraftwerke Eemshaven und Amer 9 für die Mitverbrennung von Biomasse um. Im ersten Halbjahr 2017 haben wir beschlossen, unsere Steinkohlekraftwerke Eemshaven und Amer 9 für die Mitverbrennung von Biomasse umzurüsten. Die niederländische Regierung hat uns dafür Fördermittel von bis zu 2,6 Mrd. € bewilligt. Neben den Umrüstmaßnahmen sollen damit auch Mehrausgaben bei der Brennstoffbeschaffung finanziert werden. Wir erhalten die Mittel für einen Zeitraum von acht Jahren. Sie sind so bemessen, dass bei Eemshaven ein Biomasseanteil von 15% und bei Amer 9 von 80% (statt bisher 35%) erzielt werden kann. Das Kraftwerk Eemshaven hat eine Nettoleistung von 1.554 MW und produziert seit 2014 Strom. Amer 9 verfügt über 643 MW und ist seit 1993 in Betrieb. Im Falle einer Umrüstung bis zu den oben genannten Prozentwerten würden wir

in den beiden Kraftwerken insgesamt 2,5 Mio. Tonnen Biomasse pro Jahr zur nachhaltigen Stromerzeugung einsetzen. Unser jährlicher CO₂-Ausstoß ließe sich dadurch um etwa 4 Mio. Tonnen senken. Den „grünen“ Brennstoff werden wir hauptsächlich in Europa und Amerika beschaffen und dabei sicherstellen, dass die Vorgaben des niederländischen Nachhaltigkeitsprotokolls für Biomasse erfüllt werden. Das Protokoll ist von der Regierung gemeinsam mit Energieunternehmen und Nichtregierungsorganisationen entwickelt worden und hat sich in Tests bewährt.

Kernkraftwerk Gundremmingen B stillgelegt. Am 31. Dezember 2017 hat Block B des Kernkraftwerks Gundremmingen den Leistungsbetrieb endgültig eingestellt. Die Stilllegung der Anlage war 2011 im Rahmen des Regierungsbeschlusses zum deutschen Kernenergieausstieg gesetzlich verankert worden. Neben Block B gibt es am Standort Gundremmingen den baugleichen Block C, der noch bis Ende 2021 Strom produzieren darf. Beide Anlagen gehören zu 75 % RWE und zu 25 % E.ON. Gundremmingen B verfügte vor seiner Stilllegung über 1.284 MW Nettoleistung. Das Kraftwerk war 1984 nach achtjähriger Bauzeit ans Netz gegangen; seither hatte es, von kurzen Revisions- und Wartungsphasen abgesehen, rund um die Uhr zur Stromversorgung beigetragen – zuverlässig

und CO₂-frei. Seine kumulierte Erzeugung entspricht mit rund 330 Mrd. kWh dem halben Jahresstromverbrauch Deutschlands.

Peter Terium verlässt innogy. Der Vorstandsvorsitzende der innogy SE, Peter Terium, hat das Unternehmen am 19. Dezember 2017 im freundschaftlichen Einvernehmen mit dem Aufsichtsrat verlassen. Die Entscheidung über seine Nachfolge stand zum Zeitpunkt der Aufstellung des Lageberichts noch aus. Uwe Tigges, der im innogy-Vorstand das Personalressort verantwortet, ist übergangsweise mit der Leitung des Gremiums betraut worden. Im Zusammenhang mit der Personalentscheidung hat der Aufsichtsrat der innogy SE betont, dass er den vom Vorstand verfolgten Kurs grundsätzlich unterstütze, allerdings wünsche, dass der Kostendisziplin ein höherer Stellenwert beigemessen werde. Terium war seit 2003 in verschiedenen Positionen im RWE-Konzern tätig gewesen. Im Juli 2012 hatte er den Vorstandsvorsitz der RWE AG übernommen und im April 2016 auch den der innogy SE. Nach dem erfolgreichen Börsengang unserer Tochter im Oktober 2016 war er nur noch für innogy tätig. Terium hat maßgeblichen Anteil daran, dass das Unternehmen zum Vorreiter für eine nachhaltige und intelligente Energieversorgung avancieren konnte.

Ereignisse nach Ablauf des Berichtsjahres

Britische Kapazitätsmarktauktion für 2021/2022: RWE sichert sich Prämie für 6,6 GW Erzeugungsleistung.

Anfang des neuen Jahres haben zwei weitere Auktionen für den britischen Kapazitätsmarkt stattgefunden. Im Vordergrund stand dabei das Bieterverfahren für den Vorhaltezeitraum vom 1. Oktober 2021 bis 30. September 2022, das am 8. Februar 2018 nach drei Tagen abgeschlossen werden konnte. Mit Ausnahme des Steinkohlekraftwerks Aberthaw und einiger kleiner Neubauprojekte haben sich alle bei der Auktion vertretenen RWE-Anlagen für eine Prämienzahlung qualifiziert. Zusammen verfügen sie über eine gesicherte Leistung von 6,6 GW. Die im Bieterverfahren ermittelte Kapazitätsprämie lag mit 8,40 £/kW (vor Inflationsanpassung) allerdings deutlich unter den Markterwartungen. An der Auktion nahmen Bestandsanlagen und Neubauprojekte mit insgesamt 74,2 GW teil, von denen 50,4 GW zum Zuge kamen.

Wenige Tage zuvor war ein weiteres Bieterverfahren durchgeführt worden, das sich auf den Vorhaltezeitraum vom 1. Oktober 2018 bis 30. September 2019 bezog. Für diese Periode hatte es bereits im Dezember 2014 eine Auktion gegeben, bei der sich Anlagen mit insgesamt 49,3 GW – darunter 8,0 GW von RWE – für eine Prämie von 19,40 £/kW qualifizieren konnten. Die neuerliche Auktion diente dem Zweck, verbliebene Kapazitätslücken zu schließen. Dabei wurden 5,8 GW zusätzliche Erzeugungsleistung für eine Prämie von 6,00 £/kW ersteigert. RWE hatte sich mit einer Kleinanlage an dem Verfahren beteiligt, die allerdings keine Zahlung erhalten wird.

1.6 GESCHÄFTSENTWICKLUNG

Der RWE-Konzern hat seine Ertragsziele für 2017 erreicht. Ausschlaggebend dafür war eine stark verbesserte Performance im Energiehandel. Darüber hinaus erzielten wir überdurchschnittliche Erträge aus der kommerziellen Optimierung unseres Kraftwerkseinsatzes. Unser bereinigtes EBITDA war deshalb mit 5,8 Mrd. € sogar etwas höher als erwartet, während das bereinigte Nettoergebnis mit 1,2 Mrd. € im oberen Bereich des Prognosekorridors lag. Das erfreuliche Gesamtbild darf allerdings nicht darüber hinwegtäuschen, dass sich die Margen unserer Kohle- und Kernkraftwerke weiter verschlechtert haben. Hier machte sich der starke Strompreisverfall früherer Jahre bemerkbar. Mit unserem laufenden Effizienzprogramm konnten wir die Margeneinbußen allerdings etwas abfedern.

Ergebnisentwicklung 2017: Was wir prognostiziert und was wir erreicht haben

Prognose-Ist-Vergleich	Ist 2016 in Mio. €	Prognose für 2017 ¹	Ist 2017 in Mio. €	Prognose eingetreten?
Bereinigtes EBITDA	5.403	5,4 bis 5,7 Mrd. €	5.756	Ist > Prognose
Braunkohle & Kernenergie	1.079	deutlich unter Vorjahr	671	ja
Europäische Stromerzeugung	377	deutlich unter Vorjahr	463	Ist > Prognose
Energiehandel	-139	deutlich über Vorjahr	271	ja
innogy	4.203	moderat über Vorjahr	4.331	ja
Bereinigtes Nettoergebnis	777	1,0 bis 1,3 Mrd. €	1.232	ja

¹ Siehe Geschäftsbericht 2016, Seite 87 f. und Zwischenmitteilung über das erste Quartal 2017, Seite 13; Klassifizierungen wie „moderat“ oder „deutlich“ beziehen sich auf prozentuale Abweichungen vom Vorjahreswert.

Stromerzeugung 6 % unter Vorjahr. Der RWE-Konzern hat im abgelaufenen Geschäftsjahr 202,2 Mrd. kWh Strom erzeugt. Davon entfielen 37 % auf den Energieträger Braunkohle, 27 % auf Gas, jeweils 15 % auf Steinkohle und Kernenergie sowie 6 % auf regenerative Quellen. Unsere Stromproduktion war 6 % niedriger als im Vorjahr. Stark gesunken ist der Beitrag der Steinkohle zu unserer Erzeugung. Ungünstige Marktbedingungen spielten dabei eine Rolle. Außerdem ist zum 1. April 2017 das Steinkohlekraftwerk Voerde A/B stillgelegt worden. Die beiden Blöcke mit einer Nettoleistung von jeweils 695 MW gehörten zu 75 % Steag und zu 25 % RWE. Als Alleinvermarkter haben wir ihren Strom unter unserer Erzeugung ausgewiesen. Bei den Strommengen, die wir aus anderen Energieträgern erzeugt haben, ergaben sich keine wesentlichen Veränderungen. Unsere Gaskraftwerke steigerten ihre Produktion geringfügig, weil sich die Marktbedingungen für sie in Kontinentaleuropa verbessert haben; in Großbritannien waren allerdings einige dieser Anlagen für längere Zeit wegen Ertüchtigungsmaßnahmen vom Netz. Ein leichtes Plus gab es auch bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Ausschlaggebend dafür war, dass innogy neue Windkraftanlagen in Betrieb genommen hat und die Auslastung der bestehenden Windkraftkapazitäten

wetterbedingt gestiegen ist. Dagegen beeinträchtigte trockene Witterung die Erzeugung der deutschen Lauf- und Speicherwasserkraftwerke. Mengeneinbußen ergaben sich auch aus dem Verkauf der 33,3%-Beteiligung am Windstromproduzenten Zephyr Investments Limited im Juli 2016 (siehe Geschäftsbericht 2016, Seite 40): Aufgrund vertraglich vereinbarter Strombezüge hatten wir uns einen Teil der Erzeugung und der Kapazität des britischen Windkraftportfolios von Zephyr zugerechnet. Bei der Braunkohleverstromung haben sich gegenläufige Faktoren nahezu neutralisiert: Einerseits verringerten sich die Produktionsausfälle infolge von Kraftwerksschäden und planmäßigen Revisionen; andererseits sind zwei Braunkohleblöcke mit 284 bzw. 278 MW Nettoleistung zum 1. Oktober 2017 außer Betrieb genommen und in die gesetzliche Sicherheitsbereitschaft überführt worden (siehe Seite 20).

Strom produzieren wir nicht nur selbst, sondern beziehen ihn auch von konzernexternen Anbietern. Im Berichtsjahr lagen diese Bezüge bei 76,0 Mrd. kWh (Vorjahr: 65,3 Mrd. kWh). Eigenerzeugung und Fremdstrombezug summierten sich zu einem Stromaufkommen von 278,2 Mrd. kWh (Vorjahr: 281,4 Mrd. kWh).

Stromerzeugung	Gas		Braunkohle		Steinkohle		Kernenergie		Erneuerbare Energien		Pumpwasser, Sonstige		Gesamt	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
in Mrd. kWh														
Braunkohle & Kernenergie	-	-	74,2	74,3	-	-	30,3	30,1	-	-	0,7	0,4	105,2	104,8
Europäische Stromerzeugung	52,9	52,6	-	-	29,3	44,2	-	-	1,1	1,1	2,4	2,6	85,7	100,5
Davon:														
Deutschland ¹	7,4	6,3	-	-	13,3	22,4	-	-	0,7	0,7	2,4	2,6	23,8	32,0
Großbritannien	32,4	36,2	-	-	2,6	6,7	-	-	0,4	0,4	-	-	35,4	43,3
Niederlande/Belgien	9,3	6,9	-	-	13,4	15,1	-	-	-	-	-	-	22,7	22,0
innogy	1,0	0,7	-	-	0,1	0,1	-	-	10,2	10,0	-	-	11,3	10,8
RWE-Konzern	53,9	53,3	74,2	74,3	29,4	44,3	30,3	30,1	11,3	11,1	3,1	3,0	202,2	216,1

¹ Inklusive Strombezüge aus Erzeugungsanlagen, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Verträge frei verfügen können; 2017 waren dies 6,3 Mrd. kWh (Vorjahr: 10,6 Mrd. kWh).

Mit 43,3 GW Erzeugungskapazität einer der größten Stromproduzenten Europas. Ende 2017 verfügten wir über Stromerzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von 43,3 GW. Damit nehmen wir in Europa eine führende Marktposition ein. In der Kapazitätzahl mitberücksichtigt sind die beiden Braunkohleblöcke, die wir in die Sicherheitsbereitschaft überführt haben, und Kraftwerke im Konservierungszustand, die wir derzeit aus wirtschaftlichen Gründen nicht betreiben. Ebenfalls darin enthalten sind Anlagen im Fremdbesitz, über die wir aufgrund langfristiger Nutzungsverträge verfügen können. Im Laufe des vergangenen Jahres hat sich unsere Erzeugungskapazität um 3,1 GW verringert. Hauptursache dafür war, dass wir zum 1. April 2017 das Steinkohlekraftwerk Voerde A/B (1.390 MW) und zum 31. Dezember 2017 das Kernkraftwerk Gundremmingen B (1.284 MW) stillgelegt haben. Bei innogy führte die Schließung von zwei Steinkohleblöcken der saarländischen Tochter VSE zu einem

Kapazitätsrückgang, während die Inbetriebnahme neuer Windkraftanlagen gegenläufig wirkte. Der im Dezember 2017 vereinbarte Verkauf des ungarischen Braunkohleverstromers Mátra (siehe Seite 37) hatte keinen Einfluss auf die ausgewiesene Erzeugungsleistung, da die Transaktion zum Bilanzstichtag noch nicht abgeschlossen war.

Bezogen auf die Erzeugungskapazität ist Gas unser wichtigster Energieträger. Sein Anteil belief sich Ende 2017 auf 35 %. Mit 25 % lag Braunkohle an zweiter Stelle, gefolgt von Steinkohle mit 17 %. Die erneuerbaren Energien kommen auf 10 % und die Kernenergie auf 6 %. Regionaler Schwerpunkt unseres Erzeugungsgeschäfts ist Deutschland: Hier befinden sich 59 % unserer installierten Leistung. Großbritannien mit 22 % und die Niederlande mit 13 % nehmen die beiden folgenden Plätze ein.

Stromerzeugungskapazität	Gas	Braunkohle	Steinkohle	Kernenergie	Erneuerbare Energien	Pumpwasser, Sonstige	Gesamt	Gesamt
Stand: 31.12.2017, in MW								31.12.2016
Braunkohle & Kernenergie	460	11.017	-	2.770	23	27	14.297	15.764
Europäische Stromerzeugung	14.382	-	7.292	-	261	2.792	24.727	26.116
Davon:								
Deutschland ¹	3.867	-	3.675	-	55	2.528	10.125	11.518
Großbritannien	6.662	-	1.560	-	55	264	8.541	8.546
Niederlande/Belgien	3.066	-	2.057	-	151	-	5.274	5.265
Türkei	787	-	-	-	-	-	787	787
innogy	234	-	10	-	3.864	137	4.245	4.531
RWE-Konzern	15.076	11.017	7.302	2.770	4.148	2.956	43.269	46.411

¹ Inklusive Erzeugungskapazitäten, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Verträge frei verfügen können; Ende 2017 kamen diese Anlagen zusammen auf eine Nettogleistung von 2.986 MW (Vorjahr: 4.373 MW).

Deutlicher Rückgang der CO₂-Emissionen. Im vergangenen Jahr emittierten unsere Kraftwerke 132,4 Mio. Tonnen Kohlendioxid. Davon entfielen 129,3 Mio. Tonnen auf unsere eigenen Anlagen und die restlichen 3,1 Mio. Tonnen auf vertraglich gesicherte Kapazitäten. Gegenüber 2016 haben sich unsere CO₂-Emissionen um 15,9 Mio. Tonnen bzw. 11 % verringert. Einen Rückgang verzeichneten wir auch bei den spezifischen Emissionen, d. h. beim CO₂-Ausstoß je erzeugte Megawattstunde Strom. Dieser ist von 0,686 auf 0,655 Tonnen gesunken. Hintergrund ist, dass wir im vergangenen Jahr wesentlich weniger Steinkohle verstromt haben.

Seit Beginn der dritten Emissionshandelsperiode zum 1. Januar 2013 teilen die Staaten Westeuropas den Energieversorgern nur noch in Ausnahmefällen Emissionsrechte kostenfrei zu. Von den 131,0 Mio. Tonnen CO₂, die wir 2017 in EU-Ländern emittiert haben, konnten wir nur 1,6 Mio. Tonnen durch solche staatlichen Zuteilungen abdecken. Im Vorjahr hatten wir noch Zertifikate für 4,5 Mio. Tonnen CO₂ kostenlos erhalten, davon mehr als die Hälfte für den inzwischen veräußerten Block 5 des Heizkraftwerks Hamborn.

Emissionsbilanz in Mio. Tonnen CO ₂	CO ₂ -Ausstoß		Kostenlos zugeteilte CO ₂ -Zertifikate		Unterausstattung mit CO ₂ -Zertifikaten	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Braunkohle & Kernenergie	88,5	88,6	0,7	0,8	87,8	87,8
Europäische Stromerzeugung ¹	43,3	59,0	0,6	3,4	41,3	54,4
Davon:						
Deutschland ²	14,1	24,7	0,6	3,4	13,5	21,3
Großbritannien	14,0	19,1	-	-	14,0	19,1
Niederlande/Belgien	13,8	14,0	-	-	13,8	14,0
innogy	0,6	0,7	0,3	0,3	0,3	0,4
RWE-Konzern	132,4	148,3	1,6	4,5	129,4	142,6

¹ Darin enthalten ist der CO₂-Ausstoß unseres Gaskraftwerks im türkischen Denizli, der sich 2017 auf 1,4 Mio. Tonnen belief (Vorjahr: 1,2 Mio. Tonnen). Da die Türkei nicht am europäischen Emissionshandel teilnimmt, benötigen wir für diese Mengen keine Emissionsrechte.

² Inklusive Zahlen für Erzeugungskapazitäten, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Verträge frei verfügen können; 2017 emittierten diese Anlagen 3,1 Mio. Tonnen CO₂ (Vorjahr: 7,1 Mio. Tonnen).

91,3 Mio. Tonnen Braunkohle gefördert. Die in den Kraftwerken eingesetzten Rohstoffe beziehen unsere Erzeugungsgesellschaften entweder direkt am Markt oder über RWE Supply & Trading. Braunkohle gewinnen wir in eigenen Tagebauen. In unserem Hauptabbaugebiet westlich von Köln haben wir im vergangenen Jahr 91,3 Mio. Tonnen gefördert

(Vorjahr: 90,5 Mio. Tonnen). Davon wurden 79,3 Mio. Tonnen in unseren Kraftwerken verstromt. Die übrigen Mengen haben wir zur Herstellung von Veredelungsprodukten (z. B. Braunkohlebriketts) und in geringem Umfang auch zur Erzeugung von Prozessdampf und Fernwärme verwendet.

Außenabsatz Strom	Privat- und Gewerbekunden		Industrie- und Geschäftskunden		Weiterverteilern		Gesamt	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
in Mrd. kWh								
Braunkohle & Kernenergie	0,2	0,2	-	-	12,0	12,5	12,2	12,7
Europäische Stromerzeugung	-	-	2,2	2,4	5,2	5,0	7,4	7,4
Energiehandel	-	-	35,6	30,3	-	-	35,6 ¹	39,3 ¹
innogy	50,4	52,3	70,7	73,5	84,8	79,3	205,9	205,1
RWE-Konzern²	50,6	52,6	108,5	106,2	102,0	96,8	261,1	264,6

1 Inklusive Mengeneffekte aus dem Verkauf selbsterzeugten Stroms am Großhandelsmarkt. Sofern diese Verkaufsmengen größer sind als die zu Vertriebszwecken getätigten Fremdbezüge, wird die Differenz im Absatz berücksichtigt. Im Geschäftsjahr 2017 war das nicht der Fall, 2016 gab es dagegen einen positiven Saldo von 9,0 Mrd. kWh.

2 Inklusive geringer Mengen unter „Sonstige, Konsolidierung“

Stromabsatz leicht unter Vorjahr. Der RWE-Konzern hat im Berichtsjahr 261,1 Mrd. kWh Strom an externe Kunden abgesetzt und damit etwas weniger als 2016. Eine Rolle spielte dabei, dass unsere Erzeugungsmengen gesunken sind und RWE Supply & Trading deshalb weniger Strom aus RWE-Kraftwerken am Großhandelsmarkt verkauft hat (siehe Fußnote 1

der Tabelle oben). Außerdem hat innogy im Vertrieb mit Haushalten und Unternehmen Kunden verloren, vor allem in Großbritannien und den Niederlanden. Die Absatzeinbußen machte unsere Tochter allerdings dadurch wett, dass sie bei deutschen Weiterverteilern Abnehmer hinzugewinnen und Lieferbeziehungen mit Bestandskunden intensivieren konnte.

Außenabsatz Gas	Privat- und Gewerbekunden		Industrie- und Geschäftskunden		Weiterverteilern		Gesamt	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
in Mrd. kWh								
Energiehandel	-	-	26,8	24,7	0,7	0,3	27,5	25,0
innogy	100,6	102,9	67,6	83,1	58,4	54,1	226,6	240,1
RWE-Konzern	100,6	102,9	94,4	107,8	59,1	54,4	254,1	265,1

Gasabsatz um 4 % gesunken. Unser Gasabsatz lag mit 254,1 Mrd. kWh um 4 % unter dem des Vorjahres, trotz leichter Zuwächse im Unternehmensbereich Energiehandel. Ein wesentlicher Grund dafür war, dass von innogy belieferte Industrie- und Geschäftskunden den Anbieter gewechselt haben. Das machte sich insbesondere beim Absatz in Osteuropa bemerkbar. Auch im Vertrieb mit Haushalten musste

unsere Tochter wettbewerbsbedingte Mengenrückgänge hinnehmen, die aber moderat ausfielen und im Wesentlichen das niederländische und das britische Geschäft betrafen. Den beschriebenen Absatzeinbußen standen – ähnlich wie im Stromvertrieb – gestiegene Lieferungen an deutsche Weiterverteilern gegenüber.

Außenumsatz in Mio. €	2017	2016	+/- in %
Braunkohle & Kernenergie	1.176	1.193	-1,4
Europäische Stromerzeugung	728	774	-5,9
Energiehandel	3.189	3.646	-12,5
innogy	39.475	40.149	-1,7
Sonstige, Konsolidierung	17	71	-76,1
RWE-Konzern	44.585	45.833	-2,7
Erdgas-/Stromsteuer	2.151	2.243	-4,1
RWE-Konzern (ohne Erdgas-/Stromsteuer)	42.434	43.590	-2,7

Außenumsatz leicht unter Vorjahr. Der RWE-Konzern erwirtschaftete einen Außenumsatz von 44.585 Mio. €. In dieser Zahl sind die Erdgas- und die Stromsteuer enthalten. Gegenüber dem Vorjahr hat sich unser Umsatz um 3 % verringert. Von den Erlösen stammten 31.665 Mio. € aus dem Verkauf von Strom und 10.012 Mio. € aus dem Verkauf von Gas. Bei beiden Produkten verzeichneten wir Rückgänge

von 3 %, die in erster Linie auf die gesunkenen Liefermengen zurückzuführen sind. Die Umsatzentwicklung war in geringem Umfang auch durch Wechselkursänderungen beeinflusst. Das Pfund Sterling, unsere wichtigste Auslandswährung, hat sich gegenüber dem Euro von durchschnittlich 1,22 € auf 1,14 € verbilligt. Die in Großbritannien erzielten Erlöse fielen deshalb nach der Umrechnung in Euro niedriger aus.

Bereinigtes EBITDA in Mio. €	2017	2016	+/- in %
Braunkohle & Kernenergie	671	1.079	-37,8
Europäische Stromerzeugung ¹	463	377	22,8
Energiehandel	271	-139	295,0
innogy	4.331	4.203	3,0
Sonstige, Konsolidierung	20	-117	117,1
RWE-Konzern	5.756	5.403	6,5

¹ Davon Großbritannien: 205 Mio. € (2017) und 270 Mio. € (2016)

Bereinigtes EBITDA mit 5,8 Mrd. € etwas höher als prognostiziert. Im abgelaufenen Geschäftsjahr haben wir ein bereinigtes EBITDA von 5.756 Mio. € erzielt. Gegenüber 2016 ist das ein Anstieg um 7 %, der in erster Linie auf eine stark verbesserte Performance im Energiehandel zurückzuführen ist. Zudem sanken die Aufwendungen für den Betrieb und die Instandhaltung der Verteilnetze, während rückläufige Kraftwerksmargen das Ergebnis belasteten. Unser Ausblick, den wir im März 2017 veröffentlicht hatten, sah für das bereinigte EBITDA eine Bandbreite von 5,4 bis 5,7 Mrd. € vor (siehe Geschäftsbericht 2016, Seite 87 f.). Dass wir leicht oberhalb dieses Korridors abschlossen, beruht u. a. auf unerwartet hohen Erlösen aus der kommerziellen Optimierung des Kraftwerkseinsatzes.

In den Segmenten zeigte sich folgende Entwicklung:

- **Braunkohle & Kernenergie:** Das bereinigte EBITDA hat sich hier erwartungsgemäß deutlich um 38 % auf 671 Mio. € verringert. Den Ausschlag dafür gab, dass wir für den Strom unserer Braunkohle- und Kernkraftwerke einen niedrigeren Großhandelspreis erzielt haben als 2016. Die Erzeugung dieser Anlagen hatten wir bereits in Vorjahren nahezu vollständig auf Termin verkauft. Ein weiterer Grund für den Ergebnissrückgang war, dass das bereinigte EBITDA von 2016 noch Einmalerträge aus der Auflösung von Bergbaurückstellungen enthielt. Darüber hinaus verschlechterte sich die Ertragslage von Mátra in Ungarn. Wegen des bevorstehenden Verkaufs der Gesellschaft haben wir ihre nach dem 1. April 2017 erwirtschafteten Ergebnisbeiträge nicht mehr im bereinigten EBITDA, sondern im neutralen

Ergebnis erfasst. Positiv wirkte, dass wir keine Kernbrennstoffsteuer mehr entrichten mussten. Außerdem profitierten wir von der konsequenten Fortsetzung unseres laufenden Effizienzsteigerungsprogramms.

- Europäische Stromerzeugung: In diesem Segment ist das bereinigte EBITDA um 23 % auf 463 Mio. € angestiegen. Wir übertrafen damit die März-Prognose, die einen deutlichen Rückgang vorgesehen hatte. Zwei Faktoren gaben den Ausschlag dafür: Zum einen erzielten wir ein überdurchschnittliches Ergebnis aus der kommerziellen Optimierung unseres Kraftwerkseinsatzes; zum anderen führte der Verkauf des ehemaligen Kraftwerksstandorts Littlebrook zu einem Buchgewinn, den wir nicht eingeplant hatten (siehe Seite 38). Der Anstieg des bereinigten EBITDA ist auch auf effizienzsteigernde Maßnahmen zurückzuführen. Während sich die Marktbedingungen für unsere Steinkohlekraftwerke verschlechtert haben, sind sie für unsere Gaskraftwerke besser geworden. Wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisentwicklung hatte auch, dass wir im Vorjahr eine Drohverlustrückstellung für einen Strombezugsvertrag gebildet hatten. Allerdings waren 2016 auch Sondererträge angefallen: Sie stammten u. a. aus Grundstücksverkäufen, der Auflösung von Restrukturierungsrückstellungen und der abschließenden Schadensregulierung beim neuen Steinkohlekraftwerk in Hamm (Westfalen).
- Energiehandel: Hier erhöhte sich das bereinigte EBITDA von –139 Mio. € auf 271 Mio. €. Unsere Prognose eines deutlichen Ergebnisanstiegs hat sich damit erfüllt. Ausschlaggebend dafür war, dass sich unsere Handelsperformance gegenüber dem extrem schwachen Vorjahr normalisierte. Darüber hinaus erwirtschafteten wir einen hohen Ergebnisbeitrag im Gasgeschäft. Gegenläufig wirkte, dass der EBITDA-Wert für 2016 noch unseren Gewinn aus dem Verkauf des britischen Steinkohlekraftwerks Lynemouth enthielt (siehe Seite 22).
- innogy: Das bereinigte EBITDA unserer Tochter lag mit 4.331 Mio. € im Rahmen unserer Prognose. Gegenüber 2016 hat es sich um 3 % erhöht. Dazu hat in erster Linie das Netzgeschäft beigetragen: In Deutschland haben sich hier die Betriebs- und Instandhaltungsaufwendungen verringert; außerdem fielen Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen an, nachdem sich im Vorjahr Belastungen aus der Bildung von Rückstellungen ergeben hatten. In Tschechien kam hinzu, dass die Durchleitungsmengen im Gasverteilnetz 2017 witterungsbedingt überdurchschnittlich hoch waren. Auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien konnte innogy ebenfalls zulegen, wenn auch nur leicht. Eine Rolle spielte hier, dass unsere Tochter einen Einmalertrag aus der Neubewertung ihrer Anteile am Offshore-Windkraftprojekt Triton Knoll erzielte. Auch die Inbetriebnahme neuer Windkraftanlagen und die besseren Windverhältnisse trugen zum Ergebnisanstieg bei. Dem standen allerdings negative Effekte aus der geringen Auslastung der deutschen Wasserkraftwerke und dem schwachen Pfundkurs gegenüber. Außerdem enthielt das Vorjaheresgebnis noch Einmalerträge aus kleineren Desinvestitionen. Im Vertrieb verringerte sich das bereinigte EBITDA leicht, u. a. wegen rückläufiger Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen für Rechtsrisiken in Deutschland. Im britischen Endkundengeschäft, das von der innogy-Tochter npower geführt wird, sorgten effizienzsteigernde Maßnahmen für Entlastungen. Jedoch machte npower weiterhin der hohe Wettbewerbsdruck zu schaffen: Zahlreiche Kunden des Unternehmens wechselten den Anbieter oder konnten nur dadurch gehalten werden, dass ihnen Kontrakte mit günstigeren Konditionen angeboten wurden. Daneben erhöhten sich die Vorkosten. Eine Anhebung der Standardtarife für Strom und Gas, die Mitte März wirksam wurde, konnte die genannten Belastungen nur zu einem Teil auffangen.

Bereinigtes EBIT in Mio. €	2017	2016	+/- in %
Braunkohle & Kernenergie	399	664	-39,9
Europäische Stromerzeugung ¹	155	-37	518,9
Energiehandel	265	-145	282,8
innogy	2.816	2.735	3,0
Sonstige, Konsolidierung	11	-135	108,1
RWE-Konzern	3.646	3.082	18,3

¹ Davon Großbritannien: 40 Mio. € (2017) und 97 Mio. € (2016)

Bereinigtes EBIT durch stark verringerte Abschreibungen geprägt. Das bereinigte EBIT hat sich um 18% auf 3.646 Mio. € erhöht. Der prozentuale Anstieg ist damit wesentlich höher als beim bereinigten EBITDA. Hintergrund ist, dass im bereinigten EBIT auch die betrieblichen Abschreibungen berücksichtigt sind und sich diese deutlich verringert haben.

Ihr Rückgang beruht maßgeblich darauf, dass wir im Konzernabschluss für 2016 hohe Wertberichtigungen vorgenommen hatten (siehe Geschäftsbericht 2016, Seite 48) und die planmäßig abzuschreibenden Vermögenswerte deshalb niedriger ausfielen.

Neutrales Ergebnis in Mio. €	2017	2016	+/- in Mio. €
Veräußerungsgewinne	118	94	24
Ergebniseffekte aus Derivaten	-719	-799	80
Firmenwert-Abschreibungen	-479	-	-479
Sonstige	1.241	-5.956	7.197
Neutrales Ergebnis	161	-6.661	6.822

Überleitung zum Nettoergebnis: Hoher Sonderertrag aus der Rückerstattung der Kernbrennstoffsteuer. Die Überleitung vom bereinigten EBIT zum Nettoergebnis war von den positiven Effekten geprägt, die sich aus der Rückerstattung der deutschen Kernbrennstoffsteuer für uns ergaben. Aber auch gegenläufige Einflüsse von Wertberichtigungen kamen zum Tragen.

Das neutrale Ergebnis, in dem wir bestimmte nicht operative oder aperiodische Effekte erfassen, hat sich um 6.822 Mio. € auf 161 Mio. € verbessert. Seine Einzelpositionen entwickelten sich wie folgt:

- Die Buchgewinne aus der Veräußerung von Beteiligungen und Vermögenswerten summierten sich auf 118 Mio. € (Vorjahr: 94 Mio. €). Darin enthalten sind Erträge, die wir durch den Verkauf von Block 5 des Heizkraftwerks Hamborn und von Beteiligungen an zwei Wohnungsbaugesellschaften im Rheinischen Braunkohlerevier erzielt haben. Nähere Informationen zu diesen Transaktionen finden Sie auf Seite 37 f.
- Wertveränderungen bei Derivaten, mit denen wir uns gegen Preisschwankungen absichern, belasteten das Ergebnis mit 719 Mio. € (Vorjahr: 799 Mio. €). Gemäß International Financial Reporting Standards (IFRS) sind die Derivate mit ihren Marktwerten am jeweiligen Stichtag zu bilanzieren, während diejenigen Geschäfte, die mit den Derivaten abgesichert werden, erst später bei ihrer Realisierung erfolgs-

wirksam erfasst werden dürfen. Dadurch entstehen kurzfristige Ergebniseffekte, die sich auf lange Sicht neutralisieren.

- Anders als im Vorjahr mussten wir eine Firmenwert-Abschreibung vornehmen, und zwar in Höhe von 479 Mio. €. Die Wertberichtigung betrifft das britische Vertriebsgeschäft von innogy, dessen mittelfristige Ertragsaussichten sich verschlechtert haben.
- Das unter der Position „Sonstige“ ausgewiesene Ergebnis verbesserte sich um 7.197 Mio. € auf 1.241 Mio. €. Hauptgrund dafür war, dass der Vorjahresabschluss noch hohe Einmalbelastungen enthalten hatte, u. a. Wertberichtigungen von 4,3 Mrd. € auf Kraftwerke und weitere Sachanlagen. Zwar haben wir auch 2017 außerplanmäßige Abschreibungen vorgenommen, die in erster Linie den ungarischen Braunkohleverstromer Mátra betrafen; mit insgesamt 0,3 Mrd. € unterschritten sie den Vorjahreswert aber deutlich. Zur Ergebnisverbesserung trug auch bei, dass uns der Bund die von 2011 bis 2016 erhobene Kernbrennstoffsteuer in Höhe von 1,7 Mrd. € rückerstattete, nachdem das Bundesverfassungsgericht die Abgabe für nichtig erklärt hatte (siehe Seite 37). Darüber hinaus führte die Aufteilung des Segments Konventionelle Stromerzeugung in die Segmente Braunkohle & Kernenergie und Europäische Stromerzeugung zu Einmaleffekten, die per saldo positiv waren (siehe Seite 107 im Anhang).

Finanzergebnis in Mio. €	2017	2016	+/- in Mio. €
Zinserträge	220	271	-51
Zinsaufwendungen	-907	-914	7
Zinsergebnis	-687	-643	-44
Zinsanteile an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen	-261	-1.288	1.027
Übriges Finanzergebnis	197	-297	494
Finanzergebnis	-751	-2.228	1.477

Unser Finanzergebnis hat sich um 1.477 Mio. € auf -751 Mio. € verbessert. Im Einzelnen ergaben sich hier folgende Veränderungen:

- Das Zinsergebnis sank um 44 Mio. € auf -687 Mio. €. Im vergangenen Jahr haben wir einen Teil unserer Wertpapierbestände veräußert, um den Kernenergiefonds zu dotieren, und erzielten deshalb niedrigere Zinserträge. Außerdem führte der Rückkauf von Hybridanleihen im Oktober 2017 zu Einmalaufwendungen, weil die Rückkaufpreise über den Ausgabekurs lagen. Positiv wirkte, dass wir 2016 und 2017 mehrere Anleihen mit vergleichsweise hohen Kupons getilgt haben und dass wir bei der Beschaffung neuer Fremdmittel das zuletzt sehr niedrige Marktzinsniveau nutzen konnten.
- Die Zinsanteile an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen verbesserten sich um 1.027 Mio. € auf -261 Mio. €.

Das ergibt sich u. a. aus der Dotierung des Kernenergiefonds, denn der aufzuzinsende Rückstellungsbetrag ist dadurch wesentlich kleiner geworden. Für den bei RWE verbliebenen Teil der Kernenergieverpflichtungen wenden wir überdies einen niedrigeren Realabzinsungssatz an. Daher fällt die Aufzinsung geringer aus. Die Zinsabsenkung war bereits im Konzernabschluss von 2016 durch eine entsprechende Rückstellungserhöhung berücksichtigt worden und hatte sich als negativer Einmaleffekt in den Zinsanteilen niedergeschlagen.

- Das „Übrige Finanzergebnis“ stieg um 494 Mio. € auf 197 Mio. €. In der Position sind Zinsen enthalten, die uns der Bund für die inzwischen rückerstattete Kernbrennstoffsteuer gezahlt hat. Das trug maßgeblich zur Ergebnisverbesserung bei. Außerdem fielen deutlich geringere Verluste aus dem Verkauf von Wertpapieren an als 2016.

Überleitung zum Nettoergebnis		2017	2016	+/- in %
Bereinigtes EBITDA	Mio. €	5.756	5.403	6,5
Betriebliche Abschreibungen	Mio. €	-2.110	-2.321	9,1
Bereinigtes EBIT	Mio. €	3.646	3.082	18,3
Neutrales Ergebnis	Mio. €	161	-6.661	102,4
Finanzergebnis	Mio. €	-751	-2.228	66,3
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	3.056	-5.807	152,6
Ertragsteuern	Mio. €	-741	323	-329,4
Ergebnis	Mio. €	2.315	-5.484	142,2
Davon:				
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	Mio. €	373	167	123,4
Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	Mio. €	42	59	-28,8
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	1.900	-5.710	133,3
Bereinigtes Nettoergebnis	Mio. €	1.232	777	58,6
Ergebnis je Aktie	€	3,09	-9,29	133,3
Bereinigtes Nettoergebnis je Aktie	€	2,00	1,26	58,7
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Mio. Stück	614,7	614,7	-
Steuerquote	%	24	6	-

Das Ergebnis vor Steuern hat sich um 8.863 Mio. € auf 3.056 Mio. € erhöht. Unsere Steuerquote lag bei 24 % und damit unter dem (theoretischen) Normalwert von 32,5 %. Eine wichtige Rolle spielte dabei, dass wir steuerliche Verluste aus Vorjahren, für die keine aktiven latenten Steuern bilanziert waren, mit dem laufenden Ergebnis verrechnen konnten. Früher waren wir davon ausgegangen, dass es wegen fehlender steuerlicher Gewinne auf absehbare Zeit nicht möglich sein würde, die Verlustvorträge zu nutzen. Das war 2017 aber doch der Fall, weil die Rückerstattung der Kernbrennstoffsteuer zu einem hohen Ergebnisbeitrag führte. Die niedrige Steuerquote beruht auch darauf, dass wir im Nachgang zu Betriebsprüfungen Steuererträge für Vorjahre verbucht haben. Gegenläufig wirkte, dass die Firmenwert-Abschreibung im britischen Vertriebsgeschäft zwar das Ergebnis minderte, aber keine Steuerwirkung hatte.

Nach Steuern erzielten wir ein Ergebnis von 2.315 Mio. € (Vorjahr: –5.484 Mio. €). Die Ergebnisanteile anderer Gesellschafter stiegen um 206 Mio. € auf 373 Mio. €. Dabei kam zum Tragen, dass sich seit dem Börsengang von innogy

23,2 % der Anteile an dem Unternehmen in Fremdbesitz befinden. Gegenläufig wirkten die Wertberichtigungen bei Mátira in Ungarn und im britischen Vertriebsgeschäft von innogy.

Auf Hybridkapitalgeber entfielen Ergebnisanteile von 42 Mio. € (Vorjahr: 59 Mio. €). Der Betrag entspricht unseren Finanzierungskosten nach Steuern. Er bezieht sich nur auf die Hybridanleihe über 750 Mio. £, die nach IFRS Eigenkapital darstellt, weil sie eine theoretisch unbegrenzte Laufzeit hat. Das übrige Hybridkapital von RWE wird den Schulden zugerechnet; seine Verzinsung erfassen wir im Finanzergebnis. Der Rückgang der Ergebnisanteile beruht im Wesentlichen darauf, dass wir die Kosten der Hybridfinanzierung im Berichtsjahr steuermindernd nutzen können, während dies 2016 nicht der Fall war.

Aus den dargestellten Entwicklungen ergibt sich ein gegenüber 2016 stark verbessertes Nettoergebnis von 1.900 Mio. € (Vorjahr: –5.710 Mio. €). Bei 614,7 Mio. ausstehenden RWE-Aktien beträgt das Ergebnis je Aktie 3,09 € (Vorjahr: –9,29 €).

Überleitung zum bereinigten Nettoergebnis	Ursprüngliche Werte 2017	Bereinigung	Bereinigte Werte 2017	Bereinigte Werte 2016
in Mio. €				
Bereinigtes EBIT	3.646	-	3.646	3.082
Neutrales Ergebnis	161	-161	-	-
Finanzergebnis	-751	-309	-1.060	-1.818
Ergebnis vor Steuern	3.056	-470	2.586	1.264
Ertragsteuern	-741	111	-630	-37
Ergebnis	2.315	-359	1.956	1.227
Davon:				
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	373	309	682	391
Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	42	-	42	59
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	1.900	-668	1.232	777

Bereinigtes Nettoergebnis um 59 % über Vorjahr. Das bereinigte Nettoergebnis lag bei 1.232 Mio. € und damit im oberen Bereich der prognostizierten Bandbreite von 1,0 bis 1,3 Mrd. €. Vom Nettoergebnis unterscheidet es sich dadurch, dass das gesamte neutrale Ergebnis und weitere wesentliche Sondersachverhalte mitsamt ihrer Auswirkungen auf die Ertragsteuern herausgerechnet werden. Beispielsweise enthält

das bereinigte Nettoergebnis keine Effekte aus der Rückerstattung der Kernbrennstoffsteuer. Gegenüber dem Vorjahreswert (777 Mio. €) hat es sich deutlich erhöht. Hier machte sich die Verbesserung beim operativen Ergebnis und beim Finanzergebnis bemerkbar, während von den Ertragsteuern und den Ergebnisanteilen anderer Gesellschafter gegenläufige Wirkungen ausgingen.

Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte in Mio. €	2017	2016	+/- in Mio. €
Braunkohle & Kernenergie	269	267	2
Europäische Stromerzeugung	147	66	81
Energiehandel	7	4	3
innogy	1.839	1.679	160
Sonstige, Konsolidierung	-2	11	-13
RWE-Konzern	2.260	2.027	233

Investitionen in Finanzanlagen in Mio. €	2017	2016	+/- in Mio. €
Braunkohle & Kernenergie	1	1	-
Europäische Stromerzeugung	1	4	-3
Energiehandel	30	56	-26
innogy	327	290	37
Sonstige, Konsolidierung	10	4	6
RWE-Konzern	369	355	14

Mehr Investitionen für Kraftwerke, IT und Finanzanlagen.

Im abgelaufenen Geschäftsjahr hat der RWE-Konzern 2.629 Mio. € investiert. Damit lagen wir um 10 % über dem Vorjahreswert und innerhalb des erwarteten Korridors von 2,5 bis 3,0 Mrd. €. Für Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte haben wir 2.260 Mio. € eingesetzt, 11 % mehr als 2016. Der Großteil dieser Mittel floss in die Instandhaltung und Modernisierung von Tagebaugeräten, Kraftwerken, Netzen und IT-Infrastruktur, den Ausbau der erneuerbaren

Energien und die Entwicklung innovativer Vertriebsangebote. Das Plus gegenüber 2016 ist u. a. auf Maßnahmen zur Ertüchtigung von Kraftwerken in Großbritannien zurückzuführen. Außerdem hat innogy verstärkt in ihre IT investiert. Die Ausgaben für Finanzanlagen waren mit 369 Mio. € um 4 % höher als 2016. Sie entfielen im Wesentlichen auf innogy, deren größte Einzeltransaktion im Berichtsjahr der Erwerb des Solar- und Batteriespezialisten Belectric Solar & Battery war (siehe Seite 38).

Mitarbeiter ¹	31.12.2017	31.12.2016	+/- in %
Braunkohle & Kernenergie	13.132	12.980	1,2
Europäische Stromerzeugung	2.656	2.672	-0,6
Energiehandel	1.156	1.086	6,4
innogy	42.393	40.636	4,3
Sonstige ²	210	1.278	-83,6
RWE-Konzern	59.547	58.652	1,5

1 Umgerechnet in Vollzeitstellen

2 Bis zum 31. Dezember 2017 waren hier fast ausschließlich die Beschäftigten der Holdinggesellschaft RWE AG erfasst. Der Vorjahreswert enthielt noch 922 bzw. 243 Mitarbeiter der inzwischen aufgelösten konzerninternen Dienstleister RWE Group Business Services und RWE Service.

Zusätzliches Personal wegen Akquisition von Belectric.

Zum 31. Dezember 2017 beschäftigte der RWE-Konzern 59.547 Mitarbeiter, davon 35.344 an deutschen und 24.203 an ausländischen Standorten. Bei der Ermittlung dieser Zahlen wurden Teilzeitstellen anteilig berücksichtigt. Seit Ende 2016 hat sich der Personalbestand leicht erhöht: In Deutschland haben wir 509 und im Ausland 386 Mitarbeiter hinzugewonnen. Eine Rolle spielte dabei, dass innogy Anfang 2017 den Solar- und Batteriespezialisten Belectric Solar & Battery übernommen hat. Auf Ebene der Segmente

wurden die Personalzahlen auch durch konzerninterne Stellenverlagerungen beeinflusst. Größere Veränderungen ergaben sich dadurch, dass wir die RWE Group Business Services und die RWE Service (Position „Sonstige“) auf eine RWE-Tochter verschmolzen und den Großteil ihrer Belegschaft in operative Konzerngesellschaften überführt haben. Unsere Auszubildenden werden in den Mitarbeiterzahlen nicht erfasst. Ende 2017 erlernten 2.215 junge Menschen bei uns einen Beruf und damit fast so viele wie ein Jahr zuvor.

1.7 FINANZ- UND VERMÖGENSLAGE

Die Finanz- und Vermögenslage des RWE-Konzerns hat sich im vergangenen Geschäftsjahr weiter verbessert. Eine wichtige Rolle spielte dabei die Rückerstattung der Kernbrennstoffsteuer durch den Bund. Sie half uns, die Nettoschulden zu senken und die Eigenkapitalquote zu steigern. Allerdings hatten wir 2017 mit der Dotierung des deutschen Kernenergiefonds auch eine hohe finanzielle Belastung zu stemmen. Unser operativer Cash Flow fiel deshalb negativ aus. Erfolgreich abgeschlossen haben wir den Schuldentransfer von der RWE AG auf innogy. Unsere Tochter hat zudem die letzten Voraussetzungen dafür geschaffen, um sich in eigener Regie bei Banken und am Kapitalmarkt refinanzieren zu können.

Finanzierung des RWE-Konzerns. Seit dem Börsengang von innogy im Oktober 2016 ruht die Finanzierungsverantwortung im RWE-Konzern auf zwei Schultern: innogy beschafft die Mittel für das auf sie übertragene Geschäft, während sich die RWE AG auf die Finanzierung derjenigen Aktivitäten beschränkt, die unter ihrer operativen Kontrolle verblieben sind. Gesellschaften, die von der RWE AG oder innogy SE gesteuert werden, nehmen nur in Einzelfällen Fremdkapital direkt auf, etwa dann, wenn die Nutzung lokaler Kredit- und Kapitalmärkte wirtschaftlich vorteilhaft ist. Gehen sie Haftungsverhältnisse ein, übernehmen die RWE AG bzw. die innogy SE die Koordination. Auf diese Weise können Finanzrisiken zentral gesteuert und überwacht werden. Außerdem stärken wir so unsere Verhandlungsposition gegenüber Kreditinstituten, Geschäftspartnern, Lieferanten und Kunden.

Flexible Instrumente für die Aufnahme von Fremdkapital. Im Zuge der Reorganisation des RWE-Konzerns haben wir die Weichen dafür gestellt, dass die RWE AG und die innogy SE ihre Finanzierungsaufgaben vollkommen unabhängig voneinander wahrnehmen können. Dieser Prozess ist im Oktober 2017 abgeschlossen worden. Beide Gesellschaften verfügen über eine breite Palette von Instrumenten, die sie zusätzlich zu ihren operativen Mittelzuflüssen zur Deckung des Finanzbedarfs einsetzen können:

- Mit ihren Debt-Issuance-Programmen (DIP) haben sich die RWE AG und innogy Spielraum für die langfristige Fremdfinanzierung am Kapitalmarkt geschaffen. Ein DIP ist ein Rahmenprospekt für die flexible Begebung von Senior-Anleihen. Die RWE AG hat ihr Programm im Mai 2017 aktualisiert: Das neue DIP hat ein Gesamtvolumen von 10 Mrd. €. Es ist das Nachfolgeprogramm unseres früheren DIP über 30 Mrd. €, das sich noch auf den Gesamtkonzern bezog und 2016 ausgesetzt wurde. innogy verfügt seit April 2017 über ein eigenes DIP, das die Emission von Senior-Anleihen mit einem Gesamtwert von 20 Mrd. € erlaubt. Im Rahmen dieses Programms hat die Gesellschaft im vergangenen Jahr zwei Anleihen über insgesamt 1,6 Mrd. € begeben (siehe Seite 54).
- Für die kurzfristige Refinanzierung verfügt die RWE AG über ein Commercial-Paper-Programm, das es ihr erlaubt, Mittel im Gegenwert von bis zu 5 Mrd. US\$ am Geldmarkt zu beschaffen. Diesen Spielraum haben wir im abgelaufenen Geschäftsjahr nur bis maximal 0,7 Mrd. € ausgeschöpft. Seit Ende 2016 gibt es auch bei innogy ein Commercial-Paper-Programm – mit einem Finanzierungsrahmen von 3 Mrd. €. Davon wurden bis zu 1,5 Mrd. € in Anspruch genommen.
- Darüber hinaus können die RWE AG und innogy auf Kreditlinien zurückgreifen, die ihnen internationale Bankenkonkordien eingeräumt haben. Solche Instrumente dienen zur Absicherung der Liquidität. Bis vor einiger Zeit bestand für die RWE AG eine Kreditlinienvereinbarung über 4 Mrd. €. Davon waren 1,5 Mrd. € im Innenverhältnis auf innogy übertragen worden. Am 6. Oktober 2017 hat sich unsere Tochter dann eine eigene Kreditlinie über 2 Mrd. € einräumen lassen. Diese läuft bis Oktober 2022, kann aber zweimal um jeweils ein Jahr verlängert werden. Darüber hinaus ist eine Aufstockung des Kreditrahmens um 1 Mrd. € möglich. In beiden Fällen muss das Bankenkonsortium zustimmen. Mit Abschluss der neuen Kreditlinienvereinbarung hat innogy ihre Beteiligung an der bestehenden Kreditlinie der RWE AG gekündigt. Diese ist daraufhin angepasst worden. Sie hat nun ein Volumen von 3 Mrd. €. Ihre Laufzeit reicht bis März 2021. Bislang haben weder die RWE AG noch innogy ihre Kreditlinien in Anspruch genommen.
- Zusätzlich finanziellen Spielraum für das operative Geschäft bieten Avalkreditlinien, die der RWE AG und innogy von Banken eingeräumt wurden. Bei einem Avalkredit handelt es sich um eine Bürgschaft oder Garantierklärung durch ein Kreditinstitut im Auftrag des Kunden. Zweck ist die Besicherung von Transaktionen.

Die genannten Finanzierungsinstrumente enthalten keinerlei Vorgaben zur Wahrung bestimmter Grenzen hinsichtlich der Verschuldung oder der Kapitalstruktur. Ihre Nutzung ist nicht an ein bestimmtes Rating gebunden.

Anleihen des RWE-Konzerns: Fälligkeiten/frühestmögliche Kündigung (Stand: 31.12.2017)

in Mrd. €

2,0

1,5

1,0

0,5

0,0

Jahr 2018 '19 '20 '21 '22 '23 '24 '25 '26 '27 '28 '29 '30 '31 '32 '33 '34 '35 '36 '37 '38 '39 '40 '41 '42 '43

■ Senior-Anleihen von innogy¹ ■ Hybridanleihen der RWE AG (frühestmöglicher Kündigungstermin)

¹ Bei der Übertragung der Senior-Anleihen auf innogy ist ein kleiner Restbetrag bei der RWE AG verblieben; siehe Erläuterung im Text.

innogy übernimmt Großteil der Kapitalmarktschulden von RWE. Im Zuge der finanziellen Neuaufstellung des Konzerns hat innogy den Großteil der Kapitalmarktschulden der RWE AG übernommen. Die Weichen dafür haben wir im Vorfeld des Börsengangs von innogy gestellt. Mitte vergangenen Jahres konnte der Schuldentransfer abgeschlossen werden.

Bei den öffentlichen Senior-Anleihen, die von unserer früheren niederländischen Tochtergesellschaft RWE Finance B.V. begeben worden waren, fand der Transfer bereits Ende 2015 statt, als wir die Emittentin an eine Vorgängergesellschaft der innogy SE verkauften. Allerdings blieb die RWE AG zu diesem Zeitpunkt noch Garantiegeberin für die Anleihen. Bei den Privatplatzierungen, die von der RWE AG selbst vorgenommen worden waren, haben wir die Schulden zunächst nur wirtschaftlich übertragen. Dazu sind interne Darlehensvereinbarungen geschlossen worden, bei denen die Verpflichtungen der RWE AG zur Bedienung der Anleihen durch entsprechende Zahlungsverpflichtungen von innogy gegenüber der RWE AG nachgebildet wurden. Auf die gleiche Weise sind zwei Darlehen der Europäischen Investitionsbank (EIB) über 645 Mio. € und 350 Mio. £ wirtschaftlich innogy zugeordnet worden. Unsere Tochter ist darüber hinaus Verpflichtungen in Höhe von 2,9 Mrd. € gegenüber der RWE AG eingegangen, die den Großteil der Verbindlichkeiten aus den Hybridanleihen von RWE abdecken. Die beschriebenen Maßnahmen sind vor dem Börsengang von innogy im Oktober 2016 abgeschlossen worden.

Direkt nach dem Börsengang haben wir die noch notwendigen Schritte unternommen, um den Schuldentransfer im Außenverhältnis gegenüber den Gläubigern umzusetzen. Anfang 2017 ist innogy an die Stelle der RWE AG als Garantiegeberin bzw. – im Falle der Privatplatzierungen – als Schuldnerin der Senior-Anleihen getreten. Vorausgegangen waren Abstimmungen unter den Anleihegläubigern, die das deutsche Gesetz über Schuldverschreibungen aus Gesamtemissionen für solche Fälle vorsieht. Dabei kamen die Quoren und Mehrheiten zustande, die für einen Garantiegeber- bzw. Schuldnerwechsel erforderlich sind. Zwei Senior-Anleihen, auf die das Schuldverschreibungsgesetz nicht angewendet werden konnte, wurden bereits im Dezember 2016 auf dem Wege eines Anleihtausches übertragen. Dabei ist in einem Fall – es handelt sich um eine 2037 fällige Anleihe über 500 Mio. € – ein kleiner Restbetrag bei der RWE AG verblieben. Unsere beiden EIB-Darlehen konnten im Juli 2017 auf innogy übertragen werden, nachdem die Gläubigerin grünes Licht gegeben hatte. Mit Vollzug des Schuldnerwechsels sind die entsprechenden konzerninternen Darlehen abgelöst bzw. reduziert worden.

Anleihevolumen auf 14,0 Mrd. € gesunken. Ende 2017 standen auf Konzernebene Anleihen mit einem nominalen Gesamtvolumen von umgerechnet 14,0 Mrd. € aus – gegenüber 14,7 Mrd. € im Jahr zuvor. Die insgesamt 24 Titel lauten auf Euro, Pfund Sterling, US-Dollar und Yen. Zur Steuerung des Währungsrisikos haben wir Sicherungsgeschäfte abgeschlossen. Bezieht man solche Transaktionen mit ein, war der RWE-Konzern am Bilanzstichtag zu 62 % in Euro und zu 38 % in Pfund Sterling verschuldet. Die ausstehenden Senior-Anleihen hatten Ende 2017 eine durchschnittliche Restlaufzeit von neun Jahren.

Bei den Hybridanleihen der RWE AG ist das Nominalvolumen um 2,0 Mrd. € auf 1,9 Mrd. € zurückgegangen. Wesentlich dazu beigetragen hat, dass wir im Laufe des vergangenen Geschäftsjahres drei Anleihen zum frühestmöglichen Zeitpunkt getilgt haben: Dabei handelte es sich um Schuldverschreibungen über 250 Mio. CHF (Kupon: 5,25 %; Tilgung im April), 150 Mio. CHF (5 %; Juli) und 1 Mrd. US\$ (7 %; Oktober). Zusätzlich zu den Tilgungen haben wir im Oktober vergangenen Jahres Hybridanleihen mit einem nominalen Gesamtwert von umgerechnet 585 Mio. € zurückgekauft. Davon entfielen 161 Mio. € auf unsere Anleihe über 700 Mio. € (Kupon: 2,75 %; frühestmögliche Tilgung: 2020), 268 Mio. € auf die Anleihe über 550 Mio. € (3,5 %; 2025) und 183 Mio. US\$ auf die Anleihe über 500 Mio. US\$ (6,625 %; 2026). Vorausgegangen war am 26. September ein öffentliches Rückkaufangebot mit einem Zielvolumen von 550 Mio. €. Nur von unserer Hybridanleihe über 750 Mio. £ (7 %; 2019) haben wir keine Stücke erworben. Die Auswahl der zurückgekauften Papiere richtete sich u. a. nach Renditeaspekten.

Das Nominalvolumen der Senior-Anleihen, die nahezu komplett der innogy SE zuzuordnen sind, ist um 1,3 Mrd. € auf 12,1 Mrd. € gestiegen. Ausschlaggebend dafür waren zwei

Neuemissionen: Zunächst begab innogy im April eine Standardanleihe über 750 Mio. € mit achtjähriger Laufzeit und einem Kupon von 1 %. Im Oktober folgte die erste „grüne“ Anleihe des Unternehmens: Der Nominalwert beträgt hier 850 Mio. €, die Laufzeit zehn Jahre und der Kupon 1,25 %. Grüne Anleihen sind zweckgebundene Finanzierungsinstrumente, deren Emissionserlöse ausschließlich für Projekte eingesetzt werden dürfen, die positiven Einfluss auf die Umwelt haben. innogy wird die vereinnahmten Mittel zur Refinanzierung von Windparks in Deutschland, Großbritannien und den Niederlanden nutzen. Die Anlagen sind bereits im Bau oder in Betrieb.

Kurz nach Ablauf des Berichtsjahres hat innogy das günstige Zinsumfeld genutzt, um eine weitere Senior-Anleihe zu begeben. Ende Januar 2018 platzierte die Gesellschaft Papiere mit einem nominalen Volumen von 1 Mrd. €, einer Laufzeit von elfeinhalb Jahren und einem Kupon von 1,5 %. Der Zufluss aus der Emission dient u. a. zur Refinanzierung fälliger Verbindlichkeiten.

Deutlich verringerte Fremdkapitalkosten. Der Kostensatz für die Fremdfinanzierung der RWE AG lag bei 2,5 %, gegenüber 4,0 % im Vorjahr. Ermittelt wurde er für den Jahresendbestand aller der Konzernholding zuzurechnenden Verbindlichkeiten aus Anleihen, Commercial Paper und Bankkrediten. Von den Hybridanleihen wurden nur jene berücksichtigt, die gemäß International Financial Reporting Standards als Schulden einzustufen sind. Hauptursache für den Rückgang der Kapitalkosten ist, dass durch die Tilgung bzw. den Rückwerb von Hybridanleihen vergleichsweise hohe Kuponzahlungen weggefallen sind. innogy hat für sein Fremdkapital zum Bilanzstichtag einen gegenüber 2016 stabilen Kostensatz von 4,1 % ermittelt.

Kreditrating der RWE AG (Stand: 31.12.2017)	Moody's	Standard & Poor's ¹	Fitch
Langfristige Finanzschulden			
Senior-Anleihen	Baa3	BBB-	BBB
Nachrangige Anleihen (Hybridanleihen)	Ba2	BB	BB+
Kurzfristige Finanzschulden	P-3	A-3	F3
Ausblick	stabil	stabil	stabil

¹ Standard & Poor's hat das RWE-Rating nach dem Bilanzstichtag auf unseren Wunsch zurückgezogen.

Ratingagenturen bestätigen Investment Grade Rating von RWE. Zu den Bestimmungsfaktoren der Fremdfinanzierungskosten zählt auch die Beurteilung unserer Kreditwürdigkeit durch unabhängige Ratingagenturen. Im Rahmen ihrer turnusgemäßen Rating-Überprüfungen haben die drei führenden Agenturen 2017 ihre Bonitätseinstufung von RWE bekräftigt. Im Juni gaben Moody's und Standard & Poor's bekannt, dass sie unsere langfristige Kreditwürdigkeit weiterhin mit „Baa3“ bzw. „BBB-“ benoten. Bereits im April hatte die Agentur Fitch ihr Rating von RWE bestätigt, das mit „BBB“ um eine Stufe höher ist. Somit bescheinigten uns alle drei Agenturen eine Bonität der Kategorie „Investment Grade“ – bei stabilem Ausblick. Allerdings hat Standard & Poor's ihr RWE-Rating im Februar 2018 auf unseren Wunsch zurückgezogen. Hintergrund ist, dass nach dem Schuldentransfer zu

innogy so gut wie keine Senior-Anleihen von RWE mehr ausstehen und wir deshalb die zwei verbliebenen Ratings von Moody's und Fitch für ausreichend halten.

innogy erhält dagegen weiterhin Ratings von allen drei Agenturen. Diese liegen jeweils eine Stufe über denen von RWE: Moody's bewertet die langfristige Kreditwürdigkeit unserer Tochter mit „Baa2“ (negativer Ausblick), Standard & Poor's mit „BBB“ (stabiler Ausblick) und Fitch mit „BBB+“ (stabiler Ausblick). Die gute Benotung erklärt sich u. a. dadurch, dass innogy wegen des hohen Anteils regulierten Geschäfts ein vergleichsweise stabiles Ertragsprofil aufweist. Detaillierte Informationen zu ihrem Kreditrating gibt die Gesellschaft in ihrem Geschäftsbericht 2017.

Kapitalflussrechnung in Mio. €	2017	2016	+/- in Mio. €
Funds from Operations	-1.545	3.013	-4.558
Veränderung des Nettoumlaufvermögens	-209	-661	452
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	-1.754	2.352	-4.106
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit	2.691	-4.570	7.261
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit	-1.536	4.282	-5.818
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	-19	-24	5
Veränderung der flüssigen Mittel	-618	2.040	-2.658
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	-1.754	2.352	-4.106
Abzüglich Investitionen ¹	-2.580	-2.308	-272
Zuzüglich Desinvestitionen/Anlagenabgänge ¹	485	765	-280
Free Cash Flow	-3.849	809	-4.658

1 Die Position umfasst ausschließlich zahlungswirksame Vorgänge.

Operativer Cash Flow: Deutlicher Rückgang wegen Dotierung des Kernenergiefonds. Der RWE-Konzern erzielte im Berichtsjahr einen negativen Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit in Höhe von -1.754 Mio. € (Vorjahr: 2.352 Mio. €). Die Dotierung des deutschen Kernenergiefonds belastete unsere Liquidität mit rund 7 Mrd. € (siehe Seite 35). Ohne sie hätte sich der operative Cash Flow gegenüber 2016 stark verbessert. Ein Grund dafür ist, dass uns der Bund die von 2011 bis 2016 gezahlte Kernbrennstoffsteuer von insgesamt 1,7 Mrd. € rückerstattet hat.

Die Investitionstätigkeit führte zu einem Cash Flow von 2.691 Mio. €. Im Berichtsjahr haben wir in großem Umfang kurzfristige Wertpapiere und Geldanlagen liquidiert, um die Dotierung des Kernenergiefonds zu finanzieren. Gegenläufig wirkten unsere Ausgaben für Sach- und Finanzanlageinvestitionen. Im Vorjahr waren aus der Investitionstätigkeit 4.570 Mio. € abgeflossen – u. a. wegen umfangreicher Wertpapierkäufe, die wir mit den Erlösen aus dem Börsengang von innogy getätigt hatten.

Der Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit belief sich auf –1.536 Mio. €, nachdem es 2016 wegen des Börsengangs von innogy noch einen hohen Mittelzufluss (4.282 Mio. €) gegeben hatte. Im Berichtsjahr wurden Finanzschulden in Höhe von 4,9 Mrd. € getilgt; dem standen Refinanzierungen von insgesamt 4,0 Mrd. € gegenüber. Durch Ausschüttungen an Miteigentümer vollkonsolidierter RWE-Gesellschaften und Hybridkapitalgeber sind in Summe 603 Mio. € abgeflossen; davon entfielen 206 Mio. € auf die Dividendenzahlung von innogy an ihre Minderheitsaktionäre.

Aufgrund der dargestellten Zahlungsströme aus der Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit haben sich unsere liquiden Mittel per saldo um 618 Mio. € verringert.

Der hohe Mittelabfluss durch die Dotierung des Kernenergiefonds prägte auch die Entwicklung des Free Cash Flow. Dieser betrug –3.849 Mio. € (Vorjahr: 809 Mio. €). Seit 2017 verwenden wir eine neue Definition des Free Cash Flow: Wir erfassen darin jetzt auch die Ausgaben für Finanzanlagen und die Einnahmen aus Desinvestitionen und Anlagenabgängen. Die Vorjahreszahl wurde entsprechend angepasst.

Niedrigere Nettoschulden dank Rückerstattung der Kernbrennstoffsteuer. Unsere Nettoschulden lagen zum 31. Dezember 2017 bei 20,2 Mrd. €. Gegenüber 2016 haben sie sich um 2,5 Mrd. € verringert. Prognostiziert hatten wir ein stabiles Niveau. Der Rückgang beruht u. a. darauf, dass uns die Kernbrennstoffsteuer rückerstattet wurde. Als wir Anfang 2017 die Prognose erstellten, war das noch nicht absehbar. Daneben sind die Pensionsrückstellungen um 1,3 Mrd. € gesunken. Hintergrund ist, dass sich das Planvermögen, mit dem wir den Großteil unserer Pensionsverpflichtungen abdecken, aufgrund positiver Marktentwicklungen erhöht hat. Außerdem haben wir die Diskontierungszinssätze für die Barwertermittlung bei den deutschen Pensionsverpflichtungen angehoben. Die neuen Sätze belaufen sich im Konzerndurchschnitt auf 2,0%, gegenüber 1,8% im Jahresabschluss 2016. Sie spiegeln die jüngste Marktzinsentwicklung wider. Neben den genannten Faktoren trugen auch Desinvestitionen zum Schuldenrückgang bei, während die Investitionstätigkeit und unsere Ausschüttungen gegenläufig wirkten. Keinen Einfluss auf die Höhe der Nettoschulden hatte die Dotierung des Kernenergiefonds, da sich unsere Kernenergierückstellungen entsprechend verringert haben.

Nettoschulden in Mio. €	31.12.2017	31.12.2016	+/- in Mio. €
Flüssige Mittel	3.933	4.576	-643
Wertpapiere	5.131	10.065	-4.934
Sonstiges Finanzvermögen	1.863	1.621	242
Finanzvermögen	10.927	16.262	-5.335
Anleihen, Schuldscheindarlehen, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, Commercial Paper	15.099	15.921	-822
Währungskurssicherung von Anleihen	27	-263	290
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	2.102	2.263	-161
Finanzverbindlichkeiten	17.228	17.921	-693
Nettofinanzschulden	6.301	1.659	4.642
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	5.420	6.761	-1.341
Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	-103	-29	-74
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	6.005	12.699	-6.694
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.322	2.363	-41
Rückstellungen für den Rückbau von Windparks	359	334	25
Korrektur Hybridkapital	-77	-1.078	1.001
Zuzüglich 50 % des als Eigenkapital ausgewiesenen Hybridkapitals	470	471	-1
Abzüglich 50 % des als Fremdkapital ausgewiesenen Hybridkapitals	-547	-1.549	1.002
Nettoschulden	20.227	22.709	-2.482

Stabile außerbilanzielle Verpflichtungen aus dem Einkauf von Strom und Rohstoffen.

Nicht in den Nettoschulden enthalten sind unsere außerbilanziellen Verpflichtungen. Diese ergeben sich größtenteils aus Langfristverträgen zur Beschaffung von Brennstoffen und Strom. Die Zahlungsverpflichtungen aus den wesentlichen Bezugskontrakten betragen zum Bilanzstichtag 26,2 Mrd. € bei Brennstoffen (Vorjahr: 26,0 Mrd. €) und 7,1 Mrd. € bei Strom (Vorjahr: 7,4 Mrd. €). Den Werten liegen Annahmen über die voraussichtliche Entwicklung der Commodity-Preise zugrunde. Weitere Informationen über unsere außerbilanziellen Verpflichtungen finden Sie auf Seite 144 f. im Anhang.

Eigenkapitalquote auf 17,4 % gestiegen. Zum Abschlussstichtag wies der RWE-Konzern eine Bilanzsumme von 69,1 Mrd. € aus. Das sind 7,3 Mrd. € weniger als im Vorjahr, vor allem wegen der Dotierung des Kernenergiefonds. Unseren Fondsbeitrag von rund 7 Mrd. € hatten wir in der Vorjahresbilanz bei den kurzfristigen Rückstellungen ausgewiesen. Diese haben sich daher stark verringert. Zugleich minderte der Mittelabfluss das kurzfristige Vermögen. Zum Rückgang der Bilanzsumme trug auch bei, dass die Derivate gesunken sind, und zwar um 2,2 Mrd. € auf der Aktivseite der Bilanz und um 1,4 Mrd. € auf der Passivseite. Dagegen schlug sich die Rückerstattung der Kernbrennstoffsteuer durch den Bund bilanzverlängernd nieder. Unter anderem wegen des letztgenannten Sachverhalts hat sich das Eigenkapital des RWE-Konzerns um 4,0 Mrd. € auf 12,0 Mrd. € erhöht. Sein Anteil an der Bilanzsumme (Eigenkapitalquote) stieg um 6,9 Prozentpunkte auf 17,4 %.

Konzernbilanzstruktur	31.12.2017		31.12.2016	
	in Mio. €	in %	in Mio. €	in %
Aktiva				
Langfristiges Vermögen	45.694	66,2	45.911	60,1
Davon:				
Immaterielle Vermögenswerte	12.383	17,9	12.749	16,7
Sachanlagen	24.904	36,1	24.455	32,0
Kurzfristiges Vermögen	23.365	33,8	30.491	39,9
Davon:				
Forderungen und sonstige Vermögenswerte ¹	12.487	18,1	14.122	18,5
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	128	0,2	-	-
Gesamt	69.059	100,0	76.402	100,0
Passiva				
Eigenkapital	11.991	17,4	7.990	10,5
Langfristige Schulden	36.774	53,3	39.646	51,9
Davon:				
Rückstellungen	19.249	27,9	20.686	27,1
Finanzverbindlichkeiten	14.414	20,9	16.041	21,0
Kurzfristige Schulden	20.294	29,3	28.766	37,6
Davon:				
Rückstellungen	5.137	7,4	12.175	15,9
Sonstige Verbindlichkeiten ²	12.259	17,8	14.449	18,9
Zur Veräußerung bestimmte Schulden	111	0,2	-	-
Gesamt	69.059	100,0	76.402	100,0

1 Inklusive Finanzforderungen, Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie Ertragsteuererstattungsansprüche

2 Inklusive Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie Ertragsteuerverbindlichkeiten

1.8 ERLÄUTERUNGEN ZUM JAHRESABSCHLUSS DER RWE AG (HOLDING)

Der Einzelabschluss der RWE AG spiegelt eine stark verbesserte Ertragslage wider. Hatten wir im Vorjahr wegen hoher Wertberichtigungen auf Kraftwerke noch Verluste geschrieben, konnten wir 2017 einen Jahresüberschuss von 1,4 Mrd. € ausweisen. Dabei half uns die Rückerstattung der Kernbrennstoffsteuer durch den Bund. Sie war auch einer der Gründe dafür, dass sich die Eigenkapitalquote der RWE AG um 7,7 Prozentpunkte auf 17,9 % verbesserte.

Jahresabschluss. Die RWE AG stellt ihren Jahresabschluss nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB) und des Aktiengesetzes (AktG) auf. Der Abschluss wird bei der Bundesanzeiger Verlag GmbH mit Sitz in Köln eingereicht,

die ihn im Bundesanzeiger veröffentlicht. Er kann bei uns angefordert werden und steht im Internet unter www.rwe.com/berichte zur Verfügung.

Bilanz der RWE AG (Kurzfassung) in Mio. €	31.12.2017	31.12.2016
Aktiva		
Finanzanlagen	24.901	32.115
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	4.811	8.218
Übrige Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	505	753
Wertpapiere und flüssige Mittel	3.951	4.887
Gesamt	34.168	45.973
Passiva		
Eigenkapital	6.104	4.697
Rückstellungen	2.368	2.419
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	22.623	32.136
Übrige Verbindlichkeiten	3.073	6.721
Gesamt	34.168	45.973

Gewinn- und Verlustrechnung der RWE AG (Kurzfassung) in Mio. €	2017	2016
Ergebnis aus Finanzanlagen	2.268	-1.240
Zinsergebnis	-339	-368
Sonstige Erträge und Aufwendungen	-345	1.176
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-172	-569
Jahresüberschuss/Jahresfehlbetrag	1.412	-1.001
Einstellung in andere Gewinnrücklagen (Vorjahr: Entnahme)	-490	1.006
Bilanzgewinn	922	5

Vermögenslage. Die RWE AG wies zum 31. Dezember 2017 eine Bilanzsumme von 34,2 Mrd. € aus. Das sind 11,8 Mrd. € weniger als im Vorjahr. Deutlich verringert haben sich die Forderungen und Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen. Ein Grund dafür war, dass innogy 2017 einen Teil der Kapitalmarktschulden der RWE AG übernommen hat und mit Vollzug des Schuldnerwechsels entsprechende konzerninterne Darlehen abgelöst bzw. reduziert worden sind (siehe Seite 53). Außerdem entfiel ein 2016 entstandener Dividendenanspruch gegenüber der RWE Downstream Beteiligungs GmbH, weil die Gesellschaft, die unsere 76,8%-Beteiligung an innogy hält, im Berichtsjahr eine entsprechende Ausschüttung an die RWE AG leistete. Der Rückgang der Bilanzsumme beruht ferner darauf, dass die RWE AG Wertpapiere des Anlage- und des Umlaufvermögens veräußert hat. Mit den Erlösen haben wir ein Darlehen zurückgezahlt, das uns RWE Power gewährt hatte, und den Verlust dieser Gesellschaft aus dem Vorjahr ausgeglichen. Die Eigenkapitalquote der RWE AG lag zum 31. Dezember 2017 bei 17,9% und damit deutlich über dem Vorjahreswert (10,2%). Neben den erläuterten Effekten kam hier zum Tragen, dass wir für 2017 einen Jahresüberschuss ausweisen konnten.

Finanzlage. Die RWE AG ist finanziell solide aufgestellt und verfügt über eine Reihe flexibler Finanzierungsinstrumente. Führende Ratingagenturen bescheinigen uns eine hohe Bonität. Ausführliche Informationen über die Finanzlage von RWE und über unsere Finanzierungstätigkeit im Berichtsjahr finden Sie auf Seite 52 ff.

Ertragslage. Verglichen mit dem Vorjahr, das durch hohe Einmalbelastungen geprägt war, hat sich die Ertragslage der RWE AG 2017 wieder stark verbessert.

Das Ergebnis aus Finanzanlagen der RWE AG ist um 3.508 Mio. € auf 2.268 Mio. € gestiegen. Nach den Kraftwerksabschreibungen von 2016 haben die beiden großen Erzeugungsgesellschaften von RWE im Berichtsjahr wieder Gewinne erwirtschaftet. RWE Power kam die Rückerstattung der Kernbrennstoffsteuer zugute, während RWE Generation u. a. von der erfolgreichen kommerziellen Optimierung des Kraftwerkseinsatzes profitierte.

Das Zinsergebnis verbesserte sich um 29 Mio. € auf –339 Mio. €. Hier machte sich bemerkbar, dass wir das Volumen der ausstehenden Hybridanleihen im vergangenen Jahr durch Tilgungen und Rückkäufe gesenkt haben und deshalb weniger für die Finanzierung aufwenden mussten.

Der Saldo aus sonstigen Erträgen und Aufwendungen sank um 1.521 Mio. € auf –345 Mio. €, u. a. wegen des Wegfalls positiver Einmaleffekte aus dem Vorjahr: 2016 hatte die Reorganisation des RWE-Konzerns dazu geführt, dass stille Reserven bei Beteiligungen aufgedeckt wurden.

Bei einem Steueraufwand in Höhe von 172 Mio. € (Vorjahr: 569 Mio. €) kommt die RWE AG für 2017 auf einen Jahresüberschuss von 1.412 Mio. €, nachdem sie im Vorjahr noch einen Fehlbetrag von 1.001 Mio. € ausgewiesen hatte. Auch für 2018 rechnen wir mit einem Jahresüberschuss, der aber niedriger sein wird als 2017.

Der Bilanzgewinn in Höhe von 922 Mio. € spiegelt die geplante Ausschüttung an unsere Aktionäre wider. Aufsichtsrat und Vorstand der RWE AG werden der Hauptversammlung am 26. April 2018 vorschlagen, für das Geschäftsjahr 2017 eine Dividende je Stamm- und Vorzugsaktie von 1,50 € zu zahlen. Der Betrag setzt sich zusammen aus der regulären Dividende von 0,50 € und einer Sonderzahlung von 1,00 €, mit der die RWE-Aktionäre an der Rückerstattung der Kernbrennstoffsteuer beteiligt werden sollen.

Erklärung zur Unternehmensführung nach §§ 289f und 315d HGB. Der Vorstand der RWE AG hat am 15. Februar 2018 eine Erklärung zur Unternehmensführung nach §§ 289f und 315d HGB abgegeben und auf folgender Internetseite veröffentlicht:

www.rwe.com/erklaerung-zur-unternehmensfuehrung

1.9 DARSTELLUNG DES RWE-KONZERNS MIT INNOGY ALS REINER FINANZBETEILIGUNG

Seit wir unsere Tochter innogy an die Börse gebracht haben, steuern wir sie wie eine reine Finanzbeteiligung. Eine Grundlagenvereinbarung gewährleistet, dass das Unternehmen seine Geschäftstätigkeit eigenständig ausüben kann. Bei der Konzernplanung für RWE orientieren wir uns dementsprechend auch an Konzernzahlen, in denen innogy nicht als vollkonsolidierte Gesellschaft enthalten ist, sondern mit dem Marktwert der Beteiligung und mit der Dividendenzahlung. Im Folgenden stellen wir einige dieser nicht IFRS-konformen Kennzahlen dar und erläutern, wie wir sie ermittelt haben.

Vollkonsolidierung gibt Status der innogy-Beteiligung nur eingeschränkt wieder. Gemäß International Financial Reporting Standards (IFRS) müssen wir Gesellschaften, die von der RWE AG mittel- oder unmittelbar beherrscht werden, im Konzernabschluss vollkonsolidieren. Das heißt, die betroffenen Aktivitäten gehen mit ihren Erlösen, Aufwendungen, Cash Flows, Vermögenswerten, Schulden etc. in die Konzernzahlen ein. Auch innogy wird im Konzernabschluss vollkonsolidiert, weil wir mit 76,8 % die Mehrheit an dem Unternehmen halten. Allerdings korrespondiert diese Darstellungsform nur eingeschränkt mit der Art und Weise, wie wir die Gesellschaft steuern. innogy hat für uns den Status einer reinen Finanzbeteiligung, von der wir uns eine attraktive, verlässliche Dividende versprechen. Dokumentiert wird dies durch eine Grundlagenvereinbarung, nach der unsere Tochter unternehmerisch eigenständig agieren kann und die RWE AG ihren Einfluss ausschließlich über die gesetzlichen Organe Aufsichtsrat und Hauptversammlung ausübt.

Angepasstes Zahlenwerk. Für Planungszwecke nutzen wir daher auch eine nicht IFRS-konforme Darstellungsweise, die vom Prinzip einer Vollkonsolidierung abweicht. Unsere Beteiligung an innogy ordnen wir dabei dem Bilanzposten „Übrige Finanzanlagen“ zu. Der Wertansatz ergibt sich aus der Anzahl unserer innogy-Aktien, multipliziert mit deren

Börsenkurs zum Abschlussstichtag. Im bereinigten EBITDA ist innogy 2017 ausschließlich mit der Dividendenzahlung von 683 Mio. € enthalten, im Vorjahr dagegen mit den Beiträgen der innogy-Gesellschaften zum Beteiligungs- und zum At-Equity-Ergebnis des Konzerns, die sich auf 730 Mio. € summierten. Auf das neutrale Ergebnis und das Finanzergebnis des Konzerns hat innogy keinen direkten Einfluss mehr. Allerdings wird das Zahlenwerk von RWE zusätzlich dadurch verändert, dass wir Geschäfte des Restkonzerns mit innogy fiktiv wie Geschäfte mit Dritten behandeln.

Bereinigtes EBITDA besser als erwartet. Die folgende Übersicht stellt einige wesentliche Finanzkennzahlen dar, die sich nach der oben beschriebenen Methodik ergeben. Die Zahlen entwickelten sich in die gleiche Richtung wie bei einer Vollkonsolidierung von innogy. Das bereinigte EBITDA lag mit 2.066 Mio. € etwas über unseren Erwartungen; gegenüber 2016 hat es sich um 7 % erhöht. Das bereinigte Nettoergebnis bewegte sich mit 973 Mio. € im oberen Bereich dessen, was wir prognostiziert hatten, nachdem es 2016 noch leicht negativ gewesen war (-20 Mio. €). Eine positive Entwicklung verzeichneten wir auch bei den Nettoschulden: Sie sanken um 34 % auf 4.510 Mio. €, insbesondere wegen der Rückerstattung der Kernbrennstoffsteuer.

Kennzahlen für den RWE-Konzern unter Einbeziehung von innogy als nicht vollkonsolidierte Finanzbeteiligung ¹ in Mio. €	2017	2016	+/- in %
Bereinigtes EBITDA	2.066	1.928	7,2
Bereinigtes EBIT	1.474	1.077	36,9
Ergebnis vor Steuern	2.320	-5.795	140,0
Nettoergebnis	2.160	-5.807	137,2
Bereinigtes Nettoergebnis	973	-20	-
Nettofinanzschulden	-6.070	-9.999	39,3
Nettoschulden	4.510	6.858	-34,2

¹ Die Zahlen sind abweichend von IFRS-Vorgaben ermittelt worden. Neben der Erfassung von innogy als Finanzbeteiligung betrifft dies u. a. die folgenden Punkte: Liefer- und Leistungsverträge des Restkonzerns mit innogy sind durchweg als schwebende Geschäfte bilanziert worden, auch wenn sie nach IAS 39 gegebenenfalls mit dem beizulegenden Zeitwert zu bewerten gewesen wären. Rückstellungen für eventuell drohende Verluste aus diesen Geschäften haben wir nicht gebildet. Für Liefer- und Leistungsbeziehungen mit externen Dritten und damit verbundenen Rückstellungen ist die Bilanzierung aus dem IFRS-Konzernabschluss übernommen worden. Gleiches gilt für die bilanziellen Effekte von Sicherungsbeziehungen und für latente Steuern.

1.10 ÜBERNAHMERECHTLICHE ANGABEN

Gegenstand dieses Kapitels sind die Angaben nach §§ 315a Abs. 1 und 289a Abs. 1 des Handelsgesetzbuches sowie nach § 176 Abs. 1 Satz 1 Aktiengesetz. Dargestellt werden gesellschaftsspezifische Regelungen, die u. a. die Anpassung der Kapitalstruktur durch den Vorstand oder den Fall eines Wechsels der Unternehmenskontrolle betreffen. Bei RWE entsprechen all diese Bestimmungen den Standards deutscher kapitalmarktorientierter Unternehmen.

Zusammensetzung des gezeichneten Kapitals. Das gezeichnete Kapital der RWE AG besteht aus 575.745.499 nennbetragslosen Stammaktien und 39.000.000 nennbetragslosen Vorzugsaktien ohne Stimmrecht, die jeweils auf den Inhaber lauten. Das entspricht Anteilen von 93,7 % bzw. 6,3 % am gezeichneten Kapital. Die Inhaber der Vorzugsaktien haben Vorrang bei der Verteilung des Bilanzgewinns. Dieser wird gemäß Satzung in folgender Reihenfolge verwendet:

- 1) zur Nachzahlung etwaiger Rückstände von Gewinnanteilen auf die Vorzugsaktien aus den Vorjahren;
- 2) zur Zahlung eines Vorzugsgewinnanteils von 0,13 € je Vorzugsaktie;
- 3) zur Zahlung eines Gewinnanteils auf die Stammaktien von bis zu 0,13 € je Stammaktie;
- 4) zur gleichmäßigen Zahlung etwaiger weiterer Gewinnanteile auf die Stamm- und Vorzugsaktien, soweit die Hauptversammlung keine andere Verwendung beschließt.

Die Zusammensetzung des gezeichneten Kapitals sowie die Ausgestaltung der Rechte und Pflichten der Aktionäre entsprechen den gesetzlichen und satzungsmäßigen Vorgaben.

Kapitalbeteiligungen von mehr als 10 % der Stimmrechte.

Zum 31. Dezember 2017 gab es keine Beteiligung an der RWE AG, die bei über 10 % der Stimmrechte lag. Mitte des Jahres hatte die RWEB GmbH mitgeteilt, dass ihr Stimmrechtsanteil von 14,18 % auf 2,70 % gesunken war.

Beschränkungen bei der Übertragung von Aktien. Im Rahmen des Belegschaftsaktienprogramms der RWE AG sind im abgelaufenen Geschäftsjahr 340.920 RWE-Stammaktien an Mitarbeiter ausgegeben worden. Diese Titel unterliegen bis zum 31. Dezember 2018 einer Verfügungsbeschränkung.

Ernennung und Abberufung der Vorstandsmitglieder/ Satzungsänderungen. Die Ernennung und Abberufung der Mitglieder des Vorstands ist durch §§ 84 f. Aktiengesetz (AktG) in Verbindung mit § 31 Mitbestimmungsgesetz geregelt. Satzungsänderungen richten sich nach §§ 179 ff. AktG in Verbindung mit § 16 Abs. 6 der Satzung der RWE AG. Die genannte Satzungsregelung sieht vor, dass Beschlüsse der

Hauptversammlung mit einfacher Mehrheit der abgegebenen Stimmen und, soweit außerdem eine Kapitalmehrheit erforderlich ist, mit einfacher Mehrheit des bei der Beschlussfassung vertretenen Grundkapitals gefasst werden, falls nicht das Gesetz oder die Satzung zwingend etwas anderes vorschreibt. Nach § 10 Abs. 9 der Satzung ist der Aufsichtsrat ermächtigt, Satzungsänderungen zu beschließen, die nur die Fassung, d. h. die sprachliche Form, und nicht den Inhalt betreffen.

Befugnisse des Vorstands zum Erwerb eigener Aktien. Mit Beschluss der Hauptversammlung vom 16. April 2014 wurde die RWE AG ermächtigt, bis zum 15. April 2019 Aktien der Gesellschaft, gleich welcher Gattung, im Umfang von bis zu 10 % des zum Beschlusszeitpunkt oder – falls dieser Wert geringer ist – des zum Zeitpunkt der Ausübung der Ermächtigung bestehenden Grundkapitals zu erwerben. Die Aktien können nach Wahl des Vorstands über die Börse oder mittels eines öffentlichen Kaufangebots erworben werden.

Die so erworbenen Aktien dürfen eingezogen werden. Ferner dürfen sie im Rahmen von Unternehmenszusammenschlüssen oder beim Erwerb von Unternehmen, Unternehmensanteilen, Betrieben oder Anteilen an Unternehmen an Dritte übertragen oder in anderer Weise veräußert werden. Eine Veräußerung, die weder über die Börse noch durch ein Angebot an alle Aktionäre erfolgt, ist nur gegen Barzahlung erlaubt. Außerdem darf in diesen Fällen der Veräußerungspreis den Börsenpreis nicht wesentlich unterschreiten. Die Gesellschaft kann zurückerworbene Aktien auch an die Inhaber von Options- oder Wandelschuldverschreibungen liefern. Schließlich darf die Gesellschaft die Aktien auch verwenden, um Verpflichtungen aus Belegschaftsaktienprogrammen zu erfüllen. In den genannten Fällen ist das Bezugsrecht ausgeschlossen. Die Ermächtigungen können ganz oder teilweise sowie einmalig oder mehrmals in Teilbeträgen ausgeübt werden.

Befugnisse des Vorstands zur Ausgabe neuer Aktien. Der Vorstand ist durch Beschluss der Hauptversammlung vom 16. April 2014 ermächtigt, das Grundkapital der Gesellschaft bis zum 15. April 2019 mit Zustimmung des Aufsichtsrats um bis zu 314.749.693,44 € durch Ausgabe von bis zu 122.949.099 auf den Inhaber lautenden Stammaktien gegen Bar- oder Sacheinlagen zu erhöhen (genehmigtes Kapital).

Die Ermächtigungen können ganz oder teilweise sowie einmalig oder mehrmals in Teilbeträgen ausgeübt werden.

Den Aktionären steht grundsätzlich ein Bezugsrecht zu. Der Vorstand kann es jedoch mit Zustimmung des Aufsichtsrats in den folgenden Fällen ausschließen: Das Bezugsrecht kann ausgeschlossen werden, um Spitzenbeträge zu vermeiden, die sich aus dem Bezugsverhältnis ergeben. Es kann zudem ausgeschlossen werden, um Aktien gegen Sacheinlagen zum Zwecke von Unternehmenszusammenschlüssen oder zum Erwerb von Unternehmen, Unternehmensteilen, Betrieben oder Anteilen an Unternehmen auszugeben. Bei einer Barkapitalerhöhung kann das Bezugsrecht ausgeschlossen werden, wenn der Ausgabepreis den Börsenpreis nicht wesentlich unterschreitet und der auf die neuen Aktien, für die das Bezugsrecht ausgeschlossen wird, insgesamt entfallende anteilige Betrag 10 % des Grundkapitals nicht überschreitet. Schließlich kann das Bezugsrecht ausgeschlossen werden, um die Aktien eventuellen Inhabern von Wandel- und Optionsanleihen in dem Umfang anzubieten, wie sie ihnen nach Wandlung bzw. Ausübung der Option als Aktionär zustehen würden.

Der Vorstand ist ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats den weiteren Inhalt der Aktienrechte und die Bedingungen der Aktienausgabe festzulegen.

Insgesamt darf das Grundkapital durch Ausgabe neuer Aktien unter Bezugsrechtsausschluss um nicht mehr als 20 % erhöht werden.

Auswirkungen eines Wechsels der Unternehmenskontrolle auf die Fremdfinanzierung. Unsere Instrumente zur Fremdfinanzierung enthalten vielfach Klauseln, die sich auf den Fall eines Wechsels der Unternehmenskontrolle (Change of Control) beziehen. Für die Senior-Anleihe, die im Zuge der Schuldenübertragung auf innogy mit einem Restbetrag bei der RWE AG verblieben ist (siehe Seite 53), gilt folgende Regelung: Sollte es bei der RWE AG zu einem Kontrollwechsel in Verbindung mit einer Absenkung des Kreditratings unter die Kategorie „Investment Grade“ kommen, können die Anleihegläubiger die sofortige Rückzahlung verlangen. Bei ihren nachrangigen Hybridanleihen hat die RWE AG in besagtem Fall das Recht, diese innerhalb des festgelegten Kontrollwechselzeitraums zu kündigen. Geschieht dies nicht, erhöht sich die jährliche Vergütung, die für die Hybridanleihen zu gewähren ist, um 500 Basispunkte.

Auch die syndizierte Kreditlinie der RWE AG über 3 Mrd. € enthält eine Change-of-Control-Klausel, die im Wesentlichen folgenden Inhalt hat: Im Fall einer Änderung der Kontroll- oder Mehrheitsverhältnisse bei RWE sind weitere Inanspruchnahmen vorerst ausgesetzt. Die Kreditgeber nehmen mit uns Verhandlungen über eine Fortführung der Kreditlinie auf. Sie können diese kündigen, falls wir mit der Mehrheit von ihnen innerhalb von 30 Tagen nach dem Kontrollwechsel keine Einigung erzielen.

Auswirkungen eines Kontrollwechsels auf die Vergütung von Vorstand und Führungskräften. Die Mitglieder des Vorstands der RWE AG haben ein Sonderkündigungsrecht, wenn Aktionäre oder Dritte die Kontrolle über das Unternehmen erlangen und dies für das jeweilige Vorstandsmitglied mit wesentlichen Nachteilen verbunden wäre. In diesem Fall können sie ihr Amt innerhalb eines halben Jahres nach dem Wechsel der Unternehmenskontrolle aus wichtigem Grund niederlegen. Dabei ist eine Frist von drei Monaten einzuhalten. Zusätzlich kann ein Vorstandsmitglied die Beendigung des Dienstverhältnisses unter Gewährung einer Einmalzahlung verlangen.

Die Höhe der Einmalzahlung entspricht den bis zum Ende der ursprünglich vereinbarten Vertragslaufzeit anfallenden Bezügen, höchstens jedoch dem Dreifachen der vertraglichen Jahresgesamtvergütung. Aktienbasierte Vergütungen sind hier nicht eingerechnet. Diese Regelung entspricht den geltenden Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex.

Im Strategic Performance Plan, den wir auf Seite 66 f. erläutern, ist für den Vorstand und die Führungskräfte der RWE AG und nachgeordneter verbundener Unternehmen festgelegt, dass im Falle eines Wechsels der Unternehmenskontrolle die gewährten Performance Shares, die bereits final festgeschrieben, aber noch nicht zur Auszahlung gelangt sind, vorzeitig ausbezahlt werden. Der Auszahlungsbetrag entspricht der Anzahl der Performance Shares, multipliziert mit der Summe aus dem durchschnittlichen Schlusskurs der RWE-Stammaktie über die letzten 30 Börsenhandelstage vor Verlautbarung des Kontrollwechsels und den bis zu diesem Zeitpunkt pro Aktie ausgezahlten Dividenden, gerechnet ab dem Zeitpunkt der Festschreibung der Performance Shares. Alle zum Zeitpunkt des Wechsels der Unternehmenskontrolle vorläufig zugeteilten Performance Shares verfallen ersatz- und entschädigungslos.

1.11 VERGÜTUNGSBERICHT

Eine leistungsorientierte und transparente Vergütung von Aufsichtsrat und Vorstand gehört zu den Kernelementen guter Corporate Governance. Im Folgenden erläutern wir die Struktur und die Höhe der Vergütung der Mitglieder des Aufsichtsrats und des Vorstands der RWE AG. Neben den Vorgaben des deutschen Aktien- und Handelsrechts berücksichtigen wir dabei auch alle Empfehlungen, die der Deutsche Corporate Governance Kodex zur Ausgestaltung und Darstellung der Vergütungssysteme gibt.

Struktur der Vergütung des Aufsichtsrats

Die Vergütung des Aufsichtsrats ist in der Satzung der RWE AG geregelt. Danach steht dem Vorsitzenden des Aufsichtsrats pro Geschäftsjahr eine Festvergütung von 300 Tsd. € zu. Seinem Stellvertreter werden 200 Tsd. € gewährt. Die übrigen Mitglieder des Aufsichtsrats erhalten 100 Tsd. € und darüber hinaus eine Vergütung für Ausschusstätigkeiten, die wie folgt geregelt ist:

Die Mitglieder des Prüfungsausschusses bekommen ein zusätzliches Entgelt von 40 Tsd. €. Für den Vorsitzenden dieses Ausschusses erhöht sich der Betrag auf 80 Tsd. €. Bei den sonstigen Ausschüssen – mit Ausnahme des Nominierungsausschusses – werden den Mitgliedern und Vorsitzenden zusätzlich 20 bzw. 40 Tsd. € gezahlt. Eine Ausschusstätigkeit wird nur dann vergütet, wenn der jeweilige Ausschuss mindestens einmal im Geschäftsjahr tätig geworden ist.

Mitglieder des Aufsichtsrats, die zur gleichen Zeit mehrere Ämter in dem Gremium ausüben, erhalten nur die Vergütung für das am höchsten vergütete Amt. Übt ein Mitglied des Aufsichtsrats bestimmte Funktionen nur für einen Teil des Geschäftsjahres aus, so wird die Vergütung zeitanteilig gewährt.

Höhe der Vergütung des Aufsichtsrats

Die Gesamtvergütung der Aufsichtsräte (einschließlich der Vergütungen für Ausschusstätigkeiten und der Mandatsvergütung bei Tochtergesellschaften; ohne Auslagen) summierte sich für das Geschäftsjahr 2017 auf 3.637 Tsd. € (Vorjahr: 3.228 Tsd. €). Davon wurden 459 Tsd. € (Vorjahr: 442 Tsd. €) für Tätigkeiten in den Ausschüssen des Aufsichts-

Neben der Vergütung erhalten Mitglieder des Aufsichtsrats Zahlungen zur Erstattung von Auslagen. Einzelne Mitglieder des Aufsichtsrats beziehen darüber hinaus Einkünfte aus der Ausübung von Aufsichtsratsmandaten bei Tochtergesellschaften der RWE AG.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats haben eine Selbstverpflichtungserklärung abgegeben, nach der sie 25 % der gewährten Gesamtvergütung (vor Steuern) – vorbehaltlich etwaiger Verpflichtungen zur Abführung der Vergütung – für den Kauf von RWE-Aktien einsetzen und diese Aktien für die Dauer ihrer Mitgliedschaft im Aufsichtsrat der RWE AG halten. Im vergangenen Jahr sind alle Mitglieder, die ihre Vergütung nicht abführen, der Selbstverpflichtung bezüglich ihrer Vergütung für 2016 nachgekommen. Im Falle der im April 2017 neu in das Gremium gewählten Mitglieder gilt die Selbstverpflichtung erstmals für die Anfang 2018 ausbezahlte Vergütung für das Geschäftsjahr 2017.

rats gewährt und Mandatsvergütungen von Tochtergesellschaften in Höhe von 877 Tsd. € (Vorjahr: 482 Tsd. €) ausbezahlt. Der Anstieg der Mandatsvergütungen ergibt sich u. a. daraus, dass einzelne Personen auch dem Aufsichtsrat der innogy SE angehören und für diese Tätigkeit im Jahr 2016 nur eine zeitanteilige Vergütung gewährt wurde.

Die folgende Tabelle zeigt die Aufsichtsratsvergütung für alle Personen, die dem Gremium in den Jahren 2016 und/oder 2017 angehört haben.

Vergütung des Aufsichtsrats ¹	Feste Vergütung		Ausschussvergütung		Mandatsvergütung bei Tochtergesellschaften ²		Gesamtbezüge ³	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
in Tsd. €								
Dr. Werner Brandt, Vorsitzender	300	240	-	24	300	130	600	393
Dr. Manfred Schneider, Vorsitzender (bis 20.04.2016)	-	91	-	-	-	-	-	91
Frank Bsirske, stellv. Vorsitzender	200	200	-	-	200	86	400	286
Reiner Böhle	100	100	20	20	120	48	240	168
Sandra Bossemeyer	100	70	20	14	-	-	120	84
Dieter Faust (bis 20.04.2016)	-	30	-	12	-	12	-	55
Ute Gerbauet (seit 27.04.2017)	68	-	-	-	-	-	68	-
Reinhold Gispert (seit 27.04.2017)	68	-	26	-	14	-	108	-
Roger Graef (bis 20.04.2016)	-	30	-	-	-	-	-	30
Arno Hahn (bis 27.04.2017)	32	100	13	40	18	54	63	194
Andreas Henrich	100	70	-	-	-	-	100	70
Maria van der Hoeven (20.04.2016 bis 14.10.2016)	-	49	-	-	-	12	-	61
Manfred Holz (bis 20.04.2016)	-	30	-	6	-	6	-	42
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel	100	100	20	20	-	-	120	120
Dr. h. c. Monika Kircher	100	21	-	-	-	-	100	21
Martina Koederitz (20.04.2016 bis 27.04.2017)	32	70	-	-	38	33	71	103
Monika Kriebber	100	70	20	14	67	-	187	84
Frithjof Kühn (bis 20.04.2016)	-	30	-	6	-	-	-	36
Hans Peter Lafos (bis 20.04.2016)	-	30	-	-	-	12	-	42
Harald Louis	100	70	20	14	40	-	160	84
Christine Merkamp (bis 20.04.2016)	-	30	-	-	-	-	-	30
Dagmar Mühlendorf	100	100	20	20	-	-	120	120
Peter Ottmann	100	70	20	14	-	8	120	92
Günther Scharz	100	70	20	14	-	2	120	85
Dr. Erhard Schipporeit	100	70	80	56	-	-	180	126
Dagmar Schmeer (bis 20.04.2016)	-	30	-	-	-	-	-	30
Prof. Dr.-Ing. Ekkehard D. Schulz (bis 20.04.2016)	-	30	-	12	-	-	-	42
Dr. Wolfgang Schüssel	100	100	40	34	-	-	140	134
Ullrich Sierau	100	100	40	40	-	-	140	140
Ralf Sikorski	100	100	40	40	50	50	190	190
Marion Weckes	100	70	40	28	-	-	140	98
Dr. Dieter Zetsche (bis 20.04.2016)	-	30	-	-	-	-	-	30
Leonhard Zubrowski	100	100	20	20	30	30	150	150
Gesamt³	2.301	2.303	459	442	877	482	3.637	3.228

1 Aufsichtsratsmitglieder, die im Jahresverlauf aus dem Gremium ausgeschieden oder ihm beigetreten sind, erhalten eine zeitanteilige Vergütung.

2 Mandatsvergütungen bei Tochtergesellschaften sind nur insoweit einbezogen, als sie auf Zeiträume der Mitgliedschaft im Aufsichtsrat der RWE AG entfallen.

3 Die kaufmännische Rundung von Einzelwerten kann dazu führen, dass sich diese in der Tabelle nicht exakt aufaddieren.

Struktur der Vergütung des Vorstands

Grundlegendes zur Vorstandsvergütung. Struktur und Höhe der Vorstandsvergütung werden vom Aufsichtsrat der RWE AG festgelegt und regelmäßig daraufhin überprüft, ob sie angemessen und marktüblich sind. Das im Folgenden erläuterte Vergütungssystem wird seit dem 1. Oktober 2016 angewendet. Es gewährleistet eine Vergütung, die sich an der persönlichen Leistung des Einzelnen, dem Unternehmenserfolg und der langfristigen Kursentwicklung der RWE-Aktie ausrichtet.

Die Vorstandsvergütung besteht aus erfolgsunabhängigen und erfolgsabhängigen Komponenten. Erstere sind das Festgehalt, das Versorgungsentgelt sowie Sach- und sonstige Bezüge. Zu den erfolgsabhängigen Komponenten zählen die Tantieme und als langfristiger Vergütungsbestandteil eine aktienbasierte Vergütung.

Empfänger der Vorstandsvergütung. Im zurückliegenden Geschäftsjahr erhielten Dr. Rolf Martin Schmitz, Dr. Markus Krebber und Uwe Tigges Leistungen für Vorstandstätigkeiten bei der RWE AG. Dr. Schmitz ist seit 1. Mai 2009 Mitglied des Vorstands und seit 15. Oktober 2016 dessen Vorsitzender. Dr. Krebber wurde zum 1. Oktober 2016 in das Gremium berufen und verantwortet seit dem 15. Oktober 2016 das Finanzressort. Uwe Tigges gehörte dem Vorstand vom 1. April 2013 bis zum 30. April 2017 an. Er führte das Personalressort und war zugleich Arbeitsdirektor. Uwe Tigges hat sein Mandat niedergelegt, um sich auf seine Tätigkeit im Vorstand der innogy SE zu konzentrieren, dem er seit 1. April 2016 angehört. Seine Aufgaben im Vorstand der RWE AG sind zum 1. Mai 2017 auf Dr. Rolf Martin Schmitz übertragen worden, der seither auch Arbeitsdirektor ist.

Alle Vorstandsmitglieder haben mit Wirkung zum 1. Oktober 2016 Dienstverträge auf Basis des aktuellen Vergütungssystems geschlossen. Uwe Tigges, der zum damaligen Zeitpunkt dem Vorstand der RWE AG und der innogy SE angehörte, erhielt seinen Vertrag von der innogy SE.

Erfolgsunabhängige Vergütung des Vorstands

Festgehalt und Versorgungsentgelt. Alle Vorstandsmitglieder beziehen ein jährliches Festgehalt, das in zwölf monatlichen Raten ausbezahlt wird. Als zweite fixe Vergütungskomponente steht Vorstandsmitgliedern für jedes Dienstjahr ein individuell festgelegter Betrag als Versorgungsentgelt zu. Das Versorgungsentgelt wird wahlweise bar ausgezahlt oder zugunsten einer späteren Versorgungsleistung vollständig oder anteilig durch Brutto-Entgeltumwandlung in eine wertgleiche Versorgungszusage überführt. Zur Finanzierung der Versorgungszusage hat RWE eine Rückdeckungsversicherung abgeschlossen. Das aufgebaute Kapital ist nach dem Eintritt des Vorstandsmitglieds in den Ruhestand abrufbar, frühestens mit Vollendung des 62. Lebensjahres. Die Regelaltersgrenze erreichen Vorstandsmitglieder der RWE AG mit 63 Jahren. Danach ist eine Wiederbestellung für jeweils ein Jahr möglich, maximal jedoch bis zur Vollendung des 65. Lebensjahres.

Die Vorstandsmitglieder können bei Wechsel in den Ruhestand zwischen einer Einmalzahlung und einer Ratenzahlung in maximal neun Teilbeträgen wählen. Weitere Versorgungsleistungen erhalten sie oder ihre Hinterbliebenen nicht. Soweit im Rahmen früherer Tätigkeiten im RWE-Konzern Ruhegeldansprüche erworben wurden, bleiben diese unverändert bestehen. Die Ruhegeldansprüche von Uwe Tigges wurden mit Beendigung seines Dienstvertrags von der RWE AG auf die innogy SE übertragen.

Eine abweichende Regelung gilt für Dr. Rolf Martin Schmitz, der bereits vor Einführung des Versorgungsentgelts in den Vorstand berufen wurde. Ihm ist eine Pensionszusage erteilt worden, die unverändert fortgeführt wird.

Sach- und sonstige Bezüge. Zu den erfolgsunabhängigen Vergütungsbestandteilen gehören auch die Sach- und sonstigen Bezüge. Sie bestehen im Wesentlichen aus der Dienstwagenutzung und den Prämien zur Unfallversicherung.

Erfolgsabhängige Vergütung des Vorstands

Tantieme. Die Vorstandsmitglieder erhalten eine Tantieme, die sowohl von der wirtschaftlichen Entwicklung des Unternehmens als auch von der Erreichung individueller und kollektiver Ziele des Vorstands abhängt. Ausgangspunkt für ihre Ermittlung ist die sogenannte Unternehmenstantieme, die von der Höhe des bereinigten EBIT abhängt und folgendermaßen ermittelt wird:

Der Aufsichtsrat legt zu Beginn des jeweiligen 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 %. Die Unternehmenstantieme entspricht dann dem vertraglich festgelegten Tantiemebudget. Über- oder unterschreitet das bereinigte EBIT den Zielwert, steigt bzw. sinkt die Zielerreichung mit dem Faktor 2,5. Bei einem bereinigten EBIT von genau 120 % des Zielwerts beträgt die Zielerreichung 150 %. Der letztgenannte Wert ist zugleich die Obergrenze, die selbst bei einem höheren bereinigten EBIT nicht übertroffen werden kann. Die Untergrenze wird erreicht, wenn das bereinigte EBIT genau 80 % des Zielwerts beträgt. Die Zielerreichung der Unternehmenstantieme beträgt dann 50 %. Fällt der EBIT-Wert unter die 80 %-Schwelle, wird keine Unternehmenstantieme ausbezahlt.

Die persönliche Leistung der Vorstandsmitglieder wird dadurch berücksichtigt, dass die Unternehmenstantieme mit einem Leistungsfaktor multipliziert wird. Dieser kann zwischen 0,8 und 1,2 liegen. Welcher Wert erreicht wird, hängt von folgenden Kriterien ab, die jeweils mit einem Drittel gewichtet werden: (1) der Erreichung individueller Ziele, (2) der kollektiven Leistung des Gesamtvorstands sowie (3) der Leistungen auf dem Gebiet der Corporate Responsibility (CR) und der Mitarbeitermotivation. Der Erfolg auf dem Gebiet der CR hängt von der Erreichung ökologischer und gesellschaftlicher Ziele ab und wird in unserer Nachhaltigkeitsberichterstattung dokumentiert. Die Mitarbeitermotivation messen wir mit einem Motivationsindex, der sich auf anonyme Befragungen zur Leistungsbereitschaft und Zufriedenheit unserer Mitarbeiter stützt.

Nach Ablauf eines Geschäftsjahres bewertet der Aufsichtsrat die Leistung der Vorstandsmitglieder hinsichtlich der drei genannten Kriterien und bestimmt so ihren individuellen Leistungsfaktor. Dies geschieht nach Maßgabe der Ziele und Zielwerte, die er zu Anfang des Geschäftsjahres verbindlich festgelegt hat. Die so ermittelte Tantieme wird nach Ablauf des Geschäftsjahres vollständig an die Vorstandsmitglieder ausbezahlt.

Aktienbasierte Vergütung. Den Mitgliedern des Vorstands wird außerdem eine aktienbasierte Vergütung nach dem Strategic Performance Plan (kurz: SPP) der RWE AG gewährt. Der SPP honoriert das Erreichen langfristiger Ziele. Maßgeblich für den Erfolg sind hier die Höhe des bereinigten Nettoergebnisses und die Performance der RWE-Stammaktie (Rendite aus Kursentwicklung und Dividende) über einen Zeitraum von mehreren Jahren. Indem der SPP die Vergütung mit der langfristigen Aktienkursentwicklung verknüpft, bestärkt er den Vorstand darin, bei seinen Entscheidungen die Perspektive der Unternehmenseigentümer anzunehmen.

Der SPP basiert auf bedingt zugeteilten Performance Shares. Diese werden jeweils zum 1. Januar eines Geschäftsjahres gewährt. Die Planbedingungen des SPP sehen eine Übergangstranche im Einführungsjahr 2016 und drei weitere reguläre Tranchen für 2017, 2018 und 2019 vor. Die Vorstandsmitglieder erhalten je Tranche ein Zuteilungsschreiben. Aus dem darin genannten Brutto-Zuteilungsbetrag wird die – noch vorläufige – Anzahl der Performance Shares ermittelt, indem er durch den mittleren Xetra-Schlusskurs der RWE-Aktie in den letzten 30 Börsenhandelstagen vor der Gewährung geteilt wird.

Die Performance Shares haben eine Laufzeit von vier Jahren (Vesting-Periode). Nach Ablauf des ersten Jahres wird die Anzahl der endgültig zugeteilten Performance Shares festgestellt. Sie hängt vom bereinigten Nettoergebnis ab, das der RWE-Konzern in diesem Jahr erzielt hat. Dabei wird der Ist-Wert mit einem vorab definierten Zielwert verglichen. Diesen festzulegen ist Sache des Aufsichtsrats, der sich dabei an der genehmigten Mittelfristplanung orientiert. Entspricht der Ist-Wert exakt dem Zielwert, werden 100 % der vorläufig zugeteilten Performance Shares dieser Tranche final festgeschrieben. Bei einer Überschreitung des Zielwertes beträgt die endgültige Zuteilung mehr als 100 %, und umgekehrt. Ähnlich wie bei der Ermittlung der Unternehmenstantieme gibt es eine Ober- und eine Untergrenze. Erreicht oder überschreitet das bereinigte Nettoergebnis den oberen Schwellenwert, werden 150 % der vorläufig gewährten Performance Shares final zugeteilt. Entspricht es dem unteren Schwellenwert, liegt die endgültige Zuteilung bei 50 %. Bei einem noch niedrigeren Ist-Wert verfallen sämtliche vorläufig gewährten Performance Shares dieser Tranche vollständig und ersatzlos. Die endgültige Anzahl der Performance Shares kann somit zwischen 0 % und 150 % der vorläufig zugeteilten Performance Shares betragen.

Nach Ablauf der vierjährigen Vesting-Periode werden die final festgeschriebenen Performance Shares vollständig und in bar an die Mitglieder des Vorstands ausbezahlt. Der Auszahlungsbetrag hängt von der Performance der RWE-Stammaktie ab. Er entspricht der Anzahl der final zugeteilten Performance Shares, multipliziert mit dem durchschnittlichen Xetra-Schlusskurs der RWE-Aktie der letzten 30 Börsenhandelstage vor dem Ende der Vesting-Periode, zuzüglich der kumulierten Dividenden, die während der Haltefrist ausgezahlt worden sind. Allerdings gibt es auch hier eine Deckelung: Selbst bei einer extrem guten Aktienperformance ist die Auszahlung auf höchstens 200 % des anfänglich gewährten Brutto-Zuteilungsbetrags begrenzt.

Die Vorstandsmitglieder sind verpflichtet, 25 % des Auszahlungsbetrags (nach Steuern) in RWE-Aktien zu reinvestieren. Die Aktien müssen mindestens bis zum Ende des dritten Jahres nach Ablauf der Vesting-Periode gehalten werden.

Bei Einführung des SPP wurde den Mitgliedern des Vorstands die aktienbasierte Vergütung für das Übergangsjahr 2016 rückwirkend vollständig auf Basis des neuen SPP gewährt. Für die Einführungsranche 2016 richtet sich die finale Anzahl der Performance Shares nach der Höhe des bereinigten Nettoergebnisses von 2017 und seinem Verhältnis zum Zielwert für 2017. Hintergrund ist, dass es zum Zeitpunkt ihrer Gewährung im Oktober 2016 nicht mehr sinnvoll war, einen 2016er-Zielwert für das bereinigte Nettoergebnis festzulegen.

Der Aufsichtsrat hat bereits 2016 für alle vorgesehenen Tranchen (2016 bis 2019) des SPP Zielwerte für das bereinigte Nettoergebnis festgelegt. Dabei sind auch die erläuterten Ober- und Untergrenzen fixiert worden. Nachträgliche Anpassungen dieser Werte kann der Aufsichtsrat nur in sehr begrenztem Umfang und in abschließend definierten Fällen vornehmen, um Auswirkungen von Kapitalmaßnahmen, Akquisitionen, Veräußerungen und regulatorische Änderungen zu berücksichtigen, die bei der Festlegung der Werte noch nicht bekannt oder absehbar waren. Damit folgt die RWE AG der Empfehlung des Deutschen Corporate Governance Kodex (DCGK), dass prinzipiell keine nachträglichen Änderungen der Erfolgsziele oder der Vergleichsparameter vorgenommen werden sollen.

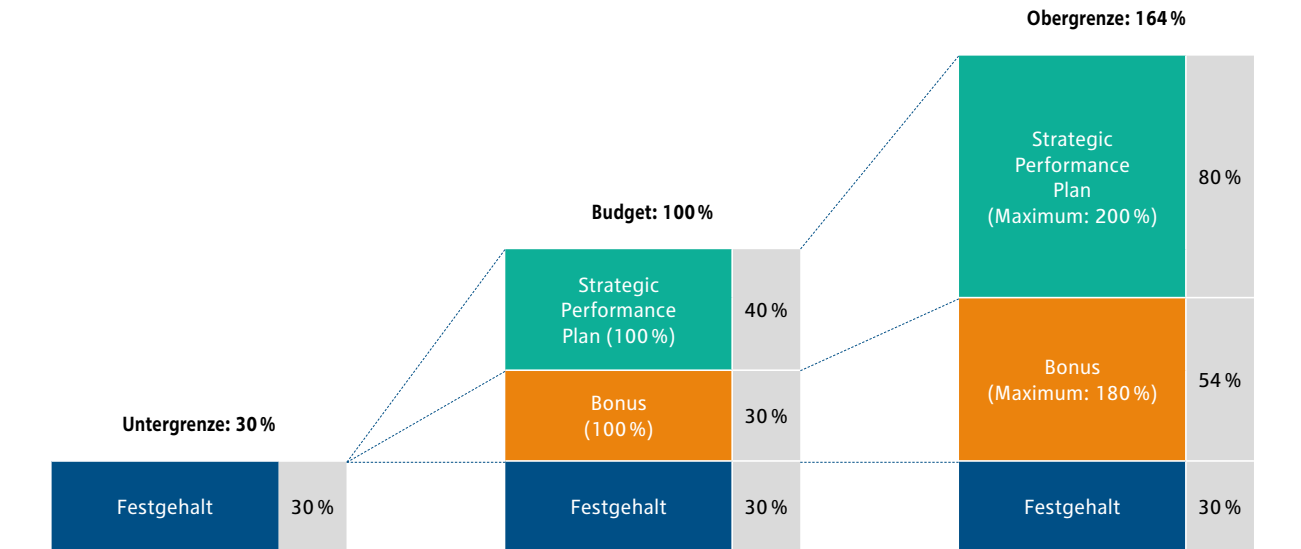
Nach dem Ausscheiden eines Vorstandsmitglieds am Ende der Vertragslaufzeit bleiben die Performance Shares unverändert bestehen und werden am Ende der vierjährigen Vesting-Periode plangemäß ausgezahlt. Scheidet ein Vorstandsmitglied auf eigenen Wunsch vorzeitig aus der Gesellschaft aus oder wird ihm aus wichtigem Grund außerordentlich gekündigt, verfallen alle Performance Shares, die noch nicht das Ende der Planlaufzeit erreicht haben. Der SPP enthält überdies eine sogenannte Malus-Regelung. Danach kann der Aufsichtsrat ein Fehlverhalten von Vorstandsmitgliedern, z. B. gravierende Verstöße gegen den Verhaltenskodex der Gesellschaft, mit einer Kürzung oder einer vollständigen Streichung laufender SPP-Tranchen ahnden.

Mandatsbezüge. Die Mitglieder des Vorstands der RWE AG erhielten im abgelaufenen Geschäftsjahr Bezüge für die Wahrnehmung von Aufsichtsratsmandaten in konzernverbundenen Unternehmen. Diese Bezüge werden vollständig auf die Tantieme angerechnet und führen damit nicht zu einer Erhöhung der Gesamtbezüge.

Anteile der Einzelkomponenten an der Gesamtvergütung. Unterstellt man, dass das Unternehmen und die Vorstandsmitglieder ihre Zielvorgaben zu 100 % erreichen, ergibt sich in etwa folgende Vergütungsstruktur: Das Festgehalt macht rund 30 % der Gesamtvergütung aus. Auf die kurzfristige variable Vergütung, also die Tantieme, entfällt in etwa ein Anteil von 30 %. Der SPP als langfristige Vergütungskomponente deckt rund 40 % der Gesamtvergütung ab.

Begrenzung der Vorstandsvergütung. Wie bereits erläutert, sind die variablen Vergütungsbestandteile nach oben begrenzt. Die Unternehmenstantieme beträgt maximal 150 % des vertraglich vereinbarten Tantiemebudgets. Multipliziert man sie mit dem individuellen Leistungsfaktor (0,8 bis 1,2), werden höchstens 180 % des Tantiemebudgets erreicht. Für die aktienbasierte Vergütung nach dem SPP gilt, dass die Auszahlung der Performance Shares nach Ablauf der Vesting-Periode bei maximal 200 % des Zuteilungsbudgets liegen kann. Aus den genannten Maximalwerten lässt sich auch für die Gesamtvergütung eine Obergrenze ableiten (siehe Schaubild auf der nächsten Seite).

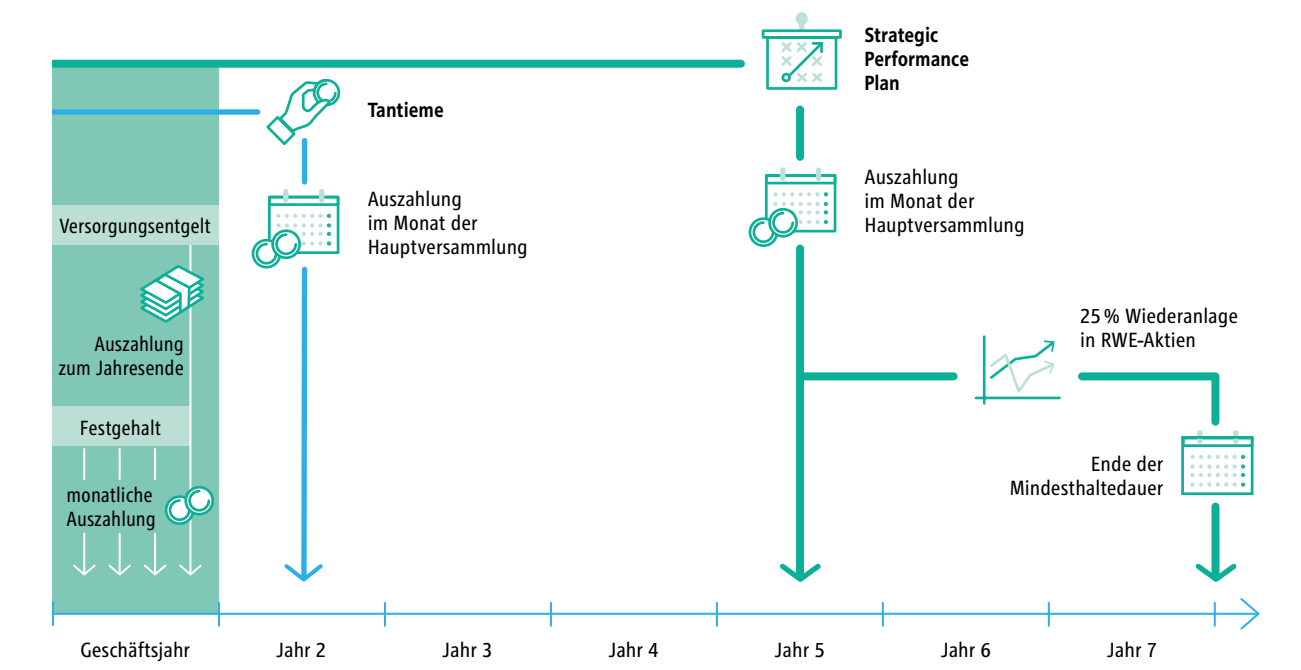
Bandbreite der Vorstandsvergütung



Auszahlungszeitpunkte. Die Vorstandsmitglieder erhalten das jährliche Festgehalt in zwölf monatlichen Raten. Das Versorgungsentgelt wird zum Jahresende ausbezahlt, soweit es nicht in eine Versorgungszusage überführt worden ist. Nach Ablauf eines Geschäftsjahres stellt der Aufsichtsrat die Zielerreichung für die Unternehmenstantieme fest und bestimmt den individuellen Leistungsfaktor. Die Tantieme kommt im Monat der Hauptversammlung zur Auszahlung, die sich mit dem Jahresabschluss der RWE AG befasst. Nach Beendigung

der vierjährigen Planlaufzeit werden die Performance Shares aus dem SPP ausbezahlt, und zwar im Monat der ordentlichen Hauptversammlung des Folgejahres. Wie bereits erläutert, müssen die Vorstandsmitglieder 25 % des Auszahlungsbetrags in RWE-Stammaktien investieren und dürfen die Titel erst liquidieren, wenn nach der vierjährigen Vesting-Periode drei weitere Kalenderjahre vergangen sind. Somit dauert es insgesamt sieben Jahre, bis die Vorstandsmitglieder über ihre volle Vergütung verfügen können.

Zeitliches Auszahlungsprofil der Vorstandsvergütung für ein Geschäftsjahr



Regelung zur Altersversorgung. Bis zur Einführung des bereits beschriebenen Versorgungsentgelts am 1. Januar 2011 ist den Mitgliedern des Vorstands eine Pensionszusage erteilt worden. Von den Vorstandsmitgliedern des Jahres 2017 betrifft dies Dr. Rolf Martin Schmitz; seine bereits 2009 erteilte Pensionszusage wird unverändert fortgeführt. Sie gewährt ihm einen Anspruch auf ein lebenslanges Ruhegeld, das bei Ausscheiden aus dem Vorstand der RWE AG nach Vollendung des 60. Lebensjahres, dauerhafter Arbeitsunfähigkeit oder einer von der Gesellschaft ausgehenden vorzeitigen Beendigung oder Nichtverlängerung des Dienstvertrags gezahlt wird. Im Todesfall besteht Anspruch auf eine Hinterbliebenenversorgung. Maßgeblich für die Höhe des Ruhegeldes und der Hinterbliebenenversorgung sind das ruhegeldfähige Einkommen von Dr. Rolf Martin Schmitz und der Versorgungsgrad, der sich aus der Anzahl der Dienstjahre ergibt.

Wechsel der Unternehmenskontrolle. Sollte der Fall eintreten, dass Aktionäre oder Dritte die Kontrolle über das Unternehmen erlangen und sich daraus wesentliche Nachteile für die Vorstandsmitglieder ergeben, haben diese ein Sonderkündigungsrecht. Sie können ihr Amt innerhalb von sechs Monaten nach dem Wechsel der Unternehmenskontrolle niederlegen und die Beendigung ihres Dienstverhältnisses unter Gewährung einer Einmalzahlung verlangen.

Ein Kontrollenerwerb im Sinne dieser Regelung liegt vor, wenn ein oder mehrere gemeinsam handelnde Aktionäre oder Dritte mindestens 30 % der Stimmrechte auf sich vereinen oder auf sonstige Art einen beherrschenden Einfluss auf die

Gesellschaft ausüben können. Ein Wechsel der Unternehmenskontrolle liegt auch dann vor, wenn die Gesellschaft mit einem anderen Rechtsträger verschmolzen wird, es sei denn, der Wert des anderen Rechtsträgers beträgt ausweislich des vereinbarten Umtauschverhältnisses weniger als 50 % des Wertes der RWE AG.

Bei Beendigung des Dienstverhältnisses aufgrund eines Wechsels der Unternehmenskontrolle erhält das Vorstandsmitglied eine Einmalzahlung in Höhe der bis zum Ende der ursprünglich vereinbarten Vertragslaufzeit anfallenden Bezüge, höchstens jedoch das Dreifache seiner vertraglichen Jahresgesamtvergütung. Die aktienbasierte Vergütung des SPP wird hier nicht eingerechnet.

Kommt es zu einem Wechsel der Unternehmenskontrolle, werden alle Performance Shares nach dem SPP, die bereits final festgeschrieben wurden und noch nicht zur Auszahlung gelangt sind, vorzeitig ausbezahlt. Alle zum Zeitpunkt des Wechsels der Unternehmenskontrolle noch vorläufig zugeordneten Performance Shares des SPP verfallen ersatz- und entschädigungslos.

Vorzeitige Beendigung und Abfindungsobergrenze. Die Dienstverträge des Vorstands enthalten gemäß einer Empfehlung des DCGK eine Vereinbarung, dass im Falle einer vorzeitigen Beendigung der Vorstandstätigkeit ohne wichtigen Grund nicht mehr als der Wert der Ansprüche für die Restlaufzeit des Vertrags vergütet wird, höchstens jedoch der Wert von zwei Jahresgesamtvergütungen einschließlich Nebenleistungen (Abfindungsobergrenze).

Höhe der Vergütung des Vorstands

Im Folgenden wird die Vergütung dargestellt, die den Mitgliedern des Vorstands der RWE AG für ihre Tätigkeit im Geschäftsjahr 2017 gewährt worden ist. Ermittelt wurde sie nach den Vorgaben des deutschen Handelsgesetzbuches (HGB).

Gesamtbezüge für das Geschäftsjahr 2017. Nach den Ermittlungsvorschriften des HGB belief sich die Gesamtvergütung des Vorstands für das Geschäftsjahr 2017 auf 7.274 Tsd. €. Mit eingerechnet sind die Beträge, die Uwe Tigges bis zum 30. April 2017 für seine Doppelfunktion im Vorstand der RWE AG und der innogy SE erhalten hat. Diese Bezüge wurden von innogy SE gewährt und sind der Gesellschaft seitens der RWE AG anteilig erstattet worden. Die Gesamtvergütung des Vorjahres lag bei 15.486 Tsd. €; die Zahl umfasst auch die Beträge, die Peter Terium und Dr. Bernhard Günther bis zu ihrem Ausscheiden aus dem Vorstand der RWE AG am 14. Oktober 2016 erhalten haben.

Höhe der einzelnen Vergütungsbestandteile. Die erfolgsunabhängigen Vergütungskomponenten, also das Festgehalt der Vorstandsmitglieder, die Sach- und sonstigen Bezüge und das Versorgungsentgelt, summierten sich 2017 auf 2.342 Tsd. € (Vorjahr: 4.471 Tsd. €). Nach HGB zählt der jährliche Dienstzeitaufwand für die Pensionszusage an Dr. Rolf Martin Schmitz nicht zur Vergütung, wohl aber das an Dr. Markus Krebber ausbezahlte Versorgungsentgelt in Höhe von 255 Tsd. € (Vorjahr: zeitanteilig 64 Tsd. €). Für den Zeitraum bis 30. April 2017 ist auch das von innogy SE gezahlte Versorgungsentgelt für Uwe Tigges in Höhe von 85 Tsd. € berücksichtigt (Vorjahr: ganzjährig 255 Tsd. €).

Die erfolgsabhängigen Vergütungsbestandteile, bestehend aus der Tantieme der Vorstandsmitglieder und der Zuteilung nach dem SPP, beliefen sich 2017 auf insgesamt 4.932 Tsd. € (Vorjahr: 11.015 Tsd. €). Hierbei und bei den folgenden

Werten für 2017 ist die Vergütung von Uwe Tigges zeitan- teilig bis zu seinem Ausscheiden berücksichtigt; entspre- chend enthalten die Vorjahreswerte auch die Vergütung, die Peter Terium und Dr. Bernhard Günther bis zu ihrem Aus- scheiden gewährt worden ist. Von der erfolgsabhängigen Vergütung der Vorstandsmitglieder entfielen 2.365 Tsd. € (Vorjahr: 4.115 Tsd. €) auf die unmittelbar auszuzahlende Tantieme für das Geschäftsjahr 2017 und 2.567 Tsd. € (Vorjahr: 2.987 Tsd. €) auf die Zuteilung von Performance Shares aus dem SPP.

Wie auf Seite 66 dargelegt, hängt die Höhe der Tantieme maß- geblich vom bereinigten EBIT ab. Für das Geschäftsjahr 2017 hatte der Aufsichtsrat einen Zielwert von 3.573 Mio. €

(Zielerreichung von 100 %) und eine Obergrenze von 4.288 Mio. € (Zielerreichung von 150 %) festgelegt. Inklusive Bereinigungen ergab sich ein Ist-Wert von 3.676 Mio. €. Die Zielerreichung betrug dementsprechend 107 %. Bei der Ermittlung des Ist-Wertes wurden Anpassungen vorgenom- men, um strukturelle Unterschiede zwischen Ist- und Plan- werten zu bereinigen. Diese Unterschiede ergeben sich insbesondere bei den Abschreibungen oder werden durch ungeplante Sondersachverhalte (z. B. Erlöse aus Verkäufen) verursacht.

Die für das Geschäftsjahr 2017 gewährten kurzfristigen Vergütungen gemäß HGB sind in der folgenden Übersicht zusammengefasst.

Kurzfristige Vorstandsvergütung ¹	Dr. Rolf Martin Schmitz		Dr. Markus Krebber		Uwe Tigges		Peter Terium		Dr. Bernhard Günther		Gesamt	
			ab 01.10.2016		bis 30.04.2017		bis 14.10.2016		bis 14.10.2016			
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
in Tsd. €												
Erfolgsunabhängige Vergütung												
Festgehalt	960	960	750	188	250	750	-	1.050	-	563	1.960	3.511
Sach- und sonstige Bezüge (Dienstwagennutzung, Unfallversicherung)	15	19	20	4	7	20	-	23	-	24	42	90
Sonstige Zahlungen (Versorgungsentgelt)	-	-	255	64	85	255	-	360	-	191	340	870
Summe	975	979	1.025	256	342	1.025	-	1.433	-	778	2.342	4.471
Erfolgsbezogene Vergütung												
Unmittelbar ausgezahlte Tantieme	1.168	962	643	133	213	861	-	1.224	-	635	2.024	3.815
Mandatseinkünfte ²	138	150	203	78	-	20	-	27	-	25	341	300
Tantieme	1.306	1.112	846	211	213	881	-	1.251	-	660	2.365	4.115
Gesamt	2.281	2.091	1.871	467	555	1.906	-	2.684	-	1.438	4.707	8.586

1 Der Tabelle liegt die Konzernperspektive zugrunde. In den Zahlen sind sämtliche Bezüge berücksichtigt, die Uwe Tigges, Peter Terium und Dr. Bernhard Günther bis zum Aus- scheiden aus dem Vorstand der RWE AG für ihre Vorstandstätigkeit bei der RWE AG und der innogy SE erhalten haben. Gemäß HGB darf die RWE AG in ihrem Einzelabschluss nur die Teilbeträge ausweisen, die von ihr selbst wirtschaftlich getragen werden. Im Geschäftsjahr 2017 war nur noch Uwe Tigges für beide Gesellschaften tätig. Im Einzelabschluss der RWE AG werden ihm eine erfolgsunabhängige Vergütung von 171 Tsd. € und eine erfolgsabhängige Vergütung von 107 Tsd. € zugerechnet.

2 Mandatseinkünfte für die Wahrnehmung konzerninterner Aufsichtsratsmandate wurden 2017 vollständig auf die Tantieme angerechnet.

Aktienkursbasierte Vergütung nach dem Strategic Performance Plan. Im Geschäftsjahr 2017 wurden Dr. Rolf Martin Schmitz und Dr. Markus Krebber Performance Shares nach dem SPP der RWE AG zugeteilt, während Uwe Tigges seine Performance Shares nach dem strukturell vergleichbaren SPP der innogy SE erhielt. Die folgende Übersicht zeigt, in welchem Umfang Performance Shares ausgegeben worden sind. Ausschlaggebend für das Verhältnis der vorläufig zugeteilten zu den endgültig zugeteilten Performance Shares war das bereinigte Nettoergebnis des RWE-Konzerns im Geschäftsjahr 2017. Dafür hat der Aufsichtsrat einen Ist-Wert von 806 Mio. € festgelegt. Der Betrag unterscheidet sich von

dem auf Seite 48 genannten Wert (1.232 Mio. €), weil zusätzliche Bereinigungen erforderlich waren, die die Planbedingungen des SPP vorsehen. Dabei handelt es sich um die gleichen Bereinigungen wie bei der Ermittlung des Ist-Wertes für das bereinigte EBIT (siehe oben). Bei einem Zielwert von 686 Mio. € (Zuteilung von 100 %) und einer Obergrenze von 1.086 Mio. € (Zuteilung von 150 %) ergibt sich eine endgültige Zuteilung in Höhe von 115 % der vorläufig gewährten Performance Shares. Im Falle von Uwe Tigges richtete sich die Zuteilungsquote am bereinigten Nettoergebnis von innogy aus. Sie lag 2017 bei 88 %.

Vergütung mit langfristiger Anreizwirkung ¹ Strategic Performance Plan		Dr. Rolf Martin Schmitz		Dr. Markus Krebber ab 01.10.2016		Uwe Tigges bis 30.04.2017	
Tranche	Jahr	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Gesellschaft		RWE AG	RWE AG	RWE AG	RWE AG	innogy SE	innogy SE
Zuteilungsdatum		01.01.2017	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2016
Zuteilungswert	Tsd. €	1.250	769	988	247	329	706
Aktienkurs (Durchschnitt)	€	11,62	13,78	11,62	13,78	32,07	37,13
Anzahl vorläufig zugeteilter Performance Shares	Stück	107.573	55.787	84.983	17.915	10.264	19.021
Bewertungsdatum		31.12.2017	31.12.2017	31.12.2017	31.12.2017	31.12.2017	31.12.2017
Zielerreichung bereinigtes Nettoergebnis	%	115	115	115	115	88	88
Anzahl endgültig zugeteilter Performance Shares	Stück	123.709	64.155	97.730	20.602	9.032	16.738
Ende der Vesting-Periode		31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019

1 Aus der Konzernperspektive ist die für Uwe Tigges aufgeführte Vergütung aus dem SPP der innogy SE aktienbasiert. Dem Einzelabschluss der RWE AG liegt gemäß HGB eine andere Sichtweise zugrunde: Weil die Auszahlung nicht von der Kursentwicklung der RWE-Aktie, sondern der innogy-Aktie abhängt, wird die SPP-Vergütung von Uwe Tigges als nicht aktienbasiert eingestuft und erst bei Eintritt der Auszahlungsbedingungen in die Gesamtbezüge eingerechnet.

Die Tabelle unten gibt an, in welcher Höhe Rückstellungen für Verpflichtungen aus der aktienbasierten Vergütung nach dem SPP zugeführt worden sind.

Zuführung zu Rückstellungen für aktienbasierte Vergütungen mit langfristiger Anreizwirkung in Tsd. €		2017	2016
Dr. Rolf Martin Schmitz		592	141
Dr. Markus Krebber	ab 01.10.2016	393	46
Uwe Tigges	bis 30.04.2017	124	134
Peter Terium	bis 14.10.2016	-	143
Dr. Bernhard Günther	bis 14.10.2016	-	82
Summe		1.109	546

Verpflichtungen aus der Altregelung zur Altersversorgung. Der Dienstzeitaufwand (Service Cost) für Pensionsverpflichtungen gegenüber Dr. Rolf Martin Schmitz lag 2017 bei 538 Tsd. € (Vorjahr: 229 Tsd. €). Hierbei handelt es sich um keinen Vergütungsbestandteil gemäß HGB. Der nach International Financial Reporting Standards (IFRS) ermittelte Barwert der Gesamtverpflichtung (Defined Benefit Obligation) betrug zum Jahresende 12.391 Tsd. € (Vorjahr: 13.923 Tsd. €). Der Wert der Pensionsverpflichtung nach HGB belief sich auf 9.287 Tsd. € (Vorjahr: 9.894 Tsd. €). 2017 verminderte sich die Pensionsverpflichtung um 607 Tsd. € (Vorjahr: Zuführung in Höhe von 435 Tsd. €).

Nach Maßgabe der ruhegeldfähigen Bezüge zum 31. Dezember 2017 beträgt das voraussichtliche jährliche Ruhegeld für Dr. Rolf Martin Schmitz bei planmäßigem Ausscheiden aus der Gesellschaft zum Ablauf seiner Bestellung 556 Tsd. € (Vorjahr: 484 Tsd. €). Darin enthalten sind Ruhegeldansprüche gegenüber früheren Arbeitgebern, die sie auf die RWE AG übertragen haben.

Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex

Nach dem Deutschen Corporate Governance Kodex (DCGK) in der Fassung vom 7. Februar 2017 besteht die Gesamtvergütung der Vorstandsmitglieder aus den monetären Vergütungsbestandteilen, den Versorgungszusagen, den sonstigen Zusagen, Nebenleistungen jeder Art und Leistungen von Dritten, die im Hinblick auf die Vorstandstätigkeit gewährt werden. In Ziffer 4.2.5 Abs. 3 des Kodex wird benannt, welche Vergütungskomponenten offengelegt werden sollen. Abweichend von den Vorgaben des HGB gehört nach DCGK auch der jährliche Dienstzeitaufwand für Pensionszusagen zur Gesamtvergütung.

Der DCGK konkretisiert die empfohlene Darstellung der Vorstandsvergütung anhand von Mustertabellen, in denen zwischen der „Gewährung“ und dem „Zufluss“ unterschieden wird:

- Nach dem DCGK gelten Zuwendungen oder Vergütungen als „gewährt“, wenn sie den Mitgliedern des Vorstands verbindlich zugesagt wurden. In Abweichung vom deutschen Handelsrecht ist hier irrelevant, in welchem Umfang das Vorstandsmitglied die vergütete Arbeitsleistung bereits erbracht hat.

- Der Begriff „Zufluss“ stellt darauf ab, in welchem Umfang die Vorstandsmitglieder Zahlungen erhalten haben. Dabei kommt es nicht auf den Termin der Auszahlung an, sondern den Zeitpunkt, zu dem der zufließende Betrag hinreichend sicher ist.

Die im Kodex getroffene Abgrenzung sei am Beispiel der Tantieme verdeutlicht: Als „gewährt“ gilt hier das für das jeweilige Geschäftsjahr vertraglich vereinbarte und zugesagte Tantiembudget. In der Zufluss-Tabelle ist dagegen der Betrag auszuweisen, der mit hoher Wahrscheinlichkeit tatsächlich zufließen wird. Dass es im betreffenden Jahr noch keine Auszahlung gab, ist dabei irrelevant. Der Zeitpunkt des Zuflusses gilt bereits als erreicht, wenn die zur Ermittlung der Zielerreichung (und damit der Tantieme) benötigten Kennzahlen und Ergebnisse mit hinreichender Sicherheit feststehen. Der Kodex unterstellt, dass dies bereits am Jahresende der Fall ist. Daher sind die einjährigen Vorstandstantiemen bereits im Berichtsjahr in den Zufluss-Tabellen zu nennen.

Im Folgenden stellen wir die Vorstandsvergütung der RWE AG in der vom DCGK empfohlenen Weise anhand der Mustertabellen dar.

Gewährte Zuwendungen	Dr. Rolf Martin Schmitz seit 01.05.2009, Vorstandsvorsitzender seit 15.10.2016				Dr. Markus Krebber seit 01.10.2016, Finanzvorstand seit 15.10.2016			
	2016	2017	2017 (Min.)	2017 (Max.)	2016	2017	2017 (Min.)	2017 (Max.)
in Tsd. €								
Festvergütung	960	960	960	960	188	750	750	750
Versorgungsentgelt	-	-	-	-	64	255	255	255
Nebenleistungen	19	15	15	15	4	20	20	20
Summe Festvergütung	979	975	975	975	256	1.025	1.025	1.025
Einjährige variable Vergütung	900	1.100	0	1.980	178	713	0	1.283
Tantieme	900	1.100	0	1.980	178	713	0	1.283
Mehrjährige variable Vergütung	769	1.250	0	2.500	247	988	0	1.975
SPP Tranche 2016 ¹ (Laufzeit: 2016–2019)	769	-	-	-	247	-	-	-
SPP Tranche 2017 (Laufzeit: 2017–2020)	-	1.250	0	2.500	-	988	0	1.975
Summe variable Vergütung	1.669	2.350	0	4.480	425	1.701	0	3.258
Summe	2.648	3.325	975	5.455	681	2.726	1.025	4.283
Versorgungsaufwand	229	538	538	538	-	-	-	-
Gesamtvergütung	2.877	3.863	1.513	5.993	681	2.726	1.025	4.283

¹ Die Gewährung enthält den bis zum 30. September 2016 vorgesehenen Tantiemerückbehalt, der 2016 einmalig der Tranche 2016 des SPP zugeführt wurde.

Gewährte Zuwendungen	Uwe Tigges Personalvorstand/Arbeitsdirektor bis 30.04.2017			
	2016	2017	2017 (Min.)	2017 (Max.)
in Tsd. €				
Festvergütung	750	250	250	250
Versorgungsentgelt	255	85	85	85
Nebenleistungen	20	7	7	7
Summe Festvergütung	1.025	342	342	342
Einjährige variable Vergütung	713	238	0	428
Tantieme	713	238	0	428
Mehrjährige variable Vergütung	706	329	0	658
SPP Tranche 2016 ¹ (Laufzeit: 2016–2019)	706	–	–	–
SPP Tranche 2017 (Laufzeit: 2017–2020)	–	329	0	658
Summe variable Vergütung	1.419	567	0	1.086
Summe	2.444	909	342	1.428
Versorgungsaufwand	–	–	–	–
Gesamtvergütung	2.444	909	342	1.428

1 Die Gewährung enthält den bis zum 30. September 2016 vorgesehenen Tantiemerückbehalt, der 2016 einmalig der Tranche 2016 des SPP zugeführt wurde.

Zufluss	Dr. Rolf Martin Schmitz seit 01.05.2009, Vorstandsvorsitzender seit 15.10.2016		Dr. Markus Krebber seit 01.10.2016, Finanzvorstand seit 15.10.2016		Uwe Tigges Personalvorstand/ Arbeitsdirektor bis 30.04.2017	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
in Tsd. €						
Festvergütung	960	960	750	188	250	750
Versorgungsentgelt	–	–	255	64	85	255
Nebenleistungen	15	19	20	4	7	20
Summe Festvergütung	975	979	1.025	256	342	1.025
Einjährige variable Vergütung	1.306	1.112	846	211	213	881
Tantieme ¹	1.306	1.112	846	211	213	881
Mehrjährige variable Vergütung	0	947	0	0	0	723
Tantiemerückbehalte 2013–2015 (Ablösung)	–	947	–	–	–	723
SPP Tranche 2016 (Laufzeit: 2016–2019)	0	0	0	0	0	0
SPP Tranche 2017 (Laufzeit: 2017–2020)	0	–	0	0	0	0
Summe variable Vergütung	1.306	2.059	846	211	213	1.604
Summe	2.281	3.038	1.871	467	555	2.629
Versorgungsaufwand	538	229	–	–	–	–
Gesamtvergütung	2.819	3.267	1.871	467	555	2.629

1 Die Tantieme berücksichtigt Mandatseinkünfte für die Wahrnehmung konzerninterner Aufsichtsratsmandate; siehe auch Seite 70, Tabelle „Kurzfristige Vorstandsvergütung“.

1.12 ENTWICKLUNG DER RISIKEN UND CHANCEN

Die Risikolage von RWE wird in hohem Maße durch Veränderungen des regulatorischen Rahmens im Energiesektor bestimmt. Staatliche Eingriffe zur Minderung der Treibhausgasemissionen könnten uns hart treffen, insbesondere wenn sie zu einem beschleunigten Ausstieg aus der Kohleverstromung führen. Dies gilt in erster Linie für unseren Heimatmarkt Deutschland. Auch die Preisentwicklung an den Großhandelsmärkten für Strom, Brennstoffe und Emissionsrechte birgt hohe Risiken für uns – aber ebenso Chancen, wie die Erholung der Strompreise in den beiden vergangenen Jahren gezeigt hat. Der RWE-Konzern steht auf einem soliden Fundament – finanziell und organisatorisch. Ein Kernbestandteil dieses Fundaments ist unser über viele Jahre erprobtes Risikomanagement, mit dem wir Risiken und Chancen systematisch erfassen, bewerten und steuern.

Neuaufteilung der Verantwortung für das Risikomanagement im RWE-Konzern. Im Zuge der Restrukturierung des RWE-Konzerns haben wir auch unser Risikomanagement neu organisiert. Seit ihrem Börsengang im Oktober 2016 steuert die innogy SE ihre Risiken selbst – und ebenso die ihrer Tochtergesellschaften. Bei allen übrigen Konzernunternehmen ist dies weiterhin Sache der RWE AG. Eine Umstellung gab es auch hinsichtlich der Art und Weise, wie die RWE AG die Risiken von innogy bei sich erfasst. Da wir unsere Tochter zwar im Konzernabschluss vollkonsolidieren, aber wie eine Finanzbeteiligung führen, stellt unsere Analyse im Wesentlichen auf den Marktwert unserer innogy-Beteiligung und dessen mögliche Veränderung ab. Das Risiko von Wertverlusten bilden wir u. a. mithilfe eines mathematischen Modells ab, das historische Kursbewegungen berücksichtigt. Darüber hinaus lassen wir uns von innogy im Halbjahresrhythmus über deren Einzelrisiken berichten. Auf der Grundlage dieser Informationen prüfen wir, ob das von uns ermittelte Marktwertisiko der innogy-Beteiligung einer Korrektur bedarf. Sollten wir beispielsweise zu der Auffassung gelangen, dass die von innogy gemeldeten Einzelrisiken unterschätzt worden sind, würden wir das Risiko negativer Marktwertveränderungen höher einstufen.

Im Folgenden stellen wir das Risikomanagement der RWE AG näher dar. Entsprechende Angaben für innogy finden Sie im aktuellen Geschäftsbericht unserer Tochtergesellschaft.

Organisation des Risikomanagements der RWE AG. Die Hauptverantwortung für unser Risikomanagement liegt beim Vorstand der RWE AG. Er überwacht und steuert das Gesamtrisiko der Gesellschaft und der von ihr operativ geführten Tochterunternehmen. Dazu bestimmt er die Risikobereitschaft von RWE und definiert Obergrenzen für Risikopositionen.

Auf der Ebene unterhalb des Vorstands obliegt es dem Bereich Controlling & Risikomanagement, das Risikomanagementsystem anzuwenden und weiterzuentwickeln. Der Bereich leitet aus den vom Vorstand festgelegten Risikoobergrenzen detailliertere Limite für die einzelnen Geschäftsfelder und operativen Einheiten ab. Zu seinen Aufgaben gehört auch, die erhobenen Risiken auf Vollständigkeit und Plausibilität zu

prüfen und zu aggregieren. Dabei unterstützt ihn der Risikomanagement-Ausschuss, der sich aus den Leitern folgender fünf Bereiche der RWE AG zusammensetzt: Controlling & Risikomanagement (Vorsitz), Finanzen & Kreditrisiko, Rechnungswesen, Recht und Unternehmensentwicklung. Der Bereich Controlling & Risikomanagement berichtet dem Vorstand und dem Aufsichtsrat der RWE AG regelmäßig über die Risikolage des Unternehmens.

Darüber hinaus sind folgende Organisationseinheiten und Komitees mit Risikomanagement-Aufgaben betraut:

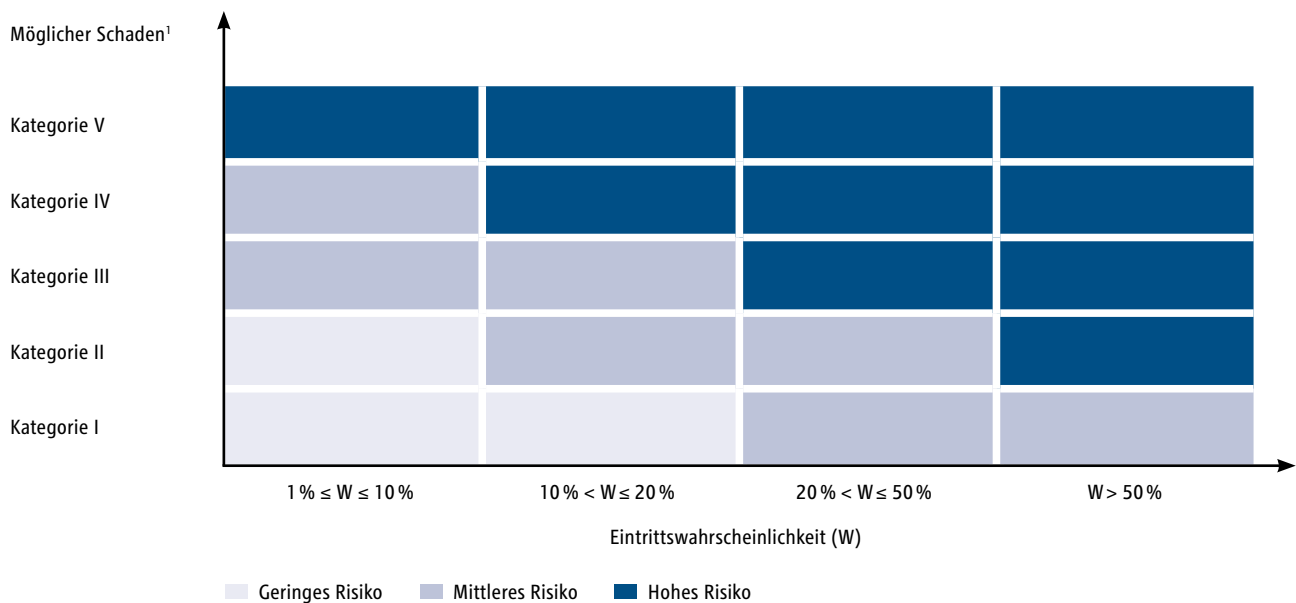
- Finanzwirtschaftliche Risiken und Kreditrisiken werden vom Bereich Finanzen & Kreditrisiko gesteuert, der dem Finanzvorstand der RWE AG unterstellt ist.
- Für Risiken der Finanzberichterstattung ist der Bereich Rechnungswesen zuständig. Er ist ebenfalls dem Finanzvorstand der RWE AG unterstellt und bedient sich eines rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystems, das wir auf Seite 82 erläutern.
- Der Bereich Interne Revision & Compliance wacht darüber, dass der RWE-Verhaltenskodex eingehalten wird. Sein besonderes Augenmerk liegt darauf, Korruptionsrisiken zu vermeiden. Er berichtet an den Vorstandsvorsitzenden der RWE AG oder – sollten Mitglieder des Vorstands betroffen sein – direkt an den Aufsichtsratsvorsitzenden und an den Vorsitzenden des Prüfungsausschusses des Aufsichtsrats.
- Risiken aus Schwankungen von Commodity-Preisen werden, soweit sie die konventionelle Stromerzeugung, den Energiehandel und das Gasgeschäft betreffen, von RWE Supply & Trading überwacht.
- Strategien, die der Begrenzung von Marktrisiken aus dem Erzeugungsgeschäft dienen, sind vom Commodity-Management-Komitee zu genehmigen. Dabei handelt es sich um ein Expertengremium, das aktuell mit dem Finanzvorstand der RWE AG, den Mitgliedern der Geschäftsführung der RWE Supply & Trading und einem Vertreter des Bereichs Controlling & Risikomanagement besetzt ist.

- Über die strategischen Leitlinien für die Verwaltung der Finanzanlagen (einschließlich der Mittel des RWE Pensions-treuhand e. V.) bestimmt das Asset-Management-Komitee. Diese Aufgabe nimmt es derzeit auch für Geldanlagen der innogy SE wahr. Zu den Mitgliedern des Komitees zählen der Finanzvorstand der RWE AG, der Leiter des Bereichs Finanzen & Kreditrisiko, der Leiter des Bereichs Portfolio Management / Mergers & Acquisitions und der Leiter der Abteilung Financial Asset Management aus dem Bereich Portfolio Management / Mergers & Acquisitions. Hinzu kommen von innogy die Leiter der Bereiche Finanzen und Controlling & Risk sowie der Finanzvorstand des Bereichs Netz & Infrastruktur.

- Außerdem gibt es bei der RWE AG ein Komitee, das die Verantwortlichen aus dem Rechnungswesen und den für die Rechnungslegung wichtigen Funktionen dabei unterstützt, die Gefahr einer fehlerhaften Finanzberichterstattung einzudämmen (siehe Seite 82).

Unter fachlicher Führung der genannten Organisationseinheiten sind die RWE AG und ihre operativen Tochtergesellschaften dafür verantwortlich, dass Risiken frühzeitig erkannt, richtig bewertet und nach zentralen Vorgaben gesteuert werden. Die Qualität und Funktionsfähigkeit des Risikomanagementsystems wird regelmäßig von der Internen Revision begutachtet.

Risikomatrix für die RWE AG



Möglicher Schaden	Ergebnisrisiken ² Mögliche Auswirkung auf das Nettoergebnis – quantifiziert in Abhängigkeit vom bereinigten EBITDA ³ und vom Eigenkapital ⁴	Verschuldungs-/Liquiditäts-/Eigenkapitalrisiken ² Mögliche Auswirkung auf die Nettoschulden und das Eigenkapital
Kategorie V	≥ 50 % vom Eigenkapital	≥ 8 Mrd. €
Kategorie IV	≥ 100 % vom bereinigten EBITDA und < 50 % vom Eigenkapital	≥ 4 Mrd. € und < 8 Mrd. €
Kategorie III	≥ 40 % und < 100 % vom bereinigten EBITDA	≥ 2 Mrd. € und < 4 Mrd. €
Kategorie II	≥ 20 % und < 40 % vom bereinigten EBITDA	≥ 1 Mrd. € und < 2 Mrd. €
Kategorie I	< 20 % vom bereinigten EBITDA	< 1 Mrd. €

1 Bezogen auf die aggregierte Schadenshöhe in den Jahren 2018 bis 2020

2 In den Kennzahlen ist innogy nicht als vollkonsolidierte Gesellschaft, sondern als reine Finanzbeteiligung berücksichtigt (siehe Seite 60).

3 Aus der Mittelfristplanung abgeleiteter Durchschnittswert für die Jahre 2018 bis 2020

4 Eigenkapital zum 30. September 2017 (14.990 Mio. €)

Risikomanagement als kontinuierlicher Prozess. Risiken und Chancen sind definiert als negative bzw. positive Abweichungen von Planwerten. Ihr Management ist bei uns als kontinuierlicher Vorgang in die betrieblichen Abläufe integriert. Wir erheben Risiken im Halbjahresrhythmus mithilfe einer Bottom-up-Analyse. Aber auch zwischen den turnusgemäßen Erhebungszeitpunkten überwachen wir die Risikolage. Wesentliche Veränderungen werden dem Vorstand der RWE AG umgehend mitgeteilt. Unsere Führungs- und Aufsichtsgremien lassen sich quartalsweise über die Risikolage informieren.

Unsere Analyse der Risiken erstreckt sich i. d. R. auf den Dreijahreszeitraum unserer Mittelfristplanung, kann bei längerfristigen Risiken aber auch darüber hinausreichen. Wir bewerten Risiken zum einen hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf das Nettoergebnis und zum anderen hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Nettoschulden und das Eigenkapital. Für alle Risiken ermitteln wir die Eintrittswahrscheinlichkeit und die mögliche Schadenshöhe. Haben mehrere Risiken die gleiche Ursache, werden sie zu einem einzigen Risiko zusammengefasst. Die wesentlichen Risiken stellen wir in einer Matrix dar: Wir erfassen sie dort mit ihrer jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeit und der möglichen Nettoschadenshöhe, die sich unter Berücksichtigung von Absicherungsmaßnahmen, z. B. Hedge-Transaktionen, ergibt. Je nach Position in der Matrix werden Risiken als gering, mittel oder hoch

eingestuft. Auf Basis dieser Analyse können wir ermitteln, ob Handlungsbedarf besteht, und gegebenenfalls gegensteuernde Maßnahmen einleiten.

Bei der Quantifizierung der Risiken haben wir methodische Anpassungen vorgenommen: Hatten wir für 2016 noch Kennzahlen verwendet, in denen innogy als vollkonsolidierte Gesellschaft enthalten war, erfassen wir unsere Tochter nun als reine Finanzbeteiligung. Einzelheiten zu dieser Vorgehensweise finden Sie auf Seite 60. Durch diese Umstellung hat sich der Eigenkapitalwert, den wir bei der Skalierung von Ergebnisrisiken zugrunde legen, deutlich erhöht. Ein zweiter Methodenwechsel betrifft die Auswirkungen, die Risiken auf das Nettoergebnis haben können: Wir ermitteln sie nun in Prozentwerten vom bereinigten EBITDA und nicht mehr vom bereinigten EBIT. Das bereinigte EBITDA ist für uns die wichtigere Steuerungsgröße. Da es keine Abschreibungen enthält, liegt es näher an den operativen Zahlungsströmen, die insbesondere für die Steuerung unseres Kraftwerksportfolios von großer Bedeutung sind. Aufgrund der beschriebenen Anpassungen haben sich die Schwellen, die wir zur Kategorisierung von Ergebnisrisiken verwenden, stark verändert. Gleich geblieben sind dagegen die Schwellen, mit denen wir die Auswirkungen von Risiken auf die Nettoschulden und das Eigenkapital klassifizieren.

Risikoklassen ¹	Einstufung des höchsten Einzelrisikos	
	31.12.2017	31.12.2016
Marktrisiken	mittel	mittel
Regulatorische und politische Risiken	hoch	hoch
Rechtliche Risiken	mittel	mittel
Operative Risiken	mittel	gering
Finanzwirtschaftliche Risiken	hoch	mittel
Bonität von Geschäftspartnern	mittel	mittel
Sonstige Risiken	gering	mittel

¹ Bei der Risikoeinschätzung zum 31. Dezember 2017 wird innogy ausschließlich mit dem Risiko erfasst, das sich aus Veränderungen des Marktwertes unserer Beteiligung an der Gesellschaft ergibt; in der Risikoeinschätzung zum 31. Dezember 2016 war innogy noch mit ihren Einzelrisiken berücksichtigt.

Wesentliche Risiken für den RWE-Konzern. Wie in der Tabelle oben dargestellt, lassen sich unsere wesentlichen Risiken nach ihrem Gegenstand in sieben Klassen einteilen. Dabei entscheidet das höchste Einzelrisiko darüber, welches Risiko der gesamten Klasse beigemessen wird. Wie bereits erläutert, beziehen wir innogy in die Analyse als reine Finanzbeteiligung ein, deren aggregiertes Gesamtrisiko in einem Kursverfall besteht. Die Einzelrisiken unserer Tochter,

über die wir auf Seite 80f. informieren, werden in unserer Risikomatrix nicht mehr gesondert abgebildet. Dadurch, dass wir die Möglichkeit eines Kursverfalls der innogy-Anteile in unserer Matrix erfassen, sind die finanzwirtschaftlichen Risiken von „mittel“ auf „hoch“ gestiegen. Ebenfalls als hoch stufen wir die regulatorischen und politischen Risiken ein. Diese Einschätzung hat sich gegenüber dem Vorjahr nicht verändert.

Im Folgenden erläutern wir unsere wesentlichen Risiken und Chancen und zeigen auf, mit welchen Maßnahmen wir der Gefahr negativer Entwicklungen begegnen.

- **Marktrisiken.** In den meisten Ländern, in denen wir aktiv sind, ist der Energiesektor durch freie Preisbildung gekennzeichnet. Fallende Notierungen an den Stromgroßhandelsmärkten können dazu führen, dass Kraftwerke oder zu Fixpreisen abgeschlossene Strombezugsverträge an Wirtschaftlichkeit einbüßen und gegebenenfalls sogar unrentabel werden. Möglicherweise müssen wir dann außerplanmäßige Abschreibungen vornehmen oder Rückstellungen bilden. Die Stromgroßhandelspreise in unseren wichtigsten Erzeugungsmärkten Deutschland, Großbritannien und Niederlande haben 2016 und 2017 nach langer Talfahrt wieder angezogen. Hauptgrund dafür war, dass sich die Notierungen von Brennstoffen erholt haben, insbesondere die von Steinkohle. Nicht ausgeschlossen werden kann, dass der Aufwärtstrend abbricht und die Strompreise erneut stark nachgeben. Zugleich sehen wir aber auch die Chance, dass sich die Erholung fortsetzt und die künftig erzielbaren Kraftwerksmargen weiter steigen.

Neben den Brennstoffkosten sind auch die Stromnachfrage und die Höhe der zu ihrer Deckung verfügbaren Erzeugungskapazitäten maßgeblich für die Entwicklung der Stromgroßhandelspreise. Risiken bestehen hier durch den Ausbau von Stromspeichern. Beispielsweise könnte der vermehrte Einsatz von Batterien dazu führen, dass sich Haushalte mit Photovoltaikanlagen vom regulären Strommarkt unabhängig machen. Eine Elektrifizierung des Wärme- und des Transportsektors hätte hingegen positive Auswirkungen auf die Stromnachfrage. Darüber hinaus erwarten wir, dass der fortschreitende Abbau gesicherter Erzeugungsleistung in unserem Heimatmarkt Deutschland immer häufiger zu Knappheitsphasen mit hohen Strompreisen führen wird.

Unsere Preisrisiken auf den Beschaffungs- und Absatzmärkten bewerten wir anhand aktueller Notierungen im Terminhandel und erwarteter Volatilitäten. Für unsere Kraftwerke begrenzen wir Margenrisiken dadurch, dass wir ihren Strom größtenteils auf Termin verkaufen und dabei die für seine Erzeugung benötigten Brennstoffe und CO₂-Emissionsrechte preislich absichern. Wir wollen so die Folgen negativer Preisentwicklungen eindämmen und zusätzliches Gewinnpotenzial erschließen.

Beim Management von Commodity-Preisrisiken übernimmt RWE Supply & Trading eine zentrale Rolle. Die Gesellschaft ist die Schnittstelle des Konzerns zu den weltweiten Großhandelsmärkten für Strom und Energierohstoffe. Sie vermarktet große Teile unserer Erzeugungsposition und kauft die für die Stromproduktion notwendigen Brennstoffe und CO₂-Zertifikate ein. Die Funktion von RWE Supply & Trading als interner Transaktionspartner erleichtert es uns, Risiken aus Preisschwankungen auf Energiemärkten einzugrenzen. Die Handelsgeschäfte dienen allerdings nicht ausschließlich der Risikominderung. In begrenztem Umfang geht RWE Supply & Trading auch Commodity-Positionen ein, um damit Gewinne zu erzielen.

Unser Risikomanagementsystem im Energiehandel ist eng an die Best-Practice-Regelungen angelehnt, die für Handelsgeschäfte von Banken gelten. Dazu gehört, dass Transaktionen mit Dritten nur abgeschlossen werden, wenn sich die damit verbundenen Risiken innerhalb genehmigter Grenzen bewegen. Richtlinien geben vor, wie mit Commodity-Preisrisiken und den damit zusammenhängenden Kreditrisiken umzugehen ist. Unsere Tochtergesellschaften überwachen ihre Commodity-Positionen fortlaufend. Risiken aus reinen Handelsgeschäften der RWE Supply & Trading unterliegen der täglichen Kontrolle.

Von zentraler Bedeutung für die Risikomessung im Energiehandel ist der Value at Risk (VaR). Er gibt an, welchen Wert der mögliche Verlust aus einer Risikoposition mit einer gegebenen Wahrscheinlichkeit in einer gegebenen Zeitspanne nicht überschreitet. Den VaR-Werten im RWE-Konzern liegt ein Konfidenzniveau von 95 % zugrunde. Für die Positionen wird eine Haltedauer von einem Tag unterstellt. Das heißt, der VaR stellt den Tagesverlust dar, der mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % nicht überschritten wird.

Der VaR für Commodity-Positionen im Handelsgeschäft von RWE Supply & Trading darf höchstens 40 Mio. € betragen. Im abgelaufenen Geschäftsjahr belief er sich auf durchschnittlich 10 Mio. € (Vorjahr: 17 Mio. €); der höchste Tageswert lag bei 15 Mio. € (Vorjahr: 34 Mio. €). Mitte 2017 haben wir das Management unseres Gasportfolios und unser Geschäft mit verflüssigtem Erdgas (LNG) in einer neuen Organisationseinheit bei der RWE Supply & Trading gebündelt und für diese Aktivitäten eine VaR-Obergrenze von 12 Mio. € festgelegt. Der seit Gründung der Organisationseinheit bis Ende 2017 gemessene durchschnittliche VaR betrug 3 Mio. €. Darüber hinaus gibt es Limite für die einzelnen Handelstische. Außerdem loten wir in Stress-tests Extremszenarien aus, ermitteln deren mögliche Folgen

auf die Ertragslage und Steuern gegen, wenn wir Risiken als zu hoch erachten.

Mithilfe des VaR-Konzepts messen wir auch, wie stark sich Commodity-Preisrisiken, denen wir außerhalb des Handelsgeschäfts ausgesetzt sind, auf das bereinigte EBITDA des RWE-Konzerns auswirken können. Dazu ermitteln wir aus den Commodity-Risikopositionen der Einzelgesellschaften ein Gesamtrisiko. Dieses ergibt sich für RWE hauptsächlich aus der Stromproduktion. Da der Großteil unserer Erzeugungsposition für 2018 bereits vollständig abgesichert ist, verbleiben für dieses Jahr nur geringe Marktpreisrisiken. Daneben bieten sich Gewinnchancen, weil wir den Einsatz unserer Kraftwerke flexibel an kurzfristige Marktentwicklungen anpassen können.

Finanzinstrumente, die zur Absicherung von Commodity-Positionen dienen, werden teilweise als bilanzielle Sicherungsbeziehungen im Konzernabschluss dargestellt. Dies gilt auch für Finanzinstrumente, mit denen wir Zins- und Währungsrisiken begrenzen. Nähere Ausführungen dazu finden Sie auf Seite 141 ff. im Anhang.

Unsere größten Marktrisiken liegen unverändert in der Kategorie „mittel“.

- **Regulatorische und politische Risiken.** Die Energieversorgung ist ein langfristiges Geschäft, und wer es betreibt, ist in besonderer Weise auf stabile, verlässliche Rahmenbedingungen angewiesen. Striktere Emissionsobergrenzen für Kraftwerke können zu massiven Ertragsausfällen führen, wenn die Übergangszeiträume zu kurz sind und bestehende Anlagen vorzeitig stillgelegt werden müssen. Ein solches Risiko ergibt sich durch den Ende 2016 verabschiedeten deutschen „Klimaschutzplan 2050“ (siehe Geschäftsbericht 2016, Seite 33). Danach muss der Energiesektor seine Emissionen bis 2030 um mehr als 60 % unter das Niveau von 1990 absenken. Wir halten das Ziel für sehr ambitioniert und sehen die Gefahr, dass Kohlekraftwerke früher als geplant vom Netz gehen müssen. In den Niederlanden strebt die neue Regierung einen vollständigen Kohleausstieg bis 2030 an. Außerdem will sie den Kohlendioxid-Ausstoß von Kraftwerken durch Einführung einer CO₂-Steuer verteuern. Maßnahmen wie diese können uns erheblich belasten. Im Dialog mit der Politik weisen wir darauf hin, welche Nachteile ein zu ehrgeiziger Emissionsreduktionspfad haben kann, insbesondere im Hinblick auf die Sicherheit in der Stromversorgung.

Risiken sind wir auch in der Kernenergie ausgesetzt, allerdings in wesentlich geringerem Umfang als früher. Im vergangenen Jahr ist ein Gesetz in Kraft getreten, dass die

Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung zwischen dem Bund und den Kraftwerksbetreibern neu aufteilt (siehe Seite 35). Seit die Unternehmen Mitte 2017 den neuen Kernenergiefonds dotiert haben, müssen sie nicht mehr für die Kosten der Zwischen- und Endlagerung haften. Durch einen Vertrag mit der Bundesrepublik Deutschland haben wir dies rechtlich abgesichert. Bei den Entsorgungsaufgaben, für die wir weiterhin operativ und finanziell verantwortlich sind, bestehen allerdings weiterhin Kostenrisiken für uns. Beispielsweise lässt sich nicht ausschließen, dass der Rückbau der Kernkraftwerke teurer wird, als wir in der Planung veranschlagt haben.

Geklärt ist nun auch die Frage nach der Rechtmäßigkeit der deutschen Kernbrennstoffsteuer, die im Zeitraum von 2011 bis 2016 erhoben worden war. Das Bundesverfassungsgericht hat die Abgabe im vergangenen Jahr für grundgesetzwidrig und nichtig erklärt, worauf uns der Bund die geleisteten Steuerzahlungen von 1,7 Mrd. € zuzüglich Zinsen rückerstattete (siehe Seite 37). Damit hat sich eine unserer wesentlichen Chancen materialisiert. Allerdings lässt sich nicht ausschließen, dass Kernbrennstoffe erneut besteuert und dabei die Vorgaben für eine Verfassungsmäßigkeit eingehalten werden.

Auch innerhalb des bestehenden regulatorischen Rahmens sind wir Risiken ausgesetzt, z. B. bei Genehmigungen für den Bau und Betrieb von Produktionsanlagen. Dies betrifft vor allem unsere Tagebaue und Kraftwerke. Hier besteht die Gefahr, dass Genehmigungen für Neubauprojekte verspätet oder gar nicht erteilt werden oder dass bereits erteilte Genehmigungen wieder entzogen werden. Je nach Baufortschritt und vertraglichen Verpflichtungen gegenüber Zulieferern kann dies zu großen finanziellen Belastungen führen. Durch sorgfältige Vorbereitung und Begleitung unserer Genehmigungsanträge versuchen wir, dieses Risiko so gering wie möglich zu halten.

Unter den regulatorischen und politischen Risiken messen wir denjenigen aus Eingriffen zur Begrenzung und Verteuerung von CO₂-Emissionen die größte Bedeutung bei. Wir ordnen sie – wie schon im Vorjahr – in die Kategorie „hoch“ ein.

- **Rechtliche Risiken.** Einzelne Gesellschaften des RWE-Konzerns sind durch ihren Geschäftsbetrieb oder durch Unternehmenskäufe in Gerichtsprozesse und Schiedsverfahren involviert. Es werden mitunter auch außergerichtliche Ansprüche gegen sie geltend gemacht. Darüber hinaus sind Unternehmen des RWE-Konzerns an verschiedenen behördlichen Verfahren direkt beteiligt oder zumindest von deren Ergebnissen betroffen. Für mögliche Verluste

aus schwebenden Verfahren vor ordentlichen Gerichten und Schiedsgerichten haben wir Rückstellungen gebildet.

Risiken können sich auch aus Freistellungen und Garantien ergeben, die wir Erwerbern beim Verkauf von Beteiligungen eingeräumt haben. Durch Freistellungen wird erreicht, dass der Verkäufer für Risiken aufkommt, die im Rahmen der vorvertraglichen Unternehmensprüfung erkannt wurden, bei denen aber unklar ist, ob sie eintreten werden. Im Gegensatz dazu decken Garantien auch Risiken ab, die zum Veräußerungszeitpunkt noch unbekannt sind. Die beschriebenen Absicherungsinstrumente sind beim Verkauf von Gesellschaften und Beteiligungen Standard.

Unsere rechtlichen Risiken bewegen sich maximal in der Kategorie „mittel“. Gegenüber dem Vorjahr hat sich diesbezüglich keine Veränderung ergeben.

- **Operative Risiken.** RWE betreibt technologisch komplexe und vernetzte Produktionsanlagen. Bei Bau- oder Modernisierungsmaßnahmen können Verzögerungen entstehen und die Kosten unplanmäßig steigen, z. B. infolge von Unfällen, Materialfehlern, verspäteten Zulieferungen oder zeitaufwendigen Genehmigungsverfahren. Dem begegnen wir mit einem sorgfältigen Betriebs- und Projektmanagement sowie hohen Sicherheitsstandards. Darüber hinaus prüfen und warten wir regelmäßig unsere Anlagen. Dennoch lässt sich nicht verhindern, dass es vereinzelt zu Ausfällen kommt. Soweit wirtschaftlich sinnvoll, schließen wir Versicherungen ab.

Bei Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte besteht das Risiko, dass die Erträge unter den Erwartungen liegen. Darüber hinaus kann sich der für akquirierte Unternehmen gezahlte Preis rückblickend als zu hoch erweisen. Möglicherweise sind die Rückflüsse aus Investitionen aber auch höher als ursprünglich angenommen. Mithilfe umfassender Analysen versuchen wir, die finanziellen und strategischen Auswirkungen von Transaktionen realitätsnah abzubilden. Außerdem gibt es bei RWE differenzierte Zuständigkeitsregelungen und Genehmigungsprozesse, die einzuhalten sind, wenn Investitionsentscheidungen vorbereitet und umgesetzt werden.

Unsere Geschäftsprozesse werden durch sichere Informationsverarbeitungssysteme unterstützt. Gleichwohl können wir nicht ausschließen, dass Mängel bei der Verfügbarkeit der IT-Infrastruktur und bei der Datensicherheit auftreten. Hohe Sicherheitsstandards sollen dem vorbeugen. Darüber hinaus investieren wir regelmäßig in die Modernisierung von Hard- und Software.

Unsere operativen Risiken stufen wir aktuell als „mittel“ ein, gegenüber „gering“ im Vorjahr. Hintergrund ist, dass wir mit höheren Stromgroßhandelspreisen rechnen als bisher. Bei Kraftwerksausfällen käme es dann zu größeren Margeneinbußen. Unsere Annahmen zur Häufigkeit solcher Vorkommnisse sind aber unverändert.

- **Finanzwirtschaftliche Risiken.** Schwankungen von Marktzinsen sowie Währungs- und Aktienkursen können erheblichen Einfluss auf unsere Finanzlage haben. Große Bedeutung hat für uns der künftige Verlauf des Aktienkurses von innogy. Eine Baisse an den Aktienmärkten oder negative Entwicklungen im Unternehmen könnten dazu führen, dass sich der Marktwert unserer Beteiligung an der Gesellschaft deutlich verringert. Teilweise hat sich dieses Risiko bereits materialisiert: Wegen einer Gewinnwarnung des Managements hat die innogy-Aktie im Dezember 2017 erheblich an Wert verloren. Allerdings sehen wir auch die Chance, dass unsere Tochter das Vertrauen des Kapitalmarktes zurückgewinnt und sich der Aktienkurs wieder erholt.

Neben den Anteilen an innogy hält RWE noch weitere Aktien. Bei diesen Papieren betrug der jahresdurchschnittliche VaR für das Kursrisiko 2 Mio. € (Vorjahr: 8 Mio. €).

Wechselkursrisiken ergeben sich für uns vor allem wegen unserer Geschäftstätigkeit in Großbritannien. Außerdem werden Energieträger wie Kohle und Öl in US-Dollar gehandelt. Gesellschaften, die operativ von der RWE AG geführt werden, lassen von ihr auch die Währungsrisiken steuern. Die Konzernmutter aggregiert die Risiken zu einer Nettofinanzposition je Währung und sichert diese nötigenfalls ab. Der VaR für die Fremdwährungsposition der RWE AG lag 2017 im Durchschnitt bei unter 1 Mio. €. Auch der Vorjahreswert unterschritt diese Marke.

Zinsrisiken sind wir in mehrfacher Hinsicht ausgesetzt. Beispielsweise kann ein Anstieg der Marktzinsen dazu führen, dass die Kurse von Wertpapieren in unserem Bestand sinken. Dies gilt in erster Linie für festverzinsliche Anleihen. Der VaR für das zinsbedingte Kursrisiko von Kapitalanlagen belief sich bei der RWE AG auf durchschnittlich 5 Mio. € (Vorjahr: 9 Mio. €).

Steigen die Zinsen, dann erhöhen sich auch unsere Finanzierungskosten. Dieses Risiko messen wir mit dem Cash Flow at Risk (CFaR). Dabei legen wir ein Konfidenzniveau von 95 % und eine Haltedauer von einem Jahr zugrunde. Der Jahresdurchschnittswert des CFaR bei der RWE AG belief sich auf 3 Mio. €. Aufgrund der Reorganisation gibt es keinen Jahresdurchschnittswert für das Vorjahr.

Das Marktzinsniveau beeinflusst außerdem die Höhe unserer Rückstellungen, da sich an ihm die Abzinsungsfaktoren für die Ermittlung der Verpflichtungsbarwerte orientieren. Das heißt: Bei fallenden Marktzinsen erhöhen sich i. d. R. unsere Rückstellungen, und bei steigenden Marktzinsen verringern sie sich.

Die Risiken und Chancen aus Veränderungen von Wertpapierkursen steuern wir durch ein professionelles Fondsmanagement. Für Finanzgeschäfte der Konzernunternehmen gibt es Handlungsrahmen, Verantwortlichkeiten und Kontrollen, die in Richtlinien verankert sind. Sämtliche Finanzgeschäfte werden mit einer speziellen Software erfasst und von der RWE AG überwacht.

Zu welchen Konditionen wir uns am Fremdkapitalmarkt refinanzieren können, hängt auch maßgeblich davon ab, welche Bonität uns internationale Ratingagenturen bescheinigen. Wie auf Seite 55 erläutert, sehen Moody's und Fitch unsere langfristige Kreditwürdigkeit in der Kategorie „Investment Grade“, bei stabilem Ausblick. Allerdings besteht immer die Möglichkeit, dass die Agenturen ihre Einschätzungen ändern und unsere Bonitätsnote senken. Dadurch könnten zusätzliche Kosten anfallen, wenn wir Fremdkapital aufnehmen oder Handelsgeschäfte besichern.

Wir ordnen unsere finanzwirtschaftlichen Risiken in die Kategorie „hoch“ ein, weil sie nun auch das Kurswertrisiko unserer innogy-Beteiligung umfassen (Vorjahr: „mittel“).

- **Bonität von Geschäftspartnern.** Aus unseren Geschäftsbeziehungen mit Großkunden, Lieferanten, Handelspartnern und Finanzinstituten ergeben sich Kreditrisiken. Wir verfolgen die Entwicklung der Bonität unserer Transaktionspartner zeitnah und beurteilen ihre Kreditwürdigkeit vor und während der Geschäftsbeziehung anhand interner und externer Ratings. Für Transaktionen, bei denen bestimmte Genehmigungsschwellen überschritten werden, und für sämtliche Handelsgeschäfte gibt es ein Kreditlimit, das wir vor ihrem Abschluss festlegen und nötigenfalls anpassen, etwa bei Veränderungen der Bonität. Mitunter lassen wir uns Barsicherheiten stellen oder Bankgarantien geben. Kreditrisiken und Auslastungen der Limite messen wir im Handels- und Finanzbereich täglich.

Bei außerbörslichen Handelsgeschäften vereinbaren wir Sicherheitsleistungen. Außerdem greifen wir auf Rahmenverträge zurück, z. B. den der European Federation of Energy Traders (EFET). Bei Finanzderivaten nutzen wir den Deutschen Rahmenvertrag für Finanztermingeschäfte oder den Rahmenvertrag der International Swaps and Derivatives Association (ISDA).

Unsere Risiken aus der Bonität von Geschäftspartnern gehen nach wie vor nicht über die Kategorie „mittel“ hinaus.

- **Sonstige Risiken.** Zu dieser Risikoklasse gehören u. a. Reputationsrisiken und Risiken aus Compliance-Verstößen oder kriminellen Handlungen von Beschäftigten des Konzerns. Ferner zählt dazu die Möglichkeit, dass geplante Desinvestitionen nicht zustande kommen, etwa wegen regulatorischer Hürden oder zu niedriger Preisgebote. Die sonstigen Risiken halten wir für gering. Inklusive innogy hatten wir sie im Vorjahr noch als „mittel“ eingestuft.

Risikolage bei innogy. Die Entwicklung des Marktwertes unserer 76,8 %-Beteiligung an innogy wird maßgeblich durch die Einzelrisiken unserer Tochter beeinflusst. Im Folgenden skizzieren wir einige dieser Risiken. Ausführliche Informationen zu diesem Thema finden Sie im aktuellen Geschäftsbericht von innogy.

- Die Ertragslage im Geschäft mit den erneuerbaren Energien hängt in hohem Maße von den staatlichen Fördersystemen ab. Hier besteht das Risiko, dass sich die erzielbaren Vergütungen verringern und neue Projekte nicht mehr attraktiv genug sind. Investitionsvorhaben müssen dann möglicherweise abgebrochen werden. Bei bestehenden Erzeugungseinheiten lässt sich nicht gänzlich ausschließen, dass die Förderung nachträglich gekürzt wird. Soweit die Erlöse dieser Anlagen von den Stromgroßhandelspreisen mitbestimmt werden, unterliegen sie auch dem Risiko ungünstiger Marktentwicklungen. Dies betrifft insbesondere Windparks, deren Förderung ausgelaufen ist. Bei Eintreten solcher Risiken ist es möglich, dass Anlagen außerplanmäßig abgeschrieben oder unter Buchwert veräußert werden. Allerdings könnten sie bei steigenden Stromgroßhandelspreisen auch unerwartet hohe Renditen erwirtschaften.
- Im Netzgeschäft ergeben sich Risiken vor allem aus den turnusgemäßen Anpassungen des regulatorischen Rahmens. In Deutschland hat am 1. Januar 2018 die neue fünfjährige Regulierungsperiode für Gasnetzbetreiber begonnen; für Stromnetzbetreiber wird dies am 1. Januar 2019 der Fall sein. Wichtige Entscheidungen der Regulierungsbehörden für diese Zeiträume stehen noch aus. Beispielsweise müssen für die Netzgesellschaften von innogy noch die Kostenprüfungen abgeschlossen und die maximal zulässigen Erlöse festgelegt werden. Ein Risiko liegt darin, dass die Regulierungsbehörden niedrige Erlösobergrenzen ansetzen und von den Unternehmen hohe Kosteneinsparungen verlangen. Ebenso besteht aber auch die Chance, dass den Netzbetreibern günstige Konditionen eingeräumt werden. Im Gasspeichergeschäft, das dem Bereich „Netz & Inf-

rastruktur“ zugeordnet ist, hängen die erzielbaren Margen u. a. von saisonalen Unterschieden beim Gaspreis ab. Sind die Unterschiede groß, lassen sich hohe Erträge erzielen. Dagegen können rückläufige Preisdifferenzen zu Ergebnis- einbußen und außerplanmäßigen Abschreibungen führen.

- Im Vertriebsgeschäft ist innogy hohem Konkurrenzdruck ausgesetzt. Bei intensivem Wettbewerb führen Kosten- nachteile oder Schwächen im Marktauftritt schnell zu Margeneinbußen und Kundenverlusten. In all ihren Vertriebs- märkten begegnet innogy dem Risiko von Absatz- und Margeneinbußen mit Kundenbindungsmaßnahmen, einer differenzierten Preispolitik und hoher Servicequalität. Den sich wandelnden Kundenbedürfnissen trägt unsere Tochter Rechnung, indem sie ihre Angebotspalette um innovative Produkte ergänzt. Neben der Wettbewerbssituation können auch regulatorische Eingriffe die Ertragslage im Ver- trieb belasten. Ein Beispiel dafür ist die Deckelung von Privatkundentarifen in Großbritannien. Wie auf Seite 36 erläutert, erhalten Haushalte mit Vorausbezahlungstarifen einen befristeten Preisschutz. Gleiches gilt für einkom- mensschwache Kunden, denen bereits eine Vergünstigung im Rahmen des „Warm Home Discount“ gewährt wird. Nach Plänen der Regierung sollen künftig alle Kunden mit Standardtarif-Verträgen von Preisobergrenzen profitieren. Die Margen im britischen Energievertrieb würden sich dann wohl weiter verschlechtern. Angesichts des schwierigen Marktumfelds in Großbritannien haben innogy und SSE vereinbart, ihre dortigen Vertriebsaktivitäten durch Bündelung in einer neuen, börsennotierten Gesellschaft zu stärken (siehe Seite 38).
- Bereichsübergreifende Risiken und Chancen ergeben sich bei innogy u. a. im Zusammenhang mit der Investitionstätigkeit. Unsere Tochter will den Strukturwandel im Ener- giesektor vorantreiben und Wachstumschancen nutzen. Dementsprechend hoch ist ihr Mitteleinsatz für die Moder- nisierung der Netze, den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Entwicklung innovativer Vertriebsangebote. Bei Investitionen in Sach- und Finanzanlagen besteht die Mög- lichkeit, dass die Erträge unter den Erwartungen liegen. Der Preis für akquirierte Unternehmen kann sich im Nach- hinein als zu hoch erweisen. Umgekehrt können die Inves- titionen aber auch wirtschaftlicher sein als zunächst ange- nommen. Risiken sieht innogy auch im Hinblick auf die IT-Sicherheit. Wegen der fortschreitenden Digitalisierung, einer immer stärkeren Vernetzung von Geräten über das In- ternet und einer zunehmenden Komplexität der Soft- und Hardware ist das Schadenspotenzial von Hackerangriffen gestiegen. innogy hat umfangreiche technische und orga- nisatorische Maßnahmen getroffen, um sich gegen solche Gefahren zu schützen. Ein weiteres bereichsübergreifendes

Risiko ergibt sich aus Zinsveränderungen. Aufgrund der expansiven Geldpolitik führender Notenbanken bewegen sich die Marktzinsen zurzeit auf niedrigem Niveau. Sollten sie weiter fallen, müssten die Pensionsrückstellungen ge- gebenenfalls nach oben angepasst werden. Ein Zinsanstieg würde i. d. R. zu einem Rückgang der Pensionsrückstellungen führen, hätte allerdings auch den Nachteil, dass sich die Refinanzierung verteuert.

innogy beobachtet diese und weitere Risiken kontinuierlich und ergreift nötigenfalls gegensteuernde Maßnahmen. Gefahren für seinen Fortbestand sieht das Unternehmen derzeit nicht.

Risiko- und Chancensituation von RWE: Gesamtbeurtei- lung durch die Unternehmensleitung. Wie die Ausführun- gen in diesem Kapitel zeigen, wird die Risikolage von RWE maßgeblich von der Entwicklung der wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie des Marktwer- tes unserer Mehrheitsbeteiligung an innogy geprägt. Regula- torische Risiken ergeben sich u. a. aus dem Ende 2016 verab- schiedeten deutschen Klimaschutzplan, der im laufenden Jahr konkretisiert werden soll. Wir sehen die Gefahr, neben den Anlagen in der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft weitere Kohlekraftwerke vorzeitig stilllegen zu müssen. In den Nieder- landen könnten ebenfalls hohe Belastungen auf uns zukom- men, sollten die aktuellen Regierungspläne zum Kohleausstieg umgesetzt werden. Dagegen hat sich die Risikolage in der Kernenergie entschärft. Per Gesetz ist nun geregelt, wie die Verantwortung für die kerntechnische Entsorgung zwischen dem Bund und den Kraftwerksbetreibern aufgeteilt wird. Auch die Rechtsunsicherheit im Zusammenhang mit der Kern- brennstoffsteuer besteht nicht mehr. Dadurch, dass das Bundesverfassungsgericht die Abgabe für nichtig erklärt hat und uns die gezahlten Steuern rückerstattet wurden, hat sich eine wesentliche Chance materialisiert.

Erheblichen Einfluss auf unsere Ertragslage haben die Markt- bedingungen in der Stromerzeugung. Die deutschen Strom- großhandelspreise scheinen die Talsohle durchschritten zu haben. Sie liegen heute deutlich über dem Rekordtief zu Beginn des Jahres 2016. Maßgeblichen Anteil daran hat die Tatsache, dass sich die Weltmarktpreise für Steinkohle erholt haben. Sollten sich diese Trends wieder umkehren und die Strompreise erneut stark nachgeben, sind erhebliche Ertrags- einbußen zu erwarten, eventuell verbunden mit Herabstu- fungen unseres Kreditratings und zusätzlichen Kosten für die Besicherung von Handelsgeschäften. Allerdings besteht auch die Chance, dass die Strompreise weiter steigen und sich die Kraftwerksmargen verbessern. Eine solche Entwick- lung kann in Deutschland auch dann eintreten, wenn der Kernenergieausstieg und weitere Kraftwerksschließungen

dazu führen, dass die zuverlässig verfügbaren Erzeugungskapazitäten knapper werden.

Angesichts des regulatorischen Drucks und der Marktrisiken im Energiesektor müssen Versorger wie RWE darauf achten, dass sie krisenfest aufgestellt sind. Mit ehrgeizigen Effizienzsteigerungsprogrammen, strikter Investitionsdisziplin und dem Börsengang von innogy haben wir den Konzern auf ein solides finanzielles Fundament gestellt. Indem wir die Auswirkungen von Risiken auf unsere Liquidität analysieren und eine konservative Finanzierungsstrategie verfolgen, gewährleisten wir, dass wir stets über genügend flüssige Mittel verfügen, um unsere Zahlungsverpflichtungen fristgerecht zu erfüllen. Wir haben einen starken operativen Cash Flow, erhebliche liquide Mittel und großen finanziellen Spielraum durch unser Commercial-Paper-Programm und die ungenutzte Kreditlinie. Unsere Liquidität planen wir vorausschauend auf Basis der kurz-, mittel- und langfristigen Mittelbedarfe der Konzerngesellschaften und halten eine hohe Mindestliquidität auf täglicher Basis vor.

Dank unseres umfassenden Risikomanagementsystems und den beschriebenen Maßnahmen zur Sicherung unserer Finanz- und Ertragskraft sehen wir uns in der Lage, die aktuell erkennbaren Risiken von RWE zu beherrschen. Zugleich arbeiten wir daran, dies auch in Zukunft gewährleisten zu können.

Bericht zum rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystem: Angaben nach §§ 289 Abs. 4 und 315

Abs. 4 HGB. In der Finanzberichterstattung besteht das Risiko, dass die Jahres-, Konzern- und Zwischenabschlüsse Falschdarstellungen enthalten, die einen wesentlichen Einfluss auf die Entscheidungen ihrer Adressaten haben. Unser rechnungslegungsbezogenes internes Kontrollsystem (kurz: IKS) zielt darauf ab, mögliche Fehler zu erkennen, die sich aus der Nichteinhaltung von Rechnungslegungsvorschriften ergeben. Fundament des IKS sind die im RWE-Verhaltenskodex formulierten Grundsätze – allen voran der Anspruch, vollständig, sachlich, korrekt, verständlich und zeitnah zu informieren – sowie die konzernweit geltenden Richtlinien des Unternehmens. Darauf aufbauend sollen Mindestanforderungen an die rechnungslegungsbezogenen IT-Systeme dafür sorgen, dass Daten zuverlässig erhoben und verarbeitet werden. Mit einem wirksamen IKS kann das Risiko gravierender Falschdarstellungen verringert werden; ganz eliminieren lässt es sich nicht.

Der RWE AG obliegt es, das IKS auszugestalten und zu überwachen. Diese Aufgaben werden vom Rechnungswesen wahrgenommen. Daneben gibt es ein konzernweit gültiges Regelwerk zur Ausgestaltung und Überwachung des IKS. Außerdem haben wir ein IKS-Komitee eingerichtet, das dar-

auf hinwirkt, dass das IKS im gesamten Konzern mit hohen Ansprüchen an Korrektheit und Transparenz und nach einheitlichen Grundsätzen „gelebt“ wird. Die Mitglieder dieses Komitees sind Vertreter der Bereiche Rechnungswesen, Controlling & Risikomanagement und Interne Revision & Compliance sowie Verantwortliche aus den Funktionen Finanzen, Personal, Einkauf, Handel und IT, die eine wichtige Rolle für die Rechnungslegung spielen.

Jedes Jahr unterziehen wir das IKS einer umfassenden Prüfung. Dabei untersuchen wir in einem ersten Schritt, ob die Risikosituation angemessen abgebildet wird und ob es für die identifizierten Risiken sachgerechte Kontrollen gibt. Im zweiten Schritt testen wir die Wirksamkeit der Kontrollen. Beziehen sich die IKS-Prüfungen auf rechnungslegungsbezogene Prozesse, z. B. den Eingang und die Bearbeitung von Rechnungen in unserem Dienstleistungszentrum in Krakau, die Aufstellung von Einzelabschlüssen oder die Konsolidierung, werden sie von Mitarbeitern aus dem Rechnungswesen durchgeführt. Für die Funktionen Finanzen, Personal, Einkauf, Handel und IT bescheinigen die jeweils Verantwortlichen, ob den vereinbarten IKS-Qualitätsstandards entsprochen wurde. Darüber hinaus sind die Interne Revision und externe Wirtschaftsprüfungsgesellschaften in die IKS-Prüfung eingebunden. Die Ergebnisse der Untersuchungen werden in einem Bericht an den Vorstand der RWE AG dokumentiert. Bei der Überprüfung, die wir 2017 vorgenommen haben, hat sich das IKS erneut als wirksam erwiesen.

Unsere IKS-Prüfungen beziehen sich auf den RWE-Konzern ohne die innogy SE und ihre Tochtergesellschaften. Allerdings wenden diese den oben beschriebenen Prozess analog an. Die dabei erzielten Ergebnisse fließen in die Einschätzung des IKS der RWE AG ein.

Im Rahmen der externen Berichterstattung legen die Mitglieder des Vorstands der RWE AG zum Halbjahr und zum Gesamtjahr einen Bilanzzeit ab. Sie bestätigen 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 befasst sich in seinen Sitzungen regelmäßig mit der Wirksamkeit des IKS. Einmal im Jahr legt ihm der Vorstand der RWE AG einen Bericht dazu vor.

1.13 PROGNOSEBERICHT

Obwohl der Preisverfall im deutschen Stromgroßhandel Anfang 2016 zum Stoppen kam, spüren wir auch 2018 noch seine Folgen. Die Margen unserer Kraftwerke, die wir bei Terminverkäufen für 2018 realisiert haben, lagen unter denen des Vorjahres. Der RWE-Konzern wird daher 2018 wohl nicht an das operative Ergebnis des Vorjahres anknüpfen können. Beim bereinigten EBITDA erwarten wir einen Wert zwischen 4,9 und 5,2 Mrd. € und beim bereinigten Nettoergebnis zwischen 0,7 und 1,0 Mrd. €. Im laufenden Jahr werden wir weiterhin von unserem laufenden Effizienzsteigerungsprogramm profitieren. Auch unsere Teilnahme am britischen Kapazitätsmarkt wird sich zunehmend positiv auf die Ertragslage auswirken.

Experten rechnen mit anhaltend guter Konjunktur. Nach ersten Prognosen für 2018 wird das Wirtschaftswachstum weltweit rund 3 % betragen und damit etwa so hoch sein wie im vergangenen Jahr. Im Euroraum dürfte es mit etwa 2 % ebenfalls stabil bleiben. Für Deutschland rechnet der Sachverständigenrat mit einem Wachstum von 2,2 %. Die niederländische Wirtschaft wird voraussichtlich wieder stärker expandieren als die der Eurozone und die belgische etwas weniger. Für Großbritannien erwarten Experten ein Plus von 1,5 %. Auch in den wichtigsten zentralosteuropäischen Märkten des RWE-Konzerns dürfte sich das konjunkturelle Gesamtbild gegenüber 2017 kaum verändern: Polen, Tschechien, Ungarn und die Slowakei werden mit Wachstumsraten von 3 % bis 4 % wohl weiterhin deutlich über dem europäischen Durchschnitt liegen.

Energieverbrauch voraussichtlich höher als 2017. Unsere Prognose zum diesjährigen Energieverbrauch leitet sich aus der angenommenen konjunkturellen Entwicklung ab. Darüber hinaus unterstellen wir, dass die Temperaturen 2018 auf Normalniveau liegen und damit insgesamt niedriger ausfallen werden als im relativ milden Vorjahr. Unter diesen Voraussetzungen rechnen wir für Deutschland, die Niederlande und Großbritannien mit einer stabilen bis leicht steigenden Stromnachfrage. Den Impulsen, die vom Wirtschaftswachstum und einer möglicherweise kühleren Witterung ausgehen, stehen dämpfende Einflüsse eines immer effizienteren Energieeinsatzes gegenüber. In Polen, Ungarn und der Slowakei dürfte der Stromverbrauch – ähnlich wie 2017 – um 2 % bis 3 % ansteigen.

Beim Gas erwarten wir einen allgemeinen Verbrauchsanstieg. Das ergibt sich aus der Annahme einer Normalisierung der Temperaturen und eines dementsprechend höheren Heizwärmebedarfs. Daneben dürfte das prognostizierte Wirtschaftswachstum die Gasnachfrage anregen. Möglicherweise gehen auch vom Stromerzeugungssektor Impulse aus, falls sich die Marktbedingungen für Gaskraftwerke weiter verbessern. Gegenläufige Einflüsse erwarten wir vom Trend zum Energiesparen.

Stromproduktion für 2018 bereits nahezu vollständig auf Termin verkauft. Die Großhandelspreise für Strom und wichtige Energierohstoffe haben in den beiden vergangenen Jahren nach längerer Talfahrt wieder angezogen. Ihre weitere Entwicklung hängt von einer Vielzahl kaum prognostizierbarer Faktoren ab. Auf unsere diesjährige Ertragslage hätte sie ohnehin nur geringen Einfluss, denn wir haben unsere Stromproduktion für 2018 bereits nahezu vollständig auf Termin verkauft und die dafür benötigten Brennstoffe und Emissionsrechte preislich abgesichert. Für den Strom unserer deutschen Braunkohle- und Kernkraftwerke haben wir dabei einen Preis erzielt, der unter dem Vorjahresdurchschnitt von 31 €/MWh liegt.

Bereinigtes EBITDA 2018: Bandbreite von 4,9 bis 5,2 Mrd. € erwartet. Wir erwarten, dass die operative Ertragslage des RWE-Konzerns im laufenden Geschäftsjahr schwächer sein wird als 2017. Beim bereinigten EBITDA prognostizieren wir einen Wert im Bereich von 4,9 bis 5,2 Mrd. €. Damit würden wir deutlich hinter dem Vorjahreswert zurückbleiben. Wesentliche Ursachen dafür sind niedrigere Kraftwerksmargen, geringere Erträge aus Sondersachverhalten und erhöhte Anlaufkosten für Wachstumsprojekte von innogy. Bei relativ stabilen betrieblichen Abschreibungen dürfte sich auch das bereinigte EBIT deutlich verringern. Das bereinigte Nettoergebnis wird voraussichtlich auf 0,7 bis 1,0 Mrd. € zurückgehen. Vom Nettoergebnis gemäß International Financial Reporting Standards unterscheidet es sich dadurch, dass das von Sondersachverhalten geprägte neutrale Ergebnis und weitere wesentliche Einmaleffekte inklusive der darauf entfallenden Steuern herausgerechnet werden.

Ergebnisausblick für 2018 in Mio. €	Ist 2017	Prognose 2018
Bereinigtes EBITDA	5.756	4.900 – 5.200
Davon:		
Braunkohle & Kernenergie	671	350 – 450
Europäische Stromerzeugung	463	300 – 400
Energiehandel	271	100 – 300
innogy	4.331	4.100 – 4.200
Bereinigtes Nettoergebnis	1.232	700 – 1.000

Auf Ebene der Unternehmensbereiche erwarten wir folgende Ergebnisentwicklung:

- Braunkohle & Kernenergie: Das bereinigte EBITDA dürfte sich hier auf 350 bis 450 Mio. € verringern. Wie schon erwähnt, haben wir unsere diesjährige Stromerzeugung bereits größtenteils am Markt platziert. Die dabei erzielten Margen sind insgesamt niedriger als die für 2017. Hinzu kommt, dass das Kernkraftwerk Gundremmingen B nicht mehr zum Ergebnis beitragen wird, weil wir es Ende 2017 stilllegen mussten. Allerdings sind wir zuversichtlich, von weiteren effizienzverbessernden Maßnahmen profitieren zu können.
- Europäische Stromerzeugung: Das bereinigte EBITDA des Segments wird voraussichtlich 300 bis 400 Mio. € betragen. Damit läge es unter dem Vorjahreswert, der durch Einmalerträge aus Grundstücksverkäufen begünstigt war. Der Ergebnisbeitrag aus der kommerziellen Optimierung unseres Kraftwerkseinsatzes wird wohl nicht an das hohe Niveau von 2017 heranreichen. Außerdem erwarten wir rückläufige Margen aus Stromterminverkäufen. Erhöhen werden sich dagegen die Prämien, die wir für die Teilnahme am britischen Kapazitätsmarkt erhalten.
- Energiehandel: Wir gehen davon aus, in diesem Segment auf lange Sicht ein jahresdurchschnittliches bereinigtes EBITDA in der Größenordnung von 200 Mio. € erzielen zu können. Für 2018 veranschlagen wir einen Korridor von 100 bis 300 Mio. €. Dabei unterstellen wir eine Handelsperformance auf Normalniveau. Das Ergebnis im Gasgeschäft wird aller Voraussicht nach unter dem überdurchschnittlichen Vorjahreswert liegen.
- innogy: Unsere Tochter erwartet ein bereinigtes EBITDA von 4,1 bis 4,2 Mrd. €. Das ist etwas weniger als 2017. Im Vertriebsgeschäft wird sich das Ergebnis wohl deutlich verringern, u. a. wegen steigender Vorlaufkosten für Zukunftsprojekte. Außerdem wird es wohl geringere Sondererträge geben als 2017. Letzteres gilt auch für den Bereich Netz & Infrastruktur, der voraussichtlich etwas unter Vorjahr abschließen wird. Sollten sich die Durchleitungsmengen im tschechischen Gasverteilnetz nach dem positiven Witterungseffekt von 2017 wieder auf Normalniveau bewegen, könnte dies zum Ergebnisrückgang beitragen. Im Bereich der erneuerbaren Energien erwartet innogy eine stabile Ertragslage. Positiv wird sich die Inbetriebnahme neuer Erzeugungskapazitäten auswirken. Bei durchschnittlichen Wetterverhältnissen dürfte sich zudem die Auslastung der Windkraftanlagen und Laufwasserkraftwerke verbessern. Dem stehen höhere Kosten für die Entwicklung neuer Projekte gegenüber. Im Übrigen war das Vorjahresergebnis noch durch den Ertrag aus der Neubewertung des Windkraftprojekts Triton Knoll begünstigt.

Investitionsplanung unter Vorbehalt von Gegenfinanzierungsmaßnahmen. Der Großteil der Investitionen im RWE-Konzern wird von innogy getätigt. Unsere Tochter plant für 2018 Nettoinvestitionen in einer Größenordnung von 2,5 Mrd. €. Soweit die Bruttoinvestitionen über diesen Betrag hinausgehen, sollen sie durch Einnahmen aus Desinvestitionen und Anlagenabgängen finanziert werden. Ausgabenschwerpunkte sind weiterhin die Instandhaltung und Modernisierung der Verteilnetze sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien. In der konventionellen Stromerzeugung planen wir Sachanlageinvestitionen von rund 400 Mio. €, die in erster Linie der Instandhaltung und Modernisierung von Kraftwerken und Tagebauen dienen. Ein Teil der Mittel ist auch für kleinere Wachstumsprojekte bestimmt, z. B. die Umrüstung unserer niederländischen Steinkohlekraftwerke für die Mitverbrennung von Biomasse.

Nettoschulden voraussichtlich über Vorjahresniveau.

Unsere Nettoschulden werden sich im laufenden Geschäftsjahr voraussichtlich moderat erhöhen. Ein wesentlicher Grund dafür sind die Ausschüttungen an RWE-Aktionäre und an Miteigentümer vollkonsolidierter RWE-Gesellschaften. Unsere Prognose zu den Nettoschulden basiert auf der Annahme, dass das Marktzinsniveau stabil bleibt – und damit auch die Abzinsungsfaktoren, die wir bei der Ermittlung der Rückstellungen zugrunde legen.

Prognose für den RWE-Konzern mit innogy als reiner Finanzbeteiligung.

Für Steuerzwecke nutzen wir auch Konzernzahlen, in denen innogy als reine Finanzbeteiligung erfasst ist und nicht als vollkonsolidierte Gesellschaft. Nähere Angaben dazu, wie diese Zahlen berechnet werden, finden Sie auf Seite 60. Das so ermittelte bereinigte EBITDA dürfte 2018 bei 1,4 bis 1,7 Mrd. € liegen (Vorjahr: 2,1 Mrd. €). Für das bereinigte Nettoergebnis ergibt sich ein Prognosewert von 0,5 bis 0,8 Mrd. € (Vorjahr: 1,0 Mrd. €). Bei den Nettoschulden erwarten wir einen moderaten Anstieg (Vorjahr: 4,5 Mrd. €).

Zukunftsbezogene Aussagen. Dieser Geschäftsbericht enthält Aussagen, die sich auf die künftige Entwicklung des RWE-Konzerns und seiner Gesellschaften sowie der wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen beziehen. Diese Aussagen stellen Einschätzungen dar. Wir haben sie auf Basis aller Informationen getroffen, die uns zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Dokuments zur Verfügung standen. Sollten die zugrunde gelegten Annahmen nicht zutreffen oder unvorhergesehene Risiken eintreten, können die tatsächlichen von den erwarteten Entwicklungen abweichen. Für die Aussagen können wir daher keine Gewähr übernehmen.

Verweise. Inhalte von Internetseiten oder Publikationen, auf die wir im Lagebericht verweisen, sind nicht Teil des Lageberichts, sondern dienen lediglich der weiteren Information. Davon ausgenommen ist die Erklärung zur Unternehmensführung nach §§ 289f und 315d HGB.

2 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 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, 26. Februar 2018

Der Vorstand



Schmitz



Krebber

03

Konzernabschluss

3.1 GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

in Mio. €	(s. Anhang)	2017	2016
Umsatzerlöse (inkl. Erdgas-/Stromsteuer)	(1)	44.585	45.833
Erdgas-/Stromsteuer	(1)	2.151	2.243
Umsatzerlöse	(1)	42.434	43.590
Sonstige betriebliche Erträge	(2)	3.608	1.435
Materialaufwand	(3)	31.326	33.397
Personalaufwand	(4)	4.704	4.777
Abschreibungen	(5), (10)	2.939	6.647
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(6)	3.686	4.323
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	(7), (13)	302	387
Übriges Beteiligungsergebnis	(7)	118	153
Finanzerträge	(8)	2.315	1.883
Finanzaufwendungen	(8)	3.066	4.111
Ergebnis vor Steuern		3.056	-5.807
Ertragsteuern	(9)	741	-323
Ergebnis		2.315	-5.484
Davon: Ergebnisanteile anderer Gesellschafter		373	167
Davon: Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG		42	59
Davon: Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG		1.900	-5.710
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie in €	(26)	3,09	-9,29

3.2 GESAMTERGEBNISRECHNUNG

in Mio. € ¹	(s. Anhang)	2017	2016
Ergebnis		2.315	-5.484
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen		1.346	- 629
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	(13)	- 85	37
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die nicht erfolgswirksam umzugliedern sind		1.261	-592
Unterschied aus der Währungsumrechnung	(21)	174	- 59
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten	(27)	44	78
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherungsbeziehung	(27)	818	976
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	(13), (21)	- 15	- 17
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die zukünftig erfolgswirksam umzugliedern sind		1.021	978
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)		2.282	386
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)		4.597	-5.098
Davon: auf Aktionäre der RWE AG entfallend		3.996	- 5.284
Davon: auf Hybridkapitalgeber der RWE AG entfallend		42	59
Davon: auf andere Gesellschafter entfallend		559	127

¹ Beträge nach Steuern

3.3 BILANZ

Aktiva in Mio. €	(s. Anhang)	31.12.2017	31.12.2016
Langfristiges Vermögen			
Immaterielle Vermögenswerte	(10)	12.383	12.749
Sachanlagen	(11)	24.904	24.455
Investment Property	(12)	43	63
At-Equity-bilanzierte Beteiligungen	(13)	2.846	2.908
Übrige Finanzanlagen	(14)	1.109	1.055
Finanzforderungen	(15)	359	403
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	(16)	1.187	1.175
Ertragsteueransprüche		236	219
Latente Steuern	(17)	2.627	2.884
		45.694	45.911
Kurzfristiges Vermögen			
Vorräte	(18)	1.924	1.968
Finanzforderungen	(15)	1.745	1.471
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		5.405	4.999
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	(16)	4.892	7.418
Ertragsteueransprüche		445	234
Wertpapiere	(19)	4.893	9.825
Flüssige Mittel	(20)	3.933	4.576
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte		128	
		23.365	30.491
		69.059	76.402
Passiva in Mio. €	(s. Anhang)	31.12.2017	31.12.2016
Eigenkapital	(21)		
Anteile der Aktionäre der RWE AG		6.759	2.754
Anteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG		940	942
Anteile anderer Gesellschafter		4.292	4.294
		11.991	7.990
Langfristige Schulden			
Rückstellungen	(23)	19.249	20.686
Finanzverbindlichkeiten	(24)	14.414	16.041
Übrige Verbindlichkeiten	(25)	2.393	2.196
Latente Steuern	(17)	718	723
		36.774	39.646
Kurzfristige Schulden			
Rückstellungen	(23)	5.137	12.175
Finanzverbindlichkeiten	(24)	2.787	2.142
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen		5.077	5.431
Ertragsteuerverbindlichkeiten		100	131
Übrige Verbindlichkeiten	(25)	7.082	8.887
Zur Veräußerung bestimmte Schulden		111	
		20.294	28.766
		69.059	76.402

3.4 KAPITALFLUSSRECHNUNG

in Mio. €	(s. Anhang, 30)	2017	2016
Ergebnis		2.315	-5.484
Abschreibungen/Zuschreibungen		2.583	6.670
Veränderung der Rückstellungen		-7.045	2.043
Veränderung der latenten Steuern		39	-1.136
Ergebnis aus dem Abgang von Anlagegegenständen und Wertpapieren		-267	-227
Sonstige zahlungsunwirksame Erträge/Aufwendungen		830	1.147
Veränderung des Nettoumlaufvermögens		-209	-661
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit		-1.754	2.352
Immaterielle Vermögenswerte/Sachanlagen/Investment Property			
Investitionen		-2.235	-2.027
Einnahmen aus Anlagenabgängen		324	238
Akquisitionen/Beteiligungen			
Investitionen		-345	-281
Einnahmen aus Anlagenabgängen/Desinvestitionen		162	527
Veränderung der Wertpapiere und Geldanlagen		4.975	-2.587
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit (vor Erst-/Nachdotierung von Planvermögen)		2.881	-4.130
Erst-/Nachdotierung von Planvermögen		-190	-440
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit (nach Erst-/Nachdotierung von Planvermögen)		2.691	-4.570
Kapitalveränderungen (einschließlich anderer Gesellschafter)		-64	4.514
Dividenden/Ausschüttungen an RWE-Aktionäre und andere Gesellschafter		-603	-407
Aufnahme von Finanzschulden		3.996	5.732
Tilgung von Finanzschulden		-4.865	-5.557
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit		-1.536	4.282
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel		-599	2.064
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel		-19	-24
Veränderung der flüssigen Mittel		-618	2.040
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums		4.576	2.536
Davon: als „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ ausgewiesen			-14
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums laut Konzernbilanz		4.576	2.522
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums		3.958	4.576
Davon: als „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ ausgewiesen		-25	
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums laut Konzernbilanz		3.933	4.576

3.5 VERÄNDERUNG DES EIGENKAPITALS

Veränderung des Eigenkapitals in Mio. €	Gezeichnetes Kapital der RWE AG	Kapitalrücklage der RWE AG	Gewinnrücklage und Bilanzgewinn	Accumulated Other Comprehensive Income			Anteile der Aktionäre der RWE AG	Anteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	Anteile anderer Gesellschafter	Summe
				Unterschied aus der Währungs-umrechnung	Marktbewertung von Finanzinstrumenten					
					Zur Veräußerung verfügbar	In Sicherungsbeziehung				
(s. Anhang, 21)										
Stand: 01.01.2016	1.574	2.385	3.612	5	22	-1.751	5.847	950	2.097	8.894
Kapitaleinzahlung									1.948	1.948
Dividendenzahlungen ¹			-5				-5	-67	-250	-322
Ergebnis			-5.710				-5.710	59	167	-5.484
Other Comprehensive Income			-745	160	37	974	426		-40	386
Total Comprehensive Income			-6.455	160	37	974	-5.284	59	127	-5.098
Übrige Veränderungen			2.196				2.196		372	2.568
Stand: 31.12.2016	1.574	2.385	-652	165	59	-777	2.754	942	4.294	7.990
Kapitalauszahlung									-45	-45
Dividendenzahlungen ¹			-5				-5	-60	-480	-545
Ergebnis			1.900				1.900	42	373	2.315
Other Comprehensive Income			1.110	139	34	813	2.096		186	2.282
Total Comprehensive Income			3.010	139	34	813	3.996	42	559	4.597
Übrige Veränderungen			14				14	16	-36	-6
Stand: 31.12.2017	1.574	2.385	2.367	304	93	36	6.759	940	4.292	11.991

¹ Nach Umgliederung von nicht beherrschenden Anteilen in die übrigen Verbindlichkeiten gemäß IAS 32

3.6 ANHANG

Allgemeine Grundlagen

Die RWE AG mit Sitz in der Huysenallee 2 in 45128 Essen, Deutschland, ist Mutterunternehmen des RWE-Konzerns („RWE“ oder „Konzern“). RWE ist ein Strom- und Gasanbieter in Europa.

Der Konzernabschluss zum 31. Dezember 2017 ist am 26. Februar 2018 vom Vorstand der RWE AG zur Veröffentlichung freigegeben worden. Aufgestellt wurde er nach den International Financial Reporting Standards (IFRS), wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden handelsrechtlichen Vorschriften. Die Vorjahreszahlen sind nach denselben Grundsätzen ermittelt worden.

Neben der Gewinn- und Verlustrechnung, der Gesamtergebnisrechnung sowie der Bilanz und der Kapitalflussrechnung wird die Veränderung des Eigenkapitals gezeigt. Der Anhang enthält zudem eine Segmentberichterstattung.

Zum Zwecke einer klareren Darstellung sind verschiedene Posten der Bilanz und der Gewinn- und Verlustrechnung zusammengefasst worden. Im Anhang werden diese Posten gesondert ausgewiesen und erläutert. Die Gewinn- und Verlustrechnung ist nach dem Gesamtkostenverfahren gegliedert.

Der Konzernabschluss wird in Euro aufgestellt. Alle Beträge sind – soweit nicht anders angegeben – in Millionen Euro (Mio. €) ausgewiesen. Aus rechentechnischen Gründen können Rundungsdifferenzen auftreten.

Der vorliegende Abschluss bezieht sich auf das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2017.

Aufstellung, Vollständigkeit und Richtigkeit des Konzernabschlusses sowie des – mit dem Lagebericht der RWE AG zusammengefassten – Konzernlageberichts liegen in der Verantwortung des Vorstands der RWE AG.

Durch interne Kontrollsysteme, den Einsatz konzernweit einheitlicher Richtlinien sowie Maßnahmen zur Aus- und Weiterbildung der Mitarbeiter gewährleisten wir die Ordnungsmäßigkeit des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts. Die Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften und der konzerninternen Richtlinien sowie die Zuverlässigkeit und Funktionsfähigkeit der Kontrollsysteme werden kontinuierlich konzernweit geprüft.

Das Risikomanagementsystem des Konzerns ist entsprechend den Anforderungen des Gesetzes zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG) darauf ausgerichtet, dass der Vorstand Risiken frühzeitig erkennen und bei Bedarf Gegenmaßnahmen ergreifen kann.

Der Konzernabschluss, der zusammengefasste Lagebericht und der Prüfungsbericht werden in Anwesenheit des Abschlussprüfers im Prüfungsausschuss und in der Bilanzsitzung des Aufsichtsrats eingehend erörtert. Aus dem Bericht des Aufsichtsrats auf Seite 8 ff. geht das Ergebnis der Prüfung durch den Aufsichtsrat hervor.

Konsolidierungskreis

In den Konzernabschluss einbezogen sind neben der RWE AG alle wesentlichen in- und ausländischen Tochterunternehmen, die von der RWE AG unmittelbar oder mittelbar beherrscht werden. Bei der Beurteilung, ob Beherrschung vorliegt, werden neben Stimmrechten auch sonstige gesellschaftsvertragliche oder satzungsmäßige Rechte sowie potenzielle Stimmrechte berücksichtigt.

Wesentliche assoziierte Unternehmen werden nach der Equity-Methode bilanziert, wesentliche gemeinsame Vereinbarungen nach der Equity-Methode oder als gemeinschaftliche Tätigkeit. Eine gemeinschaftliche Tätigkeit führt zu einer anteiligen Einbeziehung der Vermögenswerte und Schulden sowie der Erlöse und Aufwendungen entsprechend den RWE zustehenden Rechten und Pflichten.

Assoziierte Unternehmen liegen vor, wenn maßgeblicher Einfluss aufgrund einer Stimmrechtsquote zwischen 20 % und 50 % oder aufgrund vertraglicher Vereinbarungen gegeben ist. Bei der Klassifizierung gemeinsamer Vereinbarungen, die als eigenständige Vehikel strukturiert sind, als gemeinschaftliche Tätigkeit oder Gemeinschaftsunternehmen werden neben der Rechtsform und den vertraglichen Vereinbarungen auch sonstige Sachverhalte und Umstände, insbesondere Lieferbeziehungen zwischen der gemeinsamen Vereinbarung und den daran beteiligten Parteien, berücksichtigt.

Anteile an Tochterunternehmen, an Gemeinschaftsunternehmen, an gemeinschaftlichen Tätigkeiten oder an assoziierten Unternehmen, die aus Konzernsicht von untergeordneter Bedeutung sind, werden nach IAS 39 bilanziert.

Der Anteilsbesitz des Konzerns gemäß § 313 Abs. 2 HGB wird auf Seite 153 ff. dargestellt.

Die folgenden Übersichten zeigen, welche Veränderungen sich bei der Anzahl der vollkonsolidierten Unternehmen und der mittels der Equity-Methode bilanzierten Beteiligungen und Gemeinschaftsunternehmen ergeben haben:

Anzahl vollkonsolidierter Unternehmen	Inland	Ausland	Gesamt
Stand: 01.01.2017	135	180	315
Erstkonsolidierungen	15	22	37
Entkonsolidierungen	-2	-1	-3
Verschmelzungen	-6	-2	-8
Stand: 31.12.2017	142	199	341

Anzahl at-Equity-bilanzierter Beteiligungen und Gemeinschaftsunternehmen	Inland	Ausland	Gesamt
Stand: 01.01.2017	70	17	87
Erwerbe		2	2
Sonstige Veränderungen	2	-1	1
Stand: 31.12.2017	72	18	90

Zudem werden sechs (Vorjahr: sechs) Gesellschaften als gemeinschaftliche Tätigkeiten abgebildet. Davon ist Greater Gabbard Offshore Winds Limited, Großbritannien, eine wesentliche gemeinschaftliche Tätigkeit für den RWE-Konzern. Greater Gabbard unterhält einen 500-MW-Offshore-Windpark, den innogy zusammen mit Scottish and Southern Energy (SSE) Renewables Holdings betreibt. Innogy Renewables UK hält 50 % der Anteile und bezieht 50 % der Stromerzeugung (inkl. Grünstromzertifikate). Der Windpark stellt einen wesentlichen Bestandteil des Offshore-Portfolios des Segments innogy dar.

Erst- und Entkonsolidierungen werden grundsätzlich zum Zeitpunkt des Übergangs der Beherrschung vorgenommen.

Insgesamt wurden durch Anteilsverkäufe, die zu einem Wechsel im Beherrschungsstatus führten, Veräußerungsergebnisse in Höhe von 19 Mio. € in den sonstigen betrieblichen Erträgen und sonstigen betrieblichen Aufwendungen erfasst (Vorjahr: 62 Mio. €). Davon entfielen 14 Mio. € (Vorjahr: 8 Mio. €) auf Neubewertungen verbleibender Anteile.

Im Rahmen von Käufen bzw. Verkäufen von Tochterunternehmen und sonstigen Geschäftseinheiten, die zu einem Wechsel des Beherrschungsstatus führten, wurden Kaufpreise in Höhe von 159 Mio. € (Vorjahr: 55 Mio. €) entrichtet und Verkaufspreise in Höhe von 5 Mio. € (Vorjahr: 84 Mio. €) erzielt. Die Verkaufspreise wurden ausschließlich in Zahlungsmitteln entrichtet. Die Kaufpreise wurden in Höhe von 134 Mio. € in Zahlungsmitteln entrichtet; in Höhe von 25 Mio. € wurden Verbindlichkeiten übernommen. Damit verbunden wurden flüssige Mittel (ohne Berücksichtigung von „Zur Veräußerung bestimmten Vermögenswerten“) in Höhe von 25 Mio. € (Vorjahr: 0 Mio. €) erworben und in Höhe von 5 Mio. € (Vorjahr: 1 Mio. €) veräußert.

Unternehmenserwerbe

Belectric

Anfang Januar 2017 erwarb die innogy SE 100 % der Anteile an der Belectric Solar & Battery GmbH und hat die Beherrschung erlangt. Die Gesellschaft errichtet schlüsselfertige Solarparks und Batteriespeicher. Darüber hinaus ist sie in dem Geschäftsfeld Operations & Maintenance (O&M) für Solarparks tätig.

Die erstmalige Bilanzierung des Unternehmenszusammenschlusses ist in der folgenden Tabelle zusammen mit den übernommenen Vermögenswerten und Schulden dargestellt:

Bilanzposten in Mio. €	IFRS-Buchwerte (beizulegender Zeitwert) bei Erstkonsolidierung
Langfristige Vermögenswerte	56
Kurzfristige Vermögenswerte	87
Langfristige Schulden	7
Kurzfristige Schulden	63
Nettovermögen	73
Anschaffungskosten	74
Geschäfts- oder Firmenwert	1

Der beizulegende Zeitwert der in den langfristigen und kurzfristigen Vermögenswerten enthaltenen Forderungen belief sich auf 24 Mio. € und entsprach dem Bruttobetrag der Forderungen, die voll einbringlich sind.

Seit der erstmaligen Konsolidierung hat die Gesellschaft 204 Mio. € zum Umsatz und – 11 Mio. € zum Ergebnis des Konzerns beigetragen.

Der Kaufpreis betrug 74 Mio. € und beinhaltete eine bedingte Zahlungsverpflichtung in Höhe von 7 Mio. €, flüssige Mittel in Höhe von 49 Mio. € und übernommene Verbindlichkeiten in Höhe von 18 Mio. €. Die bedingte Zahlungsverpflichtung ist abhängig vom Eintritt rechtlicher und steuerlicher Risiken und kann zu einer nominalen Zahlung zwischen 0 € und maximal 7 Mio. € führen, die mit einem Zinssatz in Höhe des EURIBOR zuzüglich 3 % zu verzinsen ist.

Der Geschäfts- oder Firmenwert ist im Wesentlichen auf zu erwartende zukünftige Nutzen- und Synergieeffekte zurückzuführen.

Offshore-Windprojekt

Im Oktober 2017 hat innogy SE die Beherrschung an der Gesellschaft Triton Knoll Offshore Wind Farm Limited in Großbritannien erlangt, die bisher nach der Equity-Methode in den Konzernabschluss einbezogen wurde. Mit dem Erwerb von Statkrafts 50%-Anteil ist innogy SE nun der alleinige Eigentümer von Triton Knoll, einem Offshore-Windprojekt mit einer geplanten Kapazität von 860 Megawatt.

Der beizulegende Zeitwert der Altanteile betrug 47 Mio. €. Aus der Erstkonsolidierung von Triton Knoll und dem damit im Zusammenhang stehenden Statuswechsel der Altanteile resultierte ein Ertrag in Höhe von 47 Mio. €, der in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Sonstige betriebliche Erträge“ ausgewiesen wird.

Die im Rahmen der Erstkonsolidierung übernommenen Vermögenswerte und Schulden sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

Bilanzposten in Mio. €	IFRS-Buchwerte (beizulegender Zeitwert) bei Erstkonsolidierung
Langfristige Vermögenswerte	174
Kurzfristige Vermögenswerte	5
Langfristige Schulden	18
Kurzfristige Schulden	85
Nettovermögen	76
Anschaffungskosten	94
Geschäfts- oder Firmenwert	18

Der beizulegende Zeitwert der gesamten übertragenen Gegenleistung (ausschließlich flüssige Mittel) für den Erwerb von Statkrafts 50%-Anteil betrug zum Erwerbszeitpunkt 47 Mio. €. Hinzu kommt der Fair Value der Altanteile von 47 Mio. €, sodass im Rahmen der Erstkonsolidierung 94 Mio. € als Anschaffungskosten berücksichtigt wurden.

Der beizulegende Zeitwert der in den langfristigen und kurzfristigen Vermögenswerten enthaltenen Forderungen belief sich auf 2 Mio. €.

Seit der erstmaligen Konsolidierung hat die Gesellschaft 0 Mio. € zum Umsatz und – 1 Mio. € zum Ergebnis des Konzerns beigetragen.

Der Geschäfts- oder Firmenwert ist im Wesentlichen auf künftig zu erwartende Nutzen- und Synergieeffekte zurückzuführen.

Die erstmalige Bilanzierung des Unternehmenszusammenschlusses ist aufgrund der komplexen Struktur der Transaktion noch nicht abschließend festgestellt.

Wären alle Unternehmenszusammenschlüsse des Berichtszeitraums bereits zum 1. Januar 2017 erfolgt, würde das Ergebnis des Konzerns 2.317 Mio. € und der Konzernumsatz 44.599 Mio. € betragen.

Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte und Veräußerungsgruppen

Mátra

Mitte Dezember 2017 hat RWE Power die ungarische Gesellschaft Mátrai Erőmű Zrt. (Mátra) an ein Konsortium verkauft. Mátra ist dem Segment Braunkohle & Kernenergie zugeordnet. Die Transaktion steht unter dem Vorbehalt der Zustimmung der zuständigen Kartellbehörden sowie des ungarischen Energieamtes. Der Abschluss der Transaktion wird für das erste Quartal 2018 erwartet.

Zum 31. Dezember 2017 wurden die in der folgenden Tabelle angegebenen Vermögenswerte und Schulden dieser Gesellschaft als „zur Veräußerung bestimmt“ in der Bilanz ausgewiesen.

Bilanzposten in Mio. €	IFRS-Buchwerte (beizulegender Zeitwert)
Langfristige Vermögenswerte	27
Kurzfristige Vermögenswerte	101
Langfristige Schulden	73
Kurzfristige Schulden	38
Nettovermögen	17

Es wurden außerplanmäßige Wertminderungen in Höhe von 301 Mio. € in den Abschreibungen erfasst. Darüber hinaus wurden in den sonstigen betrieblichen Erträgen 12 Mio. € aus der Bewertung als „zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte und Schulden“ erfasst.

Die kumulativ im Eigenkapital direkt erfassten Erträge und Aufwendungen (Accumulated Other Comprehensive Income) betragen zum Bilanzstichtag 47 Mio. €.

Sonstige Veräußerungen

Wohnungsbaugesellschaften

Mit Kaufvertrag vom 9. Februar 2017 hat die RWE Power AG ihren 50 %-Anteil an der Wohnungsbaugesellschaft für das Rheinische Braunkohlenrevier Gesellschaft mit beschränkter Haftung und ihren 15 %-Anteil an der GSG Wohnungsbau Braunkohle GmbH an die Vivawest GmbH veräußert. Der Verkauf führte zu einem Euro-Gesamterlös im mittleren zweistelligen Millionenbereich. Die Beteiligungen waren dem Segment Braunkohle & Kernenergie zugeordnet.

Heizkraftwerk Hamborn 5

RWE Generation hat das gasgefeuerte Heizkraftwerk (HKW) Hamborn 5 mit Wirkung zum 31. Mai 2017 an thyssenkrupp Steel Europe (TKSE) veräußert. Das von TKSE gepachtete und betriebene HKW ging somit auch rechtlich in das Eigentum des Unternehmens über. Der Vermögenswert war im RWE-Konzern dem Segment Europäische Stromerzeugung zugeordnet.

Grundstücke

Ende Juli 2017 wurde mit der Tritax Big Box REIT plc eine Vereinbarung über den Verkauf eines Großteils des früheren Kraftwerksstandorts Littlebrook geschlossen. Die Transaktion wurde Mitte September 2017 wirksam. Ein kleinerer Teil des Areals wurde an den Übertragungsnetzbetreiber National Grid verkauft. Diese Transaktion wurde bereits Anfang August abgeschlossen. Die Grundstücksveräußerungen führten zu einem Euro-Gesamterlös im höheren zweistelligen Millionenbereich. Der ehemalige Kraftwerksstandort ist im RWE-Konzern dem Segment Europäische Stromerzeugung zugeordnet.

Konsolidierungsgrundsätze

Die in den Konzernabschluss einbezogenen Abschlüsse der in- und ausländischen Unternehmen werden nach einheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden aufgestellt. Tochterunternehmen, deren Geschäftsjahr nicht am Konzernabschlussstichtag (31. Dezember) endet, stellen grundsätzlich zu diesem Termin einen Zwischenabschluss auf. Drei Tochtergesellschaften (Vorjahr: eine) haben mit dem 31. März einen abweichenden Abschlussstichtag. Vom Kalenderjahr abweichende Geschäftsjahre haben steuerliche Gründe oder sind auf länderspezifische Vorschriften zurückzuführen.

Unternehmenszusammenschlüsse werden nach der Erwerbsmethode bilanziert. Das heißt, bei der Kapitalkonsolidierung wird der Kaufpreis zuzüglich des Betrags der nicht beherrschenden Anteile mit dem neu bewerteten Nettovermögen der erworbenen Tochterunternehmen zum Erwerbszeitpunkt verrechnet. Dabei können die nicht beherrschenden Anteile entweder mit dem entsprechenden Anteil des identifizierbaren Nettovermögens oder mit ihrem beizulegenden Zeitwert bewertet werden. Die ansatzfähigen Vermögenswerte, Schulden und Eventualschulden der Tochterunternehmen werden – unabhängig von der Höhe des nicht beherrschenden Anteils – mit ihren vollen beizulegenden Zeitwerten angesetzt. Immaterielle Vermögenswerte sind gesondert vom Geschäfts- oder Firmenwert zu bilanzieren, wenn sie vom Unternehmen abtrennbar sind oder aus einem vertraglichen oder anderen Recht resultieren. Bei der Kaufpreisallokation werden gemäß IFRS 3 Restrukturierungsrückstellungen nicht neu gebildet. Übersteigt der Kaufpreis das neu bewertete anteilige Nettovermögen der erworbenen Tochtergesellschaft, wird der Unterschiedsbetrag als Geschäfts- oder Firmenwert aktiviert. Liegt der Kaufpreis darunter, wird der Unterschiedsbetrag erfolgswirksam aufgelöst.

Im Fall einer Entkonsolidierung wird ein zugehöriger Geschäfts- oder Firmenwert ergebniswirksam ausgebucht. Anteilsänderungen, bei denen die Möglichkeit der Beherrschung des Tochterunternehmens fortbesteht, werden ergebnisneutral erfasst. Kommt es dagegen zu einem Wechsel im Beherrschungsstatus, werden die verbleibenden Anteile erfolgswirksam neu bewertet.

Aufwendungen und Erträge sowie Forderungen und Verbindlichkeiten zwischen den konsolidierten Unternehmen werden eliminiert, Zwischenergebnisse herausgerechnet.

Bei at-Equity-bilanzierten Beteiligungen werden Geschäfts- oder Firmenwerte nicht gesondert ausgewiesen, sondern im Wertansatz der Beteiligung erfasst. Im Übrigen gelten die oben beschriebenen Konsolidierungsgrundsätze analog. Falls außerplanmäßige Abschreibungen des Equity-Wertes erforderlich werden, weisen wir diese im Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen aus. Die Abschlüsse der nach der Equity-Methode bilanzierten Beteiligungen werden nach einheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden aufgestellt.

Bei gemeinschaftlichen Tätigkeiten werden die RWE zuzurechnenden Vermögenswerte, Schulden, Aufwendungen und Erträge der betreffenden Gesellschaften bilanziert. Falls sich bei einer gemeinschaftlichen Tätigkeit die Anteilsquote von RWE von dem Anteil, der RWE am Output der Tätigkeit zusteht (Abnahmequote), unterscheidet, werden die Vermögenswerte, Schulden, Aufwendungen und Erträge nach der Abnahmequote erfasst.

Währungsumrechnung

Die Gesellschaften bewerten in ihren Einzelabschlüssen nicht monetäre Posten in fremder Währung zum Bilanzstichtag mit dem Wechselkurs, der am Tag der Erstverbuchung galt. Monetäre Posten werden mit dem Kurs am Bilanzstichtag umgerechnet. Bis zum Bilanzstichtag eingetretene Kursgewinne und -verluste aus der Bewertung von monetären Bilanzposten in fremder Währung werden ergebniswirksam berücksichtigt.

Als Umrechnungsverfahren für Abschlüsse von Gesellschaften außerhalb der Eurozone wird die funktionale Währungsumrechnung angewendet. Da die in den Konzernabschluss einbezogenen wesentlichen Auslandsgesellschaften ihr Geschäft selbstständig in ihrer Landeswährung betreiben, werden ihre Bilanzposten im Konzernabschluss zu Tagesmittelkursen am Bilanzstichtag in Euro umgerechnet. Dies gilt auch für die Geschäfts- oder Firmenwerte, die als Vermögenswerte der wirtschaftlich selbstständigen ausländischen Teileinheiten betrachtet werden. Differenzen gegenüber der Vorjahresumrechnung weisen wir als erfolgsneutrale Veränderung im Other Comprehensive Income aus. Aufwands- und Ertragsposten werden mit Jahresdurchschnittskursen umgerechnet. Bei der Umrechnung der Eigenkapitalfortschreibung ausländischer Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert werden, gehen wir entsprechend vor.

Für die Währungsumrechnung wurden u. a. folgende Wechselkurse zugrunde gelegt:

Wechselkurse in €	Durchschnitt		Stichtag	
	2017	2016	31.12.2017	31.12.2016
1 US-Dollar	0,88	0,91	0,83	0,95
1 Pfund Sterling	1,14	1,22	1,13	1,17
100 tschechische Kronen	3,80	3,70	3,92	3,70
100 ungarische Forint	0,32	0,32	0,32	0,32
1 polnischer Zloty	0,24	0,23	0,24	0,23

Rechnungslegungsmethoden

Immaterielle Vermögenswerte werden mit den fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten bilanziert. Sämtliche immaterielle Vermögenswerte mit Ausnahme von Geschäfts- oder Firmenwerten weisen eine bestimmbare Nutzungsdauer auf und werden planmäßig linear abgeschrieben. Die Nutzungsdauern und Abschreibungsmethoden werden jährlich überprüft.

Software für kaufmännische und technische Anwendungen wird über drei bis fünf Jahre abgeschrieben. Die Summe der zum Betrieb einer Kraftwerksanlage erforderlichen Genehmigungen wird als Operating Right oder Nutzungs- und Betriebskonzession bezeichnet. Operating Rights werden grundsätzlich über die wirtschaftliche Nutzungsdauer der Kraftwerksanlage linear abgeschrieben. Die Nutzungsdauer von Wegenutzungsverträgen im Strom- und Gasbereich sowie von sonstigen Nutzungsrechten beträgt i. d. R. 20 Jahre. Konzessionen im Wassergeschäft laufen i. d. R. über einen Zeitraum von bis zu 25 Jahren. Aktivierte Kundenbeziehungen werden über maximal zehn Jahre abgeschrieben.

Geschäfts- oder Firmenwerte werden nicht planmäßig abgeschrieben, sondern einmal im Jahr sowie bei Vorliegen von Anhaltspunkten für eine Wertminderung einem Werthaltigkeitstest (Impairment-Test) unterzogen.

Entwicklungsausgaben werden aktiviert, wenn ein neu entwickeltes Produkt oder Verfahren eindeutig abgegrenzt werden kann, technisch realisierbar ist und entweder die eigene Nutzung oder die Vermarktung vorgesehen ist. Weiterhin setzt die Aktivierung voraus, dass den Entwicklungsausgaben mit hinreichender Wahrscheinlichkeit künftige Finanzmittelzuflüsse gegenüberstehen. Aktivierte Entwicklungsausgaben werden planmäßig über den erwarteten Zeitraum des Verkaufs der Produkte abgeschrieben. Forschungsausgaben werden in der Periode ihrer Entstehung als Aufwand erfasst.

Immaterielle Vermögenswerte werden außerplanmäßig abgeschrieben, wenn der erzielbare Betrag des Vermögenswertes den Buchwert unterschreitet. Eine gesonderte Regelung gilt für den Fall, dass der Vermögenswert Teil einer Zahlungsmittel generierenden Einheit ist. Letztere ist definiert als die kleinste identifizierbare Gruppe von Vermögenswerten, die Mittelzuflüsse erzeugen; dabei müssen die Mittelzuflüsse weitestgehend unabhängig von denen anderer Vermögenswerte oder anderer Gruppen von Vermögenswerten sein. Ist ein immaterieller Vermögenswert Teil einer Zahlungsmittel generierenden Einheit, wird die Abschreibung auf der Basis des erzielbaren Betrags der Einheit ermittelt. Wurde einer Zahlungsmittel generierenden Einheit ein Geschäfts- oder Firmenwert zugeordnet und übersteigt ihr Buchwert den erzielbaren Betrag, so wird zunächst der

Geschäfts- oder Firmenwert in Höhe des Differenzbetrags außerplanmäßig abgeschrieben. Ein darüber hinausgehender Abwertungsbedarf wird durch anteilige Reduzierung der Buchwerte der übrigen Vermögenswerte der Zahlungsmittel generierenden Einheit berücksichtigt. Wenn der Grund für eine früher vorgenommene außerplanmäßige Abschreibung entfallen ist, werden die immateriellen Vermögenswerte zugeschrieben. Allerdings darf der durch Zuschreibung erhöhte Buchwert nicht die fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten übersteigen. Bei Geschäfts- oder Firmenwerten werden keine Zuschreibungen vorgenommen.

Sachanlagen werden mit den fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten bilanziert. Fremdkapitalkosten werden als Teil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten aktiviert, wenn sie unmittelbar dem Erwerb oder der Herstellung eines „qualifizierten Vermögenswertes“ zugeordnet werden können. Charakteristisch für einen qualifizierten Vermögenswert ist, dass ein beträchtlicher Zeitraum erforderlich ist, um ihn in seinen beabsichtigten gebrauchsfähigen Zustand zu versetzen. Die Anschaffungs- oder Herstellungskosten von Sachanlagen enthalten gegebenenfalls auch die geschätzten Ausgaben für die Stilllegung von Anlagen oder die Wiedernutzbarmachung von Flächen. Instandhaltungs- und Reparaturkosten werden als Aufwand erfasst.

Sachanlagen – mit Ausnahme von Grund und Boden sowie Grundstücksgleichen Rechten – werden grundsätzlich linear abgeschrieben, sofern nicht in Ausnahmefällen ein anderer Abschreibungsverlauf dem Nutzungsverlauf eher entspricht. Für planmäßige Abschreibungen unserer typischen Anlagen legen wir die folgenden konzern-einheitlichen Nutzungsdauern zugrunde:

Nutzungsdauer in Jahren	
Gebäude	9 – 54
Technische Anlagen	
Thermische Kraftwerke	10 – 60
Windkraftanlagen	Bis zu 23
Stromnetze	20 – 45
Wasserleitungsnetze	10 – 80
Gas- und Wasserspeicher	10 – 60
Gasverteilungsanlagen	10 – 40
Anlagen im Bergbau	3 – 25
Grubenaufschlüsse im Bergbau	44 – 52
Sonstige regenerative Anlagen	4 – 40

Im Wege des Finanzierungsleasings gemietete Sachanlagen werden mit dem beizulegenden Zeitwert oder mit dem Barwert der Mindestleasingraten aktiviert, je nachdem welcher Wert niedriger ist. Sie werden linear über die voraussichtliche Nutzungsdauer oder über die kürzere Vertragslaufzeit abgeschrieben.

Bei Operating-Leasing-Transaktionen, bei denen RWE Leasingnehmer ist, werden die Mindestleasingraten über die Laufzeit des Leasingverhältnisses als Aufwand erfasst. Ist RWE Leasinggeber, werden die

Mindestleasingraten über die Laufzeit des Leasingverhältnisses als Ertrag erfasst.

Die außerplanmäßige Abschreibung und Zuschreibung von Sachanlagen folgt den für immaterielle Vermögenswerte beschriebenen Grundsätzen.

Investment Property (als Finanzinvestition gehaltene Immobilien) umfasst alle Immobilien, die zur Erzielung von Mieteinnahmen oder langfristigen Wertsteigerungen gehalten und weder in der Produktion noch für Verwaltungszwecke eingesetzt werden. Es wird zu fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten bewertet. Bei der erstmaligen Bewertung sind auch Transaktionskosten einzubeziehen. Abnutzbares Investment Property wird über eine Laufzeit von 16 bis 50 Jahren linear abgeschrieben. Der beizulegende Zeitwert des Investment Property ist im Anhang angegeben. Er wird nach international anerkannten Bewertungsmethoden, z. B. der Discounted-Cash-Flow-Methode, ermittelt oder aus den aktuellen Marktpreisen vergleichbarer Immobilien abgeleitet.

Auch bei Investment Property folgt die außerplanmäßige Abschreibung und Zuschreibung den für immaterielle Vermögenswerte beschriebenen Grundsätzen.

At-Equity-bilanzierte Beteiligungen werden zunächst mit den Anschaffungskosten und in den Folgeperioden mit dem fortgeschriebenen anteiligen Nettovermögen bilanziert. Dabei werden die Buchwerte jährlich um die anteiligen Ergebnisse, die Ausschüttungen und alle weiteren Eigenkapitalveränderungen erhöht oder vermindert. Geschäfts- oder Firmenwerte sind nicht gesondert ausgewiesen, sondern im Wertansatz der Beteiligung enthalten. Eine planmäßige Abschreibung der Geschäfts- oder Firmenwerte findet nicht statt. Nach der Equity-Methode bilanzierte Beteiligungen werden außerplanmäßig abgeschrieben, wenn der erzielbare Betrag den Buchwert unterschreitet.

Die unter den **übrigen Finanzanlagen** ausgewiesenen Anteile an nicht konsolidierten Tochterunternehmen und an nicht nach der Equity-Methode bilanzierten assoziierten Unternehmen/Gemeinschaftsunternehmen sowie die übrigen Beteiligungen und die langfristigen Wertpapiere gehören der Kategorie „Zur Veräußerung verfügbar“ an. In diese Kategorie fallen Finanzinstrumente, die keine Kredite und Forderungen oder bis zur Endfälligkeit gehaltene Finanzinvestitionen darstellen und nicht erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden. Sie werden sowohl bei der Zugangsbilanzierung als auch in den Folgeperioden mit dem beizulegenden Zeitwert angesetzt, sofern dieser verlässlich ermittelbar ist. Die Zugangsbewertung findet zum Erfüllungstag statt; nicht realisierte Gewinne und Verluste werden unter Berücksichtigung latenter Steuern im Other Comprehensive Income erfasst. Bei Veräußerung der Finanzinstrumente wird der Gewinn oder Verlust erfolgswirksam. Liegen wesentliche objektive Anzeichen für eine Wertminderung eines Vermögenswertes vor, wird dieser erfolgswirksam abgeschrieben. Solche Anzeichen könnten sein, dass es für einen finanziellen Vermögenswert keinen aktiven Markt mehr gibt oder dass sich ein

Schuldner in finanziellen Schwierigkeiten befindet und möglicherweise bereits mit den Zins- und Tilgungszahlungen in Verzug ist.

Die Forderungen umfassen die **Finanzforderungen**, die **Forderungen aus Lieferungen und Leistungen** sowie **sonstige Forderungen**. Von derivativen Finanzinstrumenten abgesehen werden **Forderungen und sonstige Vermögenswerte** mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Erforderliche Wertberichtigungen orientieren sich am tatsächlichen Ausfallrisiko. Gemäß konzerninternen Vorgaben werden die Wertansätze bei Forderungen grundsätzlich über ein Wertberichtigungskonto korrigiert. In den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen von Versorgungsbetrieben sind erhaltene Abschlagszahlungen auf den abgegrenzten, noch nicht abgelesenen Verbrauch unserer Kunden verrechnet.

Die unter den Finanzforderungen ausgewiesenen Ausleihungen sind mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Marktüblich verzinsliche Ausleihungen werden zum Nominalwert bilanziert, zinslose oder niedrigverzinsliche Ausleihungen dagegen grundsätzlich mit ihrem abgezinsten Betrag unter Verwendung eines risikoadäquaten Zinssatzes.

CO₂-Emissionsrechte und Zertifikate alternativer Energien werden als immaterielle Vermögenswerte bilanziert und unter den sonstigen Vermögenswerten ausgewiesen. Sowohl entgeltlich erworbene als auch frei zugeteilte Rechte werden zu Anschaffungskosten bewertet; eine planmäßige Abschreibung findet nicht statt.

Latente Steuern resultieren aus temporären Unterschieden zwischen IFRS- und Steuerbilanzen der Einzelgesellschaften sowie aus Konsolidierungsvorgängen. Die aktiven latenten Steuern umfassen auch Steuererminderungsansprüche, die sich aus der erwarteten Nutzung bestehender Verlustvorträge in Folgejahren ergeben. Latente Steuern sind dann zu aktivieren, wenn damit verbundene wirtschaftliche Vorteile mit hinreichender Sicherheit genutzt werden können. Ihre Höhe richtet sich nach den Steuersätzen, die im betreffenden Land zum Realisationszeitpunkt gelten bzw. voraussichtlich gelten werden. Maßgeblich sind die am Bilanzstichtag gültigen bzw. verabschiedeten steuerlichen Vorschriften. Aktive und passive latente Steuern werden je Gesellschaft bzw. Organkreis saldiert.

Vorräte sind Vermögenswerte, die zum Verkauf im normalen Geschäftsgang gehalten werden (fertige Erzeugnisse und Waren), die sich in der Herstellung befinden (unfertige Erzeugnisse und Leistungen) oder die bei der Herstellung von Produkten oder der Erbringung von Dienstleistungen verbraucht werden (Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe einschließlich Kernbrennelemente und Vorabraum des Braunkohlebergbaus).

Sofern die Vorräte nicht hauptsächlich mit der Absicht erworben wurden, aus einem kurzfristigen Weiterverkauf Gewinne zu erzielen, werden sie zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten oder zu niedrigeren Nettoveräußerungswerten angesetzt. Die Herstellungskosten entsprechen den produktionsorientierten Vollkosten; sie werden auf der Grundlage einer normalen Kapazitätsauslastung ermittelt und enthalten neben den direkt zurechenbaren Kosten auch angemessene

Teile der notwendigen Material- und Fertigungsgemeinkosten. Fertigungsbedingte Abschreibungen sind ebenfalls berücksichtigt. Fremdkapitalkosten werden dagegen nicht als Teil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten aktiviert. Für die Ermittlung der Anschaffungskosten werden i. d. R. Durchschnittswerte herangezogen. Der Abraumverbrauch des Braunkohlebergbaus wird nach dem Prinzip „First in – first out“ (Fifo-Verfahren) ermittelt.

Soweit bei früher abgewerteten Vorräten der Nettoveräußerungswert gestiegen ist, wird die Wertaufholung als Minderung des Materialaufwands erfasst.

Kernbrennelemente werden mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Die Abschreibungen werden arbeitsabhängig nach dem Verbrauch und leistungsabhängig nach der Nutzungsdauer des Reaktors ermittelt.

Vorräte, die hauptsächlich mit der Absicht erworben wurden, aus einem kurzfristigen Weiterverkauf Gewinne zu erzielen, werden mit dem beizulegenden Zeitwert abzüglich der Vertriebsaufwendungen bilanziert. Wertänderungen werden erfolgswirksam erfasst.

Zu den als kurzfristig ausgewiesenen **Wertpapieren** zählen im Wesentlichen die Wertpapiere in Spezialfonds sowie festverzinsliche Titel, die beim Erwerb eine Restlaufzeit von mehr als drei Monaten und weniger als einem Jahr haben. Die Wertpapiere gehören ausnahmslos der Kategorie „Zur Veräußerung verfügbar“ an und werden mit dem beizulegenden Zeitwert angesetzt. Bei der Zugangsbewertung werden Transaktionskosten berücksichtigt, die direkt dem Erwerb des Wertpapiers zuzurechnen sind; die Zugangsbewertung erfolgt zum Erfüllungstag. Nicht realisierte Gewinne und Verluste werden unter Berücksichtigung latenter Steuern erfolgsneutral im Other Comprehensive Income erfasst. Liegen wesentliche objektive Hinweise auf eine Wertminderung vor, wird erfolgswirksam abgeschrieben. Erfolgswirksam sind auch die Ergebnisse aus der Veräußerung von Wertpapieren.

Flüssige Mittel umfassen Kassenbestände, Guthaben bei Kreditinstituten und kurzfristig veräußerbare festverzinsliche Wertpapiere mit einer Restlaufzeit bei Erwerb von bis zu drei Monaten.

Als **zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte** sind Vermögenswerte ausgewiesen, die in ihrem gegenwärtigen Zustand veräußert werden können und deren Veräußerung sehr wahrscheinlich ist. Dabei kann es sich um einzelne langfristige Vermögenswerte, um Gruppen von Vermögenswerten (Veräußerungsgruppen) oder um Geschäftsbereiche (nicht fortgeführte Aktivitäten bzw. Discontinued Operations) handeln. Schulden, die zusammen mit Vermögenswerten in einer Transaktion abgegeben werden sollen, sind Bestandteil einer Veräußerungsgruppe oder nicht fortgeführten Aktivität und werden als **zur Veräußerung bestimmte Schulden** gesondert ausgewiesen.

Zur Veräußerung bestimmte langfristige Vermögenswerte unterliegen keiner planmäßigen Abschreibung. Sie werden mit ihrem beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten angesetzt, sofern dieser Betrag niedriger ist als der Buchwert.

Gewinne oder Verluste aus der Bewertung einzelner zur Veräußerung bestimmter Vermögenswerte und von Veräußerungsgruppen werden bis zur endgültigen Veräußerung im Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten ausgewiesen.

Die Aktienoptionsprogramme werden als **aktienbasierte Vergütungen** mit Barausgleich bilanziert. Zum Bilanzstichtag wird eine Rückstellung in Höhe des zeitanteiligen beizulegenden Zeitwertes der Zahlungsverpflichtung gebildet. Änderungen des beizulegenden Zeitwertes werden erfolgswirksam erfasst. Der beizulegende Zeitwert der Optionen wird mithilfe anerkannter finanzwirtschaftlicher Modelle bestimmt.

Rückstellungen werden für sämtliche am Bilanzstichtag gegenüber Dritten bestehenden rechtlichen oder faktischen Verpflichtungen gebildet, die sich daraus ergeben, dass vergangene Ereignisse wahrscheinlich zu einem Ressourcenabfluss führen werden, dessen Höhe verlässlich geschätzt werden kann. Die Rückstellungen werden mit ihrem voraussichtlichen Erfüllungsbetrag angesetzt und nicht mit Erstattungsansprüchen saldiert. Wenn eine Rückstellung eine große Anzahl von Positionen umfasst, wird die Verpflichtung durch Gewichtung aller möglichen Ergebnisse mit ihren jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeiten geschätzt (Erwartungswertmethode).

Alle langfristigen Rückstellungen werden mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten voraussichtlichen Erfüllungsbetrag bilanziert. Bei der Ermittlung dieses Betrags sind auch die bis zum Erfüllungszeitpunkt voraussichtlich eintretenden Kostensteigerungen zu berücksichtigen.

Die Anschaffungs- oder Herstellungskosten von Sachanlagen enthalten gegebenenfalls auch die geschätzten Ausgaben für die Stilllegung von Anlagen oder die Wiedernutzbarmachung von Flächen. Für diese Ausgaben werden Stilllegungs-, Rekultivierungs- und ähnliche Rückstellungen gebildet. Falls Änderungen beim Zinssatz oder bei den Schätzungen zum zeitlichen Anfall oder zur Höhe der Auszahlungen eine Anpassung der Rückstellungen erforderlich machen, wird der Buchwert des zugehörigen Vermögenswertes in entsprechendem Umfang erhöht oder vermindert. Fällt die Verminderung höher aus als der Buchwert, ist der überschießende Betrag direkt erfolgswirksam zu erfassen.

Rückstellungen werden grundsätzlich gegen den Aufwandsposten aufgelöst, gegen den sie gebildet wurden.

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen werden für leistungsorientierte Versorgungspläne gebildet. Dabei handelt es sich um Verpflichtungen des Unternehmens aus Anwartschaften und laufenden Leistungen an berechnete aktive und ehemalige Mitarbeiter sowie deren Hinterbliebene. Die Verpflichtungen beziehen sich insbesondere auf Ruhegelder. Die individuellen Zusagen richten sich i. d. R. nach der Dauer der Betriebszugehörigkeit und der Vergütung der Mitarbeiter.

Bei der Bewertung von Rückstellungen für leistungsorientierte Versorgungspläne wird der versicherungsmathematische Barwert der

jeweiligen Verpflichtung zugrunde gelegt. Dieser wird mithilfe des Anwartschaftsbarwertverfahrens (Projected-Unit-Credit-Methode) ermittelt. Bei diesem Verfahren werden nicht nur die am Stichtag bekannten Renten und erworbenen Anwartschaften, sondern auch erwartete künftige Steigerungen von Gehältern und Renten berücksichtigt. Die Berechnung stützt sich auf versicherungsmathematische Gutachten unter Berücksichtigung biometrischer Daten (wie im Vorjahr für Deutschland insbesondere die Richttafeln 2005 G von Klaus Heubeck, für Großbritannien Standard SAPS Table S2PA des laufenden Jahres mit Berücksichtigung künftiger Sterblichkeitsveränderungen). Die Rückstellung ergibt sich aus dem Saldo des versicherungsmathematischen Barwertes der Verpflichtung und dem beizulegenden Zeitwert des zur Deckung der Pensionsverpflichtung gebildeten Planvermögens. Der Dienstzeitaufwand ist im Personalaufwand enthalten. Das Nettozinsergebnis geht in das Finanzergebnis ein.

Gewinne und Verluste aus Neubewertungen der Nettoschuld oder des Nettovermögenswertes werden vollständig in dem Geschäftsjahr erfasst, in dem sie anfallen. Sie werden außerhalb der Gewinn- und Verlustrechnung als Bestandteil des Other Comprehensive Income in der Gesamtergebnisrechnung ausgewiesen und unmittelbar in die Gewinnrücklagen gebucht. Auch in den Folgeperioden werden sie nicht mehr erfolgswirksam.

Bei beitragsorientierten Versorgungsplänen geht das Unternehmen über die Entrichtung von Beitragszahlungen an zweckgebundene Fonds hinaus keine weiteren Verpflichtungen ein. Die Beitragszahlungen werden im Personalaufwand ausgewiesen.

Die Entsorgungsrückstellungen im Kernenergiebereich basieren auf öffentlich-rechtlichen Verpflichtungen, insbesondere aus dem Atomgesetz und dem Entsorgungsfondsgesetz, sowie auf Auflagen aus den Betriebsgenehmigungen. Ihrer Bewertung liegen Schätzungen zugrunde, die auf konkretisierenden Verträgen sowie auf Angaben von internen und externen Experten (z. B. Fachgutachtern) beruhen.

Die am Bilanzstichtag bestehenden und bei Bilanzaufstellung erkennbaren Verpflichtungen zur Wiedernutzbarmachung von Flächen sowie aus verursachten oder bereits eingetretenen Bergschäden werden durch bergbaubedingte Rückstellungen berücksichtigt. Die Rückstellungen sind aufgrund öffentlich-rechtlicher Verpflichtungen zu bilden, die auf entsprechenden gesetzlichen Regelungen wie dem Bundesberggesetz basieren und vor allem in Betriebsplänen und wasserrechtlichen Erlaubnisbescheiden konkretisiert sind. Die Rückstellungen werden grundsätzlich vollumfänglich bezogen auf den jeweiligen Abbaustand gebildet. Bewertet werden sie mit den zu erwartenden Vollkosten bzw. den geschätzten Schadenersatzleistungen. In wesentlichen Teilen basieren die Kostenschätzungen auf externen Gutachten.

Für die Verpflichtung zur Einreichung von CO₂-Emissionsrechten und Zertifikaten alternativer Energien bei den zuständigen Behörden wird eine Rückstellung gebildet, die mit dem Buchwert der dafür aktivierten CO₂-Rechte bzw. Zertifikate alternativer Energien bewertet wird. Ist ein Teil der Verpflichtung nicht durch vorhandene Zertifikate

gedeckt, wird die Rückstellung hierfür mit dem Marktpreis der Emissionsrechte bzw. der Zertifikate alternativer Energien am Stichtag bewertet.

Verbindlichkeiten umfassen die **Finanzverbindlichkeiten**, die **Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen**, die **Ertragsteuerverbindlichkeiten** sowie **übrige Verbindlichkeiten**. Sie werden bei erstmaligem Ansatz mit ihrem beizulegenden Zeitwert einschließlich Transaktionskosten erfasst und in den Folgeperioden – mit Ausnahme der derivativen Finanzinstrumente – mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing werden entweder mit dem beizulegenden Zeitwert des Leasinggegenstands oder dem Barwert der Mindestleasingraten passiviert – je nachdem, welcher Wert niedriger ist. Für Zwecke der Folgebewertung werden die Mindestleasingzahlungen in die Finanzierungskosten und den Tilgungsanteil der Restschuld aufgeteilt. Die Finanzierungskosten werden so über die Laufzeit des Leasingverhältnisses verteilt, dass über die Perioden ein konstanter Zinssatz auf die verbliebene Schuld entsteht.

Zu den übrigen Verbindlichkeiten zählen von Versorgungsbetrieben passivierte Hausanschlusskosten und Baukostenzuschüsse, die grundsätzlich über die Laufzeit der korrespondierenden Vermögenswerte ergebniswirksam aufgelöst werden.

Des Weiteren sind in den übrigen Verbindlichkeiten auch bestimmte nicht beherrschende Anteile enthalten. Dabei handelt es sich um Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Rechten zur Andienung (Put-Optionen) nicht beherrschender Anteile.

Derivative Finanzinstrumente werden als Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten bilanziert und – unabhängig von ihrem Zweck – mit dem beizulegenden Zeitwert bewertet. Änderungen dieses Wertes werden erfolgswirksam erfasst, es sei denn, die derivativen Finanzinstrumente stehen in einer bilanziellen Sicherungsbeziehung. In diesem Fall richtet sich die Erfassung von Änderungen des beizulegenden Zeitwertes nach der Art des Sicherungsgeschäfts.

Mit Fair Value Hedges werden bilanzierte Vermögenswerte oder Schulden gegen das Risiko einer Änderung des beizulegenden Zeitwertes abgesichert. Dabei gilt: Bei Änderungen der beizulegenden Zeitwerte des Sicherungsgeschäfts und des gesicherten Teils des dazugehörigen Grundgeschäfts werden diese unter derselben Position in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst. Auch die Absicherung von bilanzunwirksamen festen Verpflichtungen wird als Fair Value Hedge bilanziert. Änderungen des beizulegenden Zeitwertes der festen Verpflichtung im Hinblick auf das abgesicherte Risiko führen zum erfolgswirksamen Ansatz eines Vermögenswertes oder einer Schuld.

Cash Flow Hedges dienen der Absicherung des Risikos, dass die mit einem bilanzierten Vermögenswert, einer bilanzierten Schuld oder einer mit hoher Wahrscheinlichkeit eintretenden geplanten Transaktion verbundenen zukünftigen Zahlungsströme schwanken. Liegt ein Cash Flow Hedge vor, werden die nicht realisierten Gewinne und Verluste des Sicherungsgeschäfts zunächst im Other Comprehensive

Income erfasst. Sie gehen erst dann in die Gewinn- und Verlustrechnung ein, wenn das abgesicherte Grundgeschäft erfolgswirksam wird. Werden geplante Transaktionen gesichert und führen diese Transaktionen in späteren Perioden zum Ansatz eines finanziellen Vermögenswertes oder einer finanziellen Verbindlichkeit, sind die bis zu diesem Zeitpunkt im Eigenkapital erfassten Beträge in derjenigen Periode erfolgswirksam aufzulösen, in der auch der Vermögenswert oder die Verbindlichkeit das Periodenergebnis beeinflusst. Führen die Transaktionen zum Ansatz von nicht finanziellen Vermögenswerten oder Verbindlichkeiten, z. B. zum Erwerb von Sachanlagevermögen, werden die erfolgsneutral im Eigenkapital erfassten Beträge mit dem erstmaligen Wertansatz des Vermögenswertes oder der Verbindlichkeit verrechnet.

Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten zielen darauf ab, das Fremdwährungsrisiko aus Beteiligungen mit ausländischer Funktionalwährung abzusichern. Nicht realisierte Gewinne und Verluste aus solchen Sicherungsgeschäften werden bis zur Veräußerung der ausländischen Teileinheit im Other Comprehensive Income erfasst.

IAS 39 legt fest, unter welchen Voraussetzungen Sicherungsbeziehungen bilanziell erfasst werden dürfen. Unter anderem müssen sie ausführlich dokumentiert und effektiv sein. Effektivität im Sinne von IAS 39 liegt dann vor, wenn die Änderungen des beizulegenden Zeitwertes des Sicherungsgeschäfts sowohl prospektiv als auch retrospektiv in einer Bandbreite von 80 % bis 125 % der gegenläufigen Änderungen des beizulegenden Zeitwertes des Grundgeschäfts liegen. Nur der effektive Teil einer Sicherungsbeziehung darf nach den beschriebenen Regeln bilanziert werden. Der ineffektive Teil wird sofort erfolgswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

Verträge, die den Empfang oder die Lieferung nicht finanzieller Posten gemäß dem erwarteten Einkaufs-, Verkaufs- oder Nutzungsbedarf des Unternehmens zum Gegenstand haben (Eigenverbrauchverträge), werden nicht als derivative Finanzinstrumente, sondern als schwebende Geschäfte bilanziert. Enthalten die Verträge eingebettete Derivate, werden die Derivate getrennt vom Basisvertrag bilanziert, sofern die wirtschaftlichen Merkmale und Risiken des eingebetteten Derivats nicht eng mit den wirtschaftlichen Merkmalen und Risiken des Basisvertrags verbunden sind. Geschriebene Optionen auf den Kauf oder Verkauf nicht finanzieller Posten, die durch Barausgleich erfüllt werden können, sind keine Eigenverbrauchverträge.

Eventualschulden sind mögliche Verpflichtungen gegenüber Dritten oder bereits bestehende Verpflichtungen, die wahrscheinlich nicht zu einem Ressourcenabfluss führen oder in ihrer Höhe nicht verlässlich bestimmt werden können. Eventualschulden werden in der Bilanz nur dann erfasst, wenn sie im Rahmen eines Unternehmenszusammenschlusses übernommen wurden. Die im Anhang angegebenen Verpflichtungsvolumina der Eventualschulden entsprechen dem am Bilanzstichtag bestehenden Haftungsumfang.

Ermessensentscheidungen bei der Anwendung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden. Bei der Anwendung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden sind Ermessensentscheidungen zu treffen. Dies gilt insbesondere für folgende Sachverhalte:

- Bei bestimmten Verträgen ist zu entscheiden, ob sie als Derivate zu behandeln oder wie sogenannte Eigenverbrauchverträge als schwebende Geschäfte zu bilanzieren sind.
- Finanzielle Vermögenswerte sind in die Kategorien „Bis zur Endfälligkeit gehaltene Finanzinvestitionen“, „Kredite und Forderungen“, „Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte“ und „Finanzielle Vermögenswerte, die erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden“ einzuordnen.
- Bei „Zur Veräußerung verfügbaren finanziellen Vermögenswerten“ ist zu entscheiden, ob und wann eine Wertminderung als außerplanmäßige Abschreibung erfolgswirksam zu erfassen ist.
- Bei Vermögenswerten, die veräußert werden sollen, ist zu bestimmen, ob sie in ihrem aktuellen Zustand veräußert werden können und ob ihre Veräußerung sehr wahrscheinlich ist. Ist beides der Fall, sind die Vermögenswerte und zugehörige Schulden als „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte bzw. Schulden“ auszuweisen und zu bewerten.

Schätzungen und Beurteilungen des Managements. Die Aufstellung des Konzernabschlusses nach IFRS erfordert, dass Annahmen getroffen und Schätzungen gemacht werden, die sich auf den Wertansatz der bilanzierten Vermögenswerte und Schulden, der Erträge und Aufwendungen sowie die Angabe von Eventualschulden auswirken.

Diese Annahmen und Schätzungen beziehen sich u. a. auf die Bilanzierung und Bewertung von Rückstellungen. Bei langfristigen Rückstellungen stellt neben der Höhe und dem Zeitpunkt zukünftiger Zahlungsströme auch die Bestimmung des Abzinsungsfaktors eine wichtige Schätzgröße dar. Der Abzinsungsfaktor für Pensionsverpflichtungen wird auf Grundlage der auf den Finanzmärkten am Bilanzstichtag beobachtbaren Renditen erstrangiger festverzinslicher Unternehmensanleihen ermittelt.

Der Werthaltigkeitstest für Geschäfts- oder Firmenwerte und Anlagevermögen stützt sich auf zukunftsbezogene Annahmen, die regelmäßig angepasst werden. Für das Anlagevermögen ist zu jedem Stichtag zu prüfen, ob ein Anhaltspunkt für eine Wertminderung vorliegt.

Kraftwerke werden zu einer Zahlungsmittel generierenden Einheit zusammengefasst, wenn ihre Erzeugungskapazität und ihr Brennstoffbedarf als Teil eines Portfolios zentral gesteuert werden, ohne dass eine Zurechnung einzelner Verträge und Zahlungsströme auf einzelne Kraftwerke möglich ist.

Bei der Erstkonsolidierung eines erworbenen Unternehmens werden die identifizierbaren Vermögenswerte, Schulden und Eventualschulden mit ihrem beizulegenden Zeitwert angesetzt. Der Bestimmung des beizulegenden Zeitwertes liegen u. a. Bewertungsmethoden zugrunde, die eine Prognose der zukünftig erwarteten Cash Flows erfordern.

Aktive latente Steuern werden angesetzt, wenn die Realisierbarkeit künftiger Steuervorteile wahrscheinlich ist. Die tatsächliche Entwicklung im Hinblick auf die steuerliche Ergebnissituation und damit die Nutzbarkeit aktiver latenter Steuern kann allerdings von der Einschätzung zum Zeitpunkt der Aktivierung der latenten Steuern abweichen.

Weitere Informationen zu den Annahmen und Schätzungen, die diesem Konzernabschluss zugrunde liegen, finden sich in den Erläuterungen zu den einzelnen Abschlussposten.

Sämtliche Annahmen und Schätzungen basieren auf den Verhältnissen und Beurteilungen am Bilanzstichtag. Bei der Einschätzung der voraussichtlichen Geschäftsentwicklung wurde außerdem das zu diesem Zeitpunkt als realistisch unterstellte künftige wirtschaftliche Umfeld in den Branchen und Regionen, in denen RWE tätig ist, berücksichtigt. Sollten sich die Rahmenbedingungen anders als erwartet entwickeln, können die tatsächlichen Beträge von den Schätzungen abweichen. In solchen Fällen werden die Annahmen und, falls erforderlich, die Buchwerte der betroffenen Vermögenswerte und Schulden angepasst.

Zum Zeitpunkt der Aufstellung des Konzernabschlusses ist nicht davon auszugehen, dass sich wesentliche Änderungen gegenüber den zugrunde gelegten Annahmen und Schätzungen ergeben.

Kapitalmanagement. Im Vordergrund der Finanzpolitik des RWE Konzerns steht die Gewährleistung des permanenten Zugangs zum Kapitalmarkt, um die effiziente Refinanzierung der fälligen Schulden zu jeder Zeit zu ermöglichen. Diesem Ziel dienen ein solides Rating und ein angestrebter positiver operativer Cash Flow.

Die Kapitalstruktur des RWE-Konzerns hat sich im Berichtsjahr vor allem durch die Einzahlung in den Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung, durch die Erstattung der Kernbrennstoffsteuer, das Rückkaufprogramm für die Hybridanleihen und die von innogy SE emittierten und getilgten Anleihen signifikant verändert. Diese und weitere Maßnahmen haben zu einer Verringerung des Finanzvermögens geführt und somit zu einer signifikanten Erhöhung der Nettofinanzschulden auf 6,3 Mrd. € (Vorjahr: 1,7 Mrd. €) beigetragen. Gegenläufig verringerten sich die nettoschuldenrelevanten Rückstellungen im Wesentlichen im Zuge der Einzahlung in den Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung um 8,1 Mrd. € auf 14,0 Mrd. € (Vorjahr: 22,1 Mrd. €). Die Rückstellungen weisen im Durchschnitt eine sehr lange Duration auf und sind wesentlich durch externe Faktoren wie das allgemeine Zinsniveau getrieben. Die genaue Berechnung der Nettoschulden bzw. Nettofinanzschulden findet sich auf Seite 56 des Lageberichts.

Vor dem Hintergrund der strategischen Behandlung unseres Tochterunternehmens innogy SE als Finanzbeteiligung und der sich daraus ableitenden Separierung der Finanzierung wird nachfolgend auf RWE und innogy gesondert eingegangen.

Durch den erfolgreichen Börsengang der innogy SE hat sich die Steuerung der Kapitalstruktur der RWE AG grundlegend verändert.

Eine Orientierungsgröße sind weiterhin die Nettoschulden. Diese werden ermittelt, indem zu den Nettofinanzschulden die wesentlichen langfristigen Rückstellungen addiert werden und das aktivisch ausgewiesene Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen abgezogen wird. Ohne Berücksichtigung der auf die innogy SE übertragenen Schulden bestehen die für die Nettoschulden relevanten Verbindlichkeiten der RWE AG größtenteils aus Hybridanleihen und Rückstellungen für Pensionen, Kernenergie und Bergbau. Gleichzeitig übersteigt der RWE-Anteil an der Marktkapitalisierung der innogy SE diese Schulden signifikant. Vor diesem Hintergrund haben Finanzkennziffern im Hinblick auf die Nettoverschuldung nur noch eine begrenzte Aussagekraft.

Für die Rückstellungen basiert der Ansatz der RWE AG im Kern auf einem Bilanzstrukturmanagement. Demnach sollen die Auszahlungen aus den Rückstellungen in den nächsten fünf Jahren zu 100 % und in den nächsten zehn Jahren mindestens zu 75 % durch Finanzvermögen gedeckt werden.

Aufgrund der gestärkten Kapitalstruktur wurde ferner eine weitere Optimierung der Bilanzstruktur durchgeführt. Im Rahmen des Rückkaufprogramms für Hybridanleihen wurde das noch ausstehende Hybridkapital bis auf ca. 1,9 Mrd. € gesenkt. Weitere finanzielle Anforderungen sollen durch ein operationelles Liquiditätsmanagement erfüllt werden.

Das Kreditrating von RWE wird durch eine Vielzahl qualitativer und quantitativer Faktoren beeinflusst. Hierzu zählen die Finanzmittelzuflüsse und die Verschuldung ebenso wie das Marktumfeld, die Wettbewerbsposition und die politischen Rahmenbedingungen. Auch die begebenen Hybridanleihen unterstützen unser Rating. Die führenden Ratingagenturen Moody's und Fitch stufen Hybridkapital in Teilen als Eigenkapital ein.

Die Bonität von RWE wird derzeit von Moody's mit „Baa3“ und von Fitch mit „BBB“ bewertet. Damit bewegt sich unser Rating weiterhin im Bereich „Investment Grade“. Die kurzfristigen Bonitätsnoten für RWE lauten „P-3“ bzw. „F3“.

innogy steuert die Kapitalstruktur u. a. anhand von Finanzkennzahlen. Eine Orientierungsgröße ist der Verschuldungsfaktor, der bei den Nettoschulden ansetzt. Diese werden ermittelt, indem zu den Nettofinanzschulden die wesentlichen langfristigen Rückstellungen addiert werden und das aktivisch ausgewiesene Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen abgezogen wird. Der Verschuldungsfaktor gibt das Verhältnis der Nettoschulden zum bereinigten EBITDA an. Im abgelaufenen Geschäftsjahr lag er bei 3,6 (Vorjahr: 3,7).

Die von innogy SE ausgegebenen nicht nachrangigen Anleihen werden derzeit von Fitch mit „A-“ und stabilem Ausblick und von Standard & Poor's mit „BBB“ und stabilem Ausblick bewertet. Moody's bewertet diese derzeit mit „Baa2“ und einem negativen

Ausblick. Damit bewegt sich das Rating der innogy SE im Investment Grade. Die Bonitätsnoten für kurzfristige innogy-Anleihen lauten „F-2“, „A-2“ und „P2“.

Änderungen der Rechnungslegungsvorschriften

Der International Accounting Standards Board (IASB) hat Änderungen bei bestehenden International Financial Reporting Standards (IFRS) verabschiedet, die für den RWE-Konzern ab dem Geschäftsjahr 2017 verpflichtend anzuwenden sind:

- Änderungen zu IAS 7 Kapitalflussrechnungen „Angabeninitiative“ (2016)
- Änderungen an IAS 12 „Ansatz latenter Steueransprüche für nicht realisierte Verluste“ (2016)
- Jährliche Verbesserungen an den IFRS Zyklus 2014–2016 (2016). Dies betrifft die im Sammelstandard enthaltenen Änderungen und Klarstellungen an IFRS 12.

Die erstmalige Anwendung dieser Änderungen hat keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

Neue Rechnungslegungsvorschriften

Der IASB hat weitere Standards und Änderungen an Standards verabschiedet, die in der Europäischen Union (EU) im Geschäftsjahr 2017 noch nicht verpflichtend anzuwenden waren. Die wichtigsten Neuerungen sind im Folgenden dargestellt. Teilweise sind sie noch nicht von der EU anerkannt.

IFRS 9 „Finanzinstrumente“ (2014) ersetzt die bisherigen Regelungen des IAS 39 zu Finanzinstrumenten. Der Standard beinhaltet geänderte Regelungen zu Bewertungskategorien für finanzielle Vermögenswerte und enthält kleinere Änderungen im Hinblick auf die Bewertung finanzieller Verbindlichkeiten. Für bestimmte Fremdkapitalinstrumente der Aktivseite ist eine ergebnisneutrale Fair-Value-Bewertung vorgesehen. Darüber hinaus enthält er Regelungen zu Wertminderungen von Vermögenswerten und zur Bilanzierung von Sicherungsbeziehungen (Hedge Accounting). Die Vorschriften zur Wertminderung stellen erstmals auf erwartete Ausfälle ab. Die neuen Regelungen zum Hedge Accounting sollen dazu führen, dass Risikomanagement-Aktivitäten besser im Konzernabschluss abgebildet werden können. Dazu erweitert IFRS 9 u. a. die für Hedge Accounting qualifizierenden Grundgeschäfte und erleichtert die Effektivitätstests. Der neue Standard ist erstmals verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden, die am 1. Januar 2018 oder danach beginnen.

Bei der Klassifizierung und Bewertung finanzieller Vermögenswerte geht RWE von keinen wesentlichen Auswirkungen auf die Bilanzierung von Investitionen in Schuldinstrumente mit einem Gesamtbuchwert von ca. 5,2 Mrd. € aus. Ein Teil unserer Geldanlagen in Schuld-

instrumente wird künftig unverändert ergebnisneutral zum Fair Value bilanziert (ca. 1,4 Mrd. €). Schuldinstrumente mit einem Buchwert von ca. 3,8 Mrd. €, die nach IAS 39 ergebnisneutral zum Fair Value bewertet wurden, werden künftig ergebniswirksam zum Fair Value bewertet.

Für den überwiegenden Teil der Investitionen in Eigenkapitalinstrumente mit einem Buchwert von insgesamt ca. 1,6 Mrd. € wird die Option zur Erfassung von Fair-Value-Änderungen im Other Comprehensive Income ausgeübt. Für einen geringen Teil erfolgt eine ergebniswirksame Bewertung zum Fair Value.

Bezüglich der Klassifizierung finanzieller Vermögenswerte, die bisher zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet wurden, werden keine wesentlichen Änderungen erwartet.

Die Bilanzierung erwarteter Verluste nach dem neuen Wertberichtigungsmodell führt insgesamt zu einer früheren Erfassung von Wertberichtigungen, einer höheren Volatilität in der Gewinn- und Verlustrechnung sowie im Umstellungszeitpunkt zu niedrigerem Eigenkapital. Für die von der RWE gehaltenen finanziellen Vermögenswerte wird im Umstellungszeitpunkt eine zusätzliche Wertberichtigung im Bereich von 15 Mio. € bis 35 Mio. € erwartet.

Bezüglich der Bilanzierung finanzieller Verbindlichkeiten werden keine wesentlichen Änderungen erwartet.

Die bisherigen bilanziellen Sicherungsbeziehungen der RWE können fortgeführt werden. Aufgrund von IFRS 9 werden keine zusätzlichen bilanziellen Sicherungsbeziehungen designiert. Die Ausübung der Fair-Value-Option für Eigenverbrauchverträge ist nicht vorgesehen. Unter IFRS 9 werden Sicherungsinstrumente zur Absicherung von Fremdwährungsrisiken weiterhin vollumfänglich designiert. Ein Ausschluss von Fremdwährungs-Basis-Risiken erfolgt nicht. Hieraus resultierende Ineffektivitäten haben keinen wesentlichen Effekt auf den RWE-Konzernabschluss. Die Möglichkeit, die Zeitwertkomponente von Optionen bei Sicherungsbeziehungen auszuschließen, wird nicht angewendet. RWE wird beim Übergang auf die Klassifizierungs- und Bewertungsmethoden nach IFRS 9 keine Vorjahreszahlen angeben und daher die Gewinnrücklagen zum 1. Januar 2018 anpassen, um die Effekte aus der erstmaligen Anwendung des Standards zu erfassen.

IFRS 15 „Erlöse aus Verträgen mit Kunden“ (2014) einschließlich Änderungen an IFRS 15 „Zeitpunkt des Inkrafttretens von IFRS 15“ (2015) und „Klarstellungen zu IFRS 15 Erlöse aus Verträgen mit Kunden“ (2016) ersetzen zukünftig sowohl die Inhalte des IAS 18 „Umsatzerlöse“ als auch des IAS 11 „Fertigungsaufträge“ und der korrespondierenden Interpretationen. Der neue Standard unterscheidet nicht zwischen unterschiedlichen Auftrags- und Leistungsarten, sondern stellt einheitliche Kriterien auf, wann für eine Leistungserbringung Umsatzerlöse zeitpunkt- und zeitraumbezogen zu realisieren sind. Umsatzerlöse sind demnach dann zu erfassen, wenn der Kunde die Verfügungsmacht über die vereinbarten Güter und Dienstleistungen erlangt und Nutzen aus diesen ziehen kann. Der neue Standard ist erstmals für Geschäftsjahre anzuwenden, die am 1. Januar 2018 oder danach beginnen. RWE wird die modifiziert

retrospektive Methode als Übergangsmethode für die Erstanwendung zum 1. Januar 2018 nutzen.

RWE hat die IFRS 15-Vertragsanalyse abgeschlossen. Für folgende Sachverhalte gehen wir nicht länger von einem signifikanten Effekt aus:

- Energieversorgungsverträge mit Privathaushalten, die gratis ausgegebene Zugaben oder Waren zu einem reduzierten Preis enthalten. Nach IFRS 15 können unentgeltliche Zuwendungen gesonderte Leistungsverpflichtungen darstellen, denen ein Teil des Transaktionspreises zuzuordnen ist, sodass bei Kontrollübergang ein Umsatzerlös zu erfassen ist. Bei Waren, die zu einem reduzierten Preis angeboten werden, kann auch die Zuteilung des gesamten Transaktionspreises im Vergleich zur laufenden Rechnungslegung nach IAS 18 zu einem veränderten Umsatzerlös führen.
- Verträge mit Privathaushalten, die Garantien und Gewährleistungen für Kunden beinhalten. Garantien und Gewährleistungen können entweder eine Zusage sein, dass das Produkt den vertraglich vereinbarten Spezifikationen entspricht, oder darüber hinausgehende Zusagen enthalten. Nach IFRS 15 stellen Produkte, die darüber hinausgehende Zusagen enthalten, separate Leistungsverpflichtungen dar, denen ein Teil des Transaktionspreises zuzuordnen ist. Garantien, die allein die vertraglich vereinbarten Spezifikationen zusichern, sind nach den Grundsätzen des IAS 37 für Rückstellungen zu bilanzieren.
- Vertragskosten sind die bei der Anbahnung eines Vertrags mit einem Kunden zusätzlich anfallenden Kosten. Wenn das Unternehmen davon ausgeht, dass es diese Kosten zurückerlangen wird, sind diese Kosten grundsätzlich zu aktivieren und planmäßig in Abhängigkeit von der Übertragung dieser Güter oder Dienstleistungen auf den Kunden abzuschreiben. Wenn der erwartete Abschreibungszeitraum nicht mehr als ein Jahr beträgt, werden die Vertragskosten bei Entstehen vereinfachend aufwandswirksam verrechnet. Die Implementierung dieser Neuregelung von IFRS 15 wird sich auf Änderungen im Ausweis und Anhangangaben beschränken.
- An Kunden zu Vertriebszwecken geleistete Zahlungen werden grundsätzlich erlösmindernd berücksichtigt. Eine Zahlung bei Vertragsabschluss führt zum Ansatz eines Vermögenswerts, der über die Vertragslaufzeit erlösmindernd aufzulösen ist. Wenn die zu Vertriebszwecken zu leistende Zahlung erst in der Zukunft zahlbar ist, wird eine Rückstellung aufgebaut, die bei Zahlung aufgelöst wird.
- Verträge mit Privathaushalten räumen dem Kunden häufig das Recht zur vorzeitigen Kündigung des Vertrags ein. Kann der Kunde den Vertrag monatlich kündigen, gilt als Vertragslaufzeit nach IFRS 15 nur ein Monat.
- Verträge mit Geschäftskunden enthalten häufig die Vereinbarung von Bandbreiten, die es dem Kunden erlauben, von der vertraglich vereinbarten Abnahmemenge abzuweichen. Zeitgleich werden in solchen Verträgen auch Strafzahlungen vereinbart, wenn die tat-

sächliche Abnahmemenge außerhalb der vereinbarten Bandbreite liegt. Wenn diese Strafzahlungen als signifikant eingestuft werden und der Verbrauch gleichzeitig nicht auf Basis einer monatlichen Messung der Abnahmemenge bestimmt wird, können sich Auswirkungen für die Bilanzierung erhaltener Anzahlungen ergeben.

Folgende Auswirkungen aus der Erstanwendung von IFRS 15 wurden identifiziert:

- In Bezug auf regulatorische Gebühren, insbesondere im Bereich der erneuerbaren Energien, wurden vereinzelte Sachverhalte identifiziert, in denen sich RWE nach IFRS 15, anders als nach IAS 18, als Agent qualifiziert. Daraus resultiert eine Verringerung der Umsatzerlöse und des Materialaufwands der Netzsparte im Segment innogy um ca. 2,5 Mrd. €, da sich Leistungsprämien des Übertragungsnetzbetreibers im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)-Direktvermarktungsmodell nicht mehr als Umsatzerlöse qualifizieren. Eine Ergebniswirkung resultiert hieraus nicht.
- Mit der Anwendung von IFRS 15 wird RWE auch den Ausweis unrealisierter Marktwertänderungen von Commodity-Derivaten ändern. Diese werden ab dem 1. Januar 2018 nicht mehr als Umsatzerlöse bzw. Materialaufwendungen, sondern im sonstigen betrieblichen Ergebnis ausgewiesen. Die Umstellung wird zu einer Stabilisierung der Umsatzerlöse führen. Eine Ergebnisauswirkung resultiert hieraus nicht.
- Im Vergleich zu den aktuellen Vorgaben sind der Ausweis und die Anforderungen für die Anhangangaben nach IFRS 15 umfangreicher. RWE hat die neuen Anhangangaben erhoben und die Systeme und Prozesse überarbeitet, um die neuen Anforderungen zu erfüllen.

IFRS 16 „Leasingverhältnisse“ (2016) ersetzt zukünftig die Inhalte des IAS 17 „Leasingverhältnisse“ sowie die zugehörigen Interpretationen IFRIC 4, SIC-15 und SIC-27. Nach dem neuen Leasingstandard sind – abgesehen von kurzfristigen Leasingverhältnissen (bis zu zwölf Monaten) und Leasingverhältnissen über geringwertige Vermögenswerte – alle Leasingverhältnisse in der Bilanz zu erfassen. Daher hat der Leasingnehmer unabhängig vom wirtschaftlichen Eigentum an dem geleasteten Vermögenswert ein Nutzungsrecht für den Vermögenswert zu aktivieren und eine korrespondierende Verbindlichkeit in Höhe des Barwertes der fest vereinbarten Leasingzahlungen zu passivieren. Für den Leasinggeber ergeben sich – auch im Hinblick auf die weiterhin erforderliche Klassifizierung von Leasingverhältnissen – keine wesentlichen Änderungen gegenüber der aktuellen Bilanzierung nach IAS 17.

Der neue Standard ist erstmals verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden, die am 1. Januar 2019 oder danach beginnen. RWE wendet IFRS 16 nicht vorzeitig 2018 in Verbindung mit IFRS 15 an und wird die modifiziert retrospektive Methode beim Übergang auf IFRS 16 nutzen. Die Auswirkungen von IFRS 16 auf den Konzernabschluss werden noch geprüft. Nach ersten, vorläufigen Einschätzungen wird die Umsetzung des IFRS 16 für RWE ab dem Geschäftsjahr 2019 zu einer jährlichen Erhöhung der Abschreibungen in Höhe

eines niedrigen dreistelligen Millionen-Euro-Betrags führen, während die für das Finanzergebnis erwartete Belastung im niedrigen zweistelligen Millionen-Euro-Bereich liegt. Im Gegenzug ergibt sich in Höhe der beiden genannten Effekte eine Entlastung des sonstigen betrieblichen Aufwands, sodass RWE keine Auswirkung auf das Nettoergebnis erwartet. Zudem wird auf Basis der gegenwärtigen, vorläufigen Einschätzung ein Anstieg der Nettofinanzschulden von RWE in Höhe eines niedrigen einstelligen Milliarden-Euro-Betrags infolge der Implementierung von IFRS 16 erwartet.

Die nachfolgenden Standards und Änderungen an Standards sowie Interpretationen werden voraussichtlich keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss haben:

- Amendments to IAS 40 „Transfers of Investment Property“ (2016)
- Jährliche Verbesserungen an den IFRS Zyklus 2014–2016 (2016). Dies betrifft die im Sammelstandard enthaltenen Änderungen und Klarstellungen an IFRS 1 und IAS 28.
- Amendments to IFRS 2 „Classification and Measurement of Share-based Payment Transactions“ (2016)
- Amendments to IFRS 9 „Prepayment Features with Negative Compensation“ (2017)
- Amendments to IAS 28 „Long-term Interests in Associates and Joint Ventures“ (2017)
- Annual Improvements to IFRS Standards 2015–2017 Cycle (2017). Der Sammelstandard beinhaltet Änderungen und Klarstellungen an IFRS 3 und IFRS 11 sowie an IAS 12 und IAS 23.
- Amendments to IFRS 10 and IAS 28 „Sale or Contribution of Assets between an Investor and an Associate or Joint Venture“ (2014). Der EU-Erstanwendungszeitpunkt für diese Änderungen wurde auf unbestimmte Zeit verschoben.
- IFRS 17 „Insurance contracts“ (2017)
- Anwendung von IFRS 9 „Finanzinstrumente“ gemeinsam mit IFRS 4 „Versicherungsverträge“ (2016)
- Amendments to IAS 19 „Plan Amendment, Curtailment or Settlement“ (2018)
- IFRIC 22 „Foreign Currency Transactions and Advance Consideration“ (2016)
- IFRIC 23 „Uncertainty over Income Tax Treatments“ (2017)

Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

(1) Umsatzerlöse

Umsatzerlöse werden grundsätzlich dann erfasst, wenn die Güter geliefert oder Dienstleistungen erbracht wurden und die mit den Gütern oder Diensten verbundenen Risiken auf den Kunden übergegangen sind.

Um die Geschäftsentwicklung zutreffender darzustellen, weisen wir die Energiehandelsumsätze netto aus, d. h. mit der realisierten Rohmarge. Energiehandelsumsätze werden im Segment Energiehandel getätigt. Die auf physische Erfüllung ausgerichteten Strom-, Gas-, Kohle- und Ölgeschäfte zeigen wir dagegen auf Bruttobasis. Die Bruttoumsätze (inkl. Energiehandelsumsätze) summierten sich im Geschäftsjahr 2017 auf 86.725 Mio. € (Vorjahr: 87.208 Mio. €).

Die Umsatzerlöse werden in der Segmentberichterstattung auf Seite 145 ff. nach Unternehmensbereichen und Regionen aufgegliedert.

Im Berichtsjahr und im Vorjahr hat RWE mit keinem einzelnen Kunden mehr als 10 % der Umsatzerlöse erzielt.

Die Position „Erdgas-/Stromsteuer“ umfasst die von Gesellschaften des Konzerns unmittelbar gezahlte Steuer.

(2) Sonstige betriebliche Erträge

Sonstige betriebliche Erträge in Mio. €	2017	2016
Erträge aus aktivierten Eigenleistungen	312	252
Erträge aus Bestandsveränderung der Erzeugnisse	11	11
Auflösung von Rückstellungen	112	208
Kostenumlagen/-erstattungen	137	68
Abgänge von und Zuschreibungen zu kurzfristigen Vermögenswerten (ohne Wertpapiere)	33	77
Abgänge von und Zuschreibungen zu Anlagegegenständen inkl. Erträge aus Entkonsolidierungen	649	273
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	29	37
Ersatz- und Versicherungsleistungen	58	128
Vermietung und Verpachtung	94	18
Währungskursgewinne	19	
Übrige	2.154	363
	3.608	1.435

Die in der Position „Übrige“ erfasste Rückzahlung der in früheren Perioden gezahlten Kernbrennstoffsteuer in Höhe von 1.797 Mio. € beruht auf einer Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts vom 7. Juni 2017. Die bis zum 31. Dezember 2016 erhobene Kernbrennstoffsteuer war nicht mit den verfassungsrechtlichen Regeln vereinbar und daher rückwirkend nichtig. Der Rückzahlungsbetrag enthält den wirtschaftlich E.ON zuzurechnenden Anteil von 100 Mio. €.

Erträge aus dem Abgang von Finanzanlagen und Ausleihungen werden, soweit sie Beteiligungen betreffen, im Beteiligungsergebnis ausgewiesen und ansonsten – ebenso wie Erträge aus dem Abgang kurzfristiger Wertpapiere – im Finanzergebnis gezeigt.

(3) Materialaufwand

Materialaufwand in Mio. €	2017	2016
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sowie für bezogene Waren	19.132	20.977
Aufwendungen für bezogene Leistungen	12.194	12.420
	31.326	33.397

Die Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe umfassen auch die Aufwendungen für den Einsatz und die Entsorgung von Kernbrennstoffen. Ebenfalls darin enthalten sind Aufwendungen für CO₂-Emissionsrechte.

Insgesamt wurden Energiehandelsumsätze in Höhe von 42.140 Mio. € (Vorjahr: 41.375 Mio. €) mit dem Materialaufwand verrechnet.

(4) Personalaufwand

Personalaufwand in Mio. €	2017	2016
Löhne und Gehälter	3.738	3.840
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	966	937
	4.704	4.777

Anzahl Mitarbeiter	2017	2016
Tarif- und sonstige Mitarbeiter	46.757	46.543
Außertarifliche Mitarbeiter	12.576	12.530
	59.333	59.073

Die Anzahl der Mitarbeiter ergibt sich durch Umrechnung in Vollzeitstellen. Das heißt, Teilzeitbeschäftigte und befristete Beschäftigungsverhältnisse werden mit ihrer Teilzeitquote bzw. mit ihrer Beschäftigungszeit im Verhältnis zur Jahresbeschäftigungszeit erfasst. Im Jahresdurchschnitt wurden 1.998 (Vorjahr: 2.070) Auszubildende beschäftigt. In den Mitarbeiterzahlen sind die Auszubildenden nicht enthalten.

(5) Abschreibungen

Abschreibungen in Mio. €	2017	2016
Immaterielle Vermögenswerte	717	254
Sachanlagen	2.212	6.388
Investment Property	10	5
	2.939	6.647

Von den Abschreibungen für immaterielle Vermögenswerte entfielen 27 Mio. € (Vorjahr: 26 Mio. €) auf Kundenstämme akquirierter Unternehmen.

Außerplanmäßige Abschreibungen in Mio. €	2017	2016
Immaterielle Vermögenswerte	488	25
Sachanlagen	375	4.354
Investment Property	6	1
	869	4.380

Die Aufspaltung des ehemaligen Segments Konventionelle Stromerzeugung in die beiden neuen Segmente Braunkohle & Kernenergie sowie Europäische Stromerzeugung hatte aufgrund der damit einhergehenden neuen Steuerung eine Aufteilung der bisherigen Zahlungsmittel generierenden Einheit für den deutschen Kraftwerkspark zur Folge. Der aus diesem Anlass vorgenommene Wertigkeitstest ergab für die neue Zahlungsmittel generierende Einheit Braunkohle & Kernenergie eine Zuschreibung in Höhe von 401 Mio. €, die in den sonstigen betrieblichen Erträgen erfasst ist (erzielbarer Betrag: 1,4 Mrd. €). Gegenläufig wurden in Höhe von 321 Mio. € in der neuen Zahlungsmittel generierenden Einheit für den deutschen Kraftwerkspark im Segment Europäische Stromerzeugung außerplanmäßige Abschreibungen vorgenommen und Rückstellungen für drohende Verluste gebildet (erzielbarer Betrag: 0,0 Mrd. €). Diese Effekte resultieren aus entfallenen Kompensationseffekten durch Aufspaltung der Zahlungsmittel generierenden Einheit. Die Aufteilung der Vermögenswerte auf die neuen Zahlungsmittel generierenden Einheiten erfolgt analog zur Aufspaltung des ehemaligen Segments Konventionelle Stromerzeugung in die beiden neuen Segmente Braunkohle & Kernenergie sowie Europäische Stromerzeugung, wie in der Segmentberichterstattung auf Seite 146 dargestellt. Die erzielbaren Beträge wurden auf Basis der beizulegenden Zeitwerte abzüglich Veräußerungskosten ermittelt. Hierbei wurden die gleichen Bewertungsmodelle und -parameter wie zum 31. Dezember 2016 angewendet.

Im Berichtsjahr wurden im Segment Braunkohle & Kernenergie außerplanmäßige Abschreibungen auf das als zur Veräußerung bestimmt ausgewiesene Sachanlagevermögen der ungarischen Gesellschaft Mátrai Erőmű Zrt. (Mátra) aufgrund der beabsichtigten Veräußerung in Höhe von 301 Mio. € vorgenommen (erzielbarer Betrag: 0 Mrd. €). Der erzielbare Betrag entspricht dem beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten, der aus zum Zeitpunkt der Klassifizierung als „zur Veräußerung bestimmt“ vorliegenden bindenden Kaufpreisangeboten abgeleitet wurde. Er ist der Stufe 2 der Fair-Value-Hierarchie zuzuordnen.

Im Vorjahr entfielen im ehemaligen Segment Konventionelle Stromerzeugung außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 3.695 Mio. € auf den deutschen Kraftwerkspark, in Höhe von 168 Mio. € auf einen türkischen Kraftwerksblock, in Höhe von 106 Mio. € auf das schottische Biomasse-Kraftwerk Markinch und in Höhe von 58 Mio. € auf die als gemeinschaftliche Tätigkeit abgegebildete N.V. Elektriciteits-Produktiemaatschappij Zuid-Nederland EPZ, Borssele/Niederlande.

Im Rahmen des jährlich durchgeführten Impairment-Tests führten verschlechterte kommerzielle Annahmen und erschwerte regulatorische Rahmenbedingungen zu einer Wertberichtigung des Geschäfts- oder Firmenwertes der Zahlungsmittel generierenden Einheit Vertrieb Großbritannien im Segment innogy. Daher wurde eine außerplanmäßige Abschreibung in Höhe von 479 Mio. € vorgenommen (erzielbarer Betrag: 1,5 Mrd. €). Die beabsichtigte Zusammenführung der Vertriebsaktivitäten von innogy und SSE in Großbritannien führte zu keiner abweichenden Einschätzung des Impairments.

Im Berichtsjahr wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf Gasspeicher in Höhe von 16 Mio. € im Segment innogy (davon 12 Mio. € auf Sachanlagevermögen und 4 Mio. € auf immaterielle Vermögenswerte) vorgenommen (erzielbarer Betrag: 0,0 Mrd. €), im Wesentlichen aufgrund geänderter Preiserwartungen. Im Vorjahr entfielen auf Gasspeicher außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 204 Mio. €, davon 186 Mio. € auf Sachanlagevermögen und 18 Mio. € auf immaterielle Vermögenswerte (erzielbarer Betrag: 0,1 Mrd. €).

Darüber hinaus entfielen im Berichtsjahr im Segment innogy außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 20 Mio. € auf Sachanlagen zur Errichtung von Offshore-Windparks aufgrund nachhaltiger Wertminderungen (erzielbarer Betrag: 0,1 Mrd. €). Im Vorjahr entfielen außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 97 Mio. € auf Onshore-Windparks in Polen (davon 90 Mio. € auf Sachanlagevermögen und 7 Mio. € auf in den immateriellen Vermögenswerten ausgewiesene Operating Rights), im Wesentlichen aufgrund verschlechterter regulatorischer Rahmenbedingungen in Polen (erzielbarer Betrag: 0,2 Mrd. €).

Sonstige außerplanmäßige Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen wurden im Wesentlichen aufgrund von Kostensteigerungen und geänderten Preiserwartungen durchgeführt.

Die erzielbaren Beträge ermitteln wir auf Basis beizulegender Zeitwerte abzüglich Veräußerungskosten, die mithilfe von Bewertungsmodellen unter Zugrundelegung von Cash-Flow-Planungen hergeleitet werden. Den Bewertungsmodellen lagen Diskontierungszinssätze in einer Bandbreite von 4,25 % bis 5,50 % (Vorjahr: 4,00 % bis 9,75 %) zugrunde. Unsere zentralen Planungsannahmen beziehen sich u. a. auf die Entwicklung der Großhandelspreise von Strom, Rohöl, Erdgas, Kohle und CO₂-Emissionsrechten, der Endverbraucherpreise von Strom und Gas, der Marktanteile sowie der regulatorischen Rahmenbedingungen. Aufgrund der Verwendung interner Planungsannahmen sind die ermittelten beizulegenden Zeitwerte der Stufe 3 der Fair-Value-Hierarchie zuzuordnen.

(6) Sonstige betriebliche Aufwendungen

Sonstige betriebliche Aufwendungen in Mio. €	2017	2016
Instandhaltung inkl. Erneuerungsverpflichtungen	790	320
Rückstellungszuführungen	362	1.787
Konzessionen, Lizenzen und andere vertragliche Verpflichtungen	438	443
Struktur- und Anpassungsmaßnahmen	76	-108
Rechts- und sonstige Beratung sowie Datenverarbeitung	279	267
Abgänge von kurzfristigen Vermögenswerten und Wertminderungen (ohne Wertminderungen bei Vorräten und Wertpapieren)	179	239
Abgänge von Anlagegegenständen inkl. Aufwand aus Entkonsolidierung	109	36
Versicherungen, Provisionen, Frachten und ähnliche Vertriebsaufwendungen	149	178
Allgemeine Verwaltungskosten	141	128
Werbemaßnahmen	268	268
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	36	46
Pachten für Werksanlagen und Netze sowie Mieten	129	130
Kosten des Post- und Zahlungsverkehrs	73	61
Gebühren und Beiträge	117	136
Währungskursverluste		17
Sonstige Steuern (im Wesentlichen Substanzsteuern)	221	78
Übrige	319	297
	3.686	4.323

Die Position „Übrige“ enthält den wirtschaftlich E.ON zuzurechnenden Anteil von 100 Mio. € aus der Rückzahlung der in früheren Perioden gezahlten Kernbrennstoffsteuer.

Im Vorjahr waren in den Aufwendungen für Struktur- und Anpassungsmaßnahmen Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen für Restrukturierungsmaßnahmen in Höhe von 79 Mio. € enthalten.

(7) Beteiligungsergebnis

Das Beteiligungsergebnis enthält sämtliche Erträge und Aufwendungen, die im Zusammenhang mit den betrieblich veranlassten Beteiligungen entstanden sind. Es umfasst das Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen und das übrige Beteiligungsergebnis.

Beteiligungsergebnis in Mio. €	2017	2016
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	302	387
Ergebnis aus nicht konsolidierten Tochterunternehmen	-29	-9
Davon: Abschreibungen auf Anteile an nicht konsolidierten Tochterunternehmen	-37	-17
Ergebnis aus übrigen Beteiligungen	41	28
Davon: Abschreibungen auf Anteile an übrigen Beteiligungen	-18	-18
Ergebnis aus dem Abgang von Beteiligungen	104	120
Ergebnis aus Ausleihungen an Beteiligungen	2	14
Übriges Beteiligungsergebnis	118	153
	420	540

Die in der Position „Ergebnis aus Ausleihungen an Beteiligungen“ enthaltenen Aufwendungen in Höhe von 19 Mio. € (Vorjahr: 8 Mio. €) entfallen ausschließlich auf Abschreibungen.

(8) Finanzergebnis

Finanzergebnis in Mio. €	2017	2016
Zinsen und ähnliche Erträge	220	271
Andere Finanzerträge	2.095	1.612
Finanzerträge	2.315	1.883
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	907	914
Zinsanteile an Zuführungen zu		
Rückstellungen für Pensionen und ähnlichen Verpflichtungen (inkl. aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen)	120	134
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich und bergbaubedingten Rückstellungen	146	876
sonstigen Rückstellungen	-5	277
Andere Finanzaufwendungen	1.898	1.910
Finanzaufwendungen	3.066	4.111
	-751	-2.228

Das Finanzergebnis setzt sich aus dem Zinsergebnis, den Zinsanteilen an Rückstellungszuführungen sowie den anderen Finanzerträgen und Finanzaufwendungen zusammen.

Die Zinsanteile an Rückstellungszuführungen enthalten die jährlichen Aufzinsungsbeträge. Sie werden um die rechnerischen Zinserträge aus Planvermögen zur Deckung von Pensionsverpflichtungen gekürzt.

Das Zinsergebnis enthält im Wesentlichen Zinserträge aus verzinslichen Wertpapieren und Ausleihungen, Erträge und Aufwendungen aus Wertpapieren sowie Zinsaufwendungen.

Im Zusammenhang mit dem Erwerb und der Herstellung qualifizierter Vermögenswerte wurden im Berichtsjahr Fremdkapitalkosten in Höhe von 2 Mio. € (Vorjahr: 7 Mio. €) als Bestandteil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten aktiviert. Der dabei zugrunde gelegte Finanzierungskostensatz bewegte sich zwischen 3,8 % und 4,4 % (Vorjahr: 4,4 % und 5,0 %).

Zinsergebnis in Mio. €	2017	2016
Zinsen und ähnliche Erträge	220	271
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	907	914
	-687	-643

Das Zinsergebnis resultiert aus finanziellen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten, die den folgenden Bewertungskategorien zugeordnet sind:

Zinsergebnis nach Bewertungskategorien in Mio. €	2017	2016
Kredite und Forderungen	149	173
Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	71	98
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten bewertete finanzielle Verbindlichkeiten	-907	-914
	-687	-643

Zu den anderen Finanzerträgen zählen u. a. realisierte Gewinne aus dem Abgang von Wertpapieren in Höhe von 130 Mio. € (Vorjahr: 199 Mio. €). Enthalten sind hier auch die Zinserträge auf Teile der von RWE gezahlten und im Jahr 2017 erstatteten Kernbrennstoffsteuer in Höhe von 257 Mio. €. Davon entfallen 243 Mio. € auf RWE-Aktionäre. Bei den anderen Finanzaufwendungen entfallen 109 Mio. € (Vorjahr: 318 Mio. €) auf realisierte Verluste aus dem Abgang von Wertpapieren.

(9) Ertragsteuern

Ertragsteuern in Mio. €	2017	2016
Tatsächliche Ertragsteuern	702	819
Latente Steuern	39	-1.142
	741	-323

Von den latenten Steuern entfallen 27 Mio. € (Vorjahr: -1.521 Mio. €) auf temporäre Differenzen. Im Berichtsjahr ergaben sich Veränderungen in den Wertberichtigungen latenter Steuern in Höhe von -342 Mio. € (Vorjahr: 1.460 Mio. €).

In den tatsächlichen Ertragsteuern sind per saldo Erträge von 128 Mio. € (Vorjahr: Aufwendungen 92 Mio. €) enthalten, die vorangegangene Perioden betreffen.

Durch die Nutzung von in Vorjahren nicht angesetzten steuerlichen Verlustvorträgen minderten sich die tatsächlichen Ertragsteuern um 272 Mio. € (Vorjahr: 4 Mio. €). Die Aufwendungen aus latenten Steuern verringerten sich aufgrund neu einzuschätzender und bisher nicht erfasster steuerlicher Verlustvorträge um 33 Mio. € (Vorjahr: 121 Mio. €).

Im Other Comprehensive Income erfasste Ertragsteuern in Mio. €	2017	2016
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten	-3	5
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherheitsbeziehung	8	-579
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen ¹	-171	430
	-166	-144

¹ Einschließlich Wertberichtigung

Direkt mit dem Eigenkapital verrechnet wurden Steuern in Höhe von 16 Mio. € (Vorjahr: 6 Mio. €).

Steuerüberleitungsrechnung in Mio. €	2017	2016
Ergebnis vor Steuern	3.056	-5.807
Theoretischer Steueraufwand	993	-1.852
Unterschied zu ausländischen Steuersätzen	-39	-62
Steuereffekte auf		
steuerfreie inländische Dividenden	-57	-55
steuerfreie ausländische Dividenden	-3	-5
sonstige steuerfreie Erträge	-20	-3
steuerlich nicht abzugsfähige Aufwendungen	130	42
Equity-Bilanzierung von assoziierten Unternehmen (inkl. Abschreibung auf Geschäfts- oder Firmenwerte von assoziierten Unternehmen)	-6	-46
nicht nutzbare Verlustvorträge, Nutzung von nicht bilanzierten Verlustvorträgen, Abschreibungen auf Verlustvorträge, Latenzierung von Verlustvorträgen	-214	1.247
Ergebnisse aus dem Verkauf von Unternehmensanteilen	-20	64
Steuersatzänderungen im Ausland	21	-6
sonstige Wertberichtigungen latenter Steuern im Organkreis der RWE AG		752
sonstige Veränderungen latenter Steuern aus Konzernrestrukturierung		-560
Sonstiges	-44	161
Effektiver Steueraufwand	741	-323
Effektiver Steuersatz in %	24,2	5,6

Zur Ermittlung des theoretischen Steueraufwands wird der für die RWE AG gültige Steuersatz in Höhe von 32,5% (Vorjahr: 31,9%) herangezogen. Er ergibt sich aus dem geltenden Körperschaftsteuersatz von 15%, dem Solidaritätszuschlag von 5,5% und dem konzern-durchschnittlichen Gewerbeertragsteuersatz.

Erläuterungen zur Bilanz

(10) Immaterielle Vermögenswerte

Immaterielle Vermögenswerte	Entwicklungs- ausgaben	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen und ähnliche Rechte	Kunden- beziehungen und ähnliche Werte	Geschäfts- oder Firmenwerte	Geleistete Anzahlungen	Summe
in Mio. €						
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.2017	1.047	2.816	2.915	11.664	6	18.448
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	3	143	4	17		167
Zugänge	74	92	8		29	203
Umbuchungen	-29	39	3		-4	9
Währungsanpassungen	-30	-3	-83	-10		-126
Abgänge	228	33	37			298
Stand: 31.12.2017	837	3.054	2.810	11.671	31	18.403
Kumulierte Abschreibungen						
Stand: 01.01.2017	630	2.410	2.658	1		5.699
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	3	-2				1
Abschreibungen des Berichtsjahres	104	107	27	479		717
Umbuchungen	-5	5				
Währungsanpassungen	-18	4	-84	-6		-104
Abgänge	225	31	37			293
Stand: 31.12.2017	489	2.493	2.564	474		6.020
Buchwerte						
Stand: 31.12.2017	348	561	246	11.197	31	12.383
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.2016	1.137	2.790	3.319	11.979	7	19.232
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-34	31	11	112	-1	119
Zugänge	107	67			5	179
Umbuchungen	8	13	-6	1	-5	11
Währungsanpassungen	-144	-42	-401	-393		-980
Abgänge	27	43	8	35		113
Stand: 31.12.2016	1.047	2.816	2.915	11.664	6	18.448
Kumulierte Abschreibungen						
Stand: 01.01.2016	664	2.312	3.040		1	6.017
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-33	29		1	-1	-4
Abschreibungen des Berichtsjahres	108	120	26			254
Umbuchungen	-1	2				1
Währungsanpassungen	-82	-17	-400			-499
Abgänge	26	36	8			70
Stand: 31.12.2016	630	2.410	2.658	1		5.699
Buchwerte						
Stand: 31.12.2016	417	406	257	11.663	6	12.749

Für Forschung und Entwicklung hat der RWE-Konzern im Berichtsjahr 182 Mio. € (Vorjahr: 165 Mio. €) aufgewendet.

Die Geschäfts- oder Firmenwerte setzen sich wie folgt zusammen:

Geschäfts- oder Firmenwerte in Mio. €	31.12.2017	31.12.2016
Netz & Infrastruktur Deutschland	2.736	2.768
Netz & Infrastruktur Osteuropa	1.159	1.107
Vertrieb Niederlande/Belgien	2.704	2.670
Vertrieb Deutschland	923	928
Vertrieb Großbritannien	1.525	2.070
Vertrieb Osteuropa	429	409
Erneuerbare Energien	715	705
Energiehandel	1.006	1.006
	11.197	11.663

Regelmäßig im dritten Quartal führen wir einen Werthaltigkeitstest (Impairment-Test) durch, um einen möglichen Abschreibungsbedarf bei Geschäfts- oder Firmenwerten zu ermitteln. Dabei werden die Geschäfts- oder Firmenwerte den Zahlungsmittel generierenden Einheiten zugeordnet.

Im Berichtsjahr sind aus Erstkonsolidierungen Geschäfts- oder Firmenwerte in Höhe von 53 Mio. € zugegangen (Vorjahr: 0 Mio. €). Veränderungen der kurzfristigen Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Andienungsrechten (Put-Optionen) führten in den Zahlungsmittel generierenden Einheiten Vertrieb Deutschland sowie Netz & Infrastruktur Deutschland zu einer ergebnisneutralen Verringerung des Geschäfts- oder Firmenwertes in Höhe von 36 Mio. € (Vorjahr: Erhöhung von 92 Mio. €).

Der erzielbare Betrag einer Zahlungsmittel generierenden Einheit wird entweder durch den beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten oder durch den Nutzungswert bestimmt – je nachdem, welcher Wert höher ist. Der beizulegende Zeitwert ist definiert als bestmögliche Schätzung des Preises, für den ein unabhängiger Dritter die Zahlungsmittel generierende Einheit am Bilanzstichtag erwerben würde. Der Nutzungswert entspricht dem Barwert der zukünftigen Cash Flows, die voraussichtlich mit einer Zahlungsmittel generierenden Einheit erzielt werden können.

Der beizulegende Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten wird aus unternehmensexterner, der Nutzungswert aus unternehmensinterner Sicht bestimmt. Die Wertermittlung erfolgt mithilfe eines Unternehmensbewertungsmodells unter Zugrundelegung von Cash-Flow-Planungen. Diese basieren auf der vom Vorstand genehmigten und zum Zeitpunkt des Impairment-Tests gültigen Mittelfristplanung. Sie beziehen sich auf einen Detailplanungszeitraum von drei Jahren. Sofern wirtschaftliche oder regulatorische Rahmenbedingungen es erfordern, wird in begründeten Ausnahmefällen ein längerer Detailplanungszeitraum zugrunde gelegt. In die Cash-Flow-Planungen fließen Erfahrungen ebenso ein wie Erwartungen über die zukünftige Marktentwicklung. Bei der Bestimmung des beizulegenden Zeitwertes

werden – falls vorhanden – Markttransaktionen innerhalb derselben Branche oder Bewertungen Dritter berücksichtigt. Aufgrund der Verwendung interner Planungsannahmen sind die ermittelten beizulegenden Zeitwerte der Stufe 3 der Fair-Value-Hierarchie zuzuordnen.

Die Mittelfristplanung stützt sich auf länderspezifische Annahmen über die Entwicklung wichtiger makroökonomischer Größen, z. B. des Bruttoinlandsprodukts, der Verbraucherpreise, des Zinsniveaus und der Nominallohne. Diese Einschätzungen werden u. a. aus volkswirtschaftlichen Studien abgeleitet.

Unsere zentralen Planungsannahmen für die auf den europäischen Strom- und Gasmärkten tätigen Unternehmensbereiche betreffen die Entwicklung der Großhandelspreise von Strom, Rohöl, Erdgas, Kohle und CO₂-Emissionsrechten, der Endverbraucherpreise von Strom und Gas, der Marktanteile sowie der regulatorischen Rahmenbedingungen.

Die bei der Unternehmensbewertung verwendeten Diskontierungszinssätze werden auf der Basis von Marktdaten ermittelt. Im Berichtszeitraum lagen sie für die Zahlungsmittel generierenden Einheiten in einer Bandbreite von 3,25 % bis 5,50 % (Vorjahr: 4,00 % bis 5,75 %) nach Steuern.

Zur Extrapolation der Cash Flows über den Detailplanungszeitraum hinaus legen wir im Berichtsjahr eine Wachstumsrate von 0,0 % (Vorjahr: zwischen 0,0 % und 1 %) zugrunde. Grundsätzlich wird die Wachstumsrate bereichsspezifisch aus Erfahrungen und Zukunftserwartungen abgeleitet und überschreitet nicht die langfristigen durchschnittlichen Wachstumsraten der jeweiligen Märkte, in denen die Konzernunternehmen tätig sind. In dem für die Jahre über den Detailplanungszeitraum hinaus zugrunde gelegten jährlichen Cash Flow sind Investitionsausgaben in der zur Aufrechterhaltung des Geschäftsumfanges benötigten Höhe jeweils mindernd enthalten. Die für die Cash Flows angenommenen Wachstumsraten werden unter Berücksichtigung zusätzlich nötiger Erweiterungsinvestitionen bestimmt.

Im Rahmen des jährlich im dritten Quartal durchgeführten Impairment-Tests führten verschlechterte kommerzielle Annahmen und erschwerte regulatorische Rahmenbedingungen zu einer Wertberichtigung des Geschäfts- oder Firmenwertes der Zahlungsmittel generierenden Einheit „Vertrieb Großbritannien“ im Segment innogy. Es wurde eine außerplanmäßige Abschreibung in Höhe von 479 Mio. € vorgenommen (erzielbarer Betrag: 1,5 Mrd. €). Die beabsichtigte Zusammenführung der Vertriebsaktivitäten von innogy und SSE in Großbritannien führte zu keiner abweichenden Einschätzung des Impairments. Der beizulegende Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten wurde mittels eines Unternehmensbewertungsmodells unter Zugrundelegung von Cash-Flow-Planungen sowie eines Diskontierungszinssatzes nach Steuern von 5,50 % (Vorjahr: 4,75 %) ermittelt.

Mit Ausnahme der Zahlungsmittel generierenden Einheit „Vertrieb Großbritannien“ im Segment innogy lagen die erzielbaren Beträge der Zahlungsmittel generierenden Einheiten, die jeweils als beizulegender Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten ermittelt wurden, zum Bilanzstichtag über deren Buchwerten. Die jeweiligen Überdeckungen reagieren besonders sensitiv auf Veränderungen des Diskontierungszinssatzes, der Wachstumsrate und der Cash Flows in der ewigen Rente.

Die Zahlungsmittel generierende Einheit „Vertrieb Niederlande/Belgien“ wies von allen Zahlungsmittel generierenden Einheiten die geringste Überdeckung des Buchwertes durch den erzielbaren Betrag auf. Der erzielbare Betrag lag um 1,4 Mrd. € über dem Buchwert. Ein Wertminderungsbedarf hätte sich ergeben, wenn bei der Bewertung ein um mehr als 2,1 Prozentpunkte höherer Diskontierungszinssatz nach Steuern von über 5,8 %, eine um mehr als 2,3 Prozentpunkte reduzierte Wachstumsrate von unter -2,3 % oder ein um mehr als 57 Mio. € reduzierter Cash Flow in der ewigen Rente angesetzt worden wäre.

(11) Sachanlagen

Sachanlagen	Grundstücke, grundstücks- gleiche Rechte und Bauten inkl. Bauten auf fremden Grundstücken	Technische Anlagen und Maschinen	Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäfts- ausstattung	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	Summe
in Mio. €					
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten					
Stand: 01.01.2017	7.339	74.257	2.152	1.708	85.456
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-149	-950	-6	162	-943
Zugänge	92	1.477	138	825	2.532
Umbuchungen	30	237	1	-273	-5
Währungsanpassungen	41	-121	8	-10	-82
Abgänge	197	620	170	95	1.082
Stand: 31.12.2017	7.156	74.280	2.123	2.317	85.876
Kumulierte Abschreibungen					
Stand: 01.01.2017	4.439	54.126	1.521	915	61.001
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-149	-890	-11	-8	-1.058
Abschreibungen des Berichtsjahres	215	1.829	142	27	2.213
Umbuchungen	-2				-2
Währungsanpassungen	20	-53	4		-29
Abgänge	88	421	151	83	743
Zuschreibungen	6	404			410
Stand: 31.12.2017	4.429	54.187	1.505	851	60.972
Buchwerte					
Stand: 31.12.2017	2.727	20.093	618	1.466	24.904
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten					
Stand: 01.01.2016	7.489	73.967	2.246	1.710	85.412
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-214	57	15	-30	-172
Zugänge	122	1.854	132	324	2.432
Umbuchungen	107	171	-21	-261	-4
Währungsanpassungen	-68	-1.186	-25	-25	-1.304
Abgänge	97	606	195	10	908
Stand: 31.12.2016	7.339	74.257	2.152	1.708	85.456
Kumulierte Abschreibungen					
Stand: 01.01.2016	4.206	49.358	1.569	922	56.055
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-216	43	3		-170
Abschreibungen des Berichtsjahres	479	5.719	176	14	6.388
Umbuchungen	42	-8	-16	-19	-1
Währungsanpassungen	-30	-472	-20	-3	-525
Abgänge	36	512	191	-1	738
Zuschreibungen	6	2			8
Stand: 31.12.2016	4.439	54.126	1.521	915	61.001
Buchwerte					
Stand: 31.12.2016	2.900	20.131	631	793	24.455

Sachanlagen in Höhe von 82 Mio. € (Vorjahr: 87 Mio. €) unterlagen Verfügungsbeschränkungen durch Grundpfandrechte, Sicherungsübereignungen und sonstigen Beschränkungen. Vom Gesamtbuchwert der Sachanlagen entfielen 248 Mio. € (Vorjahr: 250 Mio. €) auf

im Wege des Finanzierungsleasings gemietete Vermögenswerte. Hierbei handelte es sich im Wesentlichen um technische Anlagen und Maschinen. Die Abgänge von Sachanlagen ergaben sich durch Veräußerung oder Stilllegung.

(12) Investment Property

Investment Property in Mio. €	
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten	
Stand: 01.01.2017	205
Zugänge	
Umbuchungen	4
Abgänge	40
Stand: 31.12.2017	169
Kumulierte Abschreibungen	
Stand: 01.01.2017	142
Abschreibungen des Berichtsjahres	10
Umbuchungen	2
Abgänge	28
Zuschreibungen	
Stand: 31.12.2017	126
Buchwerte	
Stand: 31.12.2017	43

Investment Property in Mio. €	
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten	
Stand: 01.01.2016	218
Zugänge	
Umbuchungen	2
Abgänge	15
Stand: 31.12.2016	205
Kumulierte Abschreibungen	
Stand: 01.01.2016	146
Abschreibungen des Berichtsjahres	5
Umbuchungen	1
Abgänge	9
Zuschreibungen	1
Stand: 31.12.2016	142
Buchwerte	
Stand: 31.12.2016	63

Zum 31. Dezember 2017 betrug der beizulegende Zeitwert des Investment Property 115 Mio. € (Vorjahr: 127 Mio. €), davon sind 19 Mio. € der Stufe 2 (Vorjahr: 23 Mio. €) und 96 Mio. € der Stufe 3 (Vorjahr: 104 Mio. €) der Fair-Value-Hierarchie zuzuordnen. Vom beizulegenden Zeitwert beruhen 41 Mio. € (Vorjahr: 48 Mio. €) auf einer Bewertung durch konzernexterne, unabhängige Gutachter. Vom

Buchwert des Investment Property entfielen 0 Mio. € (Vorjahr: 4 Mio. €) auf im Wege des Finanzierungsleasings gemietete Vermögenswerte. Im Berichtszeitraum wurden Mieterträge in Höhe von 13 Mio. € (Vorjahr: 12 Mio. €) erzielt. Die direkten betrieblichen Aufwendungen betragen 9 Mio. € (Vorjahr: 8 Mio. €).

(13) At-Equity-bilanzierte Beteiligungen

Die folgenden Übersichten enthalten Angaben zu wesentlichen und nicht wesentlichen at-Equity-bilanzierten Beteiligungen an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen:

Wesentliche at-Equity-bilanzierte Beteiligungen	Amprion GmbH, Dortmund		KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG/ Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH (KEH), Klagenfurt/Österreich	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
in Mio. €				
Bilanz¹				
Langfristige Vermögenswerte	3.607	3.062	1.626	1.607
Kurzfristige Vermögenswerte	2.609	2.092	370	318
Langfristige Schulden	1.092	648	874	837
Kurzfristige Schulden	3.238	2.627	277	261
Proportionaler Anteil am Eigenkapital ²	474	472	354	341
Geschäfts- und Firmenwert			198	198
Buchwert	474	472	552	540
Gesamtergebnisrechnung¹				
Umsatzerlöse	12.418	12.210	1.320	1.383
Ergebnis	142	142	90	90
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)	-25	-8	-4	-6
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)	117	134	86	84
Dividende (anteilig)	28	21	20	30
RWE-Anteilsquote	25 %	25 %	49 %	49 %

1 Zahlen basieren auf einem Anteilsbesitz von 100 % an der KEH

2 Zahlen basieren auf dem proportionalen Eigenkapitalanteil an KEH und KELAG

Die **Amprion GmbH** mit Sitz in Dortmund ist ein Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) für den Strombereich. Haupteigentümer der Amprion ist ein Konsortium von Finanzinvestoren unter Führung von Commerz Real, einer Tochter der Commerzbank.

Die **KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG** mit Sitz in Klagenfurt, Österreich, ist ein führendes österreichisches Energieversorgungsunternehmen in den Geschäftsfeldern Strom, Fernwärme und Erdgas. RWE hält über die innogy SE einen Anteil von 49 % an der Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH (KEH), die der größte Anteilseigner der KELAG ist.

Nicht wesentliche at-Equity-bilanzierte Beteiligungen in Mio. €	Assoziierte Unternehmen		Gemeinschaftsunternehmen	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Anteiliges Ergebnis	172	203	59	115
Anteilig direkt im Eigenkapital erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)	-78	10	-22	14
Summe der anteilig erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)	94	213	37	129
Buchwerte	1.317	1.403	503	494

Der RWE-Konzern hält Anteile mit einem Buchwert von 97 Mio. € (Vorjahr: 98 Mio. €) an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen, die aufgrund von kreditvertraglichen Bestim-

mungen zeitweiligen Beschränkungen bzw. Bedingungen bei der Bemessung ihrer Gewinnausschüttungen unterliegen.

(14) Übrige Finanzanlagen

Übrige Finanzanlagen in Mio. €	31.12.2017	31.12.2016
Nicht konsolidierte Tochterunternehmen	254	280
Übrige Beteiligungen	617	535
Langfristige Wertpapiere	238	240
	1.109	1.055

Die langfristigen Wertpapiere umfassen im Wesentlichen festverzinsliche Titel und börsennotierte Aktien. Zur Absicherung von Wertguthaben aus dem Blockmodell Altersteilzeit gemäß § 8a AltTZG (Altersteilzeitgesetz) sowie aus der Führung von Langzeitarbeitskonten gemäß § 7e SGB (Sozialgesetzbuch) IV wurden für die RWE AG

und Tochtergesellschaften langfristige Wertpapiere in Höhe von 87 Mio. € bzw. 12 Mio. € (Vorjahr: 102 Mio. € bzw. 15 Mio. €) in Treuhanddepots hinterlegt. Die Absicherung erfolgt sowohl zugunsten von Mitarbeitern der RWE AG als auch für Mitarbeiter von Konzerngesellschaften.

(15) Finanzforderungen

Finanzforderungen in Mio. €	31.12.2017		31.12.2016	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Ausleihungen an nicht konsolidierte Tochterunternehmen und Beteiligungen	237	5	249	5
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte		1.051		719
Sonstige Finanzforderungen				
Zinsabgrenzungen		117		86
Übrige sonstige Finanzforderungen	122	572	154	661
	359	1.745	403	1.471

Gesellschaften des RWE-Konzerns erbrachten bei börslichen und außerbörslichen Handelsgeschäften die oben ausgewiesenen Sicherheitsleistungen. Diese sollen garantieren, dass die Verpflichtungen aus den Handelsgeschäften auch bei einem für RWE ungünstigen Kursverlauf erfüllt werden. Der regelmäßige Austausch der Sicherheitsleistungen findet in Abhängigkeit von vertraglich vereinbarten Schwellenwerten statt, ab denen die Marktwerte der Handelsgeschäfte zu besichern sind.

Für die übrigen sonstigen Finanzforderungen besteht in Höhe von 260 Mio. € (Vorjahr: 87 Mio. €) eine eingeschränkte Verfügungsmacht im Zusammenhang mit der Finanzierung von Pensionszusagen von drei Unternehmen im Segment innogy.

(16) Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte

Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte in Mio. €	31.12.2017		31.12.2016	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Derivate	1.014	3.249	1.080	5.414
Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	103		29	
Nicht für Vorräte geleistete Anzahlungen		217		305
CO ₂ -Emissionsrechte		121		208
Übrige sonstige Vermögenswerte	70	1.305	66	1.491
	1.187	4.892	1.175	7.418
Davon: finanzielle Vermögenswerte	1.127	3.483	1.120	5.699
Davon: nicht finanzielle Vermögenswerte	60	1.409	55	1.719

Die unter den übrigen sonstigen Vermögenswerten ausgewiesenen Finanzinstrumente sind mit ihren fortgeführten Anschaffungskosten bilanziert. Die derivativen Finanzinstrumente werden mit ihrem beizulegenden Zeitwert erfasst. Die Bilanzwerte börsengehandelter Derivate mit Aufrechnungsvereinbarung sind miteinander verrechnet.

(17) Latente Steuern

Die aktiven und passiven latenten Steuern ergeben sich überwiegend dadurch, dass sich Wertansätze im IFRS-Abschluss von denen in der Steuerbilanz unterscheiden. Zum 31. Dezember 2017 wurden auf den Unterschiedsbetrag zwischen dem Nettovermögen und dem steuerlichen Buchwert von Tochtergesellschaften bzw. assoziierten

Unternehmen (sogenannte Outside Basis Differences) in Höhe von 441 Mio. € (Vorjahr: 463 Mio. €) keine passiven latenten Steuern gebildet, da in absehbarer Zeit wahrscheinlich keine Ausschüttungen erfolgen bzw. sich die temporären Differenzen in absehbarer Zeit nicht auflösen werden. Vom Bruttobetrag der aktiven und der passiven latenten Steuern werden 4.135 Mio. € bzw. 3.572 Mio. € (Vorjahr: 3.018 Mio. € bzw. 2.764 Mio. €) innerhalb von zwölf Monaten realisiert.

Die aktiven und passiven latenten Steuern verteilen sich auf folgende Positionen:

Latente Steuern in Mio. €	31.12.2017		31.12.2016	
	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv
Langfristige Vermögenswerte	1.525	1.619	1.302	1.340
Kurzfristige Vermögenswerte	1.401	2.312	1.262	2.075
Steuerliche Sonderposten		748	1	874
Langfristige Schulden				
Pensionsrückstellungen	932	11	1.786	161
Sonstige langfristige Schulden	1.252	325	1.030	183
Kurzfristige Schulden	2.734	1.260	1.756	689
	7.844	6.275	7.137	5.322
Verlustvorräte				
Körperschaftsteuer (oder vergleichbare ausländische Ertragsteuern)	328		334	
Gewerbesteuer	12		12	
Bruttobetrag	8.184	6.275	7.483	5.322
Saldierung	-5.557	-5.557	-4.599	-4.599
Nettobetrag	2.627	718	2.884	723

Zum 31. Dezember 2017 hat RWE für Gesellschaften, die einen Verlust in der laufenden Periode oder in der Vorperiode erlitten haben, latente Steuerforderungen ausgewiesen, die die latenten Steuerverbindlichkeiten um 417 Mio. € übersteigen (Vorjahr: 370 Mio. €). Grundlage für die Bildung aktiver latenter Steuern ist die Einschätzung des Managements, dass es wahrscheinlich ist, dass die jeweiligen Gesellschaften zu versteuernde Ergebnisse erzielen werden, mit denen noch nicht genutzte steuerliche Verluste und abzugsfähige temporäre Differenzen verrechnet werden können.

Die aktivierten Steuererminderungsansprüche aus Verlustvorträgen ergeben sich aus der erwarteten Nutzung bestehender Verlustvorträge in Folgejahren.

Es besteht hinreichende Sicherheit, dass die Verlustvorträge realisiert werden. Die Körperschaftsteuerlichen und die gewerbsteuerlichen Verlustvorträge, für die keine latenten Steueransprüche angesetzt wurden, betragen zum Ende des Berichtsjahres 2.513 Mio. € bzw. 344 Mio. € (Vorjahr: 7.935 Mio. € bzw. 3.139 Mio. €). Der Rückgang dieser Verlustvorträge resultiert im Wesentlichen aus der Aus-

übung von steuerlichen Wahlrechten. Anstelle von planmäßig nicht nutzbaren Verlustvorträgen erhöhen sich hierdurch die künftigen laufenden steuerlichen Abschreibungen, ohne dass sich an der aktuellen Einschätzung der mangelnden planmäßigen Nutzbarkeit dieser Mehrbeträge in absehbarer Zeit etwas geändert hat.

Die Körperschaftsteuerlichen Verlustvorträge, für die keine latenten Steueransprüche angesetzt wurden, werden in Höhe von 2.440 Mio. € im Wesentlichen innerhalb der folgenden neun Jahre entfallen. Für die übrigen Verlustvorträge gelten überwiegend ebenfalls zeitliche Abzugsbeschränkungen (im Wesentlichen bis zu neun Jahre), jedoch wird eine Nutzung innerhalb der gesetzlichen Fristen erwartet.

Zum 31. Dezember 2017 betragen die temporären Differenzen, für die keine aktiven latenten Steuern angesetzt wurden, 12.185 Mio. € (Vorjahr: 9.748 Mio. €).

Im Berichtsjahr wurden latente Steueraufwendungen aus der Währungsumrechnung ausländischer Abschlüsse in Höhe von 14 Mio. € (Vorjahr: 38 Mio. €) mit dem Eigenkapital verrechnet.

(18) Vorräte

Vorräte in Mio. €	31.12.2017	31.12.2016
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe inkl. Kernbrennelemente und Vorabraum des Braunkohlebergbaus	998	1.144
Unfertige Erzeugnisse/Leistungen	200	196
Fertige Erzeugnisse und Waren	719	627
Geleistete und erhaltene Anzahlungen	7	1
	1.924	1.968

Die zum Zweck der Weiterveräußerung erworbenen Vorräte hatten einen Buchwert von 58 Mio. € (Vorjahr: 69 Mio. €). Davon entfielen auf Gasvorräte 44 Mio. € (Vorjahr: 45 Mio. €), auf Kohlevorräte 10 Mio. € (Vorjahr: 18 Mio. €) und auf Biomassevorräte 4 Mio. € (Vorjahr: 6 Mio. €).

Der beizulegende Zeitwert der Gas- und Kohlevorräte wird monatlich auf Basis aktueller Preiskurven der relevanten Indizes für Gas (z. B. NCG) und Kohle (z. B. API#2) ermittelt. Die Biomassevorräte werden ebenfalls am Monatsende mit den entsprechenden Indexpreisen in Abhängigkeit vom jeweiligen Lagerort (z. B. ARA-Häfen) bewertet. Der Bewertung liegen unmittelbar oder mittelbar zu beobachtende Marktpreise zugrunde (Stufe 2 der Fair-Value-Hierarchie). Unterschiede zwischen dem beizulegenden Zeitwert und dem Buchwert der zum Zweck der Weiterveräußerung erworbenen Vorräte zum Monatsende werden erfolgswirksam erfasst.

(19) Wertpapiere

Von den kurzfristigen Wertpapieren entfielen 4.065 Mio. € (Vorjahr: 9.171 Mio. €) auf festverzinsliche Wertpapiere mit einer Restlaufzeit bei Erwerb von mehr als drei Monaten und 828 Mio. € (Vorjahr: 654 Mio. €) auf Aktien und Genussscheine. Die Wertpapiere sind mit

dem beizulegenden Zeitwert bilanziert und wurden im Vorjahr in Höhe von 185 Mio. € als Sicherheitsleistung bei Clearingbanken hinterlegt.

(20) Flüssige Mittel

Flüssige Mittel in Mio. €	31.12.2017	31.12.2016
Kasse und Bankguthaben	3.924	4.535
Wertpapiere und übrige Liquiditätsanlagen (Restlaufzeit bei Erwerb von weniger als drei Monaten)	9	41
	3.933	4.576

RWE hält Bankguthaben ausschließlich im Rahmen der kurzfristigen Liquiditätsdisposition. Für Geldanlagen werden Banken anhand verschiedener Bonitätskriterien ausgewählt. Hierzu zählen ihr Rating durch eine der drei renommierten Ratingagenturen Moody's, Standard & Poor's und Fitch, ihr Eigenkapital sowie Preise für Credit Default Swaps. Die Verzinsung der flüssigen Mittel bewegte sich 2017 wie im Vorjahr auf Marktniveau.

(21) Eigenkapital

Die Aufgliederung des voll eingezahlten Eigenkapitals ist auf Seite 92 dargestellt. Das gezeichnete Kapital der RWE AG ist wie folgt strukturiert:

Gezeichnetes Kapital	31.12.2017		31.12.2016		31.12.2017	31.12.2016
	Stückzahl		Stückzahl		Buchwert	Buchwert
	in Tsd.	in %	in Tsd.	in %	in Mio. €	in Mio. €
Stammaktien	575.745	93,7	575.745	93,7	1.474	1.474
Vorzugsaktien	39.000	6,3	39.000	6,3	100	100
	614.745	100,0	614.745	100,0	1.574	1.574

Bei den Stamm- und Vorzugsaktien handelt es sich um nennbetragslose Inhaber-Stückaktien. Vorzugsaktien gewähren grundsätzlich kein Stimmrecht. Den Vorzugsaktionären steht unter bestimmten Voraussetzungen bei der Verteilung des Bilanzgewinns ein Vorzugs-gewinnanteil von 0,13 € je Aktie zu.

Durch Beschluss der Hauptversammlung vom 16. April 2014 wurde der Vorstand ermächtigt, das Grundkapital der Gesellschaft bis zum 15. April 2019 mit Zustimmung des Aufsichtsrats um bis zu 314.749.693,44 € durch Ausgabe von bis zu 122.949.099 auf den Inhaber lautenden Stammaktien gegen Bar- und/oder Sacheinlage zu erhöhen (genehmigtes Kapital). Das Bezugsrecht der Aktionäre kann in bestimmten Fällen mit Zustimmung des Aufsichtsrats ausgeschlossen werden.

Durch Beschluss der Hauptversammlung vom 16. April 2014 wurde die Gesellschaft ermächtigt, bis zum 15. April 2019 Aktien der Gesellschaft, gleich welcher Gattung, im Umfang von bis zu 10 % des Grundkapitals im Zeitpunkt des Wirksamwerdens dieser Ermächtigung oder – falls dieser Wert geringer ist – im Zeitpunkt der Ausübung dieser Ermächtigung zu erwerben. Der Vorstand der Gesellschaft ist aufgrund des Beschlusses ferner ermächtigt, eigene Aktien ohne weiteren Beschluss der Hauptversammlung einzuziehen. Darüber hinaus ist der Vorstand ermächtigt, eigene Aktien – unter bestimmten Bedingungen und unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre – an Dritte zu übertragen bzw. zu veräußern. Außerdem dürfen eigene Aktien an die Inhaber von Options- oder Wandelschuldverschreibungen ausgegeben werden. Der Vorstand ist ferner ermächtigt, eigene Aktien zur Erfüllung von Verpflichtungen der Gesellschaft aus zukünftigen Belegschaftsaktienprogrammen zu verwenden; hierbei ist das Bezugsrecht der Aktionäre ausgeschlossen.

Am 31. Dezember 2017 befanden sich keine eigenen Aktien im Bestand.

Im Geschäftsjahr 2017 wurden von der RWE AG 340.960 RWE-Stammaktien zu einem Anschaffungspreis von 7.634.911,49 € am Kapitalmarkt erworben. Der auf sie entfallende Betrag des Grundkapitals beläuft sich auf 872.857,60 € (0,06 % des gezeichneten Kapitals). Mitarbeiter der RWE AG und der Tochterunternehmen erhielten im Rahmen des Belegschaftsaktienprogramms zur Vermögensbildung insgesamt 340.920 Stammaktien sowie anlässlich von Dienstjubiläen 40 Stammaktien. Hieraus resultierte ein Gesamterlös von 7.581.949,81 €. Die jeweiligen Unterschiedsbeträge zum Kaufpreis wurden mit den frei verfügbaren Gewinnrücklagen verrechnet.

Darüber hinaus wurden von der innogy SE 4.080 RWE-Stammaktien zu einem Anschaffungspreis von 74.822,64 € am Kapitalmarkt erworben. Der auf sie entfallende Betrag des Grundkapitals beläuft sich auf 10.444,80 € (0,00066 % des gezeichneten Kapitals). Mitarbeiter der innogy SE und ihrer Tochterunternehmen erhielten anlässlich von Dienstjubiläen 4.000 Stammaktien und im Rahmen des Belegschaftsaktienprogramms zur Vermögensbildung 80 Stammaktien. Der hieraus resultierende Gesamterlös betrug 67.171,02 €. Der Unterschiedsbetrag zum Kaufpreis wurde von der innogy SE aufwandswirksam berücksichtigt.

Nach IAS 32 ist die folgende durch Konzerngesellschaften begebene Hybridanleihe als Eigenkapital zu klassifizieren:

Hybridanleihe Emittent	Nominal- volumen	Erster Kündi- gungstermin	Kupon in % p.a. ¹
RWE AG	750 Mio. £	2019	7,0

¹ Bis zum ersten Kündigungstermin

Das aufgenommene Kapital wurde vermindert um Kapitalbeschaffungskosten und unter Berücksichtigung von Steuern in das Eigenkapital eingestellt. Die Zinszahlungen an die Anleihehaber werden, vermindert um Ertragsteuern, direkt gegen das Eigenkapital gebucht. Sie können von der Gesellschaft ausgesetzt werden; sie sind aber unter bestimmten Voraussetzungen nachzuholen, etwa wenn Vorstand und Aufsichtsrat der Hauptversammlung vorschlagen, eine Dividende zu zahlen.

Durch Eigenkapitaltransaktionen mit Tochterunternehmen, die nicht zu einem Wechsel des Beherrschungsstatus führten, veränderten sich die Anteile der Aktionäre der RWE AG am Konzerneigenkapital um insgesamt –4 Mio. € (Vorjahr: 1.425 Mio. €) und die Anteile anderer Gesellschafter um insgesamt –15 Mio. € (Vorjahr: 1.162 Mio. €). Die Anteile der Aktionäre der RWE AG am Konzerneigenkapital erhöhten sich im Vorjahr im Wesentlichen durch die Differenz zwischen der erhaltenen Gegenleistung für die veräußerten Aktien und dem auf die veräußerten Anteile entfallenen Buchwert im Rahmen des Börsengangs der innogy SE.

Im **Accumulated Other Comprehensive Income** werden die Änderungen der beizulegenden Zeitwerte der zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumente, der Cash Flow Hedges und der Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten sowie die Währungsdifferenzen bei der Umrechnung ausländischer Abschlüsse erfasst.

Zum 31. Dezember 2017 betrug der auf at-Equity-bilanzierte Beteiligungen entfallende Anteil am Accumulated Other Comprehensive Income 11 Mio. € (Vorjahr: 26 Mio. €).

Im Berichtsjahr wurden Unterschiedsbeträge aus der Währungsumrechnung in Höhe von 13 Mio. €, die ursprünglich erfolgsneutral gebucht worden waren, als Aufwand realisiert (Vorjahr: 1 Mio. € Ertrag). Bislang erfolgsneutral berücksichtigte anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen wurden im Berichtsjahr in Höhe von 0 Mio. € als Aufwand realisiert (Vorjahr: 2 Mio. €).

Gewinnverwendungsvorschlag

Wir schlagen der Hauptversammlung vor, den Bilanzgewinn der RWE AG für das Geschäftsjahr 2017 wie folgt zu verwenden:

Ausschüttung einer Dividende von 0,50 € und einer Sonderdividende von 1,00 € aus rückerstatteter Kernbrennstoffsteuer je dividendenberechtigte Stamm- und Vorzugsaktie.

Dividende	922.118.248,50 €
Gewinnvortrag	97.501,60 €
Bilanzgewinn	922.215.750,10 €

Die für das Geschäftsjahr 2016 ausgeschüttete Dividende belief sich laut Beschluss der Hauptversammlung der RWE AG vom 27. April 2017 auf 0,13 € je dividendenberechtigte Vorzugsaktie. Die Ausschüttung für die Inhaber von Stammaktien wurde ausgesetzt. Die Ausschüttung an die Aktionäre der RWE AG betrug 5 Mio. €.

Anteile anderer Gesellschafter

Unter dieser Position ist der Anteilsbesitz Dritter an den Konzerngesellschaften erfasst.

Von den direkt im Eigenkapital erfassten Erträgen und Aufwendungen (Other Comprehensive Income – OCI) entfallen die folgenden Anteile auf andere Gesellschafter:

Anteile anderer Gesellschafter am OCI	2017	2016
in Mio. €		
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	165	182
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	-14	-29
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die nicht erfolgswirksam umzugliedern sind	151	153
Unterschied aus der Währungsumrechnung	35	-219
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten	5	18
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherheitsbeziehung	-2	2
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	-3	6
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die zukünftig erfolgswirksam umzugliedern sind	35	-193
	186	-40

Wesentliche Anteile anderer Gesellschafter entfallen auf den innogy-Konzern:

Tochterunternehmen mit wesentlichen Anteilen anderer Gesellschafter	innogy-Konzern	
	31.12.2017	31.12.2016
in Mio. €		
Bilanz		
Langfristige Vermögenswerte	36.502	36.239
Kurzfristige Vermögenswerte	10.312	10.651
Langfristige Schulden	22.913	24.442
Kurzfristige Schulden	12.649	11.781
Gesamtergebnisrechnung		
Umsatzerlöse	41.119	41.549
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)	722	-457
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)	1.871	1.329
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	2.654	2.674
Anteile anderer Gesellschafter	4.135	3.997
Dividenden an andere Gesellschafter	469	231
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	492	219
Anteilsquote anderer Gesellschafter an der innogy SE	23,2 %	23,2 %

Über die angegebene 23,2%-Anteilsquote anderer Gesellschafter an der innogy SE hinaus bestehen auch Anteile anderer Gesellschafter an Tochterunternehmen der innogy SE.

(22) Aktienkursbasierte Vergütungen

Für Führungskräfte der RWE AG und innogy SE sowie nachgeordneter verbundener Unternehmen gibt es Long-Term-Incentive-Pläne (LTIP) als aktienkursbasierte Vergütungssysteme mit der Bezeichnung „Strategic Performance Plan“ (SPP) und das auslaufende Vorgängermodell „Beat 2010“. Die Aufwendungen daraus werden von den Konzerngesellschaften getragen, bei denen die Bezugsberechtigten beschäftigt sind.

Der LTIP SPP wurde 2016 eingeführt. Er verwendet ein aus der Mittelfristplanung abgeleitetes, internes Erfolgsziel (bereinigtes Nettoergebnis) und berücksichtigt die Entwicklung des Aktienkurses der

RWE AG bzw. der innogy SE. Die Führungskräfte erhalten eine Anzahl bedingt zugeteilter, virtueller Aktien (Performance Shares). Die finale Anzahl der virtuellen Aktien einer Tranche wird nach einem Jahr anhand der Zielerreichung des bereinigten Nettoergebnisses ermittelt. Die jeweils begebenen Tranchen aus dem LTIP SPP haben eine Laufzeit von vier Jahren, bevor es zu einer möglichen Auszahlung kommt. Voraussetzung für die Teilnahme an dem Programm war der Verzicht auf noch nicht verfallene Optionen des Vorgängermodells Beat 2010. Die Verzichtserklärungen sind weitaus überwiegend erfolgt. Das Programm ist bis auf unwesentliche Restbestände erloschen.

SPP RWE AG	Tranche 2016	Tranche 2017
Laufzeitbeginn	01.01.2016	01.01.2017
Anzahl bedingt zugeteilter Performance Shares	486.436	1.338.027
Laufzeit	4 Jahre	4 Jahre
Erfolgsziel	Bereinigtes Nettoergebnis	Bereinigtes Nettoergebnis
Obergrenze/Stückzahl Performance Shares	150 %	150 %
Obergrenze/Auszahlungsbetrag	200 %	200 %
Ermittlung der Auszahlung	<p>Der Auszahlungsbetrag errechnet sich aus der festgeschriebenen Anzahl endgültig gewährter Performance Shares multipliziert mit der Summe aus</p> <p>a) dem arithmetischen Mittel der Schlusskurse (mit allen verfügbaren Nachkommastellen) der RWE Stammaktie (ISIN DE 000703129) im Xetra-Handel der Deutsche Börse AG (oder eines im Handel an die Stelle des Xetra-Systems tretenden Nachfolgesystems) über die letzten 30 Börsenhandelstage vor dem Ende des Erdienungszeitraums („vesting period“), kaufmännisch gerundet auf zwei Dezimalstellen, und</p> <p>b) den in den Geschäftsjahren zwischen der Festschreibung der Performance Shares und dem Ende des Erdienungszeitraums pro Aktie ausgezahlten Dividenden; Dividenden werden nicht verzinst oder reinvestiert. Fällt eine Dividendenzahlung in den 30-tägigen Zeitraum der Kursermittlung gemäß lit. a), dann werden die Kurse der Handelstage vor der Zahlung („Cum-Kurse“) um die Dividende bereinigt, da die Dividende ansonsten anteilig doppelt berücksichtigt würde.</p> <p>Auszahlungsbetrag = (Anzahl endgültig festgeschriebener Performance Shares) x (arithmetisches Mittel des Aktienkurses + gezahlte Dividenden)</p> <p>Der so ermittelte Auszahlungsbetrag ist betragsmäßig auf 200 % des Zuteilungsbetrags begrenzt.</p>	
Wechsel der Unternehmenskontrolle/Fusion	<p>Ein Wechsel der Unternehmenskontrolle („Kontrollwechsel“) liegt vor, wenn entweder</p> <p>a) ein Aktionär durch das Halten von mindestens 30 % der Stimmrechte – einschließlich der ihm nach § 30 des Wertpapiererwerbs- und Übernahmegesetz (WpÜG) zuzurechnenden Stimmrechte Dritter – die Kontrolle i. S. v. § 29 WpÜG erworben hat oder</p> <p>b) mit der RWE AG als abhängigem Unternehmen ein Beherrschungsvertrag nach § 291 AktG wirksam abgeschlossen worden ist oder</p> <p>c) die RWE AG gemäß § 2 Umwandlungsgesetz mit einem anderen konzernfremden Rechtsträger verschmolzen wurde, es sei denn, der Wert des anderen Rechtsträgers beträgt ausweislich des vereinbarten Umtauschverhältnisses weniger als 50 % des Werts der RWE AG. In diesem Fall ist lit. a) nicht anwendbar.</p> <p>Kommt es zu einem Kontrollwechsel, werden alle Performance Shares, die bereits final festgeschrieben wurden und noch nicht zur Auszahlung gelangt sind, vorzeitig ausbezahlt. Der Auszahlungsbetrag wird in entsprechender Anwendung der Ausübungsbedingungen ermittelt, wobei abweichend hiervon auf die letzten 30 Börsenhandelstage vor der Verlautbarung des Kontrollwechsels abzustellen ist, zuzüglich der in den Geschäftsjahren zwischen der Festschreibung der Performance Shares und dem Zeitpunkt des Kontrollwechsels, bezogen auf die festgeschriebene Anzahl an Performance Shares, pro Aktie ausgezahlten Dividenden. Der so berechnete Auszahlungsbetrag wird mit der nächstmöglichen Gehaltsabrechnung an den Planteilnehmer ausbezahlt.</p> <p>Alle zum Zeitpunkt des Kontrollwechsels bedingt gewährten Performance Shares verfallen ersatz- und entschädigungslos.</p>	
Form des Ausgleichs	Barvergütung	Barvergütung
Auszahlungszeitpunkt	2020	2021

SPP innogy SE	Tranche 2016	Tranche 2017
Laufzeitbeginn	01.01.2016	01.01.2017
Anzahl bedingt zugeteilter Performance Shares	352.834	1.178.133
Laufzeit	4 Jahre	4 Jahre
Erfolgsziel	Bereinigtes Nettoergebnis	Bereinigtes Nettoergebnis
Obergrenze/Stückzahl Performance Shares	150 %	150 %
Obergrenze/Auszahlungsbetrag	200 %	200 %
Ermittlung der Auszahlung	<p>Der Auszahlungsbetrag errechnet sich aus der festgeschriebenen Anzahl endgültig gewährter Performance Shares multipliziert mit der Summe aus</p> <p>a) dem arithmetischen Mittel der Schlusskurse (mit allen verfügbaren Nachkommastellen) der innogy SE (ISIN DE 000A2AADD2) im Xetra-Handel der Deutsche Börse AG (oder eines im Handel an die Stelle des Xetra-Systems tretenden Nachfolgesystems) über die letzten 30 Börsenhandelstage vor dem Ende des Erdienungszeitraums, kaufmännisch gerundet auf zwei Dezimalstellen, und</p> <p>b) der in den Geschäftsjahren zwischen der Festschreibung der Performance Shares und dem Ende des Erdienungszeitraums pro Aktie ausgezahlten Dividenden; Dividenden werden nicht verzinst oder reinvestiert. Fällt eine Dividendenzahlung in den 30-tägigen Zeitraum der Kursermittlung gemäß lit. a), dann werden die Kurse der Handelstage vor der Zahlung („Cum-Kurse“) um die Dividende bereinigt, da die Dividende ansonsten anteilig doppelt berücksichtigt würde.</p> <p>Auszahlungsbetrag = (Anzahl endgültig festgeschriebener Performance Shares) x (arithmetisches Mittel des Aktienkurses + gezahlte Dividenden)</p> <p>Der so ermittelte Auszahlungsbetrag ist dabei betragsmäßig auf 200 % des Zuteilungsbetrags begrenzt.</p>	
Wechsel der Unternehmenskontrolle/Fusion	<p>Ein Wechsel der Unternehmenskontrolle („Kontrollwechsel“) liegt vor, wenn entweder</p> <p>a) ein Aktionär durch das Halten von mindestens 30 % der Stimmrechte – einschließlich der ihm nach § 30 des Wertpapiererwerbs- und Übernahmegesetz (WpÜG) zuzurechnenden Stimmrechte Dritter – die Kontrolle i. S. v. § 29 WpÜG erworben hat, wobei die RWE AG oder ein RWE-Konzernunternehmen zu diesem Zeitpunkt keine Kontrolle i. S. d. § 29 WpÜG (30 % der Stimmrechte) mehr besitzen darf, oder</p> <p>b) von einer Gesellschaft, die nicht dem RWE-Konzern angehört, mit der innogy SE als abhängigem Unternehmen ein Beherrschungsvertrag nach § 291 AktG wirksam abgeschlossen worden ist oder</p> <p>c) die innogy SE gemäß § 2 Umwandlungsgesetz mit einem anderen konzernfremden Rechtsträger verschmolzen wurde, es sei denn, der Wert des anderen Rechtsträgers beträgt ausweislich des vereinbarten Umtauschverhältnisses weniger als 50 % des Werts der innogy SE. In diesem Fall ist lit. a) nicht anwendbar.</p> <p>Kommt es zu einem Kontrollwechsel, werden alle Performance Shares, die bereits final festgeschrieben wurden und noch nicht zur Auszahlung gelangt sind, vorzeitig ausbezahlt. Der Auszahlungsbetrag wird in entsprechender Anwendung der Ausübungsbedingungen ermittelt, wobei abweichend hiervon auf die letzten 30 Börsenhandelstage vor der Verlautbarung des Kontrollwechsels abzustellen ist, zuzüglich der in den Geschäftsjahren zwischen der Festschreibung der Performance Shares und dem Zeitpunkt des Kontrollwechsels, bezogen auf die festgeschriebene Anzahl an Performance Shares, pro Aktie ausgezahlten Dividenden. Der so berechnete Auszahlungsbetrag wird mit der nächstmöglichen Gehaltsabrechnung an den Planteilnehmer ausbezahlt.</p> <p>Alle zum Zeitpunkt des Kontrollwechsels bedingt gewährten Performance Shares verfallen ersatz- und entschädigungslos.</p>	
Form des Ausgleichs	Barvergütung	Barvergütung
Auszahlungszeitpunkt	2020	2021

Der beizulegende Zeitwert der im Rahmen von SPP bedingt zugeteilten Performance Shares umfasste zum Zeitpunkt der Zuteilung die nachfolgend aufgeführten Beträge:

Performance Shares aus SPP der RWE AG in €	Tranche 2016	Tranche 2017
Beizulegender Zeitwert pro Stück	13,78	11,62

Performance Shares aus SPP der innogy SE in €	Tranche 2016	Tranche 2017
Beizulegender Zeitwert pro Stück	37,13	32,07

Die beizulegenden Zeitwerte der Tranchen ergeben sich aus dem aktuellen Aktienkurs der RWE AG bzw. innogy SE zuzüglich der Dividenden pro Aktie, die während der Laufzeit der jeweiligen Tranche bereits an die Aktionäre ausgezahlt wurden. Die begrenzte Auszahlung je SPP wurde über eine verkaufte Call-Option abgebildet. Der über das Black-Scholes-Modell ermittelte Optionswert wurde abgezogen. Bei der Optionspreisermittlung wurden die in den Programm-

bedingungen festgelegten maximalen Auszahlungsbeträge je bedingt zugeteiltem SPP (=Strike der Option), die restlaufzeitbezogenen Diskontierungszinssätze, die Volatilitäten und die erwarteten Dividenden der RWE AG bzw. der innogy SE berücksichtigt. Im abgelaufenen Geschäftsjahr zeigte sich folgende Entwicklung der Performance Shares:

Performance Shares aus SPP der RWE AG Stückzahl	Tranche 2016	Tranche 2017
Ausstehend zu Beginn des Geschäftsjahres	486.436	
Zugesagt		1.338.027
Veränderung (zugeteilt/verfallen)	-40.401	
Ausgezahlt		
Ausstehend zum Ende des Geschäftsjahres	446.035	1.338.027
Auszahlbar am Ende des Geschäftsjahres		

Performance Shares aus SPP der innogy SE Stückzahl	Tranche 2016	Tranche 2017
Ausstehend zu Beginn des Geschäftsjahres	352.834	
Zugesagt		1.178.133
Veränderung (zugeteilt/verfallen)	107.738	
Ausgezahlt		
Ausstehend zum Ende des Geschäftsjahres	460.572	1.178.133
Auszahlbar am Ende des Geschäftsjahres		

Aus dem aktienkursbasierten Vergütungssystem entstanden im Berichtszeitraum Aufwendungen von insgesamt 19 Mio. € (Vorjahr: 5 Mio. €). Zum Bilanzstichtag beliefen sich die Rückstellungen für aktienkursbasierte Vergütungen mit Barausgleich auf 25 Mio. € (Vorjahr: 6 Mio. €).

(23) Rückstellungen

Rückstellungen in Mio. €	31.12.2017			31.12.2016		
	Langfristig	Kurzfristig	Gesamt	Langfristig	Kurzfristig	Gesamt
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	5.420		5.420	6.761		6.761
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	5.725	280	6.005	5.404	7.295	12.699
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.263	60	2.323	2.288	75	2.363
	13.408	340	13.748	14.453	7.370	21.823
Sonstige Rückstellungen						
Verpflichtungen aus dem Personalbereich (ohne Restrukturierungen)	723	844	1.567	430	633	1.063
Verpflichtungen aus Restrukturierungen	234	83	317	914	220	1.134
Steuerrückstellungen	1.620	349	1.969	1.643	312	1.955
Einkaufs- und Verkaufsverpflichtungen	1.208	321	1.529	1.219	289	1.508
Rückstellungen für den Rückbau von Windparks	359	1	360	334		334
Sonstige Rückbau- und Nachrüstungsverpflichtungen	587	78	665	465	34	499
Umweltschutzverpflichtungen	108	38	146	123	19	142
Zinszahlungsverpflichtungen	398	11	409	391	41	432
Rückgabeverpflichtungen CO ₂ -Emissionsrechte/Zertifikate alternativer Energien		1.600	1.600		1.627	1.627
Übrige sonstige Rückstellungen	604	1.472	2.076	714	1.630	2.344
	5.841	4.797	10.638	6.233	4.805	11.038
	19.249	5.137	24.386	20.686	12.175	32.861

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen. Die betriebliche Altersversorgung umfasst beitragsorientierte und leistungsorientierte Versorgungssysteme. Die leistungsorientierten Versorgungszusagen betreffen im Wesentlichen endgehaltsabhängige Versorgungszusagen.

In beitragsorientierte Versorgungssysteme sind im Berichtsjahr 45 Mio. € (Vorjahr: 44 Mio. €) eingezahlt worden. Mit erfasst sind Beiträge von RWE im Rahmen eines Versorgungsplans in den Niederlanden, der Zusagen verschiedener Arbeitgeber umfasst. Hier stellt der Versorgungsträger den teilnehmenden Unternehmen keine Informationen zur Verfügung, die die anteilige Zuordnung von Verpflichtung, Planvermögen und Dienstzeitaufwand erlauben. Im Konzernabschluss erfolgt daher die Berücksichtigung der Beiträge entsprechend einer beitragsorientierten Versorgungszusage, obwohl es sich um einen leistungsorientierten Pensionsplan handelt. Der Pensionsplan für Arbeitnehmer in den Niederlanden wird von der Stichting Pensioenfonds ABP (vgl. www.abp.nl/) verwaltet. Die Beiträge zum Pensionsplan bemessen sich als Prozentsatz des Gehalts und werden von Arbeitnehmern und Arbeitgebern getragen. Der Beitragssatz wird von ABP festgelegt. Mindestdotierungspflichten bestehen nicht. In den ABP-Pensionsfonds werden im Geschäftsjahr 2018 voraussichtlich ca. 20 Mio. € (Vorjahr: 16 Mio. €) Arbeitgeberbeiträge eingezahlt. Die Beiträge werden für die Gesamtheit der Begünstigten verwendet. Sofern die Mittel von ABP nicht ausreichen, kann ABP entweder die Pensionsleistungen und -anwartschaften kürzen oder

die Arbeitgeber- und Arbeitnehmerbeiträge erhöhen. Falls RWE den ABP-Pensionsplan kündigen sollte, wird ABP eine Austrittszahlung erheben. Diese ist u. a. abhängig von der Anzahl der Planteilnehmer, der Höhe des Gehalts und der Altersstruktur der Teilnehmer. Zum 31. Dezember 2017 betrug die Anzahl unserer aktiven Planteilnehmer rund 2.000 (Vorjahr: ca. 2.100).

RWE hat zur Finanzierung der Pensionszusagen für deutsche Konzerngesellschaften im Rahmen eines Contractual Trust Arrangement (CTA) Vermögenswerte auf den RWE Pensionstreuhand e. V. übertragen. Es besteht keine Verpflichtung zu weiteren Dotierungen. Aus dem Treuhandvermögen wurden Mittel auf die RWE Pensionsfonds AG übertragen, mit denen Pensionsverpflichtungen gegenüber dem wesentlichen Teil der Mitarbeiter gedeckt werden, die bereits in den Ruhestand getreten sind. Die RWE Pensionsfonds AG unterliegt dem Versicherungsaufsichtsgesetz und der Beaufsichtigung durch die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin). Soweit im Pensionsfonds eine aufsichtsrechtliche Unterdeckung entsteht, ist eine Nachschussforderung an den Arbeitgeber zu stellen. Unabhängig von den genannten Regelungen bleibt die Haftung des Arbeitgebers erhalten. Die Organe des RWE Pensionstreuhand e. V. und der RWE Pensionsfonds AG haben für eine vertragskonforme Verwendung der verwalteten Mittel zu sorgen und damit die Voraussetzung für die Anerkennung als Planvermögen zu erfüllen.

In Großbritannien ist es gesetzlich vorgeschrieben, dass leistungsorientierte Versorgungspläne mit ausreichenden und angemessenen Vermögenswerten zur Deckung der Pensionsverpflichtungen ausgestattet werden. Die betriebliche Altersvorsorge in Großbritannien erfolgt über den branchenweiten Electricity Supply Pension Scheme (ESPS), in dem RWE und innogy jeweils eigene zweckgebundene und voneinander unabhängige Sektionen besitzen. Diese werden von Treuhändern verwaltet, die von den Mitgliedern der Pensionspläne gewählt bzw. von den Trägerunternehmen ernannt werden. Die Treuhänder sind für das Management der Pensionspläne verantwortlich. Hierzu zählen Investitionen, Rentenzahlungen und Finanzierungspläne. Die Pensionspläne umfassen jeweils die zugehörigen Versorgungsverpflichtungen und das zugehörige Planvermögen für Tochterunternehmen des innogy-Konzerns und des RWE-Konzerns. Es ist gesetzlich vorgeschrieben, dass alle drei Jahre eine technische Bewertung der erforderlichen Finanzierung der Pensionspläne durchzuführen ist. Dabei werden die Versorgungsverpflichtungen auf Basis konservativer Annahmen bewertet, die von den Vorgaben nach IFRS abweichen. Die zugrunde liegenden versicherungsmathematischen Annahmen beinhalten im Wesentlichen die unterstellte Lebenserwartung der Mitglieder der Pensionspläne ebenso wie Annahmen zu Inflation, Rechnungszinssätzen und Markttrenditen des Planvermögens.

Die letzten technischen Bewertungen für die RWE- und innogy-Sektionen des ESPS wurden zum 31. März 2016 durchgeführt. In Summe ergab sich ein technisches Finanzierungsdefizit von 574,6 Mio. £. RWE, innogy und die Treuhänder haben daraufhin einen Plan über jährliche Einzahlungen aufgestellt, mit denen das Defizit ausgeglichen werden soll. Diese Einzahlungen wurden für den Zeitraum von 2017 bis 2025 vorausgerechnet. Für 2017 ist ein Betrag von 106 Mio. £, für 2018 bis 2021 von jeweils 76 Mio. £ und für 2022 bis 2025 von jeweils 39,6 Mio. £ festgelegt worden. Noch im Oktober 2016 wurde vorzeitig eine Zahlung von nominal 45,4 Mio. £ geleistet. Die nächste Bewertung muss bis zum 31. März 2019 erfolgen. Die Gesellschaft und die Treuhänder haben von diesem Zeitpunkt an 15 Monate Zeit, um der technischen Bewertung zuzustimmen.

Die Zahlungen für den Ausgleich des Defizits werden den teilnehmenden Gesellschaften basierend auf einer vertraglichen Vereinbarung in Rechnung gestellt. Darüber hinaus werden regelmäßig Einzahlungen für die Finanzierung der jährlich neu erdienten, die Pensionsansprüche erhöhenden Anwartschaften aktiver Mitarbeiter geleistet.

Die Rückstellung für leistungsorientierte Versorgungssysteme wird nach versicherungsmathematischen Methoden ermittelt. Dabei legen wir folgende Rechnungsannahmen zugrunde:

Rechnungsannahmen in %	31.12.2017		31.12.2016	
	Inland	Ausland ¹	Inland	Ausland ¹
Abzinsungsfaktor	2,00	2,30	1,80	2,50
Gehaltssteigerungsrate	2,35	3,20	2,35	3,30
Rentensteigerungsrate	1,00, 1,60 bzw. 1,75	2,10 bzw. 3,00	1,00, 1,60 bzw. 1,75	2,20 bzw. 3,10

1 Betrifft Versorgungszusagen an Beschäftigte des RWE-Konzerns in Großbritannien

Zusammensetzung des Planvermögens (Zeitwerte) in Mio. €	31.12.2017				31.12.2016			
	Inland ¹	Davon: Level 1 nach IFRS 13	Ausland ²	Davon: Level 1 nach IFRS 13	Inland ¹	Davon: Level 1 nach IFRS 13	Ausland ²	Davon: Level 1 nach IFRS 13
Aktien, börsengehandelte Fonds	3.559	1.699	662	254	3.225	3.145	761	761
Zinstragende Titel	6.874		4.793	2.109	6.603		4.653	2.458
Immobilien	17				50			
Mischfonds ³	1.326	364			1.427	800		
Alternative Investments	1.412	544	922		1.345	936	988	
Sonstiges ⁴	241	102	193	8	381	100	169	7
	13.429	2.709	6.570	2.371	13.031	4.981	6.571	3.226

1 Beim Planvermögen im Inland handelt es sich im Wesentlichen um treuhänderisch durch den RWE Pensionstreuhand e.V. verwaltetes Vermögen der RWE AG und weiterer Konzernunternehmen sowie Vermögen der RWE Pensionsfonds AG.

2 Beim ausländischen Planvermögen handelt es sich um Vermögen zweier britischer Pensionsfonds zur Abdeckung von Versorgungszusagen an Beschäftigte des RWE-Konzerns in Großbritannien.

3 Darin enthalten sind Dividendenpapiere und zinstragende Titel.

4 Darin enthalten sind Rückdeckungsansprüche gegenüber Versicherungen und sonstiges Kassenvermögen von Unterstützungskassen.

Grundlage der Kapitalanlagepolitik in Deutschland sind eine detaillierte Analyse des Planvermögens und der Pensionsverpflichtungen und deren Verhältnis zueinander, um die bestmögliche Anlagestrategie festzulegen (Asset-Liability-Management-Studie). Über einen Optimierungsprozess werden diejenigen Portfolios identifiziert, die für ein gegebenes Risiko den jeweils besten Zielwert erwirtschaften. Aus diesen effizienten Portfolios wird eins ausgewählt und die strategische Asset-Allokation bestimmt; außerdem werden die damit verbundenen Risiken detailliert analysiert.

Der Schwerpunkt der strategischen Kapitalanlage liegt auf in- und ausländischen Staatsanleihen. Zur Steigerung der Durchschnittsverzinsung werden auch höherverzinsliche Unternehmensanleihen in das Portfolio aufgenommen. Aktien haben im Portfolio ein geringeres Gewicht als Rentenpapiere. Die Anlage erfolgt in verschiedenen Regionen. Aus der Anlage in Aktien soll langfristig eine Risikoprämie gegenüber Rentenanlagen erzielt werden. Um zusätzlich möglichst

gleichmäßig hohe Erträge zu erreichen, wird auch in Produkte investiert, die im Zeitablauf relativ gleichmäßig positive Erträge erzielen sollen. Darunter werden Produkte verstanden, deren Erträge wie die von Rentenanlagen schwanken, jedoch mittelfristig einen Mehrertrag erzielen, sogenannte Absolute-Return-Produkte (u. a. auch Dach-Hedge-Fonds).

In Großbritannien berücksichtigt die Kapitalanlage die Struktur der Pensionsverpflichtungen sowie Liquiditäts- und Risikoaspekte. Dabei ist es das Ziel der Anlagestrategie, den Kapitaldeckungsgrad der Pensionspläne zu erhalten und die vollständige Finanzierung der Pensionspläne über den Zeitablauf sicherzustellen. Zur Minderung der Finanzierungskosten werden auch Anlagen mit einem höheren Risiko eingegangen, um Überschussrenditen zu erwirtschaften. Der Schwerpunkt der Kapitalanlage liegt auf Staats- und Unternehmensanleihen.

Die Pensionsrückstellungen für Versorgungsansprüche haben sich folgendermaßen verändert:

Veränderung der Pensionsrückstellungen in Mio. €	Barwert der Versorgungs- ansprüche	Zeitwert des Planvermögens	Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen	Gesamt
Stand: 01.01.2017	26.334	19.602	29	6.761
Laufender Dienstzeitaufwand	325			325
Zinsaufwand/Zinsertrag	501	381		120
Vermögensertrag der Fonds abzüglich Zinskomponente		744		-744
Gewinne/Verluste aus Veränderung demografischer Annahmen	-145			-145
Gewinne/Verluste aus Veränderung finanzieller Annahmen	-528			-528
Erfahrungsbedingte Gewinne/Verluste	-89			-89
Währungsanpassungen	-246	-233		-13
Arbeitnehmerbeiträge an die Fonds	12	12		
Arbeitgeberbeiträge an die Fonds ¹		476		-476
Rentenzahlungen der Fonds ²	-1.069	-980		-89
Änderungen des Konsolidierungskreises/Umbuchungen	278	3		275
Nachverrechneter Dienstzeitaufwand	-57			-57
Allgemeine Verwaltungskosten		-6		6
Veränderung des aktivisch ausgewiesenen Nettovermögens			74	74
Stand: 31.12.2017	25.316	19.999	103	5.420
Davon: Inland	18.613	13.429	103	5.287
Davon: Ausland	6.703	6.570		133

1 Davon 190 Mio. € Erst-/Nachdotierung von Planvermögen und 286 Mio. € im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit

2 Enthalten im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit

Veränderung der Pensionsrückstellungen	Barwert der Versorgungsansprüche	Zeitwert des Planvermögens	Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen	Gesamt
in Mio. €				
Stand: 01.01.2016	24.804	18.977	15	5.842
Laufender Dienstzeitaufwand	290			290
Zinsaufwand/Zinsertrag	632	498		134
Vermögensertrag der Fonds abzüglich Zinskomponente		1.409		-1.409
Gewinne/Verluste aus Veränderung demografischer Annahmen	110			110
Gewinne/Verluste aus Veränderung finanzieller Annahmen	3.031			3.031
Erfahrungsbedingte Gewinne/Verluste	-664			-664
Währungsanpassungen	-1.064	-970		-94
Arbeitnehmerbeiträge an die Fonds	13	13		
Arbeitgeberbeiträge an die Fonds ¹		637		-637
Rentenzahlungen der Fonds ²	-1.037	-953		-84
Änderungen des Konsolidierungskreises	278			278
Nachverrechneter Dienstzeitaufwand	-59			-59
Allgemeine Verwaltungskosten		-9		9
Veränderung des aktivisch ausgewiesenen Nettovermögens			14	14
Stand: 31.12.2016	26.334	19.602	29	6.761
Davon: Inland	19.266	13.031	29	6.264
Davon: Ausland	7.068	6.571		497

1 Davon 382 Mio. € Erst-/Nachdotierung von Planvermögen und 255 Mio. € im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit

2 Enthalten im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit

Veränderungen der versicherungsmathematischen Annahmen würden zu folgenden Veränderungen des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen führen:

Sensitivitätsanalyse Pensionsrückstellungen	Veränderungen des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen				
	in Mio. €	31.12.2017		31.12.2016	
Veränderung des Rechnungszinses um +50/-50 Basispunkte					
- Inland		-1.370	1.554	-1.418	1.602
- Ausland		-485	554	-522	596
Veränderung des Gehaltstrends um -50/+50 Basispunkte					
- Inland		-151	158	-151	159
- Ausland		-61	71	-65	76
Veränderung des Rententrends um -50/+50 Basispunkte					
- Inland		-937	1.027	-991	1.087
- Ausland		-350	394	-380	416
Erhöhung der Lebenserwartung um ein Jahr					
- Inland			772		779
- Ausland			245		260

Die Sensitivitätsanalysen basieren auf der Änderung jeweils einer Annahme, wobei alle anderen Annahmen konstant gehalten werden. Die Realität wird wahrscheinlich davon abweichen. Die Methoden zur Berechnung der zuvor genannten Sensitivitäten und zur Berechnung der Pensionsrückstellung stimmen überein. Die Abhängigkeit der Pensionsrückstellungen vom Marktzinsniveau wird durch einen gegenläufigen Effekt begrenzt. Hintergrund ist, dass die Verpflichtungen aus betrieblichen Altersversorgungsplänen überwiegend fondsgedeckt sind und das Planvermögen zum großen Teil negativ mit den Markttrenditen festverzinslicher Wertpapiere korreliert. Deshalb schlagen sich rückläufige Marktzinsen typischerweise in einem Anstieg des Planvermögens nieder, steigende Marktzinsen hingegen vermindern i. d. R. das Planvermögen.

Der Barwert der Versorgungsverpflichtungen abzüglich des beizulegenden Zeitwertes des Planvermögens ergibt die Nettosition aus fondsfinanzierten und nicht fondsfinanzierten Versorgungsverpflichtungen.

Die bilanzierte Pensionsrückstellung für fondsfinanzierte und nicht fondsfinanzierte Versorgungsansprüche betrug 3.694 Mio. € (Vorjahr: 4.883 Mio. €) bzw. 1.726 Mio. € (Vorjahr: 1.878 Mio. €).

Der nachverrechnete Dienstzeitaufwand enthielt im Geschäftsjahr 2017 weitestgehend Effekte im Zusammenhang mit Restrukturierungsmaßnahmen im Inland sowie der Neubewertung einer Ruhegeldverordnung. Im Vorjahr beruhte der nachverrechnete Dienstzeitaufwand im Wesentlichen auf Restrukturierungsmaßnahmen im Inland.

Inländische Betriebsrenten unterliegen einer im Dreijahresrhythmus stattfindenden Anpassungsprüfungspflicht nach dem Gesetz zur Verbesserung der betrieblichen Altersversorgung (§ 16 BetrAVG [Betriebsrentengesetz]). Einige Zusagen gewähren daneben jährliche Rentenanpassungen, die die gesetzliche Anpassungspflicht übersteigen können.

Einige Versorgungspläne im Inland garantieren ein bestimmtes Rentenniveau unter Einbeziehung der gesetzlichen Rente (Gesamtversorgungssysteme). Zukünftige Minderungen des gesetzlichen Rentenniveaus könnten damit zu höheren Rentenzahlungen durch RWE führen.

Die gewichtete durchschnittliche Laufzeit der Leistungsverpflichtung (Duration) betrug im Inland 16 Jahre (Vorjahr: 16 Jahre) und im Ausland 16 Jahre (Vorjahr: 16 Jahre).

Im Geschäftsjahr 2018 werden für leistungsorientierte Pläne voraussichtliche Zahlungen in Höhe von 400 Mio. € (geplant Vorjahr: 500 Mio. €) als unmittelbare Rentenleistungen und Einzahlungen in das Planvermögen getätigt werden.

Rückstellungen im Kernenergie- und Bergbaubereich	Stand: 01.01.2017	Zuführungen	Auflösungen	Zinsanteil	Änderungen Konsolidierungskreis, Währungsanpassungen, Umbuchungen	Inanspruchnahmen	Stand: 31.12.2017
in Mio. €							
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	12.699	469		24		-7.187	6.005
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.363	75	-111	109	-44	-69	2.323
	15.062	544	-111	133	-44	-7.256	8.328

Die **Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich** werden für die Kernkraftwerke Biblis A und B, Mülheim-Kärlich, Emsland und Lingen in voller Höhe angesetzt und für das Kernkraftwerk Gundremmingen A, B und C entsprechend dem RWE-Anteil an den Kernenergieverpflichtungen mit 75 %. Entsorgungsrückstellungen für das niederländische Kernkraftwerk Borssele werden – ebenfalls gemäß dem RWE-Anteil – zu 30 % einbezogen.

Am 16. Juni 2017 ist das Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung in Kraft getreten. Nach dem Gesetz übernimmt der Bund die Abwicklung und Finanzierung der Zwischen- und Endlagerung radioaktiver Abfälle, während die Zuständigkeit für die Stilllegung und den Rückbau der Anlagen sowie die Verpackung der radioaktiven Abfälle bei den Unternehmen verbleibt. Die auf den Bund übergegangenen Aufgaben werden aus einem von den Kernkraftwerksbetreibern dotierten Fonds finanziert. Am 3. Juli 2017 haben die Kernkraftwerksbetreiber den vollen Dotie-

rungsbeitrag von 24,1 Mrd. € an den Fonds überwiesen. Der Anteil von RWE betrug 6,8 Mrd. €, der sich aus dem Grundbetrag gemäß Entsorgungsfondsgesetz einschließlich Verzinsung von 5,0 Mrd. € sowie einem Risikozuschlag von 35,47 % in Höhe von 1,8 Mrd. € zusammensetzt. Der bilanziell in den Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich ausgewiesene Verpflichtungsbetrag lag mit 7,0 Mrd. € etwas über diesem Wert, denn er schloss Verpflichtungen ein, die sich aus dem Minderheitsanteil von E.ON am Kernkraftwerk Emsland ergeben und daher wirtschaftlich E.ON zuzurechnen waren.

Die bei RWE verbleibenden Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich werden nahezu ausschließlich als langfristige Rückstellungen mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag bilanziert. Nach heutigem Stand der Planung werden wir die Rückstellungen größtenteils bis 2045 in Anspruch nehmen. Der auf Basis des aktuellen Marktzinsniveaus für risikolose Geldanlagen ermittelte Diskontierungssatz betrug zum Bilanzstichtag 0,6 %

(Vorjahr: 0,4%), die auf Basis von Erwartungen zu den allgemeinen Lohn- und Preissteigerungen und dem Produktivitätsfortschritt abgeleitete Eskalationsrate 1,5% (Vorjahr: 1,3%). Der kernenergie-spezifische Realabzinsungssatz, also die Differenz zwischen Diskontierungszinssatz und Eskalationsrate, betrug damit -0,9% (Vorjahr: -0,9%). Eine Erhöhung (Absenkung) dieses Satzes um 0,1 Prozentpunkte würde den Barwert der Rückstellung um rund 50 Mio. € verringern (erhöhen).

Die Zuführungen zu den Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich liegen – ohne den Zinsanteil – bei 469 Mio. € (Vorjahr: 1.851 Mio. €). Neben mengenbedingten Erhöhungen des Verpflichtungsvolumens beruhen die Rückstellungszuführungen darauf, dass aktuelle Schätzungen per Saldo zu einer Erhöhung der erwarteten Entsorgungskosten geführt haben. Der Zinsanteil an der Zuführung zu den Rückstellungen beträgt 24 Mio. € (Vorjahr: 1.303 Mio. €). Von den Rückstellungsveränderungen wurden 272 Mio. € (Vorjahr: 349 Mio. €) bei den korrespondierenden Anschaffungskosten der sich noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke und Brennelemente aktiviert. Abgesetzt von den Rückstellungen wurden geleistete Anzahlungen für Dienstleistungen in Höhe von 8 Mio. € (Vorjahr: 166 Mio. €). Im Berichtsjahr haben wir überdies Rückstellungen in Höhe von 131 Mio. € für die Stilllegung von Kernkraftwerken in Anspruch genommen (Vorjahr: 135 Mio. €). Hierfür waren ursprünglich Stilllegungs- und Rückbaukosten in entsprechender Höhe aktiviert worden, und zwar bei den Anschaffungskosten der betreffenden Kernkraftwerke.

Das Atomgesetz (AtG) verpflichtet RWE dazu, radioaktive Reststoffe sowie ausgebaute oder abgebaute radioaktive Anlagenteile schadlos zu verwerten oder als radioaktive Abfälle geordnet zu beseitigen (direkte Endlagerung). Wir haben die Übertragung der Verpflichtungen zur Abwicklung und Finanzierung der Zwischen- und Endlagerung radioaktiver Abfälle auf den Bund zum Anlass genommen, unsere verbleibenden Rückstellungen für die Entsorgung im Kernenergiebereich neu zu untergliedern. Zukünftig strukturieren wir diese nach dem im Rahmen der Kraftwerksstilllegung anfallenden Restbetrieb, dem Abbau von Kernkraftwerksanlagen sowie den Kosten für die Reststoffbearbeitung und Abfallbehandlung der radioaktiven Abfälle.

Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich in Mio. €	31.12.2017	31.12.2016
Restbetrieb	2.577	2.195
Abbau	1.766	1.673
Reststoffbearbeitung und Abfallbehandlung	1.662	8.831
	6.005	12.699

Gemäß den Regelungen des Gesetzes zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung verbleibt die Zuständigkeit für die Stilllegung und den Rückbau der Anlagen sowie die Verpackung der radioaktiven Abfälle bei den Unternehmen. Der Stilllegungs- und Rückbauprozess umfasst dabei alle Tätigkeiten nach der endgültigen Einstellung des Leistungsbetriebs des Kernkraftwerks bis zur Entlassung des Kraftwerksstandortes aus dem Regelungsbereich des Atomgesetzes. Der eigentliche Rückbau beginnt im Anschluss an eine mehrjährige Nachbetriebsphase, in der die Brennelemente, die Betriebsmedien und die radioaktiven Betriebsabfälle aus der Anlage entfernt und die Rückbauplanung und das Genehmigungsverfahren abgeschlossen werden. Die Rückbautätigkeiten umfassen im Wesentlichen den Abbau der Einrichtungen, das Entfernen der radioaktiven Kontamination aus den Gebäudestrukturen, den Strahlenschutz sowie die behördliche Begleitung der Abbaumaßnahmen und des Restbetriebs.

Die Rückstellung für den Restbetrieb von Kernkraftwerksanlagen, die alle Aktivitäten umfasst, die weitgehend unabhängig von Abbau und Entsorgung anfallen, aber für einen sicheren bzw. genehmigungskonformen Anlagenzustand notwendig bzw. behördlich gefordert sind, weisen wir gesondert aus. Neben der Betriebsüberwachung und dem Objektschutz gehören hierzu im Wesentlichen der Strahlen- und Brandschutz sowie Infrastrukturanpassungen.

In der Rückstellung für den Abbau von Kernkraftwerksanlagen sind alle Maßnahmen zur Demontage von Anlagen, Anlagenteilen, Systemen und Komponenten sowie von Gebäuden enthalten, die im Rahmen des Atomgesetzes zurückgebaut werden müssen. Des Weiteren ist hier der konventionelle Rückbau von Kernkraftwerksanlagen berücksichtigt, sofern dafür gesetzliche oder sonstige Verpflichtungstatbestände vorliegen.

Die Rückstellung für Reststoffbearbeitung und Abfallbehandlung umfasst die Kosten für die Behandlung der radioaktiven Betriebsabfälle, die während des laufenden Betriebs entstanden sind bzw. beim Rückbau entstehen werden. Darin enthalten sind die verschiedenen Verfahren der Konditionierung, das Verpacken der schwach- und mittelradioaktiven Abfälle in geeignete Behälter sowie deren Transport an einen vom Bund mit der Zwischenlagerung beauftragten Dritten. Darüber hinaus sind auch die Kosten für die Rückführung der aus der Wiederaufarbeitung stammenden Abfälle sowie die Kosten für die fachgerechte Verpackung abgebrannter Brennelemente, d. h. Kosten für Beladung und Anschaffung von Transport- und Zwischenlagerbehältern, enthalten. Im Vorjahr wird unter dieser Position auch der Dotierungsbetrag an den Fonds ausgewiesen.

Im Auftrag des Kernkraftwerksbetreibers bewertet die international renommierte NIS Ingenieurgesellschaft mbH (NIS), Alzenau, jährlich die voraussichtlichen Restbetrieb- und Abbaukosten von Kernkraftwerken. Die Kosten werden anlagenspezifisch ermittelt und berücksichtigen den aktuellen Stand der Technik, die gegenwärtigen regulatorischen Vorgaben sowie die bisherigen praktischen Erfahrungen aus laufenden bzw. bereits abgeschlossenen Rückbauprojekten. Darüber hinaus fließen in die Kostenberechnungen aktuelle Entwicklungen ein. Darin eingeschlossen sind auch die Kosten für die Konditionierung und Verpackung der beim Rückbau entstehenden radioaktiven Abfälle sowie deren Transport an einen vom Bund mit der Zwischenlagerung beauftragten Dritten. Zudem basieren weitere Kostenschätzungen für die Entsorgung radioaktiver Abfälle auf Verträgen mit ausländischen Wiederaufarbeitungsunternehmen und anderen Entsorgungsbetrieben. Außerdem liegen ihnen Konzepte interner und externer Experten zugrunde, insbesondere der GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH (GNS) mit Sitz in Essen.

Die Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich lassen sich nach ihrer vertraglichen Konkretisierung wie folgt aufgliedern:

Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich in Mio. €	31.12.2017	31.12.2016
Rückstellung für noch nicht vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen	4.453	4.046
Rückstellung für vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen	1.552	8.653
	6.005	12.699

Die Rückstellung für noch nicht vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen umfasst die Kosten des Restbetriebs der laufenden Anlagen sowie die Kosten des Abbaus und der Reststoffbearbeitung und Abfallbehandlung der Stilllegungsabfälle.

Die Rückstellung für vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen enthält sämtliche Verpflichtungen, deren Bewertung durch zivilrechtliche Verträge konkretisiert ist. In den Verpflichtungen enthalten sind u. a. die zu erwartenden restlichen Kosten der Wiederaufarbeitung und der Rücknahme der daraus resultierenden radioaktiven Abfälle. Die Kosten ergeben sich aus bestehenden Verträgen mit ausländischen Wiederaufarbeitungsunternehmen und mit der GNS. Daneben sind die Kosten für die Anschaffung der Transport- und Zwischenlagerbehälter sowie deren Beladung mit abgebrannten Brennelementen im Rahmen der direkten Endlagerung berücksichtigt. Einbezogen werden auch die Beträge für die fachgerechte Verpackung radioaktiver Betriebsabfälle sowie die im Restbetrieb anfallenden Eigenpersonalkosten der endgültig außer Betrieb genommenen Anlagen. Im Vorjahr ist darunter auch der Dotierungsbetrag für den Fonds ausgewiesen.

Auch die **bergbaubedingten Rückstellungen** sind größtenteils langfristig. Sie werden mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag angesetzt. Davon wird über die kontinuierliche Reaktivierung der Tagebauflächen bis 2045 hinaus ein Großteil der Inanspruchnahmen zur Wiedernutzbarmachung der Braunkohletagebaue für den Zeitraum von 2030 bis 2100 erwartet. Die Kostenschätzungen basieren in wesentlichen Teilen auf externen Gutachten.

Aufgrund der Langfristigkeit der Verpflichtung werden sowohl die Eskalationsrate als auch der Diskontierungszinssatz als Durchschnittswerte über einen langen Vergleichszeitraum in der Vergangenheit ermittelt. Da sich die Inflationsentwicklung sowohl auf die Erfüllungsbeträge als auch auf das Zinsniveau auswirkt, ergibt sich durch diese Vorgehensweise ein konsistenter rückstellungsspezifischer Realabzinsungssatz als Differenz zwischen Diskontierungszinssatz und Eskalationsrate. Aufgrund der Entwicklung der langfristigen Kapitalmarktzinsen wurde der Diskontierungszinssatz im Berichtsjahr 2017 von 4,4 % auf 4,2 % gesenkt. Die Eskalationsrate, in der sowohl künftig erwartete Preis- und Kostensteigerungen als auch ein Risikozuschlag berücksichtigt sind, verringerte sich in gleichem Maße von 3,1 % auf 2,9 %. Der bergbauspezifische Realabzinsungssatz, also die Differenz zwischen Diskontierungszinssatz und Eskalationsrate, blieb daher mit 1,3 % unverändert. Eine Erhöhung (Absenkung) des Realabzinsungssatzes um 0,1 Prozentpunkte würde den Barwert der Rückstellung um rund 70 Mio. € verringern (erhöhen).

Im Berichtsjahr wurden den bergbaubedingten Rückstellungen 75 Mio. € (Vorjahr: 154 Mio. €) zugeführt (ohne Zinsanteil). Grund dafür sind mengenbedingte Erhöhungen des Verpflichtungsvolumens, von denen 48 Mio. € (Vorjahr: 108 Mio. €) unter dem Posten „Sachanlagen“ aktiviert wurden. Die Rückstellungsaufösungen in Höhe von 111 Mio. € (Vorjahr: 203 Mio. €) ergeben sich u. a. dadurch, dass aktuelle Schätzungen zu einer Absenkung der erwarteten Kosten der Wiedernutzbarmachung geführt haben. Der Zinsanteil erhöhte die bergbaubedingten Rückstellungen um 109 Mio. € (Vorjahr: 99 Mio. €).

Sonstige Rückstellungen	Stand: 01.01.2017	Zufüh- rungen	Auf- lösungen	Zinsanteil	Änderungen Konsolidie- rungskreis, Währungs- anpassun- gen, Um- buchungen	Inan- spruch- nahmen	Stand: 31.12.2017
in Mio. €							
Verpflichtungen aus dem Personalbereich (ohne Restrukturierungen)	1.063	719	-24	-3	576	-764	1.567
Verpflichtungen aus Restrukturierungen	1.134	119	-39	1	-855	-43	317
Steuerrückstellungen	1.955	347	-76		8	-265	1.969
Einkaufs- und Verkaufsverpflichtungen	1.508	591	-349	-4	6	-223	1.529
Rückstellungen für den Rückbau von Windparks	334	11	-29	49	-5		360
Sonstige Rückbau- und Nachrüstungsverpflichtungen	499	62	-22	33	114	-21	665
Umweltschutzverpflichtungen	142	8	-4	1	1	-2	146
Zinszahlungsverpflichtungen	432	14	-26			-11	409
Rückgabeverpflichtungen CO ₂ -Emissionsrechte/ Zertifikate alternativer Energien	1.627	1.814			-40	-1.801	1.600
Übrige sonstige Rückstellungen	2.344	685	-219	-22	-175	-537	2.076
	11.038	4.370	-788	55	-370	-3.667	10.638

Die **Steuerrückstellungen** umfassen im Wesentlichen Ertragsteuern.

Die **Rückstellungen für Verpflichtungen aus dem Personalbereich** umfassen im Wesentlichen Rückstellungen für Altersteilzeitregelungen, Abfindungen, ausstehenden Urlaub und Jubiläen sowie erfolgsabhängige Gehaltsbestandteile. Auf Basis aktueller Erwartungen gehen wir für die Mehrheit von einer Inanspruchnahme in den Jahren 2018 bis 2025 aus.

Die **Rückstellungen für Verpflichtungen aus Restrukturierungen** beziehen sich im Wesentlichen auf Maßnahmen für einen sozialverträglichen Personalabbau. Gegenwärtig gehen wir für die Mehrheit von einer Inanspruchnahme in den Jahren 2018 bis 2025 aus. Dabei werden Beträge für Personalmaßnahmen aus der Rückstellung für

Verpflichtungen aus Restrukturierungen in Rückstellungen für Verpflichtungen aus dem Personalbereich umgegliedert, sobald die zugrunde liegende Restrukturierungsmaßnahme konkretisiert ist. Dies ist der Fall, wenn individuelle Verträge zum sozialverträglichen Personalabbau von betroffenen Mitarbeitern unterschrieben wurden.

Die **Rückstellungen für Einkaufs- und Verkaufsverpflichtungen** umfassen vor allem drohende Verluste aus schwebenden Geschäften.

Aus heutiger Sicht wird der Großteil der Inanspruchnahme der **Rückstellungen für den Rückbau von Windparks** in den Jahren 2020 bis 2037 und der **sonstigen Rückbau- und Nachrüstungsverpflichtungen** in den Jahren 2018 bis 2060 erwartet.

(24) Finanzverbindlichkeiten

Finanzverbindlichkeiten in Mio. €	31.12.2017		31.12.2016	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Anleihen ¹	12.059	990	13.619	100
Commercial Paper		456		532
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.333	261	1.434	236
Sonstige Finanzverbindlichkeiten				
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte		389		569
Übrige sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.022	691	988	705
	14.414	2.787	16.041	2.142

1 Inkl. gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen

Von den langfristigen Finanzverbindlichkeiten waren 12.633 Mio. € (Vorjahr: 14.859 Mio. €) verzinslich.

Ende Februar 2017 wurde die rechtliche Übertragung der Schulden der RWE AG aus Senior-Anleihen auf die innogy SE erfolgreich abgeschlossen. Dadurch ist die innogy SE an die Stelle der RWE AG als Garantiegeberin der öffentlich platzierten Anleihen und als Schuldnerin der privat platzierten Anleihen getreten. Mitte Juli 2017 sind Darlehen über 645 Mio. € und 350 Mio. £, die uns die Europäische Investitionsbank (EIB) gewährt hatte, im Rahmen eines Schuldnerwechsels ebenfalls von der RWE AG auf die innogy SE übertragen worden.

Die RWE AG hat Anfang April 2017 eine Hybridanleihe über 250 Mio. CHF, Ende Juli 2017 über 150 Mio. CHF und Mitte Oktober 2017 über 1.000 Mio. US\$ zum jeweils frühestmöglichen Termin gekündigt und zurückgezahlt.

Im Rahmen eines Hybridanleihen-Rückkaufprogramms hat die RWE AG im Oktober 2017 ein Nominalvolumen der ausstehenden Hybridanleihen in Höhe von 585 Mio. € zurückgekauft. Der Teilrückkauf wurde final wie folgt allokiert:

- 161 Mio. € der erstmals 2020 kündbaren Anleihe
- 268 Mio. € der erstmals 2025 kündbaren Anleihe
- 183 Mio. US\$ der erstmals 2026 kündbaren Anleihe

Am 5. April 2017 hat innogy erstmalig eine Senior-Anleihe emittiert. Die Anleihe hat ein Volumen von 750 Mio. €, eine Laufzeit von acht Jahren und einen Kupon von 1 %. Am 12. Oktober 2017 hat innogy eine weitere Anleihe platziert. Die Anleihe, ein sogenannter Green Bond, hat ein Volumen von 850 Mio. €, eine Laufzeit von zehn Jahren und einen Kupon von 1,25 %. Im November 2017 hat innogy SE eine fällige Anleihe über 100 Mio. € zurückgezahlt.

Die folgende Übersicht zeigt Eckdaten der wesentlichen Anleihen des RWE-Konzerns, wie sie sich zum 31. Dezember 2017 darstellten:

Ausstehende Anleihen Emittent	Ausstehender Betrag	Buchwert in Mio. €	Kupon in %	Fälligkeit
innogy Finance B.V.	980 Mio. €	990	5,125	Juli 2018
innogy Finance B.V.	1.000 Mio. €	999	6,625	Januar 2019
innogy Finance B.V.	750 Mio. €	748	1,875	Januar 2020
innogy Finance B.V.	570 Mio. £	643	6,5	April 2021
innogy Finance B.V.	1.000 Mio. €	999	6,5	August 2021
innogy Finance B.V.	500 Mio. £	561	5,5	Juli 2022
innogy Finance B.V.	488 Mio. £	548	5,625	Dezember 2023
innogy Finance B.V.	800 Mio. €	800	3,0	Januar 2024
innogy Finance B.V.	750 Mio. €	744	1,0	April 2025
innogy Finance B.V.	850 Mio. €	839	1,25	Oktober 2027
innogy Finance B.V.	760 Mio. £	858	6,25	Juni 2030
innogy Finance B.V.	600 Mio. €	596	5,75	Februar 2033
innogy SE	50 Mio. US\$	41	3,8	April 2033
innogy Finance B.V.	600 Mio. £	673	4,75	Januar 2034
RWE AG / innogy SE	489 Mio. € ¹	479	3,5	Oktober 2037
innogy Finance B.V.	1.000 Mio. £	1.111	6,125	Juli 2039
innogy SE	20 Mrd. JPY	98	4,76 ²	Februar 2040
innogy SE	100 Mio. €	98	3,5	Dezember 2042
innogy SE	150 Mio. €	146	3,55	Februar 2043
RWE AG	539 Mio. € ³	536	2,75	April 2075
RWE AG	282 Mio. € ³	281	3,5	April 2075
RWE AG	317 Mio. US\$ ³	260	6,625	Juli 2075
Übrige	Diverse	1	Diverse	Diverse
Anleihen⁴		13.049		

1 Davon entfallen 21 Mio. € auf die RWE AG und 468 Mio. € auf die innogy SE.

2 Nach Swap in Euro

3 Gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierende Hybridanleihe

4 Inkl. gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen

In den sonstigen Finanzverbindlichkeiten sind Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing enthalten. Die Leasingverträge betreffen insbesondere Investitionsgüter im Stromgeschäft.

Die Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing-Verträgen haben folgende Fälligkeiten:

Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing-Verträgen	Fälligkeiten der Mindestleasingzahlungen					
	31.12.2017			31.12.2016		
	Nominalwert	Abzinsungsbetrag	Barwert	Nominalwert	Abzinsungsbetrag	Barwert
in Mio. €						
Fällig im Folgejahr	11		11	15		15
Fällig nach 1 bis zu 5 Jahren	41	1	40	37	1	36
Fällig nach über 5 Jahren	197		197	201		201
	249	1	248	253	1	252

Von den Finanzverbindlichkeiten sind 85 Mio. € (Vorjahr: 96 Mio. €) durch Grundpfandrechte gesichert.

(25) Übrige Verbindlichkeiten

Übrige Verbindlichkeiten	31.12.2017		31.12.2016	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
in Mio. €				
Verbindlichkeiten aus Steuern		725		829
Verbindlichkeiten im Rahmen der sozialen Sicherheit	6	66	7	65
Verbindlichkeiten aus Restrukturierungen				
Derivate	975	3.282	765	4.938
Hausanschlusskosten und Baukostenzuschüsse	1.168	168	1.187	159
Sonstige übrige Verbindlichkeiten	244	2.841	237	2.896
	2.393	7.082	2.196	8.887
Davon: finanzielle Schulden	1.033	5.337	816	7.143
Davon: nicht finanzielle Schulden	1.360	1.745	1.380	1.744

Als Verbindlichkeiten im Rahmen der sozialen Sicherheit sind insbesondere die noch abzuführenden Beiträge an Sozialversicherungen ausgewiesen.

Von den sonstigen übrigen Verbindlichkeiten entfallen 1.451 Mio. € (Vorjahr: 1.488 Mio. €) auf finanzielle Schulden in Form kurzfristiger Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Rechten zur Andienung nicht beherrschender Anteile (Put-Optionen).

Sonstige Angaben

(26) Ergebnis je Aktie

Das unverwässerte und das verwässerte Ergebnis je Aktie ergeben sich, indem der den RWE-Aktionären zustehende Teil des Nettoergebnisses durch die durchschnittliche Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien geteilt wird; eigene Aktien bleiben dabei unberücksichtigt. Auf Stammaktien und auf Vorzugsaktien entfällt das gleiche Ergebnis je Aktie.

Ergebnis je Aktie		2017	2016
Nettoergebnis für die Aktionäre der RWE AG	Mio. €	1.900	-5.710
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt)	Tsd. Stück	614.745	614.745
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie	€	3,09	-9,29
Dividende je Stammaktie	€	1,50 ¹	
Dividende je Vorzugsaktie	€	1,50 ¹	0,13

¹ Vorschlag für das Geschäftsjahr 2017

(27) Berichterstattung zu Finanzinstrumenten

Finanzinstrumente lassen sich danach unterscheiden, ob sie originär oder derivativ sind. Die originären Finanzinstrumente umfassen auf der Aktivseite im Wesentlichen die übrigen Finanzanlagen, die Forderungen, die kurzfristigen Wertpapiere und die flüssigen Mittel. Die Finanzinstrumente der Kategorie „Zur Veräußerung verfügbar“ sind mit dem beizulegenden Zeitwert angesetzt, die übrigen originären finanziellen Vermögenswerte mit den fortgeführten Anschaffungskosten. Auf der Passivseite bestehen die originären Finanzinstrumente im Wesentlichen aus mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewerteten Verbindlichkeiten.

Der beizulegende Zeitwert von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten, die in den übrigen Finanzanlagen und Wertpapieren erfasst sind, entspricht dem veröffentlichten Börsenkurs, sofern die Finanzinstrumente an einem aktiven Markt gehandelt werden. Der beizulegende Zeitwert nicht notierter Schuld- und Eigenkapitaltitel wird grundsätzlich auf Basis diskontierter erwarteter Zahlungsströme

unter Berücksichtigung makroökonomischer Entwicklungen und Unternehmensplandaten ermittelt. Zur Diskontierung werden aktuelle restlaufzeitkongruente Marktzinssätze herangezogen.

Derivative Finanzinstrumente werden – sofern sie in den Anwendungsbereich von IAS 39 fallen – grundsätzlich mit ihren beizulegenden Zeitwerten am Bilanzstichtag bilanziert. Börsengehandelte Produkte werden mit den veröffentlichten Schlusskursen der jeweiligen Börsen bewertet. Nicht börsengehandelte Produkte werden anhand öffentlich zugänglicher Broker-Quotierungen bewertet oder – falls nicht vorhanden – anhand allgemein anerkannter Bewertungsmodelle. Dabei orientieren wir uns – soweit möglich – an Notierungen auf aktiven Märkten. Sollten auch diese nicht vorliegen, fließen unternehmensspezifische Planannahmen in die Bewertung ein. Diese umfassen sämtliche Marktfaktoren, die auch andere Marktteilnehmer für die Preisfestsetzung berücksichtigen würden. Die Ermittlung energiewirtschaftlicher und volkswirtschaftlicher Annahmen erfolgt in einem umfangreichen Prozess und unter Einbeziehung interner und externer Experten.

Die Bemessung des beizulegenden Zeitwertes einer Gruppe finanzieller Vermögenswerte und finanzieller Verbindlichkeiten wird auf Basis der Nettorisikoposition pro Geschäftspartner in Übereinstimmung mit IFRS 13.48 vorgenommen.

Die folgende Übersicht stellt die Einordnung aller zum beizulegenden Zeitwert bewerteten Finanzinstrumente in die durch IFRS 13 vorgegebene Fair-Value-Hierarchie dar. Die einzelnen Stufen der Fair-Value-Hierarchie sind gemäß IFRS 13 wie folgt definiert:

- Stufe 1: Bewertung mit (unverändert übernommenen) Preisen von identischen Finanzinstrumenten, die sich auf aktiven Märkten gebildet haben
- Stufe 2: Bewertung auf Basis von Inputfaktoren, bei denen es sich nicht um Preise der Stufe 1 handelt, die sich aber für das Finanzinstrument entweder direkt (d. h. als Preis) oder indirekt (d. h. in Ableitung von Preisen) beobachten lassen
- Stufe 3: Bewertung mithilfe von Faktoren, die sich nicht auf beobachtbare Marktdaten stützen

Fair-Value-Hierarchie in Mio. €	Summe 2017	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Summe 2016	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3
Übrige Finanzanlagen	1.109	80	208	821	1.055	64	202	789
Derivate (aktiv)	4.263		4.230	33	6.494	2	6.455	37
Davon: in Sicherungsbeziehungen	1.456		1.456		2.175		2.175	
Wertpapiere	4.893	3.168	1.725		9.825	6.776	3.049	
Derivate (passiv)	4.257		4.253	4	5.703	8	5.685	10
Davon: in Sicherungsbeziehungen	643		643		1.240		1.240	

Die folgende Darstellung zeigt die Entwicklung der nach Stufe 3 zum beizulegenden Zeitwert bilanzierten Finanzinstrumente:

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2017	Stand: 01.01.2017	Änderungen Konsolidie- rungskreis, Währungs- anpassungen, Sonstiges	Veränderungen		Stand: 31.12.2017
			Erfolgswirksam	Zahlungswirksam	
in Mio. €					
Übrige Finanzanlagen	789	-48	10	70	821
Derivate (aktiv)	37	1	15	-20	33
Derivate (passiv)	10		4	-10	4

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2016	Stand: 01.01.2016	Änderungen Konsolidie- rungskreis, Währungs- anpassungen, Sonstiges	Veränderungen		Stand: 31.12.2016
			Erfolgswirksam	Zahlungswirksam	
in Mio. €					
Übrige Finanzanlagen	608	74	7	100	789
Derivate (aktiv)	57		13	-33	37
Derivate (passiv)	21	2	28	-41	10

Die erfolgswirksam erfassten Gewinne und Verluste von Finanzinstrumenten der Stufe 3 entfallen auf folgende Posten der Gewinn- und Verlustrechnung:

Finanzinstrumente der Stufe 3: Erfolgswirksam erfasste Gewinne und Verluste	Gesamt 2017	Davon: auf Finanz- instrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden	Gesamt 2016	Davon: auf Finanz- instrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden
in Mio. €				
Umsatzerlöse	16	16	13	13
Materialaufwand	-4	-4	-28	-28
Sonstige betriebliche Erträge/Aufwendungen	15	15	20	20
Beteiligungsergebnis	-3	2	-13	-10
Finanzerträge/Finanzaufwendungen	-3	-2		
	21	27	-8	-5

Derivative Finanzinstrumente der Stufe 3 umfassen im Wesentlichen Energiebezugsverträge, die Handelsperioden betreffen, für die es noch keine aktiven Märkte gibt. Ihre Bewertung ist insbesondere von der Entwicklung der Gaspreise abhängig. Bei steigenden Gaspreisen

erhöht sich bei sonst gleichen Bedingungen der beizulegende Zeitwert, bei sinkenden Gaspreisen verringert er sich. Eine Veränderung der Preisverhältnisse um +/- 10% würde zu einem Anstieg des Marktwertes um 6 Mio. € bzw. zu einem Rückgang um 6 Mio. € führen.

Auf die unter den folgenden Bilanzposten ausgewiesenen finanziellen Vermögenswerte im Anwendungsbereich von IFRS 7 wurden die nachstehenden Wertberichtigungen vorgenommen:

Wertberichtigung für finanzielle Vermögenswerte	Übrige Finanzanlagen	Finanzforderungen	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	Gesamt
in Mio. €					
Stand: 01.01.2017	127	233	469	11	840
Zuführungen	54	24	157		235
Umbuchungen	9	-2	8	-2	13
Währungsanpassungen			-4		-4
Abgänge	11	14	233	7	265
Stand: 31.12.2017	179	241	397	2	819

Wertberichtigung für finanzielle Vermögenswerte	Übrige Finanzanlagen	Finanzforderungen	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	Gesamt
in Mio. €					
Stand: 01.01.2016	133	279	627	11	1.050
Zuführungen	32	7	99		138
Umbuchungen	-21	-36	-42		-99
Währungsanpassungen			-37		-37
Abgänge	17	17	178		212
Stand: 31.12.2016	127	233	469	11	840

Zum Abschlussstichtag lagen im Anwendungsbereich von IFRS 7 überfällige, nicht wertberichtigte Forderungen in folgender Höhe vor:

Überfällige Forderungen	Bruttowert 31.12.2017	Überfällige, wertberichtigte Forderungen	Nicht wertberichtigte, in den folgenden Zeitbändern überfällige Forderungen				
			bis 30 Tage	31 bis 60 Tage	61 bis 90 Tage	91 bis 120 Tage	über 120 Tage
in Mio. €							
Finanzforderungen	2.345	18					
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	5.808	474	343	40	33	25	138
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	4.509	3					4
	12.662	495	343	40	33	25	142

Überfällige Forderungen	Bruttowert 31.12.2016	Überfällige, wertberichtigte Forderungen	Nicht wertberichtigte, in den folgenden Zeitbändern überfällige Forderungen				
			bis 30 Tage	31 bis 60 Tage	61 bis 90 Tage	91 bis 120 Tage	über 120 Tage
in Mio. €							
Finanzforderungen	2.108	14					28
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	5.467	638	283	51	29	27	125
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	6.801	8					2
	14.376	660	283	51	29	27	155

Die finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten lassen sich in Bewertungskategorien mit den folgenden Buchwerten untergliedern:

Buchwerte nach Bewertungskategorien in Mio. €	31.12.2017	31.12.2016
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte	2.807	4.319
Davon: zu Handelszwecken gehalten	2.807	4.319
Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	6.002	10.880
Kredite und Forderungen	11.692	11.738
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Verbindlichkeiten	3.614	4.463
Davon: zu Handelszwecken gehalten	3.614	4.463
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten gehaltene Verbindlichkeiten	19.754	22.448

Die Buchwerte der finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich von IFRS 7 stimmen grundsätzlich mit ihren beizulegenden Zeitwerten überein. Abweichungen gibt es lediglich bei Anleihen, Commercial Paper, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und sonstigen Finanzverbindlichkeiten. Ihr Buchwert beträgt 17.201 Mio. € (Vorjahr: 18.183 Mio. €), der beizulegende Zeitwert 19.167 Mio. € (Vorjahr: 20.541 Mio. €). Hiervon

entfallen 14.774 Mio. € (Vorjahr: 15.251 Mio. €) auf Stufe 1 und 4.393 Mio. € (Vorjahr: 5.290 Mio. €) auf Stufe 2 der Fair-Value-Hierarchie.

Finanzinstrumente wurden in der Gewinn- und Verlustrechnung je nach Bewertungskategorie mit folgenden Nettoergebnissen gemäß IFRS 7 erfasst:

Nettoergebnis je Bewertungskategorie in Mio. €	2017	2016
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte und Verbindlichkeiten	-591	-1.742
Davon: zu Handelszwecken gehalten	-591	-1.742
Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	158	127
Kredite und Forderungen	1.906	192
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten gehaltene Verbindlichkeiten	-619	-1.084

Das Nettoergebnis gemäß IFRS 7 umfasst im Wesentlichen Zinsen, Dividenden und Ergebnisse aus der Bewertung von Finanzinstrumenten zum beizulegenden Zeitwert.

erfolgsneutral gebuchte Wertänderungen von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten in Höhe von 30 Mio. € als Ertrag realisiert (Vorjahr: 58 Mio. € Aufwand).

Bei den zur Veräußerung verfügbaren finanziellen Vermögenswerten wurden im Berichtsjahr Wertänderungen in Höhe von 74 Mio. € (Vorjahr: 20 Mio. €) nach Steuern erfolgsneutral im Accumulated Other Comprehensive Income erfasst. Darüber hinaus wurden ursprünglich

Die folgende Übersicht zeigt diejenigen finanziellen Vermögenswerte und finanziellen Verbindlichkeiten, die gemäß IAS 32 saldiert werden oder einklagbaren Globalverrechnungsverträgen oder ähnlichen Vereinbarungen unterliegen:

Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten zum 31.12.2017	Angesetzte Bruttobeträge	Saldierung	Ausgewiesene Nettobeträge	Zugehörige nicht saldierte Beträge		Nettobetrag
				Finanz- instrumente	Erhaltene/ geleistete Barsicher- heiten	
in Mio. €						
Derivate (aktiv)	8.204	-7.419	785		-305	480
Derivate (passiv)	8.291	-7.264	1.027	-118	-318	591

Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten zum 31.12.2016	Ange-setzte Bruttobeträge	Saldierung	Ausgewiesene Nettobeträge	Zugehörige nicht saldierte Beträge		Nettobetrag
				Finanz- instrumente	Erhaltene/ geleistete Barsicher- heiten	
in Mio. €						
Derivate (aktiv)	8.359	-7.221	1.138		-520	618
Derivate (passiv)	8.441	-7.695	746	-185	-181	380

Die zugehörigen nicht saldierten Beträge umfassen für außerbörsliche Transaktionen erhaltene und geleistete Barsicherheiten sowie im Rahmen von Börsengeschäften im Voraus zu erbringende Sicherheitsleistungen. Der RWE-Konzern ist als international tätiges Versorgungsunternehmen im Rahmen seiner gewöhnlichen Geschäftstätigkeit Markt-, Kredit- und Liquiditätsrisiken ausgesetzt. Wir begrenzen diese Risiken durch ein systematisches konzernübergreifendes Risikomanagement. Handlungsrahmen, Verantwortlichkeiten und Kontrollen werden durch interne Richtlinien verbindlich vorgegeben.

Marktrisiken ergeben sich durch Änderungen von Währungs- und Aktienkursen sowie von Zinssätzen und Commodity-Preisen, die das Ergebnis aus der Geschäftstätigkeit beeinflussen können.

Die RWE AG führt das vollkonsolidierte Tochterunternehmen innogy SE als Finanzbeteiligung und übt ihre Kontrolle über die innogy SE durch die gesetzlichen Organe Aufsichtsrat und den Mehrheitseinfluss in der Hauptversammlung aus. Eine Folge davon ist, dass RWE und innogy jeweils ein eigenes unabhängiges Management der Zins-, Währungs-, Liquiditäts- und Kreditrisiken betreiben. Risikokennzahlen aus diesen Bereichen werden somit für den jeweiligen Teilkonzern ausgewiesen.

Wegen der internationalen Präsenz des RWE-Konzerns kommt dem Währungsmanagement große Bedeutung zu. Das britische Pfund und der US-Dollar sind wichtige Fremdwährungen für den Konzern. Brennstoffe notieren u. a. in diesen beiden Währungen. Zudem ist RWE im britischen Währungsraum geschäftlich aktiv. Die Gesellschaften des RWE-Konzerns sind grundsätzlich dazu verpflichtet, ihre Fremdwährungsrisiken abhängig von der Zugehörigkeit zu dem entsprechenden Teilkonzern mit der RWE AG bzw. der innogy SE zu sichern. Nur diese beiden Gesellschaften dürfen im Rahmen der vorgegebenen Limite Fremdwährungspositionen offen halten oder zugehörigen Konzerngesellschaften entsprechende Limite genehmigen.

Zinsrisiken resultieren hauptsächlich aus den Finanzschulden und den zinstragenden Anlagen des Konzerns. Gegen negative Wertänderungen aus unerwarteten Zinsbewegungen sichern wir uns fallweise durch originäre und derivative Finanzgeschäfte ab. Die im Rahmen der Neuausrichtung der RWE an die innogy SE übertragenen Finanzschulden und zinstragenden Anleihen werden ausschließlich durch die innogy SE gesteuert.

Die Chancen und Risiken aus den Wertänderungen der langfristigen Wertpapiere werden durch ein professionelles Fondsmanagement

zentral durch die RWE AG verwaltet. Dies beinhaltet auch das Fondsmanagement für Vermögen des innogy-Teilkonzerns.

Die weiteren Finanzgeschäfte des Konzerns werden mit einer zentralen Risikomanagement-Software erfasst und von der RWE AG bzw. der innogy SE für die jeweils eigenen Bestände überwacht.

Für Commodity-Geschäfte hat der Bereich Controlling & Risikomanagement der RWE AG Richtlinien aufgestellt. Demnach dürfen Derivate zur Absicherung gegen Preisrisiken, zur Optimierung des Kraftwerkeinsatzes und zur Margenerhöhung eingesetzt werden. Darüber hinaus ist der Handel mit Commodity-Derivaten im Rahmen von Limiten erlaubt. Die Einhaltung dieser Obergrenzen wird täglich überwacht. innogy hält keine Derivate zu Handelszwecken.

Risiken aus Schwankungen der Commodity-Preise und finanzwirtschaftliche Risiken (Fremdwährungsrisiken, Zinsrisiken, Risiken aus Wertpapieranlagen) werden bei RWE u. a. anhand von Kennzahlen wie dem Value at Risk (VaR) überwacht und gesteuert. Zur Steuerung von Zinsrisiken wird zudem ein Cash Flow at Risk (CFaR) ermittelt. innogy steuert ausschließlich finanzwirtschaftliche Risiken u. a. über diese Kennzahlen.

Mit der VaR-Methode ermitteln und überwachen RWE und innogy das maximale Verlustpotenzial, das sich aus der Veränderung von Marktpreisen mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit innerhalb bestimmter Fristen ergibt. Bei der Berechnung werden historische Preisschwankungen zugrunde gelegt. Bis auf den CFaR werden alle VaR-Angaben mit einem Konfidenzintervall von 95 % und einer Haltedauer von einem Tag ermittelt. Für den CFaR werden ein Konfidenzintervall von 95 % und eine Haltedauer von einem Jahr unterstellt.

RWE und innogy unterscheiden bei Zinsrisiken zwischen zwei Risikokategorien: Auf der einen Seite können Zinssteigerungen dazu führen, dass die Kurse von Wertpapieren aus dem RWE- und innogy-Bestand sinken. Dies betrifft in erster Linie festverzinsliche Anleihen. Zur Bestimmung des Kurswertrisikos wird ein VaR ermittelt. Dieser betrug zum Bilanzstichtag 2,7 Mio. € für RWE (Vorjahr: 13,4 Mio. €) und 3,2 Mio. € für innogy (Vorjahr: 5,0 Mio. €). Auf der anderen Seite erhöhen sich mit dem Zinsniveau auch die Finanzierungskosten. Die Sensitivität des Zinsaufwands in Bezug auf Marktzinssteigerungen messen wir mit dem CFaR. Dieser lag zum 31. Dezember 2017 bei 3,7 Mio. € für RWE (Vorjahr: 0,7 Mio. €) und 10,8 Mio. € für innogy (Vorjahr: 1,0 Mio. €). Im Vergleich zum Vorjahr wurde der CFaR bei innogy zum 31. Dezember 2017 anhand des planerischen Finanzierungsbedarfs ermittelt und nicht mehr nur unter der Annahme einer

Refinanzierung fälliger Schulden. Unter Berücksichtigung der neuen Methodik hätte der Wert zum 31. Dezember 2016 bei innogy 6,1 Mio. € betragen.

Der VaR für Fremdwährungspositionen lag zum 31. Dezember 2017 für RWE bei unter 1 Mio. € (Vorjahr: unter 1 Mio. €) und für innogy bei ebenfalls unter 1 Mio. € (Vorjahr: 1,1 Mio. €). Er entspricht der zur internen Steuerung verwendeten Kennzahl, in die auch die Grundgeschäfte aus Cash-Flow-Hedge-Beziehungen eingehen.

Der VaR für die Kurswert Risiken aus Aktien im RWE-Portfolio lag zum 31. Dezember 2017 bei 2,7 Mio. € für RWE (Vorjahr: 1,4 Mio. €) und 3,0 Mio. € für innogy (Vorjahr: 4,0 Mio. €).

Zum 31. Dezember 2017 betrug der VaR für Commodity-Positionen des Handelsgeschäfts der RWE Supply & Trading 7,9 Mio. € (Vorjahr: 9,4 Mio. €); er entspricht der zur internen Steuerung verwendeten Kennzahl.

Mitte 2017 haben wir die Verantwortung für das Management unseres Gasportfolios und unser Geschäft mit verflüssigtem Erdgas (LNG) in einer neuen Organisationseinheit gebündelt und für diese eine VaR-Obergrenze von 12 Mio. € festgelegt. Der VaR für das im Berichtsjahr gebündelte Gas- und LNG-Geschäft der RWE Supply & Trading betrug zum Jahresende 2,2 Mio. € und entspricht ebenfalls der zur internen Steuerung verwendeten Kennzahl.

Im Handels- und gebündelten LNG- und Gasgeschäft der RWE Supply & Trading werden zudem auf monatlicher Basis Stresstests durchgeführt, um die Auswirkungen von Commodity-Preisänderungen auf die Ertragslage zu simulieren und gegebenenfalls risikomindernde Maßnahmen zu ergreifen. Bei diesen Tests werden Marktpreiskurven modifiziert und auf dieser Basis eine Neubewertung der Commodity-Position vorgenommen. Abgebildet werden neben historischen Extrempreisszenarien auch realistische fiktive Preisszenarien. Falls Stresstests interne Schwellen überschreiten, werden diese Szenarien genauer hinsichtlich ihrer Wirkung und Wahrscheinlichkeit analysiert und gegebenenfalls risikomindernde Maßnahmen erwo-gen.

Die Commodity-Risiken der stromerzeugenden Konzerngesellschaften der Segmente „Braunkohle & Kernenergie“ sowie „Europäische Stromerzeugung“ werden gemäß Konzernvorgaben basierend auf der verfügbaren Marktliquidität zu Marktpreisen auf das Segment „Energiehandel“ übertragen und dort gesichert. Entsprechend der Vorgehensweise bei z. B. langfristigen Investitionen können Commodity-Risiken aus langfristigen Positionen oder aus Positionen, die sich aufgrund ihrer Größe bei gegebener Marktliquidität noch nicht absichern lassen, nicht über das VaR-Konzept gesteuert und deshalb nicht in den VaR-Werten berücksichtigt werden. Über die noch nicht übertragenen offenen Erzeugungspositionen hinaus sind die Konzerngesellschaften der Segmente „Braunkohle & Kernenergie“ sowie „Europäische Stromerzeugung“ gemäß einer Konzernvorgabe nicht berechtigt, wesentliche Risikopositionen zu halten. Commodity-Preisrisiken im Segment innogy können in Bezug auf die Erzeugungspositionen aus erneuerbaren Energien, im Gasspeichergeschäft und im Vertriebsgeschäft abseits von Fixpreisprodukten bestehen.

Zum 31. Dezember 2017 betrug das aggregierte Commodity-Preisrisiko im Segment innogy, das aus den noch nicht gesicherten Commodity-Risikopositionen der Unternehmensbereiche im Segment innogy ermittelt wurde, für das Jahr 2018 20 Mio. €.

Zu den wichtigsten Instrumenten zur Begrenzung von Marktrisiken gehört der Abschluss von Sicherungsgeschäften. Als Instrumente dienen dabei vor allem Termin- und Optionsgeschäfte mit Devisen, Zinsswaps, Zins-Währungs-Swaps sowie Termin-, Options-, Future- und Swappgeschäfte mit Commodities.

Die Laufzeit der Zins-, Währungs-, Aktien-, Index- und Commodity-Derivate als Sicherungsgeschäft orientiert sich an der Laufzeit der jeweiligen Grundgeschäfte und liegt damit überwiegend im kurz- bis mittelfristigen Bereich. Bei der Absicherung des Fremdwährungsrisikos von Auslandsbeteiligungen betragen die Laufzeiten bis zu 21 Jahre.

Alle derivativen Finanzinstrumente werden als Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten mit dem beizulegenden Zeitwert angesetzt. Bei der Interpretation ihrer positiven und negativen beizulegenden Zeitwerte ist zu beachten, dass den Finanzinstrumenten – außer beim Handel mit Commodities – i. d. R. Grundgeschäfte mit kompensierenden Risiken gegenüberstehen.

Bilanzielle Sicherungsbeziehungen gemäß IAS 39 dienen in erster Linie zur Reduktion von Währungsrisiken aus Beteiligungen mit ausländischer Funktionalwährung, Risiken aus Fremdwährungsposten, Zinsrisiken aus langfristigen Verbindlichkeiten sowie Preisrisiken aus Absatz- und Beschaffungsgeschäften.

Fair Value Hedges haben den Zweck, Marktpreisrisiken bei festverzinslichen Ausleihungen und Verbindlichkeiten zu begrenzen. Die festverzinslichen Instrumente sollen in variabel verzinsliche Instrumente transformiert und dadurch ihr beizulegender Zeitwert gesichert werden. Als Sicherungsinstrumente dienen Zinsswaps und Zins-Währungs-Swaps. Bei Fair Value Hedges wird sowohl das Derivat als auch das abgesicherte Grundgeschäft (Letzteres hinsichtlich des abgesicherten Risikos) erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert erfasst. Der beizulegende Zeitwert der im Rahmen von Fair Value Hedges eingesetzten Sicherungsinstrumente belief sich zum Abschlussstichtag auf 10 Mio. € (Vorjahr: 27 Mio. €).

Aus der Buchwertanpassung der Grundgeschäfte hinsichtlich des abgesicherten Risikos entstanden im Berichtsjahr Gewinne von 17 Mio. € (Vorjahr: 15 Mio. €), während Wertänderungen der Sicherungsinstrumente zu Verlusten von 17 Mio. € (Vorjahr: 15 Mio. €) führten. Beides ist im Finanzergebnis erfasst.

Cash Flow Hedges werden vor allem zur Absicherung gegen Fremdwährungs- und Preisrisiken aus künftigen Umsätzen, Investitionen und Beschaffungsgeschäften eingesetzt. Als Sicherungsinstrumente dienen Termin- und Optionsgeschäfte mit Devisen und Zinsen sowie Termin-, Future- und Swappgeschäfte mit Commodities. Änderungen des Fair Value der Sicherungsinstrumente werden, soweit sie deren effektiven Teil betreffen, im Other Comprehensive Income berücksichtigt, und zwar so lange, bis das Grundgeschäft realisiert wird.

Der ineffektive Teil der Wertänderung wird grundsätzlich erfolgswirksam erfasst. Bei Realisation des Grundgeschäfts geht der Erfolgsbeitrag des Sicherungsgeschäfts aus dem Accumulated Other Comprehensive Income in die Gewinn- und Verlustrechnung ein. Der bilanzierte beizulegende Zeitwert der im Rahmen von Cash Flow Hedges eingesetzten Sicherungsinstrumente betrug zum Abschlussstichtag 478 Mio. € (Vorjahr: 622 Mio. €).

Die mit Cash Flow Hedges abgesicherten künftigen Umsätze und Beschaffungsgeschäfte werden voraussichtlich in den folgenden fünf Jahren fällig und ergebniswirksam. Die in einem Einzelfall vorgenommene Absicherung künftiger Investitionen wird voraussichtlich in den folgenden 29 Jahren fällig und ergebniswirksam.

Im Berichtsjahr wurden Änderungen der beizulegenden Zeitwerte von Sicherungsinstrumenten, die als Cash Flow Hedges eingesetzt wurden, in Höhe von 950 Mio. € (Vorjahr: 504 Mio. €) nach Steuern erfolgsneutral im Accumulated Other Comprehensive Income erfasst. Diese Wertänderungen stellen den effektiven Teil der Sicherungsbeziehungen dar.

Ineffektivitäten aus Cash Flow Hedges in Höhe von 0 Mio. € (Vorjahr: 11 Mio. €) gingen als Ertrag in die Gewinn- und Verlustrechnung ein.

Darüber hinaus wurden Wertänderungen aus Cash Flow Hedges in Höhe von 148 Mio. € nach Steuern (Vorjahr: 504 Mio. € Aufwand), die ursprünglich erfolgsneutral gebucht worden waren, im Berichtsjahr als Ertrag realisiert.

Erfolgsneutral im Other Comprehensive Income ausgewiesene Wertänderungen aus Cash Flow Hedges erhöhten die Anschaffungskosten nicht finanzieller Vermögenswerte um 208 Mio. € (Vorjahr: 204 Mio. €).

Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten dienen der Absicherung gegen Fremdwährungsrisiken aus den Beteiligungen, deren Funktionalwährung nicht der Euro ist. Als Sicherungsinstrumente setzen wir Anleihen verschiedener Laufzeiten in den entsprechenden Währungen, Zins-Währungs-Swaps und andere Währungsderivate ein. Ändern sich die Kurse von Währungen, auf die die sichernden Anleihen lauten, oder ändert sich der Fair Value der sichernden Zins-Währungs-Swaps, wird dies in der Währungsumrechnungsdifferenz im Other Comprehensive Income berücksichtigt. Der beizulegende Zeitwert der Anleihen betrug zum Abschlussstichtag 3.693 Mio. € (Vorjahr: 1.546 Mio. €), der Zeitwert der Swaps und Forwards (Aktivüberhang) 325 Mio. € (Vorjahr: 279 Mio. €).

Im Berichtsjahr wurden Ineffektivitäten aus Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten in Höhe von 16 Mio. € als Aufwand (Vorjahr: Ertrag von 21 Mio. €) in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

Kreditrisiken. Im Finanz- und Commodity-Bereich unterhält RWE Kreditbeziehungen vorwiegend zu Banken und anderen Handelspartnern, innogy im Rahmen von Großprojekten wie dem Bau von Wind-

parks vorwiegend zu Banken und anderen Geschäftspartnern mit guter Bonität.

Bei RWE und innogy werden Kontrahentenrisiken vor Vertragsabschluss geprüft. Beide Unternehmen begegnen Kontrahentenrisiken durch Festlegung von Limiten, die – sofern aus Bonitätsgründen notwendig – angepasst werden. Das Kreditrisiko wird in allen Geschäftsbereichen kontinuierlich überwacht. Bei Bedarf leiten RWE und innogy Gegenmaßnahmen ein.

Zur Reduzierung von Kreditrisiken setzen RWE und innogy neben Garantien, Barsicherheiten und sonstigen Sicherheitsleistungen auch Kreditversicherungen gegen Zahlungsausfälle ein.

Das maximale bilanzielle Ausfallrisiko ergibt sich aus den Buchwerten der in der Bilanz angesetzten Forderungen. Soweit sich Ausfallrisiken konkretisieren, werden diese durch Wertberichtigungen erfasst. Bei den Derivaten entsprechen die Ausfallrisiken ihren positiven beizulegenden Zeitwerten. Risiken können sich auch aus finanziellen Garantien und Kreditzusagen zugunsten konzernfremder Gläubiger ergeben. Zum 31. Dezember 2017 beliefen sich diese Verpflichtungen auf 161 Mio. € (Vorjahr: 171 Mio. €). Den Ausfallrisiken standen zum 31. Dezember 2017 Kreditversicherungen, finanzielle Garantien, Bankgarantien und sonstige Sicherheitsleistungen in Höhe von 1,4 Mrd. € (Vorjahr: 2,0 Mrd. €) gegenüber. Davon entfallen 0 Mrd. € (Vorjahr: 0 Mrd. €) auf Finanzforderungen, 0,5 Mrd. € (Vorjahr: 0,5 Mrd. €) auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, 0,4 Mrd. € (Vorjahr: 0,5 Mrd. €) auf Derivate in Sicherungsbeziehungen und 0,5 Mrd. € (Vorjahr: 1,0 Mrd. €) auf sonstige Derivate. Weder im Geschäftsjahr 2017 noch im Vorjahr waren bedeutende Ausfälle zu verzeichnen.

Liquiditätsrisiken. Die RWE-Konzerngesellschaften refinanzieren sich abhängig von der Teilkonzernzugehörigkeit i. d. R. bei der RWE AG oder der innogy SE. Hier besteht das Risiko, dass die Liquiditätsreserven nicht ausreichen, um die finanziellen Verpflichtungen fristgerecht zu erfüllen. Im Jahr 2018 werden Anleihen mit einem Volumen von rund 1,0 Mrd. € (Vorjahr: 1,4 Mrd. €) und Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten in Höhe von 0,3 Mrd. € (Vorjahr: 0,1 Mrd. €) fällig. Kurzfristige Schulden sind zusätzlich zu begleichen.

Am 31. Dezember 2017 betrug der Bestand an flüssigen Mitteln und kurzfristigen Wertpapieren 8.826 Mio. € (Vorjahr: 14.401 Mio. €).

Die innogy SE verfügt seit Anfang Oktober 2017 über eine eigene syndizierte Kreditlinie von 2 Mrd. € bis Oktober 2022. Diese kann zweimal um jeweils ein Jahr verlängert werden. Darüber hinaus ist eine Aufstockung des Kreditrahmens um 1 Mrd. € möglich. innogy SE hat ihre Beteiligung an der bestehenden syndizierten Kreditlinie der RWE AG über 4 Mrd. € mit Abschluss der neuen Kreditlinie gekündigt. Mit dem Ausscheiden von innogy SE wurde die Kreditlinie der RWE AG im Oktober 2017 auf 3 Mrd. € abgesenkt. Sie läuft noch bis März 2021. Das Commercial-Paper-Programm der RWE AG über 5 Mrd. US\$ (Vorjahr: 5 Mrd. US\$) war zum Bilanzstichtag mit 0,5 Mrd. € (Vorjahr: 0,5 Mrd. €) in Anspruch genommen. Die innogy SE verfügte zum 31. Dezember 2017 über ein Commercial-Paper-Programm in Höhe

von 3 Mrd. €, das jedoch nicht in Anspruch genommen war. Darüber hinaus kann sich RWE in Höhe von 10 Mrd. € und innogy SE in Höhe von 20 Mrd. € im Rahmen eines Debt-Issuance-Programms finanzieren; die ausstehenden Anleihen aus diesem Programm summieren sich zum Bilanzstichtag auf 0 Mrd. € bei RWE und 12,1 Mrd. € bei innogy SE (Vorjahr: RWE und innogy SE insgesamt 10,7 Mrd. €).

Das mittelfristige Liquiditätsrisiko ist daher sowohl bei RWE als auch bei innogy als gering einzustufen.

Aus den finanziellen Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich von IFRS 7 ergeben sich in den nächsten Jahren voraussichtlich die folgenden (nicht diskontierten) Zahlungen:

Tilgungs-/Zinszahlungen für finanzielle Verbindlichkeiten in Mio. €	Buchwerte 31.12.2017	Tilgungszahlungen			Zinszahlungen		
		2018	2019		2018	2019	
			bis 2022	ab 2023		bis 2022	ab 2023
Anleihen ¹	13.049	990	4.495	7.677	666	1.912	3.189
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.594	262	810	522	35	84	3
Verbindlichkeiten aus Leasing	248	11	41	197			
Übrige Finanzverbindlichkeiten	1.464	712	92	684	12	28	434
Derivative finanzielle Verbindlichkeiten	4.257	3.429	385	447	41	105	296
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte	389	389					
Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Andienungsrechten	1.451	1.451					
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	5.601	5.525	30	74			

1 Inklusive gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen unter Berücksichtigung des frühestmöglichen Kündigungszeitpunkts

Tilgungs-/Zinszahlungen für finanzielle Verbindlichkeiten in Mio. €	Buchwerte 31.12.2016	Tilgungszahlungen			Zinszahlungen		
		2017	2018		2017	2018	
			bis 2021	ab 2022		bis 2021	ab 2022
Anleihen ¹	13.719	1.421	5.972	6.360	774	2.313	3.656
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.670	129	819	723	35	108	21
Verbindlichkeiten aus Leasing	252	15	37	201			
Übrige Finanzverbindlichkeiten	1.441	630	86	746	12	30	445
Derivative finanzielle Verbindlichkeiten	5.703	4.953	333	417	50	145	340
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte	569	569					
Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Andienungsrechten	1.488	1.488					
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	6.064	6.007	40	36			

1 Inklusive gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen unter Berücksichtigung des frühestmöglichen Kündigungszeitpunkts

Darüber hinaus bestanden zum 31. Dezember 2017 finanzielle Garantien zugunsten konzernfremder Gläubiger über insgesamt 90 Mio. € (Vorjahr: 104 Mio. €), die dem ersten Tilgungsjahr zuzuordnen sind. Des Weiteren haben Konzerngesellschaften Kreditzusagen an konzernfremde Unternehmen in Höhe von 71 Mio. € gegeben (Vorjahr: 67 Mio. €), die im Jahr 2018 abrufbar sind.

Weitere Angaben zu den Risiken des RWE-Konzerns sowie zu den Zielen und Prozessen des Risikomanagements sind auf Seite 74 ff. im Lagebericht aufgeführt.

(28) Eventualschulden und finanzielle Verpflichtungen

Das Bestellobligo aus erteilten Investitionsaufträgen belief sich zum 31. Dezember 2017 auf 489 Mio. € (Vorjahr: 384 Mio. €). Dabei handelt es sich im Wesentlichen um Investitionen in Sachanlagevermögen. Zudem bestanden nicht angesetzte Verpflichtungen zur Bereitstellung von Darlehen oder anderen Finanzmitteln an Gemeinschaftsunternehmen in Höhe von 10 Mio. € (Vorjahr: 26 Mio. €).

Die Verpflichtungen aus Operating Leasing betreffen überwiegend Pachtverträge für Stromerzeugungs- und Versorgungsanlagen sowie

Miet- und Leasingverträge für Lager- und Verwaltungsgebäude. Die Mindestleasingzahlungen haben folgende Fälligkeitsstruktur:

Operating Leasing in Mio. €	Nominalwert	
	31.12.2017	31.12.2016
Fällig in bis zu 1 Jahr	265	243
Fällig nach 1 bis zu 5 Jahren	685	665
Fällig nach über 5 Jahren	1.261	1.142
	2.211	2.050

Für die Beschaffung von Brennstoffen, insbesondere Erdgas, sind wir langfristige vertragliche Abnahmeverpflichtungen eingegangen. Die Zahlungsverpflichtungen aus den wesentlichen langfristigen Beschaffungsverträgen beliefen sich zum 31. Dezember 2017 auf 26,2 Mrd. € (Vorjahr: 26,0 Mrd. €), wovon 1,3 Mrd. € innerhalb eines Jahres fällig waren (Vorjahr: 1,7 Mrd. €).

Die Gasbeschaffung des RWE-Konzerns basiert teilweise auf langfristigen Take-or-pay-Verträgen. Die Konditionen dieser Kontrakte – die Laufzeiten reichen im Einzelfall bis 2036 – werden in gewissen Abständen von den Vertragspartnern nachverhandelt, woraus sich Änderungen der angegebenen Zahlungsverpflichtungen ergeben können. Der Berechnung der aus den Beschaffungsverträgen resultierenden Zahlungsverpflichtungen liegen Parameter der internen Planung zugrunde.

Weiterhin hat RWE langfristige finanzielle Verpflichtungen durch Strombezüge. Die aus den wesentlichen Bezugsverträgen resultierenden Mindestzahlungsverpflichtungen beliefen sich zum 31. Dezember 2017 auf 7,1 Mrd. € (Vorjahr: 7,4 Mrd. €), davon werden 0,6 Mrd. € innerhalb eines Jahres fällig (Vorjahr: 0,4 Mrd. €). Darüber hinaus bestehen langfristige Bezugs- und Dienstleistungsverträge für Uran, Konversion, Anreicherung und Fertigung.

Aus der Mitgliedschaft in verschiedenen Gesellschaften, die u. a. im Zusammenhang mit Kraftwerkobjekten, mit Ergebnisabführungsverträgen und zur Abdeckung des nuklearen Haftpflichtrisikos bestehen, obliegt uns eine gesetzliche bzw. vertragliche Haftung.

Mit einer Solidarvereinbarung haben sich die RWE AG und die anderen Muttergesellschaften der deutschen Kernkraftwerksbetreiber verpflichtet, zur Erfüllung einer Deckungsvorsorge in Höhe von rund 2.244 Mio. € die haftenden Kernkraftwerksbetreiber im nuklearen Schadensfall finanziell so auszustatten, dass diese ihren Zahlungsverpflichtungen nachkommen können. Vertragsgemäß beträgt der auf die RWE AG entfallende Haftungsanteil ab dem 1. Januar 2018 21,347 % zuzüglich 5 % für Schadensabwicklungskosten.

Die RWE AG und ihre Tochtergesellschaften sind im Zusammenhang mit ihrem Geschäftsbetrieb in behördliche, regulatorische und kartellrechtliche Verfahren, Gerichtsprozesse und Schiedsverfahren involviert bzw. von deren Ergebnissen betroffen. Mitunter werden auch außergerichtliche Ansprüche geltend gemacht. RWE erwartet dadurch jedoch keine wesentlichen negativen Auswirkungen auf die wirtschaftliche und finanzielle Situation des RWE-Konzerns.

(29) Segmentberichterstattung

RWE ist in vier (Vorjahr: drei) Segmente untergliedert, die nach funktionalen Kriterien voneinander abgegrenzt sind.

Zum 1. Januar 2017 wurde das bisherige Segment Konventionelle Stromerzeugung in die beiden neuen Segmente Braunkohle & Kernenergie und Europäische Stromerzeugung aufgespalten. Um die Vergleichbarkeit der Zahlen für das Geschäftsjahr 2017 mit denen des Vorjahres zu gewährleisten, haben wir Letztere in die neue Struktur überführt. Darüber hinaus bezeichnen wir das Segment Trading/Gas Midstream fortan als Energiehandel. Dabei handelt es sich um eine reine Namensänderung, die keinen Einfluss auf die inhaltliche Abgrenzung hat.

Im Segment Braunkohle & Kernenergie erfassen wir die deutsche Stromerzeugung aus den Energieträgern Braunkohle und Kernkraft. Dazu gehört auch der rheinische Braunkohletagebau.

Das Segment Europäische Stromerzeugung umfasst das deutsche, britische, niederländische/belgische und türkische Stromerzeugungsgeschäft durch Gas- und Steinkohlekraftwerke, das schottische Biomassekraftwerk Markinch und die auf Projektmanagement und Ingenieurdienstleistungen spezialisierte RWE Technology International. Ergänzt wird das Segment durch einige Wasserkraftwerke in Deutschland und Luxemburg.

Im Segment Energiehandel sind der Energie- und Rohstoffhandel, die Vermarktung und Absicherung der Stromposition des RWE-Konzerns sowie das Gas-Midstream-Geschäft angesiedelt. Verantwortet wird es von RWE Supply & Trading, die auch einige große Industrie- und Geschäftskunden mit Strom und Gas beliefert.

Das Segment innogy umfasst im Wesentlichen das Geschäft mit den erneuerbaren Energien, den Verteilnetzen und dem Vertrieb. Die Aktivitäten auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien beinhalten neben der Stromproduktion auch die Entwicklung und Realisierung von Projekten zum Kapazitätsausbau. Bei der Erzeugungstechnologie dominieren Wind- und Wasserkraft. Die wichtigsten Erzeugungsstandorte liegen in Deutschland, Großbritannien, den Niederlanden, Polen, Spanien und Italien. Zweites Standbein von innogy ist der Betrieb von Verteilnetzen in Deutschland, Tschechien, der Slowakei, Ungarn und Polen. Hinzu kommt als dritte Säule der Vertrieb von Strom, Gas und Energielösungen in Deutschland, den Niederlanden, Belgien, Großbritannien, Tschechien, der Slowakei, Ungarn, Polen und einigen weiteren Ländern Zentralosteuropas. Darüber hinaus enthält das Segment innogy Holdingaktivitäten, interne Dienstleister sowie Konsolidierungseffekte der innogy SE.

Unter „Sonstige, Konsolidierung“ werden Konsolidierungseffekte und die RWE AG erfasst, ferner die Aktivitäten nicht gesondert dargestellter Bereiche. Dazu gehört im Wesentlichen unsere Minderheitsbeteiligung am deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber Amprion.

Segmentberichterstattung Unternehmensbereiche 2017 in Mio. €	Braunkohle & Kernenergie	Europäische Strom- erzeugung	Energie- handel	innogy	Sonstige, Konsoli- dierung	RWE-Konzern
Außenumsatz (inkl. Erdgas-/Stromsteuer)	1.176	728	3.189	39.475	17	44.585
Konzern-Innenumsatz	2.993	4.165	13.634	2.591	-23.383 ¹	
Gesamtumsatz	4.169	4.893 ²	16.823	42.066	-23.366	44.585
Bereinigtes EBIT	399	155	265	2.816	11	3.646
Betriebliches Beteiligungsergebnis	63	10	-16	289	34	380
Betriebliches Ergebnis aus at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	63	-2		197	44	302
Betriebliche Abschreibungen	272	308	6	1.515	9	2.110
Außerplanmäßige Abschreibungen	311	41	16	540	17	925
Bereinigtes EBITDA	671	463	271	4.331	20	5.756
Buchwerte at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	64	105	3	2.214	460	2.846
Investitionen in immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property	269	147	7	1.839	-2	2.260

1 Davon Konsolidierung Innenumsatz -23.383 Mio. € und Innenumsatz der sonstigen Gesellschaften 0 Mio. €

2 Davon Gesamtumsatz der Stromerzeugung in Großbritannien 2.166 Mio. €

Regionen 2017 in Mio. €	EU			Übriges Europa	Sonstige	RWE-Konzern
	Deutschland	Großbritannien	Übrige EU			
Außenumsatz^{1,2}	26.288	7.419	7.902	311	514	42.434
Immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property	18.660	6.930	11.418		322	37.330

1 Zahlen ohne Erdgas-/Stromsteuer

2 Aufteilung entsprechend der Region, in der die Leistung erbracht wurde

Segmentberichterstattung Unternehmensbereiche 2016 in Mio. €	Braunkohle & Kernenergie	Europäische Strom- erzeugung	Energie- handel	innogy	Sonstige, Konsoli- dierung	RWE-Konzern
Außenumsatz (inkl. Erdgas-/Stromsteuer)	1.193	774	3.646	40.149	71	45.833
Konzern-Innenumsatz	3.489	4.732	15.734	1.811	-25.766 ¹	
Gesamtumsatz	4.682	5.506 ²	19.380	41.960	-25.695	45.833
Bereinigtes EBIT	664	-37	-145	2.735	-135	3.082
Betriebliches Beteiligungsergebnis	67	13	-22	368	38	464
Betriebliches Ergebnis aus at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	66	8		276	37	387
Betriebliche Abschreibungen	415	414	6	1.468	18	2.321
Außerplanmäßige Abschreibungen	2.780	1.288	17	327	3	4.415
Bereinigtes EBITDA	1.079	377	-139	4.203	-117	5.403
Buchwerte at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	60	130	3	2.256	459	2.908
Investitionen in immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property	267	66	4	1.679	11	2.027

1 Davon Konsolidierung Innenumsatz -27.982 Mio. € und Innenumsatz der sonstigen Gesellschaften 2.216 Mio. €

2 Davon Gesamtumsatz der Stromerzeugung in Großbritannien 2.820 Mio. €

Regionen 2016 in Mio. €	EU			Übriges Europa	Sonstige	RWE-Konzern
	Deutschland	Großbritannien	Übrige EU			
Außenumsatz ^{1,2}	24.990	9.196	8.437	589	378	43.590
Immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property	17.928	7.573	11.454		312	37.267

1 Zahlen ohne Erdgas-/Stromsteuer

2 Aufteilung entsprechend der Region, in der die Leistung erbracht wurde

Produkte in Mio. €	RWE-Konzern	
	2017	2016
Außenumsatz ¹	42.434	43.590
Davon: Strom	30.568	31.420
Davon: Gas	8.971	9.208

1 Zahlen ohne Erdgas-/Stromsteuer

Erläuterungen zu den Segmentdaten. Als Innenumsätze des RWE-Konzerns weisen wir die Umsätze zwischen den Segmenten aus. Konzerninterne Lieferungen und Leistungen werden zu gleichen Bedingungen abgerechnet wie mit externen Kunden. Das bereinigte

EBITDA wird zur internen Steuerung verwendet. In der folgenden Tabelle ist die Überleitung vom bereinigten EBITDA zum bereinigten EBIT und zum Ergebnis vor Steuern dargestellt:

Überleitung der Ergebnisgrößen in Mio. €	2017	2016
Bereinigtes EBITDA	5.756	5.403
– Betriebliche Abschreibungen	–2.110	–2.321
Bereinigtes EBIT	3.646	3.082
+ Neutrales Ergebnis	161	–6.661
+ Finanzergebnis	–751	–2.228
Ergebnis vor Steuern	3.056	–5.807

Erträge und Aufwendungen, die aus betriebswirtschaftlicher Sicht ungewöhnlich oder auf Sondervorgänge zurückzuführen sind, erschweren die Beurteilung der laufenden Geschäftstätigkeit. Sie werden in das neutrale Ergebnis umgliedert. Dabei kann es sich u. a. um Veräußerungsergebnisse aus dem Abgang von Beteiligungen

oder nicht betriebsnotwendigen langfristigen Vermögenswerten, Abschreibungen auf Geschäfts- oder Firmenwerte vollkonsolidierter Unternehmen sowie Effekte aus der Marktbewertung bestimmter Derivate handeln.

Neutrales Ergebnis in Mio. €	2017	2016
Veräußerungsgewinne	118	94
Ergebniseffekte aus Derivaten	–719	–799
Firmenwert-Abschreibungen	–479	
Sonstige	1.241	–5.956
Neutrales Ergebnis	161	–6.661

Darüber hinausgehende Ausführungen finden sich auf Seite 47.

(30) Angaben zur Kapitalflussrechnung

Die Kapitalflussrechnung ist nach den Zahlungsströmen aus der Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit gegliedert. Der Betrag der flüssigen Mittel in der Kapitalflussrechnung stimmt mit dem in der Bilanz ausgewiesenen Wert überein. Flüssige Mittel umfassen Kassenbestände, Guthaben bei Kreditinstituten und kurzfristig veräußerbare festverzinsliche Wertpapiere mit einer Restlaufzeit bei Erwerb von bis zu drei Monaten.

Im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit sind u. a. enthalten:

Zinseinnahmen in Höhe von 188 Mio. € (Vorjahr: 295 Mio. €) und Zinsausgaben in Höhe von 950 Mio. € (Vorjahr: 904 Mio. €)

- gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Erstattungen) in Höhe von 908 Mio. € (Vorjahr: 627 Mio. €)
- das um nicht zahlungswirksame Effekte – insbesondere aus der Equity-Bilanzierung – korrigierte Beteiligungsergebnis in Höhe von 349 Mio. € (Vorjahr: 333 Mio. €)

Mittelveränderungen aus dem Erwerb und der Veräußerung konsolidierter Gesellschaften gehen in den Cash Flow aus der Investitionstätigkeit ein. Effekte aus Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen werden gesondert gezeigt.

Im Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit sind Ausschüttungen an RWE-Aktionäre in Höhe von 5 Mio. € (Vorjahr: 5 Mio. €), Ausschüttungen an andere Gesellschafter in Höhe von 538 Mio. € (Vorjahr: 335 Mio. €) und Ausschüttungen an Hybridkapitalgeber in Höhe von 60 Mio. € (Vorjahr: 67 Mio. €) enthalten. Zudem sind im Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit Käufe in Höhe von 19 Mio. € (Vorjahr: 2 Mio. €) und Verkäufe in Höhe von 0 Mio. € (Vorjahr: 2.591 Mio. €) von Anteilen an Tochterunternehmen und sonstigen Geschäftseinheiten enthalten, die nicht zu einem Wechsel des Beherrschungsstatus führten.

In der folgenden Tabelle sind die Veränderungen der Verbindlichkeiten aus Finanzierungstätigkeiten dargestellt:

Finanzverbindlichkeitspiegel	01.01.2017	Aufnahme/ Tilgung laut Kapitalfluss- rechnung	Änderungen des Konsoli- dierungs- kreises	Währungs- effekte	Marktwert- änderungen	Sonstige Ver- änderungen	31.12.2017
in Mio. €							
Kurzfristige Finanz- verbindlichkeiten	2.142	-209	-39	175	-144	862	2.787
Langfristige Finanz- verbindlichkeiten	16.041	-322	-13	-377		-915	14.414
Sonstige Posten		-338					

Der in der Zeile „Sonstige Posten“ angegebene Betrag enthält zahlungswirksame Änderungen aus Finanzderivaten und Marginzahlungen, die innerhalb der Kapitalflussrechnung im Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit ausgewiesen werden.

Die flüssigen Mittel unterliegen Verfügungsbeschränkungen in Höhe von 38 Mio. € (Vorjahr: 19 Mio. €).

(31) Angaben zu Konzessionen

Zwischen Unternehmen des RWE-Konzerns und Gebietskörperschaften in unseren Versorgungsregionen gibt es eine Reihe von Wegenutzungsverträgen und Konzessionsvereinbarungen, die die Strom-, Gas- und Wasserversorgung betreffen.

Im Strom- und Gasgeschäft regeln Wegenutzungsverträge die Nutzung von öffentlichen Verkehrswegen für das Verlegen und den Betrieb von Leitungen, die der allgemeinen Energieversorgung dienen. Die Laufzeit dieser Verträge beträgt i. d. R. 20 Jahre. Nach ihrem Ablauf besteht die gesetzliche Pflicht, die örtlichen Verteilungsanlagen ihrem neuen Betreiber gegen Zahlung einer angemessenen Vergütung zu überlassen.

Mit Wasser-Konzessionsvereinbarungen werden das Recht und die Verpflichtung zur Bereitstellung von Wasser- und Abwasserdienstleistungen, zum Betrieb der dazugehörigen Infrastruktur (z. B. Wasserversorgungsanlagen) und zur Investitionstätigkeit geregelt. Die Konzessionen im Wassergeschäft gelten i. d. R. für einen Zeitraum von bis zu 25 Jahren.

(32) Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen

Im Rahmen der normalen Geschäftstätigkeit unterhalten die RWE AG und ihre Tochtergesellschaften Geschäftsbeziehungen zu zahlreichen Unternehmen. Dazu gehören auch assoziierte Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen, die als nahestehende Unternehmen des Konzerns gelten. In diese Kategorie fallen insbesondere wesentliche at-Equity-bilanzierte Beteiligungen des RWE-Konzerns.

Mit wesentlichen assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen wurden Geschäfte getätigt, die zu folgenden Abschlussposten bei RWE führten:

Abschlussposten aus Geschäften mit assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen in Mio. €	Assoziierte Unternehmen		Gemeinschaftsunternehmen	
	2017	2016	2017	2016
Erträge	3.553	3.661	90	86
Aufwendungen	2.992	3.001	74	148
Forderungen	247	329	145	182
Verbindlichkeiten	168	147	8	3

Den Abschlussposten aus Geschäften mit assoziierten Unternehmen lagen im Wesentlichen Liefer- und Leistungsbeziehungen zugrunde. Mit Gemeinschaftsunternehmen gab es neben betrieblichen Liefer- und Leistungsbeziehungen auch finanzielle Verflechtungen. Aus verzinlichen Ausleihungen an Gemeinschaftsunternehmen resultierten im Berichtsjahr Erträge in Höhe von 7 Mio. € (Vorjahr: 4 Mio. €). Von den Forderungen gegenüber Gemeinschaftsunternehmen entfielen am Bilanzstichtag 142 Mio. € auf Finanzforderungen (Vorjahr: 177 Mio. €). Alle Geschäfte wurden zu marktüblichen Bedingungen abgeschlossen, d. h., die Konditionen dieser Geschäfte unterscheiden sich grundsätzlich nicht von denen mit anderen Unternehmen. Von den Forderungen werden 285 Mio. € (Vorjahr: 371 Mio. €) und von den Verbindlichkeiten 139 Mio. € (Vorjahr: 107 Mio. €) innerhalb eines Jahres fällig. Die sonstigen Verpflichtungen aus schwebenden Geschäften betragen 1.426 Mio. € (Vorjahr: 1.203 Mio. €).

Darüber hinaus hat der RWE-Konzern keine wesentlichen Geschäfte mit nahestehenden Unternehmen oder Personen getätigt.

Für das Geschäftsjahr 2017 werden neben den Mitgliedern des Vorstands und des Aufsichtsrats der RWE AG auch die Vorstände und die Aufsichtsräte der innogy SE als Mitglieder des Managements in Schlüsselpositionen für den RWE-Konzern angesehen. Die folgenden Angaben beziehen sich auf die Gesamtvergütungen nach IAS 24.

Das Management in Schlüsselpositionen (Vorstände und Aufsichtsräte) erhielt für das Geschäftsjahr 2017 kurzfristige Vergütungsbestandteile in Höhe von 22.121 Tsd. € (Vorjahr: 13.832 Tsd. €). Außerdem betragen die aktienbasierten Vergütungen im Rahmen des LTIP SPP 3.183 Tsd. € (Vorjahr: 1.131 Tsd. €) sowie der Dienstzeitaufwand für Pensionen 538 Tsd. € (Vorjahr: 229 Tsd. €). Für Verpflichtungen gegenüber dem Management in Schlüsselpositionen sind insgesamt 32.624 Tsd. € (Vorjahr: 23.775 Tsd. €) zurückgestellt.

Die Grundzüge des Vergütungssystems und die Höhe der nach HGB ermittelten Vergütung von Vorstand und Aufsichtsrat der RWE AG sind im Vergütungsbericht dargestellt. Der Vergütungsbericht ist Bestandteil des Lageberichts.

Die Gesamtvergütung des Vorstands betrug 7.274 Tsd. € (Vorjahr: 15.486 Tsd. €). Hierin enthalten ist eine aktienbasierte Vergütung im Rahmen des LTIP SPP mit einem Ausgabezeitwert von 2.567 Tsd. € (192.556 RWE- und 10.264 innogy-Performance-Shares). Im Vorjahr wurde eine aktienbasierte Vergütung mit einem Ausgabezeitwert von 2.987 Tsd. € (73.702 RWE- und 53.107 innogy-Performance-Shares) gewährt.

Die Bezüge des Aufsichtsrats summierten sich inklusive der Mandatsvergütungen von Tochtergesellschaften im Geschäftsjahr 2017 auf 3.637 Tsd. € (Vorjahr: 3.228 Tsd. €). Für die Arbeitnehmervertreter im Aufsichtsrat bestehen Arbeitsverträge mit den jeweiligen Konzerngesellschaften. Die Auszahlung der Vergütungen erfolgt entsprechend den dienstvertraglichen Regelungen.

Im Berichtsjahr wurden keine Kredite oder Vorschüsse an Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats gewährt.

Ehemalige Mitglieder des Vorstands und ihre Hinterbliebenen erhielten 10.699 Tsd. € (Vorjahr: 11.653 Tsd. €), davon 918 Tsd. € (Vorjahr: 1.305 Tsd. €) von Tochtergesellschaften. Die Pensionsverpflichtungen (Defined Benefit Obligations) gegenüber früheren Mitgliedern des Vorstands und deren Hinterbliebenen beliefen sich zum Bilanzstichtag auf 146.430 Tsd. € (Vorjahr: 159.950 Tsd. €). Davon entfielen 8.601 Tsd. € (Vorjahr: 14.808 Tsd. €) auf Tochtergesellschaften.

Die Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands und des Aufsichtsrats sind im Anhang auf Seite 185 ff. aufgeführt.

(33) Honorare des Abschlussprüfers

Die Honorare für Abschlussprüfungen beinhalten vor allem die Entgelte für die Konzernabschlussprüfung und für die Prüfung der Abschlüsse der RWE AG und ihrer Tochterunternehmen sowie die prüferische Durchsicht von Zwischenabschlüssen. Ebenfalls erfasst wurden hier im Vorjahr die Honorare für die Prüfung der kombinierten Abschlüsse, die für den Börsengang der innogy SE erstellt wurden. Zu den anderen Bestätigungsleistungen, die vergütet wurden, zählen die Prüfung des internen Kontrollsystems und Aufwendungen im Zusammenhang mit gesetzlichen oder gerichtlichen Vorgaben. Die Honorare für Steuerberatungsleistungen umfassen insbesondere Vergütungen für die Beratung bei der Erstellung von Steuererklä-

rungen und in sonstigen nationalen und internationalen Steuerangelegenheiten sowie die Prüfung von Steuerbescheiden. In den sonstigen Leistungen sind im Wesentlichen Vergütungen für Beratungen im Zusammenhang mit IT-Projekten enthalten. Der höhere Betrag für Honorare des Abschlussprüfers war im Vorjahr im Wesentlichen durch den Börsengang der innogy SE bedingt. Hierfür wurden insgesamt 5 Mio. € aufgewendet.

RWE hat für Dienstleistungen, die der Abschlussprüfer des Konzernabschlusses, PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (PwC), und andere Gesellschaften des internationalen PwC-Netzwerks erbrachten, folgende Honorare als Aufwand erfasst:

Honorare des PwC-Netzwerks in Mio. €	2017		2016	
	Gesamt	Davon: Deutschland	Gesamt	Davon: Deutschland
Abschlussprüfungsleistungen	17,5	10,9	19,5	12,4
Andere Bestätigungsleistungen	3,4	3,2	5,0	4,6
Steuerberatungsleistungen	0,3	0,3	0,4	0,3
Sonstige Leistungen	3,2	0,8	2,6	2,6
	24,4	15,2	27,5	19,9

(34) Inanspruchnahme von § 264 Abs. 3 HGB bzw. § 264b HGB

Die folgenden inländischen Tochtergesellschaften haben im Geschäftsjahr 2017 in Teilen von der Befreiungsvorschrift des § 264 Abs. 3 HGB bzw. § 264b HGB Gebrauch gemacht:

- BGE Beteiligungs-Gesellschaft für Energieunternehmen mbH, Essen
- GBV Dreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen
- Kernkraftwerk Lingen Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Lingen (Ems)
- KMG Kernbrennstoff-Management Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Essen
- Rheinbraun Brennstoff GmbH, Köln
- Rheinische Baustoffwerke GmbH, Bergheim
- RV Rheinbraun Handel und Dienstleistungen GmbH, Köln
- RWE Downstream Beteiligungs GmbH, Essen
- RWE Rheinhessen Beteiligungs GmbH, Essen
- RWE Technology International GmbH, Essen
- RWE Trading Services GmbH, Essen

(35) Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Im Zeitraum vom 1. Januar 2018 bis zur Aufstellung des Konzernabschlusses am 26. Februar 2018 sind folgende wesentliche Ereignisse eingetreten:

Platzierung innogy-Anleihe

Am 24. Januar 2018 hat innogy eine Anleihe mit einem Volumen von 1 Mrd. € und einer Laufzeit von 11,5 Jahren platziert. Die Anleihe wurde von der innogy Finance B.V. unter Garantie der innogy SE begeben. Bei einem Kupon von 1,5 % und einem Ausgabekurs von 98,785 % beträgt die jährliche Rendite 1,617 %.

Erwerb Regionetz GmbH

Anfang Januar 2018 hat innogy aufgrund einer vertraglichen Vereinbarung die Beherrschung über einen Teilbetrieb „Netze“ der Stadtwerke Aachen AG (kurz: STAWAG) erlangt, der ab dem ersten Quartal 2018 in den Konzernabschluss einbezogen wird.

Darüber hinaus ist die Verschmelzung der regionetz GmbH, eines im 100-prozentigen Anteilsbesitz der innogy stehenden und vollkonsolidierten Unternehmens des RWE-Konzerns, mit wirtschaftlicher Rückwirkung vom 1. Januar 2018 auf die Regionetz GmbH, Aachen, (vor Umfirmierung INFRAWEST GmbH) vereinbart. Als Gegenleistung für den gewährten Mehrheitsanteil an der regionetz GmbH erlangt innogy eine Minderheit der bislang vollständig von der STAWAG gehaltenen Anteile an der Regionetz GmbH. Vertraglich wird innogy eine beherrschende Stellung im Sinne des IFRS 10 innehaben und die Regionetz GmbH, an der sie einen Kapitalanteil von unter 50 % halten wird, dementsprechend vollkonsolidieren.

Das Unternehmen wird im Wesentlichen Verteilnetze für Strom, Gas, Wärme und Wasser in der Stadt Aachen, in der Städteregion Aachen sowie in Teilen der Kreise Heinsberg und Düren betreiben. Seine Vermögenswerte und Schulden werden den Betrieb der zu verschmelzenden regionetz GmbH als Einlage von innogy und den aus der STAWAG auszugliedernden, vertraglich bereits seit Jahresbeginn 2018 von innogy kontrollierten Teilbetrieb „Netze“ als Einlage der STAWAG umfassen.

Die dargestellte, in mehreren Schritten durchzuführende Fusion wird im RWE-Konzern als Erwerb des vormaligen STAWAG-Teilbetriebs „Netze“ zu Jahresbeginn 2018 bilanziert. Die Bilanzierung der Vermögenswerte und Schulden der zu verschmelzenden regionetz GmbH im RWE-Konzern wird von der Transaktion nicht berührt.

Die Vermögenswerte und Schulden des erworbenen Unternehmens (vormaliger STAWAG-Teilbetrieb „Netze“) werden mit ihren Zeitwerten in der RWE-Konzernbilanz angesetzt. Nach Durchführung der Transaktion werden innerhalb des Eigenkapitals „Anteile anderer Gesellschafter“ entsprechend dem auf STAWAG entfallenden Kapitalanteil an der Regionetz GmbH ausgewiesen. Im Rahmen der dargestellten Fusion kommt es demnach zu einer Eigenkapitaltransaktion, bei der ein Fremdgesellschafter durch seinen Kapitalanteil an dem fusionierten Unternehmen auch einen entsprechenden Anteil am zuvor zu 100 % von innogy kontrollierten, nunmehr in das fusionierte Unternehmen eingebrachten Geschäftsbetrieb der vormaligen regionetz GmbH erhält.

Als Anschaffungskosten des durch innogy erworbenen Unternehmens wird der entsprechend dem künftigen Regionetz-Kapitalanteil auf STAWAG entfallende anteilige Unternehmenswert der vormaligen regionetz GmbH zugrunde gelegt. Eine etwaige positive Differenz zwischen diesem Betrag und dem RWE-Konzernanteil am Nettovermögen des vormaligen STAWAG-Teilbetriebs „Netze“ wird zusätzlich als Geschäfts- oder Firmenwert bilanziert; eine negative Differenz würde gegebenenfalls als Ertrag erfasst.

Die Auswirkungen der erstmaligen Bilanzierung des Unternehmenszusammenschlusses stehen aufgrund der komplexen Struktur der Transaktion noch nicht abschließend fest.

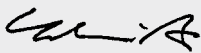
Zum Zeitpunkt der Aufstellung des RWE-Konzernabschlusses waren die im Rahmen des Zusammenschlusses von der INFRAWEST GmbH übernommenen Vermögenswerte und Schulden noch nicht final ermittelt. Die Angaben zu den beizulegenden Zeitwerten der übernommenen Vermögenswerte, inkl. erworbener Forderungen und Schulden, sowie die Angaben zu den Faktoren, die gegebenenfalls den Geschäfts- oder Firmenwert ausmachen, bzw. die gegebenenfalls erforderlichen Angaben bei einem Erwerb zu einem Preis unter dem Marktwert können daher nicht gemacht werden.

(36) Erklärung gemäß § 161 AktG

Für die RWE AG und die innogy SE sind die nach § 161 AktG vorgeschriebenen Erklärungen zum Corporate Governance Kodex abgegeben und den Aktionären auf den Internetseiten der RWE AG¹ bzw. der innogy SE² dauerhaft und öffentlich zugänglich gemacht worden.

Essen, 26. Februar 2018

Der Vorstand



Schmitz



Krebber

1 www.rwe.com/entsprechenserklaerung-2017

2 www.innogy.com/entsprechenserklaerung-2017

3.7 AUFSTELLUNG DES ANTEILSBESITZES (TEIL DES ANHANGS)

Aufstellung des Anteilsbesitzes gemäß § 285 Nr. 11 und Nr. 11a und § 313 Abs. 2 (i. V. m. § 315 e I) HGB zum 31. Dezember 2017

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
Aktivabedrijf Wind Nederland B.V., Zwolle/Niederlande		100	181.751	-30.270
An Suidhe Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	21.271	-171
Andromeda Wind S.r.l., Bozen/Italien		51	7.593	2.078
Artelis S.A., Luxemburg/Luxemburg		90	39.002	2.928
A/V/E GmbH, Halle (Saale)		76	3.358	1.289
Bayerische Bergbahnen-Beteiligungs-Gesellschaft mbH, Gundremmingen		100	26.445	1.014
Bayerische Elektrizitätswerke GmbH, Augsburg		100	24.728	¹
Bayerische-Schwäbische Wasserkraftwerke Beteiligungsgesellschaft mbH, Gundremmingen		62	62.953	8.288
Belectric Solar & Battery - Gruppe - (vorkonsolidiert)			62.802	-10.722 ²
Belectric France S.à.r.l., Vendres/Frankreich		100		
Belectric GmbH, Kollitzheim		100		
Belectric Israel Ltd., Be'er Scheva/Israel		100		
Belectric Italia S.R.L., Latina/Italien		100		
Belectric Photovoltaic India Private Limited, Mumbai/Indien		100		
Belectric PV Dach GmbH, Kollitzheim		100		
Belectric Solar & Battery GmbH, Kollitzheim		100		
Belectric Solar Ltd., Iver/Großbritannien		100		
hoch.rein Beteiligungen GmbH, Kollitzheim		100		
Jurchen Technology GmbH, Helmstadt		100		
Jurchen Technology India Private Limited, Mumbai/Indien		100		
ka-tek GmbH, Kollitzheim		100		
Padcon GmbH, Kitzingen		100		
Solar Holding Poland GmbH, Kollitzheim		100		
BGE Beteiligungs-Gesellschaft für Energieunternehmen mbH, Essen	100	100	4.317.938	¹
Bilbster Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	3.006	14
Bristol Channel Zone Limited, Swindon/Großbritannien		100	-2.087	-101
BTB-Blockheizkraftwerks, Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin, Berlin		100	19.783	¹
Budapesti Elektromos Muvek Nyrt., Budapest/Ungarn		55	663.195	56.796
Carl Scholl GmbH, Köln		100	638	28
Carnedd Wen Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	-3.475	-115
Cegecom S.A., Luxemburg/Luxemburg		100	11.071	1.171
Channel Energy Limited, Swindon/Großbritannien		100	-17.207	-789
CR-Immobilien-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. KG Cottbus, Cottbus		⁸	-1.134	454
Dromadda Beg Wind Farm Limited, Tralee/Irland		100	3.005	-156
EKG Holding B.V. - Gruppe - (vorkonsolidiert)			23.121	1.042 ²
Bakker CV Installatietechniek B.V., Zwaagdijk/Niederlande		100		
EKG Holding B.V., Meppel/Niederlande		100		
Energiewacht Facilities B.V., Zwolle/Niederlande		100		
Energiewacht Steenwijk B.V., Zwolle/Niederlande		100		
Energiewacht VKI B.V., Dalfsen/Niederlande		100		
Energiewacht-A.G.A.S.-Deventer B.V., Deventer/Niederlande		100		
Energiewacht-Gazo B.V., Zwolle/Niederlande		100		

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund

gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund

gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
GasWacht Friesland B.V., Gorredijk/Niederlande		100		
GasWacht Friesland Facilities B.V., Leeuwarden/Niederlande		100		
N.V. Energiewacht-Groep, Zwolle/Niederlande		100		
Sebukro B.V., Amersfoort/Niederlande		100		
ELE Verteilnetz GmbH, Gelsenkirchen		100	883	¹
Electra Insurance Limited, Hamilton/Bermudas		100	31.327	1.045
Elektrizitätswerk Landsberg GmbH, Landsberg am Lech		100	1.447	432
ELMU DSO Holding Korlátolt Felelősségű Társaság, Budapest/Ungarn		100	714.231	-6
ELMU Halozati Eloszto Kft., Budapest/Ungarn		100	768.337	33.850
ELMU-ÉMÁSZ Energiakereskedo Kft., Budapest/Ungarn		100	6.888	5.456
ELMU-ÉMÁSZ Energiaszolgáltató Zrt., Budapest/Ungarn		100	6.076	85
ELMU-ÉMÁSZ Halozati Szolgáltató Kft., Budapest/Ungarn		100	102	0
ELMU-ÉMÁSZ Ügyfélszolgálati Kft., Budapest/Ungarn		100	739	731
ÉMÁSZ DSO Holding Korlátolt Felelősségű Társaság, Miskolc/Ungarn		100	272.100	-6
ÉMÁSZ Halozati Kft., Miskolc/Ungarn		100	281.341	9.270
Emscher Lippe Energie GmbH, Gelsenkirchen		50	56.917	36.492
Energiedirect B.V., Waalre/Niederlande		100	-52.980	-1.100
Energienetze Berlin GmbH, Berlin		100	25	¹
Energies France S.A.S. - Gruppe - (vorkonsolidiert)			31.131	-162 ²
Centrale Hydroelectrique d'Oussiat S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies Charentus S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies France S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies Maintenance S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies Saint Remy S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies VAR 1 S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies VAR 3 S.A.S., Paris/Frankreich		100		
SAS Île de France S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energiewacht N.V. - Gruppe - (vorkonsolidiert)			39.434	2.982 ²
EGD-Energiewacht Facilities B.V., Assen/Niederlande		100		
Energiewacht installatie B.V., Assen/Niederlande		100		
Energiewacht N.V., Veendam/Niederlande		100		
Energiewacht West Nederland B.V., Assen/Niederlande		100		
energis GmbH, Saarbrücken		72	136.964	22.750
energis-Netzgesellschaft mbH, Saarbrücken		100	27.002	¹
Energy Resources B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	140.154	2.529
Energy Resources Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	44.326	53.963
Energy Resources Ventures B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	24.421	236
envia Mitteldeutsche Energie AG, Chemnitz		59	1.709.000	203.052
envia SERVICE GmbH, Cottbus		100	3.316	1.362
envia TEL GmbH, Markkleeberg		100	18.998	3.004
envia THERM GmbH, Bitterfeld-Wolfen		100	63.463	¹
enviaM Beteiligungsgesellschaft Chemnitz GmbH, Chemnitz		100	56.366	¹
enviaM Beteiligungsgesellschaft mbH, Essen		100	175.723	31.707

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
eprimo GmbH, Neu-Isenburg		100	4.600	¹
Essent Belgium N.V., Antwerpen/Belgien		100	94.680	6.633
Essent CNG Cleandrive B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-12	-12
Essent Energie Verkoop Nederland B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	102.820	-25.400
Essent EnergieBewust Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-4	-4
Essent Energy Group B.V., Arnhem/Niederlande		100	-534	-106
Essent IT B.V., Arnhem/Niederlande		100	-266.782	-3.357
Essent Nederland B.V., Arnhem/Niederlande		100	715.800	-3.986.800
Essent N.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	7.737.300	87.300
Essent Power B.V., Arnhem/Niederlande		100	18	43.772
Essent Retail Energie B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	691.420	144.800
Essent Sales Portfolio Management B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	272.828	700.384
Essent Wind Nordsee Ost Planungs- und Betriebsgesellschaft mbH, Helgoland		100	256	¹
Eszak-magyarorszag A Ramszolgalto Nyrt., Miskolc/Ungarn		54	299.368	15.517
EuroSkyPark GmbH, Saarbrücken		51	558	282
EVIP GmbH, Bitterfeld-Wolfen		100	11.347	¹
EWV Energie- und Wasser-Versorgung GmbH, Stolberg		54	49.347	13.570
FAMIS Gesellschaft für Facility Management und Industrieservice mbH, Saarbrücken		100	4.180	1.326
Fri-El Anzi Holding S.r.l., Bozen/Italien		51	7.310	-31
Fri-El Anzi S.r.l., Bozen/Italien		100	6.631	1.472
Fri-El Guardionara Holding S.r.l., Bozen/Italien		51	10.721	1.379
Fri-El Guardionara S.r.l., Bozen/Italien		100	10.304	2.502
GasNet, s.r.o., Ústí nad Labem/Tschechien		100	901.564	177.959
GBV Dreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen		100	25	¹
Geas Energiewacht B.V., Enschede/Niederlande		100	13.889	1.633
Gemeinschaftskraftwerk Bergkamen A beschränkt haftende OHG, Bergkamen		51	6.277	594
Georgia Biomass Holding LLC, Savannah/USA		100	56.342	1.055
Georgia Biomass LLC, Savannah/USA		100	38.248	17.163
GfV Gesellschaft für Vermögensverwaltung mbH, Dortmund	100	100	103.680	92.908
Great Yarmouth Power Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Green Gecco GmbH & Co. KG, Essen		51	96.827	5.001
GridServices, s.r.o., Brno/Tschechien		100	35.261	30.234
GWG Grevenbroich GmbH, Grevenbroich		60	23.648	4.250
Harryburn Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	-1.426	-1.445
Hof Promotion B.V., Eindhoven/Niederlande		100	-66	-135
Immobilien-Vermietungsgesellschaft Schumacher GmbH & Co. Objekt Kundenzentren KG, Düsseldorf		⁸	-115	949
innogy Aqua GmbH, Mülheim an der Ruhr		100	233.106	¹
innogy Benelux Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	2.990.200	2.269.100
innogy Bergheim Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	25	¹
innogy Beteiligungsholding GmbH, Essen		100	3.895.026	-1
innogy Brise Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	226	¹

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
innogy Business Services Benelux B.V., Arnhem/Niederlande		100	-1.992	3.951
innogy Business Services Polska Sp. z o.o., Krakau/Polen		100	5.310	1.259
Innogy Business Services UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	20.289	-13.350
innogy Česká republika a.s., Prag/Tschechien		100	2.139.381	209.039
innogy Company Building GmbH, Berlin		100	1.868	-657
innogy Energetyka Trzemeszno Sp. z o.o., Wroclaw/Polen		100	1.974	235
innogy Energie, s.r.o., Prag/Tschechien		100	204.051	123.410
innogy Energo, s.r.o., Prag/Tschechien		100	19.988	742
innogy Evendorf Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	25	¹
innogy Finance B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	10.907	1.546
innogy Gas Storage NWE GmbH, Dortmund		100	350.087	¹
innogy Gas Storage, s.r.o., Prag/Tschechien		100	539.594	12.496
innogy Gastronomie GmbH, Essen		100	275	¹
innogy Grid Holding, a.s., Prag/Tschechien		50	1.143.966	150.629
Innogy Gym 2 Limited, Swindon/Großbritannien		100	-11.240	-6.265
Innogy Gym 3 Limited, Swindon/Großbritannien		100	-11.239	-6.266
Innogy Gym 4 Limited, Swindon/Großbritannien		100	-33.715	-18.804
innogy Hörup Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	26	¹
innogy Hungária Tanácsadó Kft., Budapest/Ungarn		100	2.457	-56
innogy indeland Windpark Eschweiler GmbH & Co. KG, Eschweiler		100	60.722	1.761
innogy Innovation GmbH, Essen		100	130.038	¹
innogy International Participations N.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	9.380.116	438.700
innogy IT Magyarország Kft., Budapest/Ungarn		100	1.159	72
innogy Italia S.p.A., Mailand/Italien		100	12.198	6.770
innogy Kaskasi GmbH, Hamburg		100	99	¹
innogy Lengerich Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Gersten		100	25	¹
innogy Lüneburger Heide Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Walsrode		100	25	¹
innogy Metering GmbH, Mülheim an der Ruhr		100	25	¹
innogy Mistral Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	578	¹
innogy Netze Deutschland GmbH, Essen		100	497.854	¹
innogy New Ventures LLC, Palo Alto/USA		100	34.703	-7.113
innogy Offshore Wind Netherlands B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-2.527	384
innogy Polska Contracting Sp. z o.o., Wroclaw/Polen		100	5.722	0
innogy Polska S.A., Warschau/Polen		100	424.028	100.446
innogy Renewables Benelux B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-17.936	-3.253
innogy Renewables Beteiligungs GmbH, Dortmund		100	7.350	¹
Innogy Renewables Ireland Limited, Dublin/Irland		100	-811	-807
innogy Renewables Polska Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	208.516	-82.713
Innogy Renewables UK Holdings Limited, Swindon/Großbritannien		100	1.939.665	314.574
Innogy Renewables UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	1.524.877	142.590
Innogy Renewables US LLC, Delaware/USA		100	52.032	-614
innogy SE, Essen		77	8.926.111	907.605
innogy Seabreeze II GmbH & Co. KG, Essen		100	13.386	-19.149

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund

gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund
gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
innogy Slovensko s.r.o., Bratislava/Slowakei		100	8.240	7.841
Innogy Solutions Ireland Limited, Dublin/Irland		100	4.771	823
innogy solutions Kft., Budapest/Ungarn		100	1.952	-51
innogy Solutions s.r.o., Banská Bystrica/Slowakei		100	1.177	147
innogy Sommerland Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	26	¹
innogy South East Europe s.r.o., Bratislava/Slowakei		100	1.058	-54
innogy Spain, S.A.U.- Gruppe - (vorkonsolidiert)			131.098	-2.795 ²
Danta de Energías, S.A., Soria/Spanien		99		
Explotaciones Eólicas de Aldehuelas, S.L., Soria/Spanien		95		
General de Mantenimiento 21, S.L.U., Barcelona/Spanien		100		
Hidroeléctrica del Trasvase, S.A., Barcelona/Spanien		60		
innogy Spain, S.A.U., Barcelona/Spanien		100		
Innogy Stallingborough Limited, Swindon/Großbritannien		100	-8.334	-181
innogy Stoen Operator Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	676.069	45.951
innogy Süderdeich Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Süderdeich		100	106	¹
innogy TelNet GmbH, Essen		100	25	¹
innogy Titz Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Essen		100	25	¹
innogy Wind Onshore Deutschland GmbH, Hannover		100	77.373	¹
innogy Windpark Bedburg GmbH & Co. KG, Bedburg		51	93.613	6.172
innogy Windpower Netherlands B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-36.246	70
innogy Zákaznické služby, s.r.o., Ostrava/Tschechien		100	1.572	1.109
innogy Zweite Vermögensverwaltungs GmbH, Essen		100	350.026	¹
INVESTERG - Investimentos em Energias, SGPS, Lda. - Gruppe - (vorkonsolidiert)			16.907	610 ²
INVESTERG - Investimentos em Energias, Sociedade Gestora de Participações Sociais, Lda., São João do Estoril/Portugal		100		
LUSITERG - Gestão e Produção Energética, Lda., São João do Estoril/Portugal		74		
Isoprofs B.V., Meijel/Niederlande		100	-28	-155
iSWITCH GmbH, Essen		100	25	¹
It's a beautiful world B.V., Amersfoort/Niederlande		100	4.691	1.262
Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH, Gundremmingen		75	92.527	8.343
Kernkraftwerk Lingen Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Lingen (Ems)		100	20.034	¹
Kernkraftwerke Lippe-Ems Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Lingen (Ems)		99	432.269	¹
KMG Kernbrennstoff-Management Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Essen		100	696.225	¹
Knabs Ridge Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	8.901	426
Koprivnica Opskrba d.o.o., Koprivnica/Kroatien		75	285	0
Koprivnica Plin d.o.o., Koprivnica/Kroatien		75	8.786	0
Kraftwerksbeteiligungs-OHG der RWE Power AG und der PreussenElektra GmbH, Lingen/Ems		88	144.433	-66
Krzecin Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	12.763	-4.583
Lechwerke AG, Augsburg		90	522.812	123.149
Leitungspartner GmbH, Düren		100	100	¹
LEW Anlagenverwaltung Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Gundremmingen		100	290.715	8.644
LEW Beteiligungsgesellschaft mbH, Gundremmingen		100	471.290	14.983

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
LEW Netzservice GmbH, Augsburg		100	87	¹
LEW Service & Consulting GmbH, Augsburg		100	1.250	¹
LEW TelNet GmbH, Neusäß		100	8.358	7.117
LEW Verteilnetz GmbH, Augsburg		100	139.816	¹
Little Cheyne Court Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		59	44.436	5.702
Mátraí Erőmű Zártkörűen Működő Részvénytársaság, Visonta/Ungarn		51	299.124	-29.258
MI-FONDS 178, Frankfurt am Main		100	800.195	20.504
MI-FONDS F55, Frankfurt am Main		100	606.114	18.336
MI-FONDS G50, Frankfurt am Main	100	100	1.323.501	-23.448
MI-FONDS G55, Frankfurt am Main		100	286.700	10.963
MI-FONDS J55, Frankfurt am Main		100	15.589	287
MI-FONDS K55, Frankfurt am Main		100	124.357	26.180
MITGAS Mitteldeutsche Gasversorgung GmbH, Halle (Saale)		75	129.245	37.289
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH, Halle (Saale)		100	25	¹
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Halle (Saale)		100	4.171	¹
Mittlere Donau Kraftwerke AG, München		40 ⁸	5.113	0
ML Wind LLP, Swindon/Großbritannien		51	82.464	5.038
NEW AG, Mönchengladbach		40 ⁴	175.895	65.248
NEW Netz GmbH, Geilenkirchen		100	95.699	28.498
NEW Niederrhein Energie und Wasser GmbH, Mönchengladbach		100	15.587	36.406
NEW NiederrheinWasser GmbH, Viersen		100	46.613	12.169
NEW Smart City GmbH, Mönchengladbach		100	825	136
NEW Tönisvorst GmbH, Tönisvorst		98	13.961	1.674
NEW Viersen GmbH, Viersen		100	13.330	6.689
Nordsee Windpark Beteiligungs GmbH, Essen		100	8.087	¹
Npower Business and Social Housing Limited, Swindon/Großbritannien		100	3.985	17
Npower Commercial Gas Limited, Swindon/Großbritannien		100	1.270	3.097
Npower Direct Limited, Swindon/Großbritannien		100	101.838	-23.280
Npower Financial Services Limited, Swindon/Großbritannien		100	-172	15
Npower Gas Limited, Swindon/Großbritannien		100	-215.893	3.085
Npower Group plc, Swindon/Großbritannien		100	263.741	142.740
Npower Limited, Swindon/Großbritannien		100	211.895	-4.568
Npower Northern Limited, Swindon/Großbritannien		100	-1.084.270	-47.961
Npower Yorkshire Limited, Swindon/Großbritannien		100	-729.513	-33.057
Npower Yorkshire Supply Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
NRW Pellets GmbH, Erndtebrück		100	312	¹
Octopus Electrical Limited, Swindon/Großbritannien		100	2.440	0
OIE Aktiengesellschaft, Idar-Oberstein		100	11.190	¹
Park Wiatrowy Nowy Staw Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	59.111	-8.524
Park Wiatrowy Opalenica Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	18.317	-4.842
Park Wiatrowy Suwalki Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	52.536	-6.330
Park Wiatrowy Tychowo Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	25.459	-17.680
Piecki Sp. z o.o., Warschau/Polen		51	21.091	-12.703

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
Plus Shipping Services Limited, Swindon/Großbritannien		100	27.283	-834
Powerhouse B.V., Almere/Niederlande		100	48.818	5.900
PS Energy UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	-874	-885
Regenesys Holdings Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Regenesys Technologies, Swindon/Großbritannien		100	0	9
regionetz GmbH, Eschweiler		100	113.360	¹
Rheinbraun Brennstoff GmbH, Köln		100	82.619	¹
Rheinische Baustoffwerke GmbH, Bergheim		100	9.236	¹
Rheinkraftwerk Albrück-Dogern Aktiengesellschaft, Waldshut-Tiengen		77	31.664	1.757
Rhein-Sieg Netz GmbH, Siegburg		100	20.774	¹
rhenag Rheinische Energie Aktiengesellschaft, Köln		67	159.949	45.836
Rhenas Insurance Limited, Sliema/Malta	100	100	58.270	224
Rhyl Flats Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		50	167.609	8.733
RL Besitzgesellschaft mbH, Gundremmingen		100	114.039	13.636
RL Beteiligungsverwaltung beschr. haft. OHG, Gundremmingen		100	362.958	34.371
RUMM Limited, Ystrad Mynach/Großbritannien		100	91	-259
RV Rheinbraun Handel und Dienstleistungen GmbH, Köln		100	36.694	¹
RWE & Turcas Güney Elektrik Üretim A.S., Ankara/Türkei		70	304.549	0
RWE Aktiengesellschaft, Essen			6.103.456	1.411.691
RWE Cogen UK (Hythe) Limited, Swindon/Großbritannien		100	11.050	1.430
RWE Cogen UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	164.341	2.262
RWE Cogen UK Trading Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
RWE Corner Participations B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	35.259	5.153
RWE Downstream Beteiligungs GmbH, Essen	100	100	13.874.855	¹
RWE East, s.r.o., Prag/Tschechien		100	311	92
RWE Eemshaven Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	20	-14.751
RWE Eemshaven Holding II B.V., Geertruidenberg/Niederlande		100	-53.422	-67.163
RWE Energie S.R.L., Bukarest/Rumänien		100	-8.512	-8.088
RWE Energija d.o.o., Zagreb/Kroatien		100	706	-1.063
RWE Generation Belgium N.V., Antwerpen/Belgien		100	71.040	3.542
RWE Generation NL B.V., Arnhem/Niederlande		100	229.496	157.231
RWE Generation NL Participations B.V., Arnhem/Niederlande		100	380.771	-1.764
RWE Generation NL Personeel B.V., Arnhem/Niederlande		100	12.152	7.215
RWE Generation SE, Essen	100	100	264.673	¹
RWE Generation UK Holdings plc, Swindon/Großbritannien		100	3.057.822	1.823.646
RWE Generation UK plc, Swindon/Großbritannien		100	1.591.465	-302.609
RWE Hrvatska d.o.o., Zagreb/Kroatien		100	9.553	-2.705
RWE Ljubljana d.o.o., Ljubljana/Slowenien		100	399	-1.702
RWE Markinch Limited, Swindon/Großbritannien		100	-102.179	-11.228
RWE Nuclear GmbH, Essen	100	100	99.858	¹
RWE Personeel B.V., Geertruidenberg/Niederlande		100	-40	-40
RWE Plin d.o.o., Zagreb/Kroatien		100	181	-328
RWE Power Aktiengesellschaft, Köln und Essen	100	100	2.037.209	¹

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund

gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund
gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
RWE Rheinessen Beteiligungs GmbH, Essen		100	57.840	¹
RWE Supply & Trading Asia-Pacific PTE. LTD., Singapur/Singapur		100	2.729	3.861
RWE Supply & Trading CZ, a.s., Prag/Tschechien		100	1.072.918	104.400
RWE Supply & Trading CZ GmbH, Essen		100	100.669	337
RWE Supply & Trading GmbH, Essen	100	100	446.778	¹
RWE Supply & Trading (India) Private Limited, Mumbai/Indien		100	612	237
RWE Supply & Trading Participations Limited, London/Großbritannien		100	9.143	-1.639
RWE Supply & Trading Switzerland S.A., Genf/Schweiz		100	28.012	22.646
RWE Technology International GmbH, Essen		100	12.463	¹
RWE Technology Tasarım ve Mühendislik Danışmanlık Ticaret Limited Şirketi, Istanbul/Türkei		100	847	66
RWE Technology UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	1.442	341
RWE Trading Americas Inc., New York City/USA		100	19.421	8.572
RWE Trading Services GmbH, Essen		100	5.735	¹
RWEST Middle East Holdings B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	3.348	0
RWW Rheinisch-Westfälische Wasserwerksgesellschaft mbH, Mülheim an der Ruhr		80	79.480	9.609
SARIO Grundstücks-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Würzburg KG, Würzburg		⁸	-10.112	417
SRS EcoTherm GmbH, Salzbergen		90	16.561	1.398
Stadtwerke Düren GmbH, Düren		50 ⁴	27.378	5.414
Südwestsächsische Netz GmbH, Crimmitschau		100	1.117	47
Süwag Energie AG, Frankfurt am Main		78	581.905	104.750
Süwag Grüne Energien und Wasser GmbH, Frankfurt am Main		100	6.441	¹
Süwag Vertrieb AG & Co. KG, Frankfurt am Main		100	680	¹
Syna GmbH, Frankfurt am Main		100	8.053	¹
Taciewo Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	18.033	-6.988
The Hollies Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	496	-159
Transpower Limited, Dublin/Irland		100	4.576	-136
Triton Knoll Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	75.427	-875
Überlandwerk Krumbach GmbH, Krumbach		75	5.576	634
Verteilnetz Plauen GmbH, Plauen		100	22	¹
VKB-GmbH, Neunkirchen		50	42.998	3.633
Volta Energycare N.V., Houthalen-Helchteren/Belgien		100	-310	-68
Volta Limburg B.V., Schinnen/Niederlande		100	30.894	6.327
Volta Service B.V., Schinnen/Niederlande		100	102	0
Volta Solar B.V., Heerlen/Niederlande		95	523	154
Volta Solar VOF, Heerlen/Niederlande		60	1.377	1.143
VSE Aktiengesellschaft, Saarbrücken		51	213.863	43.070
VSE Net GmbH, Saarbrücken		100	14.393	2.307
VSE Verteilnetz GmbH, Saarbrücken		100	3.109	¹
VWS Verbundwerke Südwestsachsen GmbH, Lichtenstein/Sa.		98	26.908	2.266
Východoslovenská distribučná, a.s., Kosice/Slowakei		100	600.975	30.626

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
Východoslovenská energetika a.s., Kosice/Slowakei		100	123.008	1.870
Východoslovenská energetika Holding a.s., Kosice/Slowakei		49 ⁴	576.445	15.824
Wendelsteinbahn GmbH, Brannenburg		100	3.318	556
Wendelsteinbahn Verteilnetz GmbH, Brannenburg		100	38	¹
Westerwald-Netz GmbH, Betzdorf-Alsdorf		100	9.875	¹
Westnetz GmbH, Dortmund		100	281.306	¹
Windpark Kattenberg B.V., Zwolle/Niederlande		100	205	242
Windpark Zuidwester B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	10.785	-359
WKN Windkraft Nord GmbH & Co. Windpark Wönkhausen KG, Hannover		100	1.138	240
WTTP B.V., Arnhem/Niederlande		100	11.954	300
2. CR Immobilien-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt MEAG Halle KG, Düsseldorf		⁸	-720	459

1 Ergebnisabführungsvertrag	5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung	8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12
2 Daten aus dem Konzernabschluss	6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen	9 Unwesentlich
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar	7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung	10 Jahresabschluss nicht verfügbar
4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung		11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Adensis GmbH, Dresden		100	322	62
Agenzia Carboni S.R.L., Genua/Italien		100	284	5
Alfred Thiel-Gedächtnis-Unterstützungskasse GmbH, Essen	50	100	5.113	0
Alte Haase Bergwerks-Verwaltungs-Gesellschaft mbH, Dortmund		100	-70.051	-2.572
Alvarado Solar S.L., Barcelona/Spanien		100		³
AQUAVENT Gesellschaft für Umwelttechnik und regenerierbare Energien mbH, Lützen		100	3.111	2.292
Aura Merger Sub LLC, Dover/USA		100		³
Belectric Australia Pty. Limited, Victoria/Australien		100	-494	370
Belectric Chile Energia Fotovoltaica LTDA, Santiago de Chile/Chile		100	-1.034	-662
Belectric Espana Fotovoltaica S.L., Madrid/Spanien		100	21	-17
Belectric Inc., San Mateo/USA		100	-478	647
Belectric International GmbH, Kollitzheim		100	45	29
Belectric Inversiones Latinoamericana S.L., Madrid/Spanien		100	192	-47
Belectric JV GmbH, Kollitzheim		100	14	-5
Belectric Mexico Fotovoltaica S.de R.L. de C.V., Bosques de las Lomas/Mexiko		100	-471	-107
Belectric Polska Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	-149	-45
Belectric PV 10 (SARL), Vendres/Frankreich		100	-5	-2
Belectric PV 5 (SARL), Vendres/Frankreich		100	-8	-2
Belectric PV 6 (SARL), Vendres/Frankreich		100	-5	0
Belectric PV 9 (SARL), Vendres/Frankreich		100	-15	-2
Beteiligungsgesellschaft Werl mbH, Essen		51	1.182	499
bildungszentrum energie GmbH, Halle (Saale)		100	613	138
Bioenergie Bad Wimpfen GmbH & Co. KG, Bad Wimpfen		51	2.266	162
Bioenergie Bad Wimpfen Verwaltungs-GmbH, Bad Wimpfen		100	32	1
Bioenergie Kirchspiel Anhausen GmbH & Co. KG, Anhausen		51	166	28
Bioenergie Kirchspiel Anhausen Verwaltungs-GmbH, Anhausen		100	31	1
Biogas Schwalmtal GmbH & Co. KG, Schwalmtal		66	787	-119
Biogasanlage Schwalmtal GmbH, Schwalmtal		99	44	4
Burgar Hill Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Catalina-Cypress Holding Limited, Swindon/Großbritannien		100		³
Causeymire Two Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Ciriè Centrale PV s.a.s. (SRL), Rom/Italien		100	-5	0
Clavellinas Solar, S.L., Barcelona/Spanien		100		³
Climagy Photovoltaikprojekt GmbH & Co. KG, Kollitzheim		100	-29	-3
Climagy Photovoltaikprojekt Verwaltungs-GmbH, Kollitzheim		100	29	0
Climagy PV-Freifeld GmbH & Co. KG, Kollitzheim		100	-29	-5
Climagy PV-Freifeld Verwaltungs-GmbH, Kollitzheim		100	29	0
Climagy PV-Sonnenanlage GmbH & Co. KG, Kollitzheim		100	-25	-6
Climagy PV-Sonnenanlage Verwaltungs-GmbH, Kollitzheim		100	29	0
Climagy Sonneneinstrahlung GmbH & Co. KG, Kollitzheim		100	-16	-3
Climagy Sonneneinstrahlung Verwaltungs-GmbH, Kollitzheim		100	24	0
Climagy Sonnenkraft GmbH & Co. KG, Kollitzheim		100	-30	-4

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Climagy Sonnenkraft Verwaltungs GmbH, Kolitzheim		100	28	0
Climagy Sonnenstrom GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-28	-4
Climagy Sonnenstrom Verwaltungs GmbH, Kolitzheim		100	28	0
Climagy Stromertrag GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-16	-3
Climagy Stromertrag Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	27	0
Clocaenog Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Cloghaneleskirt Energy Supply Limited, Tralee/Irland		100		³
COMCO MCS S.A., Luxemburg/Luxemburg		100	286	127
Curns Energy Limited, Dublin/Irland		70		³
DigiKoo GmbH, Essen		100		³
Doggerbank Project 3B Innogy Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Doggerbank Project 3C Limited, Swindon/Großbritannien		100		³
Doggerbank Project 3D Limited, Swindon/Großbritannien		100		³
Doggerbank Project 3E Limited, Swindon/Großbritannien		100		³
Doggerbank Project 3F Limited, Swindon/Großbritannien		100		³
E & Z Industrie-Lösungen GmbH, Essen		100	19.759	1.619
easyOptimize GmbH, Essen		100	-2.771	-4.795
Eko-En 1 Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	1.305	-1.028
El Algarrobo (SpA), Santiago de Chile/Chile		100	1	0
El Chañar (SpA), Santiago de Chile/Chile		100	1	0
El Navajo Solar, S.L., Barcelona/Spanien		100		³
El Pimiento (SpA), Santiago de Chile/Chile		100	1	0
El Solar SpA, Santiago de Chile/Chile		100	1	0
El Tamarugo (SpA), Santiago de Chile/Chile		100	1	0
ELMU-ÉMÁSZ Energiatároló Kft., Budapest/Ungarn		100		³
Energenti plus d. o. o., Cerknica/Slowenien		100	21	6
Energetyka Wschod Sp. z o.o., Wroclaw/Polen		100	98	20
Energiegesellschaft Leimen GmbH & Co. KG, Leimen		75	198	14
Energiegesellschaft Leimen Verwaltungsgesellschaft mbH, Leimen		75	28	1
energienatur Gesellschaft für Erneuerbare Energien mbH, Siegburg		64	112	4
Energieversorgung Timmendorfer Strand GmbH & Co. KG, Timmendorfer Strand		51	3.196	155
Energy Ventures GmbH, Saarbrücken		100	6	-2
enervolution GmbH, Bochum		100	48	¹
enviaM Erneuerbare Energien Verwaltungsgesellschaft mbH, Markkleeberg		100	35	2
enviaM Neue Energie Management GmbH, Halle (Saale)		100	26	1
enviaM Zweite Neue Energie Management GmbH, Halle (Saale)		100		³
Eólica de Sarnago, S.A., Soria/Spanien		52	1.563	-32
ESK GmbH, Dortmund		100	128	¹
Fernwärmeversorgung Saarlouis-Steinrausch Investitionsgesellschaft mbH, Saarlouis		100	7.567	¹
"Finelectra" Finanzgesellschaft für Elektrizitäts-Beteiligungen AG, Hausen/Schweiz		100	9.760	34
Free Electrons LLC, Palo Alto/USA		100		³

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
Fresh Energy GmbH, Berlin		62		⁹
FUCATUS Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Recklinghausen KG, Düsseldorf		94	0	0
Fundacja innogy w Polsce, Warschau/Polen		100	40	37
Gazules I Fotovoltaica S.L., Barcelona/Spanien		100		³
Gazules II Solar S.L., Barcelona/Spanien		100		³
GBV Dreiunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100	100	25	¹
GBV Einunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100	100	30	¹
GBV Siebte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen		100	100	¹
GBV Vierunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen		100	21	-4
GBV Zweiunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100	100	25	¹
GKB Gesellschaft für Kraftwerksbeteiligungen mbH, Cottbus		100	268	-24
Goole Fields II Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100		³
Green Gecco Verwaltungs GmbH, Essen		51	38	1
GWG Kommunal GmbH, Grevenbroich		100	100	-470
Hennef (Sieg) Stromnetz GmbH & Co. KG, Hennef		100	100	0
Infraestructuras de Aldehuelas, S.A., Barcelona/Spanien		100	428	0
Infrastrukturgesellschaft Netz Lübz mbH, Hannover		100	16	-16
innogy Charge Tech GmbH, Dortmund		100		³
innogy Consulting Americas, LLC, Cambridge/USA		100		³
innogy Consulting GmbH, Essen		100	3.833	4.626
innogy Dritte Vermögensverwaltungs GmbH, Essen		100	100	¹
innogy e-Mobility Limited, London/Großbritannien		100		³
innogy e-mobility US LLC, Delaware/USA		100		³
innogy Energetyka Zachod Sp. z o.o., Wroclaw/Polen		100	196	71
innogy indeland Windpark Eschweiler Verwaltungs GmbH, Eschweiler		100	41	6
INNOGY INNOVATION CENTER LTD, Tel Aviv/Israel		100	20	-135
innogy Innovation UK Ltd., London/Großbritannien		100		³
innogy Middle East & North Africa Ltd., Dubai/Ver. Arab. Emirate		100	1.602	-1.488
innogy Offshore Wind Netherlands Participations I B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	0	0
innogy Offshore Wind Netherlands Participations II B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	0	0
innogy Offshore Wind Netherlands Participations III B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	0	0
innogy Offshore Wind Netherlands Participations IV B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	0	0
innogy Polska Solutions Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	148	0
innogy Renewables Canada Inc., Vancouver/Kanada		100	2.562	-2.119
Innogy Renewables US Wind Holdings LLC, Dover/USA		100		³
innogy Seabreeze II Verwaltungs GmbH, Essen		100	53	7
innogy Solar Netherlands B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100		³
innogy Stiftung für Energie und Gesellschaft gGmbH, Essen		100	54.968	-3.104

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
innogy TelNet Holding, s.r.o., Prag/Tschechien		100	-31	-1
innogy Turkey Enerji Anonim Sirketi, Istanbul/Türkei		100	720	-359
Innogy US Renewable Projects LLC, Delaware/USA		100	0	0
innogy Ventures GmbH, Essen		100	52.749	-3.688
innogy Ventures Vermögensverwaltung 4 GmbH, Essen		100		⁹
innogy Ventures Vermögensverwaltung 5 GmbH, Essen		100		⁹
innogy Windpark Bedburg Verwaltungs GmbH, Bedburg		51	43	2
innogy Windpark Jüchen A44n GmbH & Co. KG, Essen		100	284	-16
Innogy Windpark Jüchen A44n Verwaltungs GmbH, Essen		100	34	8
Inversiones Belectric Chile LTDA, Santiago de Chile/Chile		100	-24	-9
Jerez Fotovoltaica S.L., Barcelona/Spanien		100		³
Jurchen Technology USA Inc., San Mateo/USA		100	8	-3
Kieswerk Kaarst GmbH & Co. KG, Bergheim		51	1.108	501
Kieswerk Kaarst Verwaltungs GmbH, Bergheim		51	30	0
Kiln Pit Hill Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Korproject Energy Sp. z o.o., Warschau/Polen		100		³
KWS Kommunal-Wasserversorgung Saar GmbH, Saarbrücken		100	195	61
Las Vaguadas I Fotovoltaica S.L., Barcelona/Spanien		100		³
Las Vaguadas II Solar S.L., Barcelona/Spanien		100		³
Lech Energie Gersthofen GmbH & Co. KG, Gersthofen		100	9	-1
Lech Energie Verwaltung GmbH, Augsburg		100	25	0
Lemonbeat GmbH, Dortmund		100	9.952	-3.169
Lochelbank Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Lößnitz Netz GmbH & Co. KG, Lößnitz		100	10	-3
Lößnitz Netz Verwaltungs GmbH, Lößnitz		100	27	0
Mátraí Erömü Központi Karbantartó KFT, Visonta/Ungarn		100	3.306	72
Middlemoor Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas HD mbH, Halle (Saale)		100	25	¹
Mitteldeutsche Netzgesellschaft mbH, Chemnitz		100	21	-1
MotionWerk GmbH, Essen		60		⁹
Netzwerke Saarwellingen GmbH, Saarwellingen		100	50	¹
NEW b_gas Eicken GmbH, Schwalmtal		100	-879	11
NEW Re GmbH, Mönchengladbach		95	10.035	50
NEW Windenergie Verwaltung GmbH, Mönchengladbach		100	25	0
NEW Windpark Linnich GmbH & Co. KG, Mönchengladbach		100	20	-10
NEW Windpark Viersen GmbH & Co. KG, Mönchengladbach		100		³
Novar Two Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Npower Northern Supply Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
NRF Neue Regionale Fortbildung GmbH, Halle (Saale)		100	172	30
Oranje Wind Power B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100		³
Oranje Wind Power C.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100		³
Oschatz Netz GmbH & Co. KG, Oschatz		75	561	217

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Oschatz Netz Verwaltungs GmbH, Oschatz		100	26	0
Park Wiatrowy Dolice Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	1.039	-65
Park Wiatrowy Elk Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	618	602
Park Wiatrowy Gaworzycze Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	1.104	-1.806
Park Wiatrowy Msciwójów Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	269	-1.720
Park Wiatrowy Prudziszki Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	39	-21
Park Wiatrowy Smigiel I Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	675	-1.956
Photovoltaikkraftwerk Götz GmbH & Co. KG, Koltitzheim		100	-29	-3
Photovoltaikkraftwerk Götz Verwaltungs GmbH, Koltitzheim		100	29	0
Photovoltaikkraftwerk Groß Dölln Infrastruktur GmbH & Co. KG, Koltitzheim		100	-15	-4
Photovoltaikkraftwerk Groß Dölln Infrastruktur Verwaltungs-GmbH, Koltitzheim		100	28	0
Photovoltaikkraftwerk Reinsdorf GmbH & Co. KG, Koltitzheim		100	-28	-3
Photovoltaikkraftwerk Reinsdorf Verwaltungs GmbH, Koltitzheim		100	29	0
Photovoltaikkraftwerk Tramm GmbH & Co. KG, Koltitzheim		100	-29	-5
Photovoltaikkraftwerk Tramm Netzanschluss GmbH & Co. KG, Koltitzheim		100	-27	-6
Photovoltaikkraftwerk Tramm Netzanschluss Verwaltungs GmbH, Koltitzheim		100	27	0
Photovoltaikkraftwerk Tramm PV-Finanzierung GmbH & Co. KG, Koltitzheim		100	-17	-3
Photovoltaikkraftwerk Tramm PV-Finanzierung Verwaltungs GmbH, Koltitzheim		100	27	0
Photovoltaikkraftwerk Tramm Verwaltungs-GmbH, Koltitzheim		100	29	0
PI E&P Holding Limited, George Town/Cayman Islands		100	4.550	0
PI E&P US Holding LLC, New York City/USA		100	4.539	-12
Powerhouse Energy Solutions S.L., Madrid/Spanien		100	26	0
Primus Projekt GmbH & Co. KG, Hannover		100	359	-172
PT Rheincoal Supply & Trading Indonesia, PT, Jakarta/Indonesien		100	238	6
Qualitas-AMS GmbH, Siegen		100		³
Quintana Fotovoltaica SLU, Madrid/Spanien		100		³
RD Hanau GmbH, Hanau		100	0	0
REV LNG SSL BC LLC, Ulysses/USA		85	5.601	-178
Rheinland Westfalen Energiepartner GmbH, Essen		100	5.369	¹
rhenagbau GmbH, Köln		100	4.058	¹
ROTARY-MATRA Kútúró és Karbantartó KFT, Visonta/Ungarn		100	775	-26
Rowantree Wind Farm Ltd., Swindon/Großbritannien		100	0	0
RWE & Turcas Dogalgaz Ithalat ve Ihracat A.S., Istanbul/Türkei		100	976	62
RWE Australia Pty. Ltd., Brisbane/Australien		100	74	-19
RWE Enerji Toptan Satis A.S., Istanbul/Türkei		100	6.179	-3.131
RWE Ingen!us Limited, Swindon/Großbritannien		100	1.187	-2.062
RWE Innogy Serbia d.o.o., Belgrad/Serbien		100	75	4
RWE NSW PTY LTD, Sydney/Australien		100	30.938	0
RWE Pensionsfonds AG, Essen	100	100	3.757	34
RWE Power Climate Protection China GmbH, Essen		100	25	¹
RWE Power Climate Protection Clean Energy Technology (Beijing) Co., Ltd., Beijing/China		100	2.072	7
RWE Power Climate Protection GmbH, Essen		100	23	¹

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
RWE Power Climate Protection Southeast Asia Co., Ltd., Bangkok/Thailand		100	59	5
RWE Power International Ukraine LLC, Kiew/Ukraine		100	0	0
RWE Rhein Oel Ltd., London/Großbritannien		100	-1	0
RWE SUPPLY TRADING TURKEY ENERJI ANONIM SIRKETI, Istanbul/Türkei		100	1.344	-35
RWE Trading Services Ltd., Swindon/Großbritannien		100	1.227	94
RWE-EnBW Magyarországi Energiaszolgáltató Korlátolt Felelősségű Társaság, Budapest/Ungarn		70	391	20
RWEST PI FRE Holding LLC, New York City/USA		100	9.708	-5.375
RWEST PI LNG HOLDING LLC, New York City/USA		100	5.593	0
RWEST PI LNG 1 LLC, New York City/USA		100	1.331	0
RWEST PI LNG 2 LLC, New York City/USA		100	4.688	0
RWEST PI WALDEN HOLDING LLC, New York City/USA		100	6.318	-30
RWEST PI WALDEN 1 LLC, New York City/USA		100	6.320	0
Santa Severa Centrale PV s.a.s. (SRL), Rom/Italien		100	-151	0
Scarcroft Investments Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Scharbeutz Energie- und Netzgesellschaft mbH & Co. KG, Scharbeutz		51	4.371	199
SchlauTherm GmbH, Saarbrücken		75	301	82
SEG Solarenergie Guben GmbH & Co. KG, Guben		100	3.159	-1
SEG Solarenergie Guben Management GmbH, Halle (Saale)		100		³
Sofia Offshore Wind Farm Holdings Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
SOLARENGO Energia, Unipessoal, Lda., Cascais/Portugal		100		³
Solkraftwerk Herlheim GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-28	-4
Solkraftwerk Herlheim Verwaltungs GmbH, Kolitzheim		100	28	0
Solkraftwerk Meuro GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-29	-3
Solkraftwerk Meuro Verwaltungs GmbH, Kolitzheim		100	28	0
Solkraftwerk Oberspiesheim GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-27	-5
Solkraftwerk Oberspiesheim Verwaltungs GmbH, Kolitzheim		100	28	0
SP Solarprojekte GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100		³
SP Solarprojekte 1 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100		³
SP Solarprojekte 1 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100		³
SP Solarprojekte 2 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100		³
SP Solarprojekte 2 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100		³
SP Solarprojekte 3 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100		³
SP Solarprojekte 4 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100		³
SP Solarprojekte 4 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100		³
SP Solarprojekte 5 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100		³
SP Solarprojekte 5 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100		³
SP Solarprojekte 6 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100		³
SP Solarprojekte 6 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100		³
SP Solarprojekte 7 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100		³
SP Solarprojekte 7 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100		³
Stadtwerke Korschenbroich GmbH, Mönchengladbach		100	46	-6
Storage Facility 1 Ltd., Slough/Großbritannien		100		³

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Stromnetz Friedberg GmbH & Co. KG, Friedberg		100		³
Stromnetz Pulheim Verwaltung GmbH, Pulheim		100		³
Sun Data GmbH, Kollitzheim		100	74	70
Sunpow 1 Sp. z o.o., Warschau/Polen		100		³
Sunrise Energy Generation Pvt. Ltd., Mumbai/Indien		100	69	4
Süwag Vertrieb Management GmbH, Frankfurt am Main		100	27	1
SVFR 12 (SAS), Vendres/Frankreich		100	-110	-2
Thermolux S.a.r.l., Luxemburg/Luxemburg		100	98	-484
TWS Technische Werke der Gemeinde Saarwellingen GmbH, Saarwellingen		51	4.721	1.699
ucair GmbH, Berlin		85		⁹
Versuchatomkraftwerk Kahl GmbH, Karlstein am Main		80	573	31
Verwaltungsgesellschaft Energieversorgung Timmendorfer Strand mbH, Timmendorfer Strand		51	27	1
Verwaltungsgesellschaft Scharbeutzer Energie- und Netzgesellschaft mbH, Scharbeutz		51	27	1
VKN Saar Geschäftsführungsgesellschaft mbH, Ens Dorf		51	32	1
VSE - Windpark Merchingen GmbH & Co. KG, Saarbrücken		100	2.800	-30
VSE - Windpark Merchingen VerwaltungsGmbH, Saarbrücken		100	63	1
VSE Agentur GmbH, Saarbrücken		100	131	116
VSE Call centrum, s.r.o., Kosice/Slowakei		100	72	17
VSE Ekoenergia, s.r.o., Kosice/Slowakei		100	92	-39
VSE-Stiftung gGmbH, Saarbrücken		100	2.571	-8
Wärmeversorgung Schwaben GmbH, Augsburg		100	86	55
Warsun Project Sp. z o.o., Warschau/Polen		100		³
Wasser-Netzgesellschaft Kolpingstadt Kerpen GmbH & Co. KG, Kerpen		100		³
WEK Windenergie Kolkwitz GmbH & Co. KG, Kolkwitz		100	-1.184	-1.143
WIJA GmbH, Bad Neuenahr-Ahrweiler		100	481	19
Windkraft Hochheim GmbH & Co. KG, Hochheim		100	2.820	70
Windpark Büschdorf GmbH, Perl		100		³
Windpark Eekerpolder B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100		³
Windpark Eschweiler Beteiligungs GmbH, Stolberg		59	9.767	-321
Windpark Oostpolderdijk B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100		³
Windpark Paffendorf GmbH & Co. KG, Essen		100		³
Windpark Paffendorf Verwaltungs GmbH, Essen		100		³
Windpark Verwaltungsgesellschaft mbH, Lützen		100	31	0
Windpark Wadern-Felsenberg GmbH, Wadern		100		³
WK Solar Project Sp. z o.o., Warschau/Polen		100		³
WKH Windkraft Hochheim Management GmbH, Halle (Saale)		100		³
2. CR Immobilien-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Naumburg KG, Düsseldorf		⁸	-711	0
4Motions GmbH, Leipzig		100		³

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

III. Gemeinschaftliche Tätigkeiten	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
EnergieRegion Taunus - Goldener Grund - GmbH & Co. KG, Bad Camberg		49	29.913	1.767
Gas-Netzgesellschaft Kolpingstadt Kerpen GmbH & Co. KG, Kerpen		49	4.211	1.155
Gas-Netzgesellschaft Kreisstadt Bergheim GmbH & Co. KG, Bergheim		49	3.656	1.167
Greater Gabbard Offshore Winds Limited, Reading/Großbritannien		50	1.170.493	85.301
Netzgesellschaft Südwestfalen mbH & Co. KG, Netphen		49	12.264	¹¹
N.V. Elektriciteits-Produktiemaatschappij Zuid-Nederland EPZ, Borssele/Niederlande		30	59.162	6.674

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung
5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12
9 Unwesentlich
10 Jahresabschluss nicht verfügbar
11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

IV. Verbundene Unternehmen von gemeinschaftlichen Tätigkeiten	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
EnergieRegion Taunus - Goldener Grund Verwaltungsgesellschaft mbH, Bad Camberg		100	27	1
Gas-Netzgesellschaft Kolpingstadt Kerpen Verwaltungs-GmbH, Kerpen		100	31	2

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung
5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12
9 Unwesentlich
10 Jahresabschluss nicht verfügbar
11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

V. Gemeinschaftsunternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
AS 3 Beteiligungs GmbH, Essen		51 ⁵	38.579	1.486
AVU Aktiengesellschaft für Versorgungs-Unternehmen, Gevelsberg		50	99.413	14.400
BEW Netze GmbH, Wipperfürth		61 ⁵	6.534	-63
Budapesti Disz- es Közvilagitasi Korlatolt Felelőssegű Tarsasag, Budapest/Ungarn		50	30.358	465
C-Power N.V., Oostende/Belgien		27	211.124	12.431
Energie Nordeifel GmbH & Co. KG, Kall		33	8.374	5.427
FSO GmbH & Co. KG, Oberhausen		50	43.453	14.372
Galopper Wind Farm Holdco Limited, Swindon/Großbritannien		25	-144.596	8.955
Gwynt Y Môr Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		50	-102	-845
Innogy Venture Capital GmbH, Dortmund		75 ⁵	472	75
Konsortium Energieversorgung Opel beschränkt haftende oHG, Karlstein		67 ⁵	32.775	5.467
PRENU Projektgesellschaft für Rationelle Energienutzung in Neuss mbH, Neuss		50	178	-2
Rain Biomasse Wärmegesellschaft mbH, Rain		75 ⁵	5.693	521
SHW/RWE Umwelt Aqua Vodogradnja d.o.o., Zagreb/Kroatien		50	410	-26
Société Electrique de l'Our S.A., Luxemburg/Luxemburg		40	513	4.089 ²
Stadtwerke Dülmen Dienstleistungs- und Beteiligungs-GmbH & Co. KG, Dülmen		50	27.700	4.942
Stadtwerke Lingen GmbH, Lingen (Ems)		40	13.471	11
Stromnetz Gersthofen GmbH & Co. KG, Gersthofen		49	443	12
Stromnetz Günzburg GmbH & Co. KG, Günzburg		49	2.999	141
SVS-Versorgungsbetriebe GmbH, Stadtlohn		30	20.340	2.953
TCP Petcoke Corporation, Dover/USA		50	22.310	8.067 ²
URANIT GmbH, Jülich		50	70.733	114.500
Zagrebacke otpadne vode d.o.o., Zagreb/Kroatien		48	205.257	24.027

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund

gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund
gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

VI. Assoziierte Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
Amprion GmbH, Dortmund	25	25	1.651.100	158.100
ATBERG - Eólicas do Alto Tãmega e Barroso, Lda., Ribeira de Pena/Portugal		40	4.283	595
Belectric Gulf Limited, Abu Dhabi/Ver. Arab. Emirate		49	2.465	2.065
Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH (DEW 21), Dortmund		40	188.831	¹¹
EnergieServicePlus GmbH, Düsseldorf		49	2.501	75
Energieversorgung Guben GmbH, Guben		45	16.895	1.241
Energieversorgung Hürth GmbH, Hürth		25	4.961	¹¹
Energieversorgung Oberhausen AG, Oberhausen		10 ⁶	32.345	13.699
ENNI Energie & Umwelt Niederrhein GmbH, Moers		20	32.915	¹¹
e-regio GmbH & Co. KG, Euskirchen		43	85.218	14.006
EWR Aktiengesellschaft, Worms		2 ⁶	74.307	7.914
EWR Dienstleistungen GmbH & Co. KG, Worms		50	135.649	7.941
EWR GmbH - Energie und Wasser für Remscheid, Remscheid		20	83.816	14.920
Freiberger Stromversorgung GmbH (FSG), Freiberg		30	10.038	1.283
Gas- und Wasserwerke Bous-Schwalbach GmbH, Bous		49	14.137	3.178
GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH, Essen		28	34.950	29.849 ²
Grosskraftwerk Mannheim Aktiengesellschaft, Mannheim		40	114.141	6.647
HIDROERG - Projectos Energéticos, Lda., Lissabon/Portugal		32	12.601	2.234
Innogy Renewables Technology Fund I GmbH & Co. KG, Dortmund		78 ⁵	26.907	977
Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH, Klagenfurt/Österreich		49	844.507	89.665 ²
KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG, Klagenfurt/Österreich		13 ⁶	817.158	86.993
Kemkens B.V., Oss/Niederlande		49	35.548	9.313
KEW Kommunale Energie- und Wasserversorgung AG, Neunkirchen		29	74.764	11.550
MAINGAU Energie GmbH, Obertshausen		47	34.833	11.183
medl GmbH, Mülheim an der Ruhr		39	21.829	¹¹
Mingas-Power GmbH, Essen		40	7.002	6.333
Nebelhornbahn-Aktiengesellschaft, Oberstdorf		27	5.361	419
PEARL PETROLEUM COMPANY LIMITED, Road Town/Britische Jungferninseln		10 ⁷	2.401.402	341.238
Pfalzwerke Aktiengesellschaft, Ludwigshafen		27	244.154	51.212
Projecta 14 GmbH, Saarbrücken		50	38.315	2.090
Propan Rheingas GmbH & Co KG, Brühl		30	7.737	898
Recklinghausen Netzgesellschaft mbH & Co. KG, Recklinghausen		50	16.030	1.112
RheinEnergie AG, Köln		20	886.918	154.826
Rhein-Main-Donau AG, München		22	110.169	0
Schluchseewerk Aktiengesellschaft, Laufenburg Baden		50	59.339	2.809
Siegener Versorgungsbetriebe GmbH, Siegen		25	24.872	4.586
SpreeGas Gesellschaft für Gasversorgung und Energiedienstleistung mbH, Cottbus		33	34.516	5.944
SSW Stadtwerke St. Wendel GmbH & Co. KG, St. Wendel		50	20.215	2.223
Stadtwerke Aschersleben GmbH, Aschersleben		35	17.459	2.969
Stadtwerke Bernburg GmbH, Bernburg (Saale)		45	32.759	6.306
Stadtwerke Bitterfeld-Wolfen GmbH, Bitterfeld-Wolfen		40	20.039	1.812
Stadtwerke Duisburg Aktiengesellschaft, Duisburg		20	189.336	4.700
Stadtwerke Emmerich GmbH, Emmerich am Rhein		25	12.115	¹¹

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

VI. Assoziierte Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
Stadtwerke Essen Aktiengesellschaft, Essen		29	128.679	27.426
Stadtwerke Geldern GmbH, Geldern		49	12.875	3.094
Stadtwerke GmbH Bad Kreuznach, Bad Kreuznach		25	39.925	¹¹
Stadtwerke Kamp-Lintfort GmbH, Kamp-Lintfort		49	14.868	3.678
Stadtwerke Kirn GmbH, Kirn		49	2.154	268
Stadtwerke Meerane GmbH, Meerane		24	14.846	2.443
Stadtwerke Merseburg GmbH, Merseburg		40	22.092	4.108
Stadtwerke Merzig GmbH, Merzig		50	15.906	3.135
Stadtwerke Neuss Energie und Wasser GmbH, Neuss		25	88.344	14.761
Stadtwerke Radevormwald GmbH, Radevormwald		50	6.037	2.445
Stadtwerke Ratingen GmbH, Ratingen		25	55.812	5.465
Stadtwerke Reichenbach/Vogtland GmbH, Reichenbach im Vogtland		24	13.835	1.786
Stadtwerke Saarlouis GmbH, Saarlouis		49	37.022	4.586
Stadtwerke Velbert GmbH, Velbert		50	82.005	¹¹
Stadtwerke Weißenfels GmbH, Weißenfels		24	24.825	4.981
Stadtwerke Willich GmbH, Willich		25	13.981	4.144
Stadtwerke Zeitz GmbH, Zeitz		24	21.379	3.645
SWTE Netz GmbH & Co. KG, Ibbenbüren		33	36.751	4.988
Vliegasonie B.V., De Bilt/Niederlande		60 ⁵	9.949	1.642
Wasser- und Energieversorgung Kreis St. Wendel GmbH, St. Wendel		28	22.960	1.867
wbm Wirtschaftsbetriebe Meerbusch GmbH, Meerbusch		40	23.543	4.336
Xelan SAS, Saint-Denis La Plaine/Frankreich		34	264	-159
Zagrebacke otpadne vode-upravljanje i pogon d.o.o., Zagreb/Kroatien		31	2.887	3.548
Zwickauer Energieversorgung GmbH, Zwickau		27	43.360	10.466

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

VII. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Abwasser-Gesellschaft Knapsack, Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Hürth		33	461	231
Alt Han Company Limited, London/Großbritannien		21	0	0
Ascent Energy LLC, Wilmington/USA		50	8.312	-985
Awotec Gebäude Servicegesellschaft mbH, Saarbrücken		48	91	-9
Bäderbetriebsgesellschaft St. Ingbert GmbH, St. Ingbert		49	86	6
Balve Netz GmbH & Co. KG, Balve		25		³
Bayerische Ray Energietechnik GmbH, Garching		49	1.251	551
Biogas Wassenberg GmbH & Co. KG, Wassenberg		32	1.248	71
Biogas Wassenberg Verwaltungs GmbH, Wassenberg		32	38	1
Breer Gebäudedienste Heidelberg GmbH, Heidelberg		45	504	224
Breitband-Infrastrukturgesellschaft Cochem-Zell mbH, Cochem		21	-592	45
Brüggen.E-Netz GmbH & Co. KG, Brüggen		25	3.249	556
Brüggen.E-Netz Verwaltungs-GmbH, Brüggen		25	29	2
CARBON Climate Protection GmbH, Langenlois/Österreich		50	2.347	1.291
CARBON Egypt Ltd., Kairo/Ägypten		49	-1.366	-1.067
CECEP Ningxia New Energy Resources Joint Stock Co., Ltd., Yinchuan/China		25	18.645	59
Centralny System Wymiany Informacji Sp. z o.o., Poznan/Polen		20		³
Conjoule GmbH, Essen		40		⁹
DES Dezentrale Energien Schmalkalden GmbH, Schmalkalden		33	280	28
Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen AG & Co. oHG, Gorleben		31	1.256	745
Dii GmbH, München		20	288	-124
Discovery GmbH, Aachen		24		³
Dorsten Netz GmbH & Co. KG, Dorsten		49	5.805	833
EfD Energie-für-Dich GmbH, Potsdam		49	29	6
ELE-GEW Photovoltaikgesellschaft mbH, Gelsenkirchen		49	64	39
ELE-RAG Montan Immobilien Erneuerbare Energien GmbH, Bottrop		50	50	15
ELE-Scholven-Wind GmbH, Gelsenkirchen		30	667	142
Elsta B.V., Middelburg/Niederlande		25	47.499	33.814
Elsta B.V. & CO C.V., Middelburg/Niederlande		25	47.722	33.892
EMDO S.A.S., Paris/Frankreich		30		³
Energie BOL GmbH, Ottersweier		50	35	3
Energie Mechnich GmbH & Co. KG, Mechnich		49	4.194	451
Energie Mechnich Verwaltungs-GmbH, Mechnich		49	31	2
Energie Nordeifel Beteiligungs-GmbH, Kall		33	26	1
Energie Schmallenberg GmbH, Schmallenberg		44	29	1
Energiepartner Dörth GmbH, Dörth		49	32	3
Energiepartner Elsdorf GmbH, Elsdorf		40	49	7
Energiepartner Hermeskeil GmbH, Hermeskeil		20	23	0
Energiepartner Kerpen GmbH, Kerpen		49	26	1
Energiepartner Niederzier GmbH, Niederzier		49		³
Energiepartner Projekt GmbH, Essen		49	49	23
Energiepartner Solar Kreuztal GmbH, Kreuztal		40	24	-1

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

VII. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Energiepartner Wesseling GmbH, Wesseling		30	27	2
Energie-Service-Saar GmbH, Völklingen		50	-1.796	-6
Energieversorgung Bad Bentheim GmbH & Co. KG, Bad Bentheim		25	2.919	566
Energieversorgung Bad Bentheim Verwaltungs-GmbH, Bad Bentheim		25	31	2
Energieversorgung Beckum GmbH & Co. KG, Beckum		34	5.410	3.117
Energieversorgung Beckum Verwaltungs-GmbH, Beckum		34	59	2
Energieversorgung Horstmar/Laer GmbH & Co. KG, Horstmar		49	2.300	308
Energieversorgung Kranenburg Netze GmbH & Co. KG, Kranenburg		25	1.698	206
Energieversorgung Kranenburg Netze Verwaltungs GmbH, Kranenburg		25	29	2
Energieversorgung Marienberg GmbH, Marienberg		49	3.007	1.173
Energieversorgung Niederkassel GmbH & Co. KG, Niederkassel		49	2.745	164
Energieversorgung Oelde GmbH, Oelde		25	8.260	2.685
Energotel, a.s., Bratislava/Slowakei		20	6.805	1.293
energy4u GmbH & Co. KG, Siegburg		49	25	0
ENERVENTIS GmbH & Co. KG, Saarbrücken		33	1.090	513
Erdgasversorgung Industriepark Leipzig Nord GmbH, Leipzig		50	436	6
Erdgasversorgung Schwalmatal GmbH & Co. KG, Viersen		50	3.109	3.654
Erdgasversorgung Schwalmatal Verwaltungs-GmbH, Viersen		50	37	1
Erneuerbare Energien Rheingau-Taunus GmbH, Bad Schwalbach		25	479	48
eShare.one GmbH, Dortmund		25		³
Esta VOF, Ridderkerk/Niederlande		50		¹⁰
evm Windpark Höhn GmbH & Co. KG, Höhn		33	-655	-550
EWV Baesweiler GmbH & Co. KG, Baesweiler		45	2.420	1.047
EWV Baesweiler Verwaltungs GmbH, Baesweiler		45	30	1
FAMOS - Facility Management Osnabrück GmbH, Osnabrück		49	100	3
Fassi Coal Pty. Ltd., Newcastle-Rutherford/Australien		40	-7.259	405
Fernwärmeversorgung Zwönitz GmbH (FVZ), Zwönitz		50	3.296	331
First River Energy LLC, Denver/USA		36	-1.321	-7.479
Focal Energy Photovoltaic Holdings Limited, Nicosia/Zypern		50	1.476	-4
Foton Technik Sp. z o.o., Warschau/Polen		50	162	32
FSO Verwaltungs-GmbH, Oberhausen		50	34	0
Gasgesellschaft Kerken Wachtendonk mbH, Kerken		49	4.405	588
Gas-Netzgesellschaft Bedburg GmbH & Co. KG, Bedburg		49		³
Gas-Netzgesellschaft Elsdorf GmbH & Co. KG, Elsdorf		49	1.301	202
Gasnetzgesellschaft Mettmann GmbH & Co. KG, Mettmann		25	1.000	0
Gas-Netzgesellschaft Rheda-Wiedenbrück GmbH & Co. KG, Rheda-Wiedenbrück		49		³
Gas-Netzgesellschaft Rheda-Wiedenbrück Verwaltungs-GmbH, Rheda-Wiedenbrück		49		³
Gasnetzgesellschaft Wörrstadt mbH & Co. KG, Saulheim		49	2.184	785
Gasnetzgesellschaft Wörrstadt Verwaltung mbH, Wörrstadt		49	32	2
Geiger Netzbau GmbH, Mindelheim		49	-159	-184
Gemeindewerke Bad Sassendorf Netze GmbH & Co. KG, Bad Sassendorf		25	2.129	302
Gemeindewerke Bad Sassendorf Netze Verwaltung GmbH, Bad Sassendorf		25	29	2

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

VII. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Gemeindewerke Bissendorf Netz GmbH & Co. KG, Bissendorf		49	2.786	511
Gemeindewerke Bissendorf Netz Verwaltungs-GmbH, Bissendorf		49	27	0
Gemeindewerke Everswinkel GmbH, Everswinkel		45	6.935	498
Gemeindewerke Namborn GmbH, Namborn		49	828	48
Gemeinschaftswerk Hattingen Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Essen		52	2.045	-189
GfB, Gesellschaft für Baudenkmalpflege mbH, Idar-Oberstein		20	13	-64
GfS Gesellschaft für Simulatorschulung mbH, Essen		31	56	3
Gichtgaskraftwerk Dillingen GmbH & Co. KG, Saarbrücken		25	30.989	4.445
GISA GmbH, Halle (Saale)		24	9.184	3.584
GkD Gesellschaft für kommunale Dienstleistungen mbH, Köln		50	55	4
G&L Gastro-Service GmbH, Augsburg		35	29	4
GNEE Gesellschaft zur Nutzung erneuerbarer Energien mbH Freisen, Freisen		49	13	-5
GREEN GECCO Beteiligungsgesellschaft mbH & Co. KG, Troisdorf		21	52.921	2.003
GREEN GECCO Beteiligungsgesellschaft-Verwaltungs GmbH, Troisdorf		21	38	1
GREEN Gesellschaft für regionale und erneuerbare Energie mbH, Stolberg		49	677	15
Green Solar Herzogenrath GmbH, Herzogenrath		45	3.822	404
Greenergetic GmbH, Bielefeld		35	921	-2.361
Greenplug GmbH, Hamburg		49	610	-2
HaseNetz GmbH & Co. KG, Gehrde		25	2.180	356
HCL Netze GmbH & Co. KG, Herzebrock-Clarholz		25	3.254	0
Heizkraftwerk Zwickau Süd GmbH & Co. KG, Zwickau		40	1.000	352
hmstr GmbH, Saarbrücken		25		³
Hochsauerland Netze GmbH & Co. KG, Meschede		25	5.643	1.453
Hochsauerland Netze Verwaltung GmbH, Meschede		25	27	1
H.W.B. Solar Ltd., Be'er Scheva/Israel		30		³
innogy International Middle East, Dubai/Ver. Arab. Emirate		49	-1.972	0
innogy.C3 GmbH, Essen		25		³
IWW Rheinisch-Westfälisches Institut für Wasserforschung gemeinnützige GmbH, Mülheim an der Ruhr		30	901	11
Kavernengesellschaft Staßfurt mbH, Staßfurt		50	886	0
KAWAG AG & Co. KG, Pleidelsheim		49	14.561	841
KAWAG Netze GmbH & Co. KG, Abstatt		49	2.328	153
KAWAG Netze Verwaltungsgesellschaft mbH, Abstatt		49	29	1
KDT Kommunale Dienste Tholey GmbH, Tholey		49	1.307	82
KEN Geschäftsführungsgesellschaft mbH, Neunkirchen		50	52	0
KEN GmbH & Co. KG, Neunkirchen		46	2.845	60
KEVAG Telekom GmbH, Koblenz		50	2.236	501
Kiwigrd GmbH, Dresden		20	9.302	-7.605
KlickEnergie GmbH & Co. KG, Neuss		65	-832	-664
KlickEnergie Verwaltungs-GmbH, Neuss		65	21	-1
KnGrid, Inc., Laguna Hills/USA		42		⁹
Kommunale Dienste Marpingen GmbH, Marpingen		49	2.672	-9
Kommunale Netzgesellschaft Steinheim a. d. Murr GmbH & Co. KG, Steinheim a. d. Murr		49	4.968	348

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

VII. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Kommunalwerk Rudersberg GmbH & Co. KG, Rudersberg		50	167	6
Kommunalwerk Rudersberg Verwaltungs-GmbH, Rudersberg		50	25	1
Kraftwerk Buer GbR, Gelsenkirchen		50	5.113	0
Kraftwerk Wehrden GmbH, Völklingen		33	93	63
KSG Kraftwerks-Simulator-Gesellschaft mbH, Essen		31	564	26
KSP Kommunaler Service Püttlingen GmbH, Püttlingen		40	153	49
KÜCKHOVENER Deponiebetrieb GmbH & Co. Kommanditgesellschaft, Bergheim		50	41	-15
KÜCKHOVENER Deponiebetrieb Verwaltungs-GmbH, Bergheim		50	39	0
KVK Kompetenzzentrum Verteilnetze und Konzessionen GmbH, Köln		75	135	80
LDO Coal Pty. Ltd., Ruthersford/Australien		40	-185	1.435
Mainzer Wärme PLUS GmbH, Mainz		45	7.632	1.346
MeteringSüd GmbH & Co. KG, Augsburg		34	404	-21
MNG Stromnetze GmbH & Co. KG, Lüdinghausen		25	20.440	2.841
MNG Stromnetze Verwaltungs GmbH, Lüdinghausen		25	27	2
Moravske Hidroelektrane d.o.o., Belgrad/Serbien		51	3.700	-16
Murrhardt Netz AG & Co. KG, Murrhardt		49	2.790	229
Naturstrom Betriebsgesellschaft Oberhonnefeld mbH, Koblenz		25	159	0
Netzanbindung Tewel OHG, Cuxhaven		25	699	-12
Netzgesellschaft Bedburg Verwaltungs GmbH, Bedburg		49		³
Netzgesellschaft Betzdorf GmbH & Co. KG, Betzdorf		49		³
Netzgesellschaft Bühlertal GmbH & Co. KG, Bühlertal		50	2.288	159
Netzgesellschaft Elsdorf Verwaltungs-GmbH, Elsdorf		49	33	4
Netzgesellschaft Grimma GmbH & Co. KG, Grimma		49	7.670	507
Netzgesellschaft Hüllhorst GmbH Co. KG, Hüllhorst		49		³
Netzgesellschaft Korb GmbH & Co. KG, Korb		50	1.416	99
Netzgesellschaft Korb Verwaltungs-GmbH, Korb		50	28	1
Netzgesellschaft Kreisstadt Bergheim Verwaltungs-GmbH, Bergheim		49	30	2
Netzgesellschaft Lauf GmbH & Co. KG, Lauf		50	759	54
Netzgesellschaft Leutenbach GmbH & Co. KG, Leutenbach		50	1.528	104
Netzgesellschaft Leutenbach Verwaltungs-GmbH, Leutenbach		50	27	1
Netzgesellschaft Maifeld GmbH & Co. KG, Polch		49	6.162	644
Netzgesellschaft Maifeld Verwaltungs GmbH, Polch		49	28	0
Netzgesellschaft Ottersweier GmbH & Co. KG, Ottersweier		50	2.033	158
Netzgesellschaft Rheda-Wiedenbrück GmbH & Co. KG, Rheda-Wiedenbrück		49	3.079	483
Netzgesellschaft Rheda-Wiedenbrück Verwaltungs-GmbH, Rheda-Wiedenbrück		49	29	2
NFPA Holdings Limited, Newcastle Upon Tyne/Großbritannien		25	2.017	273
NiersEnergieNetze GmbH & Co. KG, Kevelaer		51	6.167	507
NiersEnergieNetze Verwaltungs-GmbH, Kevelaer		51	33	2
Novenerg limited liability company for energy activities, Zagreb/Kroatien		50	64	0
Offshore Trassenplanungs-GmbH OTP i.L., Hannover		50	163	0
pear.ai Inc., San Francisco/USA		40		⁹
Peißenberger Wärmegesellschaft mbH, Peißenberg		50	5.905	-433
prego services GmbH, Saarbrücken		50	-2.624	5.097

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

VII. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Propan Rheingas GmbH, Brühl		28	51	2
PV Projects GmbH & Co. KG, Kollitzheim		50	377	285
PV Projects Komplementär GmbH, Kollitzheim		50	24	0
Recklinghausen Netz-Verwaltungsgesellschaft mbH, Recklinghausen		49	28	1
Renergie Stadt Wittlich GmbH, Wittlich		30	27	-1
Rhegio Natur Dienstleistungen GmbH, Rhede		25		³
RIWA GmbH Gesellschaft für Geoinformationen, Kempten		33	1.282	369
RurEnergie GmbH, Düren		30	10.454	-138
Sandersdorf-Brehna Netz GmbH & Co. KG, Sandersdorf-Brehna		49	4.826	175
Selm Netz GmbH & Co. KG, Selm		25	4.003	778
SHS Ventures GmbH & Co. KGaA, Völklingen		50	185	-15
Sofia Offshore Wind Farm Limited, Reading/Großbritannien		25	0	0
SolarProjekt Mainaschaff GmbH, Mainaschaff		50	45	-2
SPX, s.r.o., Zilina/Slowakei		33	153	11
SSW Stadtwerke St. Wendel Geschäftsführungsgesellschaft mbH, St. Wendel		50	124	4
Stadtentwässerung Schwerte GmbH, Schwerte		48	51	0
Städtische Werke Borna GmbH, Borna		37	5.316	885
Städtisches Wasserwerk Eschweiler GmbH, Eschweiler		25	2.209	683
Stadtwerke - Strom Plauen GmbH & Co. KG, Plauen		49	5.699	1.442
Stadtwerke Ahaus GmbH, Ahaus		36	11.086	0
Stadtwerke Aue GmbH, Aue		24	12.851	1.656
Stadtwerke Dillingen/Saar GmbH, Dillingen		49	6.929	1.968
Stadtwerke Dülmen Verwaltungs-GmbH, Dülmen		50	29	0
Stadtwerke Gescher GmbH, Gescher		25	3.307	661
Stadtwerke Geseke Netze GmbH & Co. KG, Geseke		25	3.880	837
Stadtwerke Geseke Netze Verwaltung GmbH, Geseke		25	26	1
Stadtwerke Goch Netze GmbH & Co. KG, Goch		25	2.886	319
Stadtwerke Goch Netze Verwaltungsgesellschaft mbH, Goch		25	29	2
Stadtwerke Haan GmbH, Haan		25	20.454	1.604
Stadtwerke Kerpen GmbH & Co. KG, Kerpen		25		³
Stadtwerke Kerpen Verwaltungs-GmbH (in Gründung), Kerpen		25		³
Stadtwerke Langenfeld GmbH, Langenfeld		20	8.551	500
Stadtwerke Oberkirch GmbH, Oberkirch		33	7.192	608
Stadtwerke Roßlau Fernwärme GmbH, Dessau-Roßlau		49	1.599	418
Stadtwerke Schwarzenberg GmbH, Schwarzenberg/Erzgeb.		28	14.551	1.327
Stadtwerke Siegburg GmbH & Co. KG, Siegburg		49	100	0
Stadtwerke Steinfurt GmbH, Steinfurt		33	10.945	250
Stadtwerke Unna GmbH, Unna		24	15.110	3.217
Stadtwerke Verl Netz GmbH & Co. KG, Verl		25		³
Stadtwerke Vlotho GmbH, Vlotho		25	4.880	123
Stadtwerke Wadern GmbH, Wadern		49	4.678	875
Stadtwerke Waltrop Netz GmbH & Co. KG, Waltrop		25	2.862	318
Stadtwerke Weilburg GmbH, Weilburg		20	8.177	874

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

VII. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Stadtwerke Werl GmbH, Werl		25	7.035	2.291
STEAG Windpark Ullersdorf GmbH & Co. KG, Jamlitz		21	17.772	22
Stromnetz Diez GmbH & Co. KG, Diez		25	1.483	100
Stromnetz Diez Verwaltungsgesellschaft mbH, Diez		25	30	1
Stromnetz Euskirchen GmbH & Co. KG, Euskirchen		25	4.100	581
Stromnetz Günzburg Verwaltungs GmbH, Günzburg		49	29	1
Stromnetz Hofheim GmbH & Co. KG, Hofheim am Taunus		49	3.455	255
Stromnetz Hofheim Verwaltungs GmbH, Hofheim am Taunus		49	27	1
Stromnetz Verbandsgemeinde Katzenelnbogen GmbH & Co. KG, Katzenelnbogen		49	2.279	178
Stromnetz Verbandsgemeinde Katzenelnbogen Verwaltungsgesellschaft mbH, Katzenelnbogen		49	27	1
Stromnetz VG Diez GmbH & Co. KG, Altendiez		49	2.401	173
STROMNETZ VG DIEZ Verwaltungsgesellschaft mbH, Altendiez		49	29	1
Strom-Netzgesellschaft Bedburg GmbH & Co. KG, Bedburg		49		3
Stromnetzgesellschaft Bramsche mbH & Co. KG, Bramsche		25		3
Strom-Netzgesellschaft Elsdorf GmbH & Co. KG, Elsdorf		49	3.612	419
Stromnetzgesellschaft Gescher GmbH & Co. KG, Gescher		25	3.305	305
Strom-Netzgesellschaft Kolpingstadt Kerpen GmbH & Co. KG, Kerpen		49	4.717	607
Strom-Netzgesellschaft Kreisstadt Bergheim GmbH & Co. KG, Bergheim		49		3
Stromnetzgesellschaft Mettmann mbH & Co. KG, Mettmann		25		3
Stromnetzgesellschaft Neuenhaus mbH & Co. KG, Neuenhaus		49	3.358	343
Stromnetzgesellschaft Neuenhaus Verwaltungs-GmbH, Neuenhaus		49	25	1
Stromnetzgesellschaft Neunkirchen-Seelscheid mbH & Co. KG, Neunkirchen-Seelscheid		49	2.626	314
Stromnetzgesellschaft Schwalmtal mbH & Co. KG, Schwalmtal		51	3.566	571
Stromverwaltung Schwalmtal GmbH, Schwalmtal		51	30	2
Südwestfalen Netz-Verwaltungsgesellschaft mbH, Netphen		49	26	1
SWL-energis Netzgesellschaft mbH & Co. KG, Lebach		50	3.239	177
SWL-energis-Geschäftsführungs-GmbH, Lebach		50	37	1
SWT trilan GmbH, Trier		26	1.299	499
SWTE Netz Verwaltungsgesellschaft mbH, Ibbenbüren		33	26	2
Technische Werke Naumburg GmbH, Naumburg (Saale)		47	10.625	650
TEPLO Votice s.r.o., Votice/Tschechien		20	103	0
The Bristol Bulk Company Limited, London/Großbritannien		25	1	0
TNA Talsperren- und Grundwasser-Aufbereitungs- und Vertriebsgesellschaft mbH, Saarbrücken		23	1.067	98
Toledo PV A.E.I.E., Madrid/Spanien		33	1.926	587
TRANSELEKTRO, s.r.o., Kosice/Slowakei		26	627	-51
TWE Technische Werke der Gemeinde Ensdorf GmbH, Ensdorf		49	2.119	168
TWL Technische Werke der Gemeinde Losheim GmbH, Losheim		50	7.218	1.585
TWM Technische Werke der Gemeinde Merchweiler GmbH, Merchweiler		49	2.084	83
TWN Trinkwasserverbund Niederrhein GmbH, Grevenbroich		33	143	-5
TWRS Technische Werke der Gemeinde Rehlingen-Siersburg GmbH, Rehlingen		35	4.686	161
Umspannwerk Putlitz GmbH & Co. KG, Frankfurt am Main		25	0	-197

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund

gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

VII. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Untere Iller Aktiengesellschaft, Landshut		40	1.134	41
Untermain EnergieProjekt AG & Co. KG, Kelsterbach		49	1.992	100
Untermain Erneuerbare Energien Verwaltungs-GmbH, Raunheim		25	33	2
Untermain Erneuerbare Energien GmbH & Co. KG, Raunheim		25	8	-14
Veiligebuurt B.V., Enschede/Niederlande		45		⁹
VEM Neue Energie Muldental GmbH & Co. KG, Markkleeberg		50	58	-8
Verteilnetze Energie Weißenhorn GmbH & Co. KG, Weißenhorn		35	906	310
Verwaltungsgesellschaft Dorsten Netz mbH, Dorsten		49	29	2
Verwaltungsgesellschaft Energie Weißenhorn GmbH, Weißenhorn		35	26	1
Verwaltungsgesellschaft GW Dillingen mbH, Saarbrücken		25	181	7
Voltaris GmbH, Maxdorf		50	2.431	1.648
Wadersloh Netz GmbH & Co. KG, Wadersloh		25		³
Wadersloh Netz Verwaltungs GmbH, Wadersloh		25		³
WALDEN GREEN ENERGY LLC, New York City/USA		61	6.342	-1.167
Wärmeversorgung Limburg GmbH, Limburg an der Lahn		50	455	-1
Wärmeversorgung Mücheln GmbH, Mücheln		49	894	74
Wärmeversorgung Wachau GmbH, Markkleeberg OT Wachau		49	89	-2
Wärmeversorgung Würselen GmbH, Würselen		49	1.524	75
Wasserverbund Niederrhein Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Krefeld		38	11.188	633
Wasserversorgung Main-Taunus GmbH, Frankfurt am Main		49	136	2
Wasserzweckverband der Gemeinde Nalbach, Nalbach		49	1.758	23
WeAre GmbH, Essen		50		⁹
WEV Warendorfer Energieversorgung GmbH, Warendorf		25	12.243	1.963
Windenergie Briesensee GmbH, Neu Zauche		31	1.248	-89
Windenergie Frehne GmbH & Co. KG, Marienfließ		41	5.796	32
Windenergie Merzig GmbH, Merzig		20	3.837	522
Windenergiepark Heidenrod GmbH, Heidenrod		45	12.798	927
Windesco Inc, Electron/USA		22	1.234	-460
Windkraft Jerichow - Mangelsdorf I GmbH & Co. KG, Burg		25	4.167	579
Windpark Losheim-Britten GmbH, Losheim		50	1.972	-19
Windpark Nohfelden-Eisen GmbH, Nohfelden		50	3.448	-20
Windpark Oberthal GmbH, Oberthal		35	4.659	136
Windpark Perl GmbH, Perl		42	7.985	256
WINDTEST Grevenbroich GmbH, Grevenbroich		38	1.175	276
WLN Wasserlabor Niederrhein GmbH, Mönchengladbach		45	523	23
WVG-Warsteiner Verbundgesellschaft mbH, Warstein		25	3.600	0
WVL Wasserversorgung Losheim GmbH, Losheim		50	5.193	449
WWS Wasserwerk Saarwellingen GmbH, Saarwellingen		49	3.628	228
WWW Wasserwerk Wadern GmbH, Wadern		49	3.704	298

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund

gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

VIII. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
Abel & Co., Tilburg/Niederlande		1		³
Adom Intelligent Transport Ltd., Tel Aviv-Jaffa/Israel		19		⁹
aiPod Inc, Pasadena/USA		6		⁹
APEP Dachfonds GmbH & Co. KG, München	36	36	362.527	70.192
BeeRides Kft., Székesfehérvár/Ungarn		18		⁹
BEW Bergische Energie- und Wasser-GmbH, Wipperfürth		19	30.814	6.467
BFG-Bernburger Freizeit GmbH, Bernburg (Saale)		1	9.996	-1.379
BIDGELY Inc., Sunnyvale/USA		7	9.240	-5.079
BigchainDB GmbH, Berlin		2		⁹
Blackhawk Mining LLC, Lexington/USA		6	-194.225	-160.597
Bürgerenergie Untermain eG, Kelsterbach		4	93	33
CELP II Chrysalix Energy II US Limited Partnership, Vancouver/Kanada		6	10.290	-966
CELP III Chrysalix Energy III US Limited Partnership, Vancouver/Kanada		11	121.044	-7.168
DCUSA Ltd, London/Großbritannien		10	0	0
Deutsches Forschungszentrum für Künstliche Intelligenz GmbH, Kaiserslautern		4	16.899	1.426
Die BürgerEnergie eG, Dortmund		0	1.797	111
Doozer Real Estate Systems GmbH, Berlin		12		⁹
Dry Bulk Partners 2013 LP, Grand Cayman/Cayman Islands		23	4.884	-4.949
eins energie in sachsen GmbH & Co. KG, Chemnitz		9	464.069	79.267
eluminocity GmbH, München		18		³
Energías Renovables de Ávila, S.A., Madrid/Spanien		17	595	0
Energie Rur-Erft GmbH & Co. KG, Essen		0	1.120	1.095
Energie Rur-Erft Verwaltungs-GmbH, Essen		0	29	1
Energieagentur Region Trier GmbH, Trier		14	25	8
Energiegenossenschaft Chemnitz-Zwickau eG, Chemnitz		7	614	24
Energiehandel Saar GmbH & Co. KG, Neunkirchen		1	396	-5
Energiehandel Saar Verwaltungs-GmbH, Neunkirchen		2	25	0
Energieversorgung Limburg GmbH, Limburg an der Lahn		10	28.038	4.958
Entwicklungsgesellschaft Neu-Oberhausen mbH-ENO, Oberhausen		2	657	-945
ESV-ED GmbH & Co. KG, Buchloe		4	370	65
Focal Energy Solar Three Ltd., Nicosia/Zypern		8	5.430	-4
GasLINE Telekommunikationsnetz-Geschäftsführungsgesellschaft deutscher Gasversorgungsunternehmen mbH, Straelen		10	65	2
GasLINE Telekommunikationsnetzgesellschaft deutscher Gasversorgungsunternehmen mbH & Co. KG, Straelen		10	77.213	36.213
Gemeinschafts-Lehrwerkstatt Arnsberg GmbH, Arnsberg		8	1.465	52
Gemserv Limited, London/Großbritannien		14	8.203	1.812
Gesellschaft für Wirtschaftsförderung Duisburg mbH, Duisburg		1	721	25
Globus Steel & Power Pvt. Limited, New Delhi/Indien		18	-435	-378
Gründerfonds Ruhr GmbH & Co. KG, Essen		2		⁹
Heliatek GmbH, Dresden		13	8.414	-7.701
High-Tech Gründerfonds II GmbH & Co. KG, Bonn		1	77.263	0
HOCHTEMPERATUR-KERNKRAFTWERK Gesellschaft mit beschränkter Haftung (HKG). Gemeinsames Europäisches Unternehmen, Hamm		31	0	0

- 1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

- 5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

- 8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12
9 Unwesentlich
10 Jahresabschluss nicht verfügbar
11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

VIII. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
Hubject GmbH, Berlin		13	551	-1.900
INDI Energie B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		30	-23	-123
Intertrust Technologies Corporation, Sunnyvale/USA		12	70.580	-17.640
iTy Labs Corp., Dover/USA		19		⁹
IZES gGmbH, Saarbrücken		8	480	-144
KEV Energie GmbH, Kall		2	457	0
Kreis-Energie-Versorgung Schleiden GmbH, Kall		2	16.098	1.906
LEW Bürgerenergie e.G., Augsburg		0	1.744	20
LIBRYO LTD, London/Großbritannien		8		⁹
Moj.io Inc., Vancouver/Kanada		2		⁹
Move24 Group GmbH, Berlin		10	7.964	-1.628
MRA Service Company Limited, London/Großbritannien		11	0	0
Neckar-Aktiengesellschaft, Stuttgart		12	10.179	0
Neue Energie Ostelbien eG, Arzberg		29	4	1
Neustromland GmbH & Co. KG, Saarbrücken		5	2.757	128
Nordsee One GmbH, Hamburg		15	38.263	-8.172
Nordsee Three GmbH, Hamburg		15	122	-22
Nordsee Two GmbH, Hamburg		15	122	-23
Ökostrom Saar Geschäftsführungsgesellschaft mbH & Co. Biogas Losheim KG, Merzig		10	0	190
OPPENHEIM PRIVATE EQUITY Institutionelle Anleger GmbH & Co. KG, Köln	29	29	442	742
Parque Eólico Cassiopea, S.L., Oviedo/Spanien		10	-21	-74
Parque Eólico Escorpio, S.A., Oviedo/Spanien		10	481	-18
Parque Eólico Leo, S.L., Oviedo/Spanien		10	126	0
Parque Eólico Sagitario, S.L., Oviedo/Spanien		10	-29	-153
PEAG Holding GmbH, Dortmund	12	12	17.926	3.117
People Power Company, Redwood City/USA		12	837	-2.275
pro regionale energie eG, Diez		2	1.392	39
Promocion y Gestion Cáncer, S.L., Oviedo/Spanien		10	-29	0
PSI AG für Produkte und Systeme der Informationstechnologie, Berlin		18	83.251	3.130
REV LNG LLC, Ulysses/USA		5	3.072	237
ROSOLA Grundstücks-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Alzenau KG, Düsseldorf		100	2.610	426
Royal Armouries (International) plc, Leeds/Großbritannien		2	7.937	1.916
Rydies GmbH, Hannover		15		⁹
SALUS Grundstücks-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Leipzig KG, Düsseldorf		100	20	15
ScanTrust SA, Lausanne/Schweiz		7		⁹
Sdružení k vytvoření a využívání digitální technické mapy mesta Pardubic, Pardubice/Tschechien		12	1	0
SE SAUBER ENERGIE GmbH & Co. KG, Köln		17	1.590	264
SE SAUBER ENERGIE Verwaltungs-GmbH, Köln		17	134	7
SET Fund II C.V., Amsterdam/Niederlande		13	22.212	342
SET Sustainable Energy Technology Fund C.V., Amsterdam/Niederlande		50	17.177	-611

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

VIII. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
Smart Energy Code Company Limited, London/Großbritannien		7	0	0
Solarpark Freisen "Auf der Schwann" GmbH, Freisen		15	367	56
Solarpark St. Wendel GmbH, St. Wendel		15	1.126	94
SolarRegion RengsdorferLAND eG, Rengsdorf		2	314	8
Sole-Thermalbad Rilchingen GmbH & Co. KG, Kleinblittersdorf		1		³
SPAA Ltd, London/Großbritannien		10	15	0
St. Clements Services Limited, London/Großbritannien		12	1.859	-92
Stadtmarketing-Gesellschaft Gelsenkirchen mbH, Gelsenkirchen		2	84	34
Stadtwerke Delitzsch GmbH, Delitzsch		18	15.595	2.884
Stadtwerke Detmold GmbH, Detmold		12	31.495	0
Stadtwerke ETO GmbH & Co. KG, Telgte		3	33.567	6.085
Stadtwerke Porta Westfalica GmbH, Porta Westfalica		12	16.208	569
Stadtwerke Sulzbach GmbH, Sulzbach		15	11.431	1.786
Stadtwerke Tecklenburger Land Energie GmbH, Ibbenbüren		15	0	-982
Stadtwerke Tecklenburger Land GmbH & Co. KG, Ibbenbüren		1	799	668
Stadtwerke Völklingen Netz GmbH, Völklingen		18	16.387	1.998
Stadtwerke Völklingen Vertrieb GmbH, Völklingen		18	7.301	3.289
Stem Inc., Milbrae/USA		11	7.210	-33.981
Store-X storage capacity exchange GmbH, Leipzig		12	262	-38 ²
SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH, Trier		19	54.663	0
SWTE Verwaltungsgesellschaft mbH, Ibbenbüren		1	26	2
Technologiezentrum Jülich GmbH, Jülich		5	1.432	163
TechSee Augmented Vision Ltd., Herzliya/Israel		10		⁹
Telecom Plus plc, London/Großbritannien		1	223.483	36.283 ²
TGZ Halle TECHNOLOGIE- UND GRÜNDERZENTRUM HALLE GmbH, Halle (Saale)		15	14.544	46
Transport- und Frischbeton-Gesellschaft mit beschränkter Haftung & Co. Kommanditgesellschaft Aachen, Aachen		17	390	146
T-REX Group Inc., New York City/USA		7		⁹
Trianel Erneuerbare Energien GmbH & Co. KG, Aachen		2	64.750	-1.112
Trianel GmbH, Aachen		3	83.938	-4.133
Trinkaus Secondary GmbH & Co. KGaA, Düsseldorf	43	43	1.685	487
Umspannwerk Lübz GbR, Lübz		18	49	17
Union Group, a.s., Ostrava/Tschechien		2	90.068	0
WASSERWERKE PADERBORN GmbH, Paderborn		10	24.105	0
Westly Capital Partners Fund III, L.P., Dover/USA		6	1.149	-272
WiN Emscher-Lippe Gesellschaft zur Strukturverbesserung mbH, Herten		2	154	-280
Windenergie Schermbeck-Rüste GmbH & Co. KG, Schermbeck		14	474	0
Windenergie Schermbeck-Rüste Verwaltungsgesellschaft mbH, Schermbeck		14	27	3
Windpark Jüchen GmbH & Co. KG, Essen		15	2.253	143
Windpark Mengerskirchen GmbH, Mengerskirchen		15	3.013	297
Windpark Saar GmbH & Co. Repower KG, Freisen		10	9.165	410
Windpark Saar 2016 GmbH & Co. KG, Freisen		15	4.091	-189
xtechholding GmbH, Berlin		10		⁹

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

Anteilsveränderungen mit Wechsel des Beherrschungsstatus	Anteil 31.12.2017 in %	Anteil 31.12.2016 in %	Veränderung
Zugänge verbundener Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
Belectric France S.à.r.l., Vendres/Frankreich	100		100
Belectric GmbH, Kollitzheim	100		100
Belectric Israel Ltd., Be'er-Sheva/Israel	100		100
Belectric Italia S.R.L., Latina/Italien	100		100
Belectric Photovoltaic India Private Limited, Mumbai/Indien	100		100
Belectric PV Dach GmbH, Kollitzheim	100		100
Belectric Solar & Battery GmbH, Kollitzheim	100		100
Belectric Solar Ltd., Iver/Großbritannien	100		100
Dromadda Beg Wind Farm Limited, Tralee/Irland	100		100
Essent EnergieBewust Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande	100		100
hoch.rein Beteiligungen GmbH, Kollitzheim	100		100
Hof Promotion B.V., Eindhoven/Niederlande	100		100
innogy Beteiligungsholding GmbH, Essen	100		100
innogy Company Building GmbH, Berlin	100		100
innogy Evendorf Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover	100		100
Isoprofs B.V., Meijel/Niederlande	100		100
It's a beautiful world B.V., Amersfoort/Niederlande	100		100
Jurchen Technology GmbH, Helmstadt	100		100
Jurchen Technology India Private Limited, Mumbai/Indien	100		100
ka-tek GmbH, Kollitzheim	100		100
Koprivnica Opskrba d.o.o., Koprivnica/Kroatien	75		75
Koprivnica Plin d.o.o., Koprivnica/Kroatien	75		75
Padcon GmbH, Kitzingen	100		100
RWE Personeel B.V., Geertruidenberg/Niederlande	100		100
Solar Holding Poland GmbH, Kollitzheim	100		100
Volta Solar VOF, Heerlen/Niederlande	60		60
Zugänge assoziierter Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind			
Belectric Gulf Limited, Abu Dhabi/Ver. Arab. Emirate	49		49
Xelan SAS, Saint-Denis La Plaine/Frankreich	34		34
Wechsel von verbundenen Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind, zu assoziierten Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind			
Stadtwärme Kamp-Lintfort GmbH, Kamp-Lintfort	49	51	-2
Wechsel von verbundenen Unternehmen, die nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind, zu Gemeinschaftsunternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind			
Stromnetz Gersthofen GmbH & Co. KG, Gersthofen	49	100	-51
Wechsel von Gemeinschaftsunternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind, zu verbundenen Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
Triton Knoll Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien	100	50	50
Abgänge verbundener Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
Stadtwärme Kamp-Lintfort GmbH, Kamp-Lintfort		100	-100

Anteilsveränderungen ohne Wechsel des Beherrschungsstatus	Anteil 31.12.2017 in %	Anteil 31.12.2016 in %	Veränderung
Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
Artelis S.A., Luxemburg/Luxemburg	90	53	37
NEW Smart City GmbH, Mönchengladbach	100	97	3
VSE Aktiengesellschaft, Saarbrücken	51	50	1
Assoziierte Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind			
medl GmbH, Mülheim an der Ruhr	39	49	-10

3.8 ORGANE (TEIL DES ANHANGS)

Stand: 27. Februar 2018

Aufsichtsrat

Dr. Werner Brandt

Bad Homburg

Vorsitzender

Vorsitzender des Aufsichtsrats der ProSiebenSat.1 Media SE

Geburtsjahr: 1954

Mitglied seit: 18. April 2013

Mandate:

- ProSiebenSat.1 Media SE (Vorsitz)
- Siemens AG

Frank Bsirske¹

Berlin

Stellvertretender Vorsitzender

Vorsitzender der ver.di Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft

Geburtsjahr: 1952

Mitglied seit: 9. Januar 2001

Mandate:

- Deutsche Bank AG
- Deutsche Postbank AG
- innogy SE
- KfW Bankengruppe

Reiner Böhle¹

Witten

Freigestellter Betriebsrat

Geburtsjahr: 1960

Mitglied seit: 1. Januar 2013

Sandra Bossemeyer¹

Duisburg

Betriebsratsvorsitzende der RWE AG

Schwerbehindertenvertreterin

Geburtsjahr: 1965

Mitglied seit: 20. April 2016

Ute Gerbaulet

Düsseldorf

Persönlich haftende Gesellschafterin, Bankhaus Lampe KG

Geburtsjahr: 1968

Mitglied seit: 27. April 2017

Mandate:

- Gerry Weber AG
- NRW.Bank

Reinhold Gispert¹

Worms

Konzernbetriebsratsvorsitzender der RWE AG

Geburtsjahr: 1960

Mitglied seit: 27. April 2017

Arno Hahn^{1,2}

Waldalsgesheim

Konzernbetriebsratsvorsitzender der RWE AG

Gesamtbetriebsratsvorsitzender der innogy SE

Geburtsjahr: 1962

Mitglied vom 1. Juli 2012 bis 27. April 2017

Mandate:

- innogy SE (bis 31. Mai 2017)

Andreas Henrich¹

Mülheim an der Ruhr

Leiter Personal der RWE AG

Geburtsjahr: 1956

Mitglied seit: 20. April 2016

Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E. h. Hans-Peter Keitel

Essen

Ehem. Vorsitzender des Vorstands der HOCHTIEF AG

Geburtsjahr: 1947

Mitglied seit: 18. April 2013

Mandate:

- Airbus Defence and Space GmbH
- National-Bank AG
- thyssenkrupp AG
- Voith GmbH & Co. KGaA (Vorsitz)
- Airbus Group SE

Mag. Dr. h. c. Monika Kircher

Pörtschach, Österreich

Beraterin

Geburtsjahr: 1957

Mitglied seit: 15. Oktober 2016

Mandate:

- Andritz AG
- Austrian Airlines AG
- Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH (Vorsitz)
- KELAG-Kärntner Elektrizitäts AG
- Siemens AG Österreich

▪ Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

1 Vertreter der Arbeitnehmer

2 Die Angaben beziehen sich auf den Zeitpunkt des Ausscheidens.

Martina Koederitz²

Stuttgart

Vorsitzende der Geschäftsführung der IBM Central Holding GmbH

Vorsitzende der Geschäftsführung der IBM Deutschland GmbH

Vorsitzende der Geschäftsführung der IBM Deutschland

Management & Business Support GmbH

Geschäftsführerin der IBM Munich Center GmbH

Geburtsjahr: 1964

Mitglied vom 20. April 2016 bis 27. April 2017

Mandate:

- IBM Deutschland Research & Development GmbH
- innogy SE

Monika Krebber¹

Mülheim an der Ruhr

Stellvertretende Gesamtbetriebsratsvorsitzende der innogy SE

Stellvertretende Konzernbetriebsratsvorsitzende der RWE AG

Geburtsjahr: 1962

Mitglied seit: 20. April 2016

Mandate:

- innogy SE

Harald Louis¹

Jülich

Gesamtbetriebsratsvorsitzender der RWE Power AG

Geburtsjahr: 1967

Mitglied seit: 20. April 2016

Mandate:

- RWE Power AG

Dagmar Mühlenfeld

Mülheim an der Ruhr

Oberbürgermeisterin a. D. der Stadt Mülheim an der Ruhr

Geburtsjahr: 1951

Mitglied seit: 4. Januar 2005

Mandate:

- RW Holding AG

Peter Ottmann

Nettetal

Geschäftsführer des Verbands der kommunalen

RWE Aktionäre GmbH

Rechtsanwalt, Landrat a. D.

Geburtsjahr: 1951

Mitglied seit: 20. April 2016

Mandate:

- RW Holding AG

Günther Schartz

Wincheringen

Landrat des Landkreises Trier-Saarburg

Geburtsjahr: 1962

Mitglied seit: 20. April 2016

Mandate:

- RW Holding AG i. L. (stv. Vorsitz)
- A.R.T. Abfallberatungs- und Verwertungsgesellschaft mbH (Vorsitz)
- Kreiskrankenhaus St. Franziskus Saarburg GmbH (Vorsitz)
- LBBW-RheinLand-Pfalz-Bank Verwaltungsrat (stv. Mitglied)
- Sparkasse Trier (stv. Vorsitz)
- Sparkassenverband Rheinland-Pfalz
- Trierer Hafengesellschaft mbH
- Zweckverband Abfallwirtschaft Region Trier

Dr. Erhard Schipporeit

Hannover

Selbstständiger Unternehmensberater

Geburtsjahr: 1949

Mitglied seit: 20. April 2016

Mandate:

- BDO AG
- Deutsche Börse AG (bis 16. Mai 2018)
- Fuchs Petrolub SE
- Hannover Rück SE (Konzernmandat der Talanx AG)
- HDI V. a. G.
- innogy SE (Vorsitz)
- SAP SE
- Talanx AG

▪ Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten
 - Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

1 Vertreter der Arbeitnehmer
 2 Die Angaben beziehen sich auf den Zeitpunkt des Ausscheidens.

Dr. Wolfgang Schüssel

Wien, Österreich

Bundeskanzler a. D. der Republik Österreich

Geburtsjahr: 1945

Mitglied seit: 1. März 2010

Mandate:

- Adenauer Stiftung (Vorsitzender des Kuratoriums)

Ullrich Sierau

Dortmund

Oberbürgermeister der Stadt Dortmund

Geburtsjahr: 1956

Mitglied seit: 20. April 2011

Mandate:

- Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH (Vorsitz)
- Dortmunder Stadtwerke AG (Vorsitz)
- KEB Holding AG (Vorsitz)
- KSBG Kommunale Verwaltungsgesellschaft GmbH
- Schüchtermann-Schiller'sche Kliniken
Bad Rothenfelde GmbH & Co. KG
- Sparkasse Dortmund (Vorsitz)

Ralf Sikorski¹

Hannover

Mitglied des geschäftsführenden Hauptvorstands
der IG Bergbau, Chemie, Energie

Geburtsjahr: 1961

Mitglied seit: 1. Juli 2014

Mandate:

- CHEMIE Pensionsfonds AG (Vorsitz)
- KSBG Kommunale Beteiligungsgesellschaft GmbH & Co. KG
- Lanxess AG
- Lanxess Deutschland GmbH
- RAG AG
- RAG Deutsche Steinkohle AG
- RWE Generation SE
- RWE Power AG

Marion Weckes¹

Dormagen

Referatsleiterin, Abt. Mitbestimmungsförderung der

Hans-Böckler-Stiftung

Geburtsjahr: 1975

Mitglied seit: 20. April 2016

Leonhard Zubrowski¹

Lippetal

Konzernbetriebsratsvorsitzender der RWE Generation SE

Geburtsjahr: 1961

Mitglied seit: 1. Juli 2014

Mandate:

- RWE Generation SE

▪ Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

1 Vertreter der Arbeitnehmer

Ausschüsse des Aufsichtsrats

Präsidium des Aufsichtsrats

Dr. Werner Brandt (Vorsitz)
Frank Bsirske
Sandra Bossemeyer
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel
Monika Krebber
Dagmar Mühlenfeld
Dr. Wolfgang Schüssel
Leonhard Zubrowski

Vermittlungsausschuss nach § 27 Abs. 3 MitbestG

Dr. Werner Brandt (Vorsitz)
Frank Bsirske
Dr. Wolfgang Schüssel
Ralf Sikorski

Personalausschuss

Dr. Werner Brandt (Vorsitz)
Reiner Böhle
Frank Bsirske
Harald Louis
Peter Ottmann
Dr. Wolfgang Schüssel

Prüfungsausschuss

Dr. Erhard Schipporeit (Vorsitz)
Reinhold Gispert
Dr. Wolfgang Schüssel
Ullrich Sierau
Ralf Sikorski
Marion Weckes

Nominierungsausschuss

Dr. Werner Brandt (Vorsitz)
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel
Peter Ottmann

Strategieausschuss

Dr. Werner Brandt (Vorsitz)
Frank Bsirske
Reinhold Gispert
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel
Günther Scharzt
Ralf Sikorski

Ausschuss Börsengang Neugesellschaft

Dr. Werner Brandt (Vorsitz)
Frank Bsirske
Sandra Bossemeyer
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel
Monika Krebber
Dagmar Mühlenfeld
Dr. Erhardt Schipporeit
Dr. Wolfgang Schüssel
Leonhard Zubrowski

Vorstand

Dr. Rolf Martin Schmitz (Vorstandsvorsitzender)

Vorsitzender des Vorstands der RWE AG seit dem 15. Oktober 2016
Mitglied des Vorstands der RWE AG seit dem 1. Mai 2009,
bestellt bis zum 30. Juni 2021
Arbeitsdirektor der RWE AG seit dem 1. Mai 2017

Mandate:

- Amprion GmbH
- RWE Generation SE (Vorsitz)
- RWE Power AG (Vorsitz)
- RWE Supply & Trading GmbH
- TÜV Rheinland AG
- Jaeger-Gruppe (Vorsitz)
- Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH
- KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG

Dr. Markus Krebber (Finanzvorstand)

Mitglied des Vorstands der RWE AG seit dem 1. Oktober 2016,
bestellt bis zum 30. September 2019

Mandate:

- innogy SE
- RWE Generation SE
- RWE Pensionsfonds AG
- RWE Power AG
- RWE Supply & Trading GmbH (Vorsitz)

Aus dem Vorstand ausgeschiedene Mitglieder

Uwe Tigges (ehem. Arbeitsdirektor und Personalvorstand)¹
Mitglied des Vorstands der RWE AG bis zum 30. April 2017

Mandate:

- Amprion GmbH
- RWE Pensionsfonds AG (Vorsitz)
- VfL Bochum 1848 Fußballgemeinschaft e. V.

▪ Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

¹ Die Angaben beziehen sich auf den Zeitpunkt des Ausscheidens.

3.9 BESTÄTIGUNGSVERMERK DES UNABHÄNGIGEN ABSCHLUSSPRÜFERS

An die RWE Aktiengesellschaft, Essen

Vermerk über die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts

Prüfungsurteile

Wir haben den Konzernabschluss der RWE Aktiengesellschaft, Essen, und ihrer Tochtergesellschaften (der Konzern) – bestehend aus der Bilanz zum 31. Dezember 2017, der Gewinn- und Verlustrechnung, der Gesamtergebnrechnung, der Kapitalflussrechnung und der Veränderung des Eigenkapitals für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2017 sowie dem Anhang, einschließlich einer Zusammenfassung bedeutsamer Rechnungslegungsmethoden – geprüft. Darüber hinaus haben wir den Konzernlagebericht der RWE Aktiengesellschaft, der mit dem Lagebericht der Gesellschaft zusammengefasst ist, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2017 geprüft. Die im Abschnitt „Sonstige Informationen“ unseres Bestätigungsvermerks genannten Bestandteile des Konzernlageberichts 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 2017 sowie seiner Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2017 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 im Abschnitt „Sonstige Informationen“ genannten Bestandteile des Konzernlageberichts.

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

Grundlage für die Prüfungsurteile

Wir haben unsere Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit § 317 HGB und der EU-Abschlussprüferverordnung (Nr. 537/2014; im Folgenden „EU-APrVO“) unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Die Prüfung des Konzernabschlusses haben wir unter ergänzender Beachtung der International Standards on Auditing (ISA) durchgeführt. Unsere Verantwortung nach diesen Vorschriften, Grundsätzen und Standards ist im Abschnitt „Verantwortung

des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von den Konzernunternehmen unabhängig in Übereinstimmung mit den europarechtlichen sowie den deutschen handelsrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und haben unsere sonstigen deutschen Berufspflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Darüber hinaus erklären wir gemäß Artikel 10 Abs. 2 Buchst. f) EU-APrVO, dass wir keine verbotenen Nichtprüfungsleistungen nach Artikel 5 Abs. 1 EU-APrVO erbracht haben. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht zu dienen.

Besonders wichtige Prüfungssachverhalte in der Prüfung des Konzernabschlusses

Besonders wichtige Prüfungssachverhalte sind solche Sachverhalte, die nach unserem pflichtgemäßen Ermessen am bedeutsamsten in unserer Prüfung des Konzernabschlusses für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2017 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 bedeutsamsten in unserer Prüfung:

- ① Änderungen in der Segmentberichterstattung
- ② Werthaltigkeit der Geschäfts- oder Firmenwerte
- ③ Bilanzierung und Bewertung von Pensionsrückstellungen
- ④ Bilanzierung und Bewertung von Steuerpositionen

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 Änderungen in der Segmentberichterstattung

- ① Die gesetzlichen Vertreter der RWE Aktiengesellschaft haben im Geschäftsjahr 2017 die interne Steuerung und Berichterstattung verändert. Das ehemalige Segment „Konventionelle Stromerzeugung“ wurde mit Wirkung zum 1. Januar in die beiden Segmente „Braunkohle & Kernenergie“ und „Europäische Stromerzeugung“ aufgespalten. Das Segment „Braunkohle & Kernenergie“ umfasst dabei die deutsche Stromerzeugung aus den Energieträgern

Braunkohle und Kernenergie, das Segment „Europäische Stromerzeugung“ umfasst hauptsächlich das deutsche, britische und niederländische bzw. belgische Stromerzeugungsgeschäft durch Gas- und Steinkohlekraftwerke. Entsprechend war eine Neuabgrenzung der ausgewiesenen Segmente in der Segmentberichterstattung des Konzerns vorzunehmen. Außerdem wurden aufgrund der neuen Segmentierung konzerninterne Liefer- und Leistungsbeziehungen angepasst. Für den von IFRS 8 geforderten „Management Approach“ zur Abgrenzung von Segmenten sind in hohem Maße Ermessensentscheidungen zu treffen. Die Anpassungen in der Segmentberichterstattung waren im Rahmen unserer Prüfung daher von besonderer Bedeutung.

- ② Bei unserer Prüfung haben wir unter anderem beurteilt, ob die Segmentberichterstattung im Sinne der Anforderungen des „Management Approach“ mit den unternehmensinternen Berichts- und Steuerungsstrukturen in Einklang steht. Dabei haben wir insbesondere die interne Berichterstattung an den Vorstand gewürdigt und uns durch Einsicht in Protokolle der Vorstandsbesprechungen davon überzeugt, dass die neue Segmentstruktur der internen regelmäßigen Berichterstattung entspricht. Darüber hinaus haben wir die zur Darstellung der neuen Segmente erforderlichen Anpassungen in den Konsolidierungsbuchungen nachvollzogen. Aus unserer Sicht wurde die Neuabgrenzung der berichtspflichtigen Segmente nachvollziehbar dokumentiert und insgesamt sachgerecht umgesetzt.
- ③ Die Segmentberichterstattung des RWE-Konzerns ist im Anhang im Abschnitt „Sonstige Angaben“ im Unterpunkt „(29) Segmentberichterstattung“ enthalten.

② Werthaltigkeit der Geschäfts- oder Firmenwerte

- ① Im Konzernabschluss der RWE Aktiengesellschaft werden unter dem Bilanzposten „Immaterielle Vermögenswerte“ Geschäfts- oder Firmenwerte in Höhe von 11,2 Mrd. € (16 % der Konzernbilanzsumme) ausgewiesen. Geschäfts- oder Firmenwerte werden jährlich oder anlassbezogen einem Werthaltigkeitstest („Impairment Test“) unterzogen, um einen möglichen Abschreibungsbedarf zu ermitteln.

Im Rahmen der Impairment Tests wird der Buchwert der jeweiligen zahlungsmittelgenerierenden Einheiten inklusive des Geschäfts- oder Firmenwerts dem entsprechenden erzielbaren Betrag gegenübergestellt. Die Ermittlung des erzielbaren Betrags erfolgt grundsätzlich auf Basis des beizulegenden Zeitwerts abzüglich Kosten der Veräußerung. Die Impairment Tests erfolgen auf Ebene derjenigen zahlungsmittelgenerierenden Einheiten bzw. Gruppen zahlungsmittelgenerierender Einheiten, denen der jeweilige Geschäfts- oder Firmenwert zugeordnet ist. Grundlage der für Zwecke der Impairment Tests durchgeführten Bewertungen zur Ermittlung des beizulegenden Zeitwerts abzüglich Kosten der Veräußerung sind dabei die Barwerte der künftigen Zahlungsströme, die sich aus den von den gesetzlichen Vertretern erstellten und vom Aufsichtsrat zur Kenntnis genommenen Planungsrechnungen für die kommenden drei Jahre (Mittelfristplanung) ergeben. Hierbei werden auch Erwartungen über die

zukünftige Marktentwicklung und länderspezifische Annahmen über die Entwicklung makroökonomischer Größen berücksichtigt. Die Barwerte werden unter Anwendung von Discounted-Cashflow-Modellen ermittelt. Die Diskontierung erfolgt mittels der durchschnittlichen gewichteten Kapitalkosten der jeweiligen zahlungsmittelgenerierenden Einheit. Als Ergebnis des Impairment Tests kam es bei der zahlungsmittelgenerierenden Einheit Vertrieb Großbritannien zu einer Wertminderung von 479 Mio. €. Das Ergebnis dieser Bewertungen ist in hohem Maße abhängig davon, wie die gesetzlichen Vertreter die künftigen Zahlungsmittelzuflüsse der zahlungsmittelgenerierenden Einheiten einschätzen, sowie von den jeweils verwendeten Diskontierungszinssätzen, Wachstumsraten und weiteren Annahmen. Die Bewertung ist daher mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Vor diesem Hintergrund und aufgrund der zugrunde liegenden Komplexität der Bewertung war dieser Sachverhalt im Rahmen unserer Prüfung von besonderer Bedeutung.

- ② Bei unserer Prüfung haben wir unter anderem das methodische Vorgehen zur Durchführung der Impairment Tests nachvollzogen und die Ermittlung der durchschnittlichen gewichteten Kapitalkosten beurteilt. Zudem haben wir beurteilt, ob die den Bewertungen zugrunde liegenden künftigen Zahlungsmittelzuflüsse im Zusammenhang mit den angesetzten gewichteten Kapitalkosten insgesamt eine sachgerechte Grundlage für die Impairment Tests bilden. Die Angemessenheit der bei den Berechnungen verwendeten künftigen Zahlungsmittelzuflüsse haben wir unter anderem durch Abgleich dieser Angaben mit der Mittelfristplanung des Konzerns sowie durch Abstimmung mit allgemeinen und branchenspezifischen Markterwartungen beurteilt. Dabei haben wir auch die sachgerechte Berücksichtigung von Kosten für Konzernfunktionen in der jeweiligen zahlungsmittelgenerierenden Einheit beurteilt. Mit der Kenntnis, dass bereits relativ kleine Veränderungen des verwendeten Diskontierungszinssatzes teilweise wesentliche Auswirkungen auf die Höhe des auf diese Weise ermittelten Unternehmenswerts haben können, haben wir auch die bei der Bestimmung des verwendeten Diskontierungszinssatzes herangezogenen Parameter beurteilt und das Berechnungsschema nachvollzogen. Ferner haben wir ergänzend die von der Gesellschaft durchgeführten Sensitivitätsanalysen gewürdigt, um ein mögliches Wertminderungsrisiko (höherer Buchwert im Vergleich zum erzielbaren Betrag) bei einer für möglich gehaltenen Änderung einer wesentlichen Annahme der Bewertung einschätzen zu können. Die von den gesetzlichen Vertretern angewandten Bewertungsparameter und -annahmen stimmen insgesamt mit unseren Erwartungen überein und liegen auch innerhalb der aus unserer Sicht vertretbaren Bandbreiten.
- ③ Die Angaben der Gesellschaft zu den Geschäfts- oder Firmenwerten sind im Anhang im Abschnitt „Erläuterungen zur Bilanz“ im Unterpunkt „(10) Immaterielle Vermögensgegenstände“ enthalten.

3 Bilanzierung und Bewertung von Pensionsrückstellungen

- ① Im Konzernabschluss der RWE Aktiengesellschaft werden unter dem Bilanzposten „Rückstellungen“ Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen ausgewiesen. Die Pensionsrückstellungen setzen sich zusammen aus Verpflichtungen aus leistungsorientierten Versorgungsplänen in Höhe von 25,3 Mrd. €, Planvermögen in Höhe von 20,0 Mrd. € und aktivisch ausgewiesenem Nettovermögen in Höhe von 0,1 Mrd. €. Die Bewertung der Verpflichtungen aus leistungsorientierten Versorgungsplänen erfolgt nach der Methode der laufenden Einmalprämien (Projected Unit Credit Method). Dabei sind insbesondere Annahmen über die langfristigen Gehalts- und Rententrends, die durchschnittliche Lebenserwartung und die Fluktuation zu treffen. Der Abzinsungssatz ist aus der Rendite hochwertiger, währungskongruenter Unternehmensanleihen mit vergleichbaren Laufzeiten abzuleiten. Dabei müssen regelmäßig Extrapolationen vorgenommen werden, da nicht ausreichend viele langfristige Unternehmensanleihen existieren. Die Bewertung des Planvermögens erfolgt zum beizulegenden Zeitwert, der wiederum mit Schätzungsunsicherheiten verbunden ist.

Aus unserer Sicht waren diese Sachverhalte im Rahmen unserer Prüfung von besonderer Bedeutung, da der Ansatz und die Bewertung dieses betragsmäßig bedeutsamen Postens in einem wesentlichen Maß auf Einschätzungen und Annahmen der gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft basieren.

- ② Im Rahmen unserer Prüfung haben wir zunächst das Vorliegen der Voraussetzungen für die Bilanzierung als leistungs- bzw. beitragsorientierte Versorgungszusagen beurteilt sowie die eingeholten versicherungsmathematischen Gutachten und die fachliche Qualifikation der externen Gutachter gewürdigt. Ferner haben wir uns unter anderem mit den spezifischen Besonderheiten der versicherungsmathematischen Berechnungen befasst und das Mengengerüst, die versicherungsmathematischen Parameter sowie das den Bewertungen zugrunde liegende Bewertungsverfahren auf Standardkonformität und Angemessenheit überprüft. Zudem wurde die Entwicklung der Verpflichtung und der Aufwandskomponenten gemäß versicherungsmathematischem Gutachten vor dem Hintergrund der eingetretenen Änderungen in den Bewertungsparametern und im Mengengerüst analysiert und plausibilisiert. Für die Prüfung des beizulegenden Zeitwerts des Planvermögens haben wir Bank- und Fondsbestätigungen eingeholt sowie die der jeweiligen Bewertung zugrunde liegenden Verfahren und die angewandten Bewertungsparameter überprüft.

Auf Basis unserer Prüfungshandlungen konnten wir uns davon überzeugen, dass die von den gesetzlichen Vertretern vorgenommenen Einschätzungen und getroffenen Annahmen begründet und hinreichend dokumentiert sind.

- ③ Die Angaben der Gesellschaft zu den Pensionsrückstellungen sind im Anhang im Abschnitt „Erläuterungen zur Bilanz“ im Unterpunkt „(23) Rückstellungen“ enthalten.

4 Bilanzierung und Bewertung von Steuerpositionen

- ① Im Konzernabschluss der RWE Aktiengesellschaft mindern die Ertragsteuern das Ergebnis vor Steuern um 24 %. Ein wesentlicher Teil dieser Netto-Größe aus ertragsteuerlichen Aufwendungen und Erträgen resultiert aus der bilanziellen Erfassung latenter Steuern aus temporären Differenzen, die sich erst in künftigen Geschäftsjahren realisieren werden. Des Weiteren enthält der Bilanzposten „Latente Steuern“ innerhalb des ausgewiesenen langfristigen Vermögens aktivierte Steuererminderungsansprüche in Höhe von 340 Mio. € aus Verlustvorträgen, die nach den Einschätzungen der gesetzlichen Vertreter zukünftig nutzbar sind. Ausgangspunkt der den aktivierten Steuerpositionen zugrunde liegenden Bewertungen sind dabei, soweit nicht ausreichend passive latente Steuern vorhanden sind, die erwarteten künftigen steuerlichen Ergebnisse, die sich im Wesentlichen auf Grundlage der von den gesetzlichen Vertretern erstellten Mittelfristplanungen ergeben. Das Ergebnis dieser Bewertungen ist in hohem Maße von der Einschätzung der künftigen Ertragslage durch die gesetzlichen Vertreter abhängig und daher mit wesentlichen Unsicherheiten behaftet. Vor diesem Hintergrund war die Bilanzierung und Bewertung von Steuerpositionen insgesamt im Rahmen unserer Prüfung von besonderer Bedeutung.

- ② Bei unserer Prüfung haben wir unter anderem das methodische Vorgehen zur Ermittlung, Bilanzierung und Bewertung der latenten Steuern und zur Durchführung der Werthaltigkeitsprüfung in Bezug auf aktivierte Steuerpositionen beurteilt. Wir haben außerdem beurteilt, ob die den Bewertungen zugrunde liegenden Planungsrechnungen eine sachgerechte Grundlage für die Bewertung bilden. Zudem haben wir auch die sachgerechte bilanzielle Erfassung – in Übereinstimmung mit den jeweils zugrunde liegenden Geschäftsvorfällen entweder erfolgswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung oder mit Erfassung im Eigenkapital über die Gesamtergebnisrechnung – gewürdigt. Auf Basis unserer Prüfungshandlungen konnten wir uns davon überzeugen, dass die von den gesetzlichen Vertretern angewandten Methoden und Bewertungsannahmen zur Ermittlung und Bilanzierung von Steuerpositionen einschließlich der Überprüfung der Werthaltigkeit der latenten Steuerpositionen begründet sowie hinreichend dokumentiert sind.

- ③ Die Angaben der Gesellschaft zu den Ertragsteuern sind im Anhang in den Abschnitten „Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung“ im Unterabschnitt „(9) Ertragssteuern“ sowie „Erläuterungen zur Bilanz“ im Unterabschnitt „(17) Latente Steuern“ enthalten.

Sonstige Informationen

Die gesetzlichen Vertreter sind für die sonstigen Informationen verantwortlich. Die sonstigen Informationen umfassen die folgenden nicht inhaltlich geprüften Bestandteile des Konzernlageberichts:

- die in Abschnitt 1.8 des Konzernlageberichts enthaltene Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289f HGB und § 315d HGB
- den gesonderten nichtfinanziellen Konzernbericht nach § 315b Abs. 3 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.

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 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 27. April 2017 als Konzernabschlussprüfer gewählt. Wir wurden am 15. Mai 2017 vom Aufsichtsrat beauftragt. Wir sind ununterbrochen seit dem Geschäftsjahr 2001 als Konzernabschlussprüfer der RWE Aktiengesellschaft, 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.

Verantwortlicher Wirtschaftsprüfer

Der für die Prüfung verantwortliche Wirtschaftsprüfer ist Ralph Welter.

Essen, den 27. Februar 2018

PricewaterhouseCoopers GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Michael Reuther
Wirtschaftsprüfer

Ralph Welter
Wirtschaftsprüfer

3.10 INFORMATIONEN ZUM ABSCHLUSSPRÜFER

Der Konzernabschluss der RWE AG und ihrer Tochtergesellschaften für das Geschäftsjahr 2017 – bestehend aus Konzernbilanz, Konzerngewinn- und -verlustrechnung und Konzerngesamtergebnisrechnung, Konzerneigenkapitalveränderungsrechnung, Konzernkapitalflussrechnung und Konzernanhang – wurde von der PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft geprüft.

Verantwortlicher Wirtschaftsprüfer bei der PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft für RWE ist Herr Ralph Welter. Herr Welter hat diese Funktion bisher in vier Abschlussprüfungen wahrgenommen.

FÜNFJAHRESÜBERSICHT

Fünfjahresübersicht RWE-Konzern		2017	2016	2015	2014	2013
Außenumsatz	Mio. €	44.585	45.833	48.090	48.468	52.425
Ergebnis						
Bereinigtes EBITDA	Mio. €	5.756	5.403	7.017	7.131	7.904
Bereinigtes EBIT	Mio. €	3.646	3.082	3.837	4.017	5.369
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	3.056	-5.807	-637	2.246	-2.016
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	1.900	-5.710	-170	1.704	-2.757
Ergebnis je Aktie	€	3,09	-9,29	-0,28	2,77	-4,49
Bereinigtes Nettoergebnis	Mio. €	1.232	777	1.125	1.282	2.314
Bereinigtes Nettoergebnis je Aktie	€	2,00	1,26	1,83	2,09	3,76
Cash Flow/Abschreibungen						
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	Mio. €	-1.754	2.352	3.339	5.556	4.803
Free Cash Flow ¹	Mio. €	-3.849	809	441	2.311	960
Free Cash Flow je Aktie ¹	€	-6,26	1,32	0,72	3,76	1,56
Abschreibungen und Anlagenabgänge	Mio. €	2.886	6.857	5.838	3.369	8.121
Anlagenabnutzungsgrad	%	71,0	71,4	65,6	62,6	61,6
Vermögens-/Kapitalstruktur						
Langfristiges Vermögen	Mio. €	45.694	45.911	51.453	54.224	56.905
Kurzfristiges Vermögen	Mio. €	23.365	30.491	27.881	32.092	24.476
Bilanzielles Eigenkapital	Mio. €	11.991	7.990	8.894	11.772	12.137
Langfristige Schulden	Mio. €	36.774	39.646	45.315	46.324	47.383
Kurzfristige Schulden	Mio. €	20.294	28.766	25.125	28.220	21.861
Bilanzsumme	Mio. €	69.059	76.402	79.334	86.316	81.381
Eigenkapitalquote	%	17,4	10,5	11,2	13,6	14,9
Nettofinanzschulden	Mio. €	6.301	1.659	7.353	8.481	10.320
Nettoschulden	Mio. €	20.227	22.709	25.463	30.972	30.727
Verschuldungsfaktor		3,5	4,2	3,6	3,8 ²	3,5 ²
Mitarbeiter						
Mitarbeiter zum Jahresende ³		59.547	58.652	59.762	59.784	64.896
Forschung & Entwicklung						
Betriebliche F & E-Aufwendungen	Mio. €	182	165	101	110	151
Emissionsbilanz						
CO ₂ -Ausstoß	Mio. Tonnen	132,4	148,3	150,8	155,2	163,9
Kostenlos zugeteilte CO ₂ -Zertifikate	Mio. Tonnen	1,6	4,5	5,6	5,8	7,4
Unterausstattung mit CO ₂ -Zertifikaten ⁴	Mio. Tonnen	129,4	142,6	143,9	148,3	156,5
Spezifische CO ₂ -Emissionen	Tonnen/MWh	0,655	0,686	0,708	0,745	0,751

1 Geänderte Definition; siehe Erläuterung auf Seite 56

2 Bereinigter Wert; siehe Geschäftsbericht 2014, Seite 64

3 Umgerechnet in Vollzeitstellen

4 Da die Türkei nicht am europäischen Emissionshandel teilnimmt, benötigen wir für unseren dortigen CO₂-Ausstoß keine Emissionsrechte.

IMPRESSUM

RWE Aktiengesellschaft

Huyssenallee 2
45128 Essen

Telefon +49 201 12-00
Telefax +49 201 12-15199
E-Mail contact@rwe.com

Investor Relations:

Telefon +49 201 5179-3112
Telefax +49 201 12-15033
Internet www.rwe.com/ir
E-Mail invest@rwe.com

Konzernkommunikation:

Telefon +49 201 12-23986
Telefax +49 201 12-22115

Geschäftsberichte, Zwischenberichte und Zwischenmitteilungen sowie weitere Informationen über RWE finden Sie im Internet unter www.rwe.com.

Dieser Geschäftsbericht ist am 13. März 2018 veröffentlicht worden. Er liegt auch in englischer Sprache vor.

Satz und Produktion:

MPM Corporate Communication Solutions, Mainz
www.mpm.de

Fotografie:

André Laaks, Essen

Lektorat:

Textpertise Heike Virchow, Hamburg

Druck:

D+L Printpartner GmbH, Bocholt

RWE ist Mitglied im DIRK –
Deutscher Investor Relations Verband e. V.

Finanzkalender 2018/2019

26. April 2018	Hauptversammlung
2. Mai 2018	Dividendenzahlung
15. Mai 2018	Zwischenmitteilung über das erste Quartal 2018
14. August 2018	Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2018
14. November 2018	Zwischenmitteilung über die ersten drei Quartale 2018
14. März 2019	Bericht über das Geschäftsjahr 2018
3. Mai 2019	Hauptversammlung
8. Mai 2019	Dividendenzahlung
15. Mai 2019	Zwischenmitteilung über das erste Quartal 2019
14. August 2019	Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2019
14. November 2019	Zwischenmitteilung über die ersten drei Quartale 2019

Die Hauptversammlung (bis zum Beginn der Generaldebatte) und alle Veranstaltungen zur Veröffentlichung von Finanzberichten werden live im Internet übertragen. Aufzeichnungen der Internetübertragungen sind mindestens zwölf Monate lang abrufbar.

