RWE

Aufwärts mit Rückenwind.

Geschäftsbericht 2020



Our energy for a sustainable life.

Seit mehr als 120 Jahren ist unser Produkt dasselbe: Strom. Was sich ändert, ist die Art und Weise, wie wir Strom herstellen. Unsere allererste Megawattstunde haben wir 1900 erzeugt – mit Steinkohle. Später waren Braunkohle und Kernenergie unsere wichtigsten Energieträger. Heute sind es Erdgas, Wind, Sonne und Wasser. Und morgen werden wir dann ganz auf CO_2-freie Energiequellen setzen. Denn das ist unser Ziel: eine klimaneutrale Stromerzeugung. Spätestens 2040 wollen wir so weit sein. Deshalb investieren wir jedes Jahr Milliarden in den Ausbau der erneuerbaren Energien.

Grüner Strom ist das Lebenselixier einer klimaneutralen Wirtschaft. Auch außerhalb des Energiesektors wird immer mehr davon benötigt. Ob in der Industrie, im Verkehr oder in Gebäuden – überall müssen fossile Brennstoffe wie Öl und Erdgas durch CO_2-freie Energiequellen ersetzt werden. Und wo nicht direkt auf grünen Strom umgestellt werden kann, etwa bei der Stahlproduktion, ist Wasserstoff eine geeignete Alternative – Wasserstoff, der mit Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen wird. Auch hier sehen wir eine Chance für uns. Gemeinsam mit namhaften Partnern aus Industrie und Wissenschaft brechen wir auf in Richtung Wasserstoffwirtschaft. Über 30 Projekte haben wir bereits gestartet. Unser Langfristziel: Neben grünem Strom auch grünen Wasserstoff anzubieten – und damit ein zweites Produkt mit riesigem Nachfragepotenzial.

Neues zu beginnen, heißt auch, sich von Altem zu verabschieden. Im vergangenen Jahr haben wir unsere beiden letzten deutschen Steinkohlekraftwerke geschlossen. Und damit beendet, womit 1900 alles angefangen hat. Ebenfalls 2020 haben wir unser letztes Steinkohlekraftwerk in Großbritannien stillgelegt. Jetzt steigen wir auch aus der deutschen Braunkohle aus – sozialverträglich und umsichtig im Hinblick auf die Sicherheit der Stromversorgung.

Warum wir all das machen? Weil wir als einer der international führenden Stromversorger besondere Verantwortung für die Umsetzung des Pariser Klimaabkommens tragen. Mit dem Leitsatz „Our energy for a sustainable life“ bringen wir zum Ausdruck, dass uns diese Verantwortung motiviert und dass sie unser unternehmerisches Handeln prägt. Wir wollen uns an der gemeinsamen Anstrengung beteiligen, die Erderwärmung im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter auf deutlich unter zwei Grad Celsius zu begrenzen. Wie ernst wir diese Aufgabe nehmen, zeigt sich daran, was wir bereits erreicht haben: Seit 2012 haben wir unseren jährlichen CO_2-Ausstoß um 62 Prozent gesenkt. Nach einer Untersuchung der unabhängigen Science Based Targets Initiative steht unsere Emissionsminderungsstrategie im Einklang mit dem Pariser Klimaschutzziel. Damit haben wir auch den wissenschaftlichen Beleg dafür, dass wir auf dem richtigen Weg sind.

Unser Weg führt in eine nachhaltige, klimaneutrale Energiewirtschaft.

Begleiten Sie uns dabei!

Auf einen Blick

Eckdaten des RWE-Konzerns		2020	2019	+/–
Stromerzeugung	GWh	146.775	153.165	–6.390
Außenumsatz (ohne Erdgas- / Stromsteuer)	Mio. €	13.688	13.125	563
Bereinigtes EBITDA	Mio. €	3.235	2.489	746
Bereinigtes EBIT	Mio. €	1.771	1.267	504
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	Mio. €	1.196	–752	1.948
Nettoergebnis	Mio. €	995	8.498	–7.503
Bereinigtes Nettoergebnis	Mio. €	1.213	–	–
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	4.125	–977	5.102
Investitionen[1]	Mio. €	3.358	1.771	1.587
in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	Mio. €	2.285	1.767	518
in Finanzanlagen	Mio. €	1.073	4	1.069
Free Cash Flow	Mio. €	1.132	–2.053	3.185
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Tsd. Stück	637.286	614.745	22.541
Ergebnis je Aktie	€	1,56	13,82	–12,26
Bereinigtes Nettoergebnis je Aktie	€	1,90	–	–
Dividende je Aktie	€	0,85[2]	0,80	0,05
		31.12.2020	31.12.2019	
Nettoschulden fortgeführter Aktivitäten[3]	Mio. €	4.432	6.927	–2.495
Mitarbeiter[4]		19.498	19.792	–294

1 Ausschließlich zahlungswirksame Investitionen; die Vorjahreswerte sind entsprechend angepasst worden.
2 Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2020, vorbehaltlich der Beschlussfassung der Hauptversammlung am 28. April 2021
3 Geänderte Definition und angepasster Vorjahreswert; siehe Erläuterung auf Seite 62
4 Umgerechnet in Vollzeitstellen

Inhalt

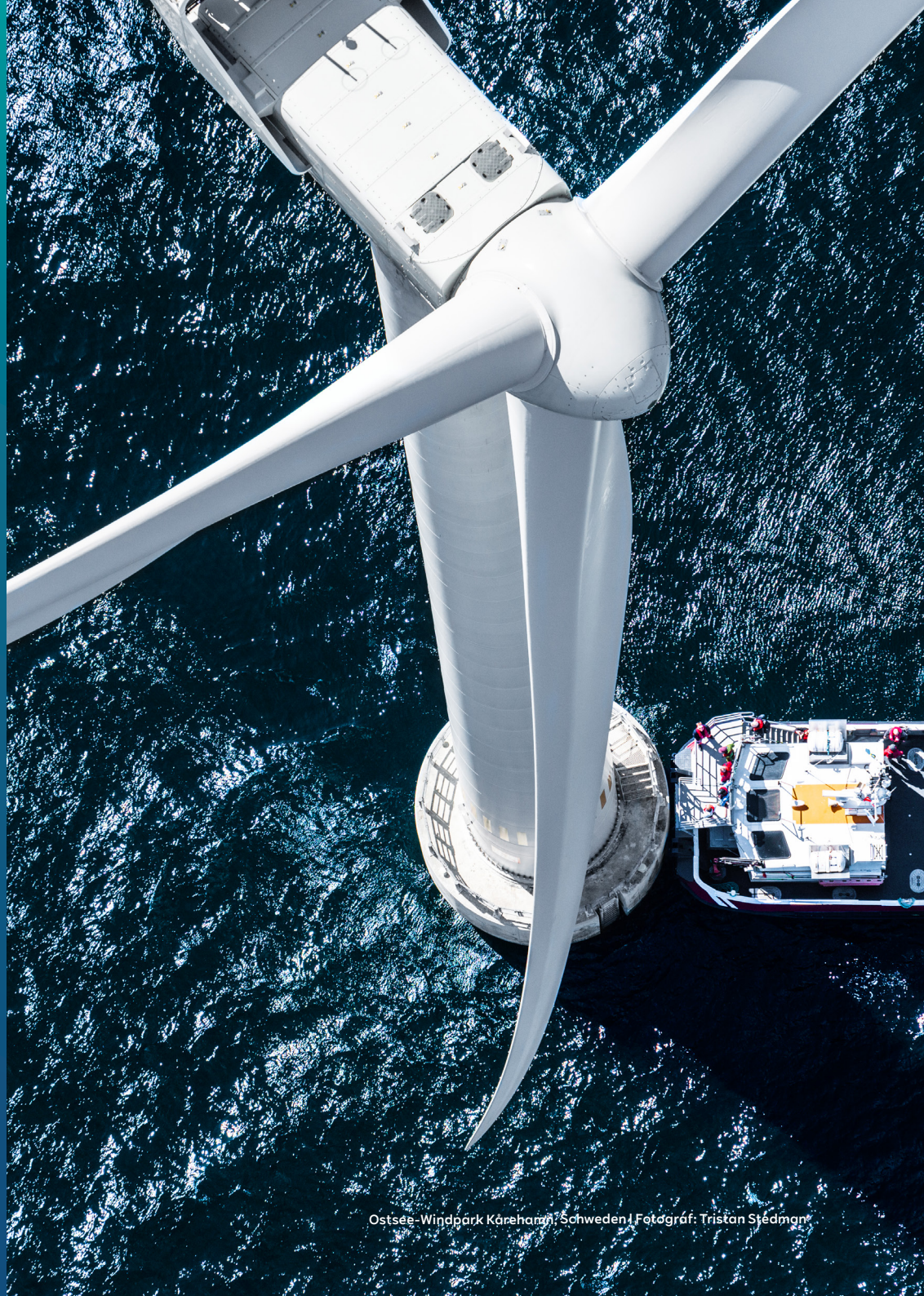
1	**An unsere Investoren**	**5**
1.1	Interview mit dem Vorstandsvorsitzenden	6
1.2	Der Vorstand der RWE AG	9
1.3	Bericht des Aufsichtsrats	11
1.4	RWE am Kapitalmarkt	18
2	**Zusammengefasster Lagebericht**	**21**
2.1	Strategie und Struktur	22
2.2	Innovation	29
2.3	Rahmenbedingungen unseres Geschäfts	34
2.4	Wesentliche Ereignisse	42
2.5	Geschäftsentwicklung	47
2.6	Finanz- und Vermögenslage	59
2.7	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)	64
2.8	Prognosebericht	66
2.9	Entwicklung der Risiken und Chancen	69
2.10	Übernahmerechtliche Angaben	79
2.11	Vergütungsbericht	82
3	**Versicherung der gesetzlichen Vertreter**	**97**
4	**Konzernabschluss**	**99**
4.1	Gewinn- und Verlustrechnung	100
4.2	Gesamtergebnisrechnung	101
4.3	Bilanz	102
4.4	Kapitalflussrechnung	104
4.5	Veränderung des Eigenkapitals	106
4.6	Anhang	107
4.7	Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs)	192
4.8	Organe (Teil des Anhangs)	226
4.9	Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers	233
4.10	Informationen zum Abschlussprüfer	241
5	**Weitere Informationen**	**242**
5.1	Fünfjahresübersicht	243
5.2	Impressum	244
5.3	Finanzkalender	245

Über unsere Nachhaltigkeitsaktivitäten informieren wir ausführlich in unserem Nachhaltigkeitsbericht und im nichtfinanziellen Bericht. Sie können diese Publikationen unter www.rwe.com/verantwortung-und-nachhaltigkeit abrufen. Die Berichte über das Geschäftsjahr 2020 werden im April 2021 veröffentlicht.

01

An unsere Investoren

1.1	Interview mit dem Vorstandsvorsitzenden	6
1.2	Der Vorstand der RWE AG	9
1.3	Bericht des Aufsichtsrats	11
1.4	RWE am Kapitalmarkt	18



Ostsee-Windpark Kårehamn, Schweden | Fotograf: Tristan Stedman

„Mit Kompetenz können wir uns gegen jeden behaupten."

Dr. Rolf Martin Schmitz über Ziele und Erreichtes im abgelaufenen Geschäftsjahr, neue Konkurrenz beim Ausbau der Windkraft, flexibleres Arbeiten seit der Corona-Krise und die angenehmen Seiten des künftigen Ruhestands



Herr Schmitz, 2020 war in vielerlei Hinsicht ein außergewöhnliches Jahr. Wenn Sie es aus RWE-Sicht in einem Satz zusammenfassen müssten, wie würde der lauten?

„Trotz Corona mehr erreicht als geplant" bringt es ganz gut auf den Punkt. Wir sind mit konkreten Vorhaben in das Jahr gegangen: Wir wollten das Tauschgeschäft mit E.ON zum Abschluss bringen, die neuen Kolleginnen und Kollegen in unsere Organisation integrieren und unseren Ausbauplan für die erneuerbaren Energien umsetzen. All das hat gut geklappt. Außerdem wollten wir den vertraglichen Rahmen für den deutschen Kohleausstieg unter Dach und Fach bringen und dabei sicherstellen, dass die Interessen von uns als Unternehmen und von unseren Beschäftigten gewahrt bleiben. Auch dieses Ziel haben wir erreicht. Dann gab es aber auch Dinge, die zu Jahresbeginn nicht auf dem Aufgabenzettel standen …

… zum Beispiel der Erwerb des europäischen Entwicklungsgeschäfts des Windturbinenherstellers Nordex oder die Kapitalerhöhung im August …

… beides Transaktionen, die es uns ermöglichen, das Wachstumstempo bei den erneuerbaren Energien deutlich zu steigern. Außerdem hätte ich zu Jahresbeginn nicht damit gerechnet, dass wir so schnell aus der deutschen Steinkohleverstromung aussteigen würden. Nicht fehlen sollte in der Aufzählung, dass wir 2020 unsere Ergebnisprognose übertroffen haben. Das alles wurde erreicht in einer weltweiten Ausnahmesituation aufgrund der Pandemie, die auf unser Geschäft glücklicherweise aber nur geringe Auswirkungen hatte.

Eine Zeitung hat geschrieben, dass es nur wenige Manager gebe, die ihr Unternehmen so gründlich transformiert haben wie Sie. Würden Sie das unterschreiben?

Das sollen andere beurteilen. Klar, wir haben einen umfassenden Transformationsprozess gestartet. Für mich ist das aber nichts anderes als die logische Weiterentwicklung eines Unternehmens. Unser Hauptprodukt – Strom – hat sich nicht geändert. Mit der Nutzung erneuerbarer Energien haben wir nur einen neuen Weg eingeschlagen, es herzustellen.

Der Kapitalmarkt sieht die Entwicklung von RWE jedenfalls sehr positiv, wie die seit Jahren überdurchschnittliche Aktienperformance zeigt. Um die erneuerbaren Energien ist zuletzt fast ein Hype entstanden. Ähnlich ist es bei Wasserstoff. Liegt hier nicht eine Gefahr?

Die positive Entwicklung des Aktienkurses zeigt in erster Linie, dass der Kapitalmarkt unsere Strategie für richtig hält. In den Nachrichten hören wir fast täglich, dass Regierungen ambitionierte Klimaschutzziele beschließen und die erneuerbaren Energien ausbauen wollen. Klar ist auch, dass Sektoren wie Verkehr oder Wärme zumindest teilweise elektrifiziert werden müssen und dass Wasserstoff die ideale Ressource ist, um auch die Bereiche der Wirtschaft CO_2-frei zu machen, wo eine Umstellung auf Strom nicht möglich ist. Einen Hype kann ich hier nicht erkennen. Für mich ist das nur der logische Weg zur Klimaneutralität.

Aber fürchten Sie nicht, dass jetzt immer mehr Wettbewerber in den Markt kommen, die ein Stück vom Kuchen abhaben wollen? Einige große Mineralölkonzerne haben ja bereits aggressive Wachstumsziele bei den erneuerbaren Energien verkündet.

Wenn es die Politik ernst meint mit dem Klimaschutz – und daran zweifele ich nicht –, dann gibt es langfristig einen riesigen Markt für erneuerbare Energien und genug Platz für etablierte und für neue Anbieter. Nehmen Sie mal das Beispiel Großbritannien: Das Land will seine Offshore-Windkraft-Kapazitäten bis 2030 auf 40 Gigawatt vervierfachen. Deutschland plant im gleichen Zeitraum eine Verdreifachung auf 20 Gigawatt, und Polen steigt jetzt im Eiltempo in die Offshore-Windkraft ein. Eine Gefahr mag darin bestehen, dass Newcomer zunächst mit aggressiven Geboten in Windkraft-Auktionen gehen und in Kauf nehmen, dass Projekte nicht rentabel sind. Ein solches irrationales Verhalten lässt sich aber nicht lange durchhalten. Die Aktionäre dieser Unternehmen werden gewiss nicht tatenlos zusehen, wenn das Management wiederholt Geld verbrennt.

Dass die Konkurrenz größer wird, hat sich ja Anfang 2021 bei der Auktion um Nutzungsrechte für Meeresböden in Großbritannien gezeigt. Neben RWE kamen auch BP und Total zum Zuge. Kann sich RWE gegen eine so finanzstarke Konkurrenz auf Dauer behaupten?

Gerade diese Auktion ist ein Beispiel dafür, dass das möglich ist. Wir haben uns Optionsrechte für die Entwicklung von 3.000 Megawatt Erzeugungsleistung gesichert. Ausgeschrieben waren knapp 8.000. Und wir bezahlen von allen erfolgreichen Bietern die niedrigste Prämie pro Megawatt und Jahr. Das heißt: Wir haben intelligent geboten. Nun müssen wir zeigen, dass wir die Standorte schnell und gut entwickeln können. Und dass wir in der Lage sind, dort hochmoderne Anlagen kostengünstig zu bauen und zu betreiben. Kurzum: Wir müssen unsere operative und technologische Kompetenz unter Beweis stellen. Dann können wir uns gegen jeden behaupten.

Sie erwähnen die technologische Kompetenz als Wettbewerbsvorteil. Sehen Sie RWE als Technologiekonzern?

Als ich vor 35 Jahren in der deutschen Energiewirtschaft angefangen habe, waren Versorger wie RWE Technologiekonzerne. Damals bot der Kraftwerksbau noch viel Potenzial für technische Neuerungen. Danach kam dann eine Phase, in der sich der Schwerpunkt vom Neubau auf die kommerzielle Optimierung bestehender Anlagen verschob. Jetzt wird wieder massiv in Erzeugungskapazitäten investiert. Und damit steigt der Bedarf an technischen Lösungen. Ein Beispiel dafür sind die zahlreichen Vorhaben zur Entwicklung schwimmender Plattformen für Offshore-Windparks. Wir sind da mit im Boot, und zwar gleich bei mehreren Projekten. Denn wir wissen, dass Schwimmfundamente das Nutzungspotenzial der Offshore-Windkraft vervielfachen werden. Und dass wir bei solchen Neuerungen früh dabei sein müssen.

Kommen wir zur Integration des Erneuerbare-Energien-Geschäfts in den RWE-Konzern. Sind die über 4.000 ehemaligen Beschäftigten von E.ON und innogy, die nun bei RWE arbeiten, in der „neuen Welt" angekommen?

Mein Eindruck ist, dass die meisten inzwischen gut integriert sind und sich bei uns wohlfühlen. Aber klar ist auch, dass ein solcher Integrationsprozess länger braucht als ein Jahr. Nach meiner Erfahrung mindestens doppelt so lange. Und dabei geht es nicht nur darum, wie sich die neu Hinzugekommenen fühlen, sondern auch diejenigen, die schon hier waren. Ganz wichtig ist für mich, dass man auch den Kolleginnen und Kollegen aus der Braunkohle und der Kernenergie, der vermeintlich „alten Welt", mit Respekt begegnet. Bislang habe ich in dieser Hinsicht aber nur Positives mitbekommen.

War die Corona-Krise nicht hinderlich bei der Integration? Viele werden sich schwer damit getan haben, vom Home-Office aus andere Menschen kennenzulernen.

Die persönliche Begegnung ist in der Tat sehr wichtig, gerade wenn man sich noch nicht kennt. Insofern hat Corona das Zusammenwachsen der Teams schon erschwert. Aber so komisch es klingt: Die Restriktionen hatten auch ihr Gutes. Statt viel Zeit auf Dienstreisen zu verbringen, hat man sich online getroffen. Die räumliche Distanz spielte auf einmal keine Rolle mehr. Oft ist der Austausch dadurch sogar intensiver geworden, gerade in der internationalen Zusammenarbeit. Die Pandemie hat unsere Art zu arbeiten verändert. Wir haben gesehen: Anders geht es auch. Und diese Flexibilität sollten wir uns in der Zeit nach Corona bewahren.

Neben Corona war der deutsche Kohleausstieg eines der prägenden Themen des vergangenen Jahres. Für den Ausstieg gibt es nun einen gesetzlichen Rahmen, der durch einen Vertrag zwischen dem Bund und den Braunkohleunternehmen abgesichert wurde. Sie deuteten eingangs an, dass Sie mit dem Ergebnis zufrieden sind …

Ich halte die gefundene Lösung für akzeptabel. Die Entscheidung, bis spätestens 2038 aus der Kohle auszusteigen, ist von der Politik getroffen worden. Daran können und wollen wir nicht rütteln. Ganz im Gegenteil: Wir wissen jetzt, woran wir sind, und können planen. Wichtig war mir, dass der Kohleausstieg zu keinen unverhältnismäßigen Härten bei den Betroffenen führt. Das gilt für uns als Unternehmen, und das gilt für unsere Beschäftigten. Durch die Zusagen des Bundes und durch den Tarifvertrag vom August 2020 wurde sichergestellt, dass es diese Härten nicht geben wird und keiner ins Bergfreie fällt.

Wissen Sie eigentlich, dass Sie mit der Schließung der beiden letzten deutschen Steinkohlekraftwerke von RWE das allererste Stammgeschäft des Unternehmens beendet haben?

Klar weiß ich das, ich kenne ja die Geschichte von RWE. Aber solche Aspekte sind zweitrangig, wenn wir Entscheidungen über die Zukunft treffen. Gerade die Schließung des hochmodernen Blocks Westfalen E kam für viele überraschend. Aber wir haben im Vorfeld alles genau analysiert und sind uns sicher, richtig gehandelt zu haben. Und dabei geht es nicht nur darum, die Emissionen zu senken. Durch die Teilnahme an der staatlichen Stilllegungsauktion konnten wir uns eine kleine, aber nicht unerhebliche Entschädigung sichern, die wiederum in Wachstum fließen kann.

2020 war für RWE ein starkes Geschäftsjahr. Wird 2021 wieder so gut?

Was das operative Ergebnis anbetrifft, wohl nicht. Leider gab es im Februar in Texas massive Versorgungsengpässe infolge einer Jahrhundert-Kälte. Anlagenstillstände und regulatorische Eingriffe führten dazu, dass wir Strom zu absurden Preisen zukaufen mussten. Das hat uns stark belastet. Trotzdem dürfte auch 2021 ein zufriedenstellendes Jahr für RWE werden. Wichtig ist, dass wir unseren Wachstumskurs bei den erneuerbaren Energien entschlossen fortsetzen und dass wir dabei unsere Renditeziele erreichen. Wenn das gelingt, wird es nach 2021 noch viele gute Geschäftsjahre für RWE geben.

Sie, Herr Schmitz, werden das nur noch von außen verfolgen. Ende April legen Sie Ihr Mandat nieder – nach zwölf Jahren im RWE-Vorstand. Hätte es Sie nicht gereizt, den Weg von RWE weiter mitzugehen?

Das kann ich, Sie sagten es, auch von außen. Mit 63 Jahren darf auch mal Schluss sein. Außerdem soll man doch gehen, wenn es am schönsten ist, oder? Im Ernst: Ich bin dankbar dafür, das Steuer in einer Zeit übergeben zu können, in der es RWE nach den Stürmen der Vergangenheit wieder gut geht. Und ich bin davon überzeugt, dass das Unternehmen bei Markus Krebber und seinem Team in besten Händen ist. Natürlich freue ich mich auch darauf, mehr Zeit für meine Familie zu haben und nicht immer erreichbar sein zu müssen. Morgens aufzuwachen und nicht gleich auf die E-Mails zu schauen, ist ein Luxus. Und diesen Luxus gönne ich mir jetzt.

Das Gespräch führten Burkhard Pahnke und Jérôme Hördemann.

1.2 Der Vorstand der RWE AG



Dr. Rolf Martin Schmitz
Vorstandsvorsitzender

Rolf Martin Schmitz, 1957 in Mönchengladbach geboren, ist promovierter Maschinenbauingenieur. Seine ersten beruflichen Stationen waren ab 1986 die STEAG AG und ab 1988 die VEBA AG, ehe er 1998 in den Vorstand der rhenag Rheinische Energie AG berufen wurde. Es folgten Vorstandstätigkeiten bei der Thüga AG und der Thüga Beteiligungen AG. Außerdem war er Vorsitzender der Geschäftsführung der E.ON-Kraftwerke GmbH und des Vorstands der RheinEnergie AG. Im Mai 2009 trat Rolf Martin Schmitz dem Vorstand der RWE AG bei und wurde im Oktober 2016 dessen Vorsitzender. Von Mai 2017 bis Oktober 2020 war er auch Arbeitsdirektor. Ende April 2021 wird Rolf Martin Schmitz aus dem Vorstand ausscheiden.



Dr. Markus Krebber
Finanzvorstand
Vorstandsvorsitzender ab 1. Mai 2021

Markus Krebber, 1973 in Kleve geboren, ist gelernter Bankkaufmann und promovierter Wirtschaftswissenschaftler. Seine Karriere begann er 2000 bei McKinsey & Company. Danach war er in leitenden Positionen bei der Commerzbank AG tätig. Im November 2012 wechselte Markus Krebber in die Geschäftsführung zur RWE Supply & Trading GmbH. Dort war er für Finanzen zuständig und führte ab März 2015 den Vorsitz. Seit Oktober 2016 ist Markus Krebber Finanzvorstand der RWE AG. Im Mai 2021 wird er die Nachfolge von Rolf Martin Schmitz als Vorstandsvorsitzender antreten.



Dr. Michael Müller
Vorstandsmitglied seit 1. November 2020
Finanzvorstand ab 1. Mai 2021

Michael Müller, 1971 in Köln geboren, ist Wirtschaftswissenschaftler und promovierter Maschinenbauingenieur. Nach einer fünfjährigen Tätigkeit bei McKinsey & Company wechselte er Mitte 2005 zum RWE-Konzern, wo er zunächst leitende Positionen bei der RWE Power AG, der RWE Generation SE und der RWE AG hatte. Im September 2016 wurde er der für Finanzen zuständige Geschäftsführer der RWE Supply & Trading GmbH. Seit November 2020 gehört Michael Müller dem Vorstand der RWE AG an. Dort wird er im Mai 2021 Markus Krebber als Finanzvorstand nachfolgen. Bis dahin bleibt er in Personalunion Geschäftsführer der RWE Supply & Trading GmbH.



Zvezdana Seeger
Vorstandsmitglied seit 1. November 2020
Personalvorständin und Arbeitsdirektorin

Zvezdana Seeger, 1964 in Jajce (Bosnien-Herzegowina) geboren, ist Diplom-Volkswirtin. Ihre berufliche Laufbahn startete sie im Maschinenbau. Von 1995 bis 2008 war sie bei der Deutsche Telekom AG tätig, zuletzt als Geschäftsführerin der T-Systems Enterprise Service GmbH. 2010 wechselte sie in die Geschäftsführung der DHL Global Forwarding Freight. Ab 2015 verantwortete sie im Vorstand der Postbank AG das Ressort IT / Operations. Nach der Verschmelzung der Postbank auf die DB Privat- und Firmenkundenbank AG war sie Vorstandsmitglied bei der letztgenannten Gesellschaft. Außerdem war sie COO des Geschäftssegments Private and Corporate Business der Deutsche Bank AG. Seit November 2020 verantwortet sie im Vorstand der RWE AG die Ressorts Personal und IT. Außerdem ist sie Arbeitsdirektorin.

1.3 Bericht des Aufsichtsrats



„Mitten in der Corona-Krise hat RWE die Weichen für einen noch schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien gestellt – und damit das Jahressoll sogar übererfüllt."

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

wer hätte Anfang 2020 gedacht, welch einzigartige Herausforderung das Jahr für uns alle bereithalten würde. Die Corona-Pandemie hat die moderne Zivilisation kalt erwischt – und uns drastisch vor Augen geführt, wie verwundbar wir trotz allen Fortschritts immer noch sind. Ich hoffe, liebe Leserinnen und Leser dieses Berichts, dass Sie gesund geblieben sind und dass sich die negativen Auswirkungen der Lockdown-Maßnahmen für Sie in Grenzen halten. Letzteres kann man von vielen Unternehmen leider nicht behaupten. Ganze Branchen sind in eine existenzielle Krise gerutscht. Nach Expertenschätzungen hat Deutschland 2020 den größten Wachstumseinbruch seit der Finanzkrise 2008 / 2009 erlebt.

Welch einen Kontrast bietet dazu die Entwicklung von RWE! Wie ein Segelschiff, das in schwerer See den Kurs hält, hat das Unternehmen seinen mit der E.ON-Transaktion begonnenen Transformationsprozess fast ohne Tempoverlust fortgesetzt. Durch das Mitte 2020 auch rechtlich abgeschlossene Tauschgeschäft sind wir in die Riege der führenden Erneuerbare-Energien-Unternehmen aufgerückt. Nun stellt RWE das Stromerzeugungsportfolio zügig auf regenerative Quellen um und will so bis 2040 klimaneutral werden. Dieser Kurs findet allgemein großen Zuspruch – auch am Kapitalmarkt, wie die starke Aktienperformance zeigt. Ungeachtet der Corona-Pandemie konnten sich RWE-Aktionäre 2020 über eine Jahresrendite von 30 % freuen. Damit gehörte unsere Aktie zum vierten Mal in Folge zur Spitzengruppe im DAX.

Eine weitere gute Nachricht im vergangenen Jahr war, dass das Unternehmen beim Ausbau der erneuerbaren Energien trotz der Corona-Pandemie zügig vorangekommen ist: 2020 hat RWE Windparks und Solaranlagen mit mehr als 800 MW Gesamtleistung fertiggestellt. Nur in Einzelfällen gab es Verzögerungen aufgrund der Pandemie, wobei es sich maximal um wenige Monate handelte. Hervorheben möchte ich auch die Kapitalerhöhung im August und den Erwerb des europäischen Entwicklungsgeschäfts von Nordex – zwei Transaktionen, die Anfang 2020 noch nicht absehbar waren und die dem Unternehmen einen zusätzlichen Wachstumsschub geben werden. Das bedeutet: Mitten in der Corona-Krise hat RWE die Weichen für einen noch schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien gestellt – und damit das Jahressoll sogar übererfüllt.

Auch die zweite große Herausforderung, den Ausstieg aus der Kohle, ist RWE entschlossen angegangen. Schon bei der ersten Stilllegungsauktion der Bundesnetzagentur kamen beide deutschen Steinkohleblöcke des Unternehmens zum Zuge. Die Anlagen wurden Ende 2020 abgeschaltet. Vergessen wir nicht: Es war die Stromerzeugung aus Steinkohle, durch die RWE nach der Gründung vor über 120 Jahren zum führenden Energieversorger aufstieg. Dieses Geschäft ist in Deutschland nun Geschichte. Parallel setzt RWE den gesetzlichen Braunkohleausstieg um. Ende Dezember ging bereits der erste Block vom Netz, obwohl die Genehmigung der Entschädigungsregelungen durch die EU noch aussteht.

Ich finde, das sind starke Zeichen. RWE macht Tempo beim Klimaschutz – und tut weit mehr als gesetzlich vorgegeben. Welches andere Unternehmen kann von sich sagen, dass es innerhalb von nur acht Jahren seine CO_2-Emissionen um 62 % gesenkt hat, ohne dafür große Teile seines Geschäfts zu verkaufen? Ich kenne keines. Der steile Emissionsminderungspfad belegt: RWE handelt im Einklang mit den Pariser Klimaschutzzielen. Das haben uns jüngst auch die Transition Pathway Initiative und die Science Based Targets Initiative bestätigt. Beide Organisationen setzen sich für eine langfristig emissionsarme Wirtschaft ein.

In der Rückschau auf das Jahr 2020 dürfen zwei Punkte nicht fehlen, die die Tätigkeit des Aufsichtsrats direkt betreffen. Punkt 1 ist die personelle Neubesetzung des Vorstands. Der Vorsitzende des Gremiums, Dr. Rolf Martin Schmitz, wird Ende April 2021 sein Mandat niederlegen. Seine Nachfolge haben wir frühzeitig geregelt und dabei – wie ich meine – eine sehr gute Lösung gefunden: Dr. Markus Krebber, bislang Finanzvorstand, wird zukünftig an der Spitze des Unternehmens stehen. Von ihm versprechen wir uns, dass er die bisherige Strategie fortführt und RWE damit auf Erfolgskurs hält. Unterstützen werden ihn Dr. Michael Müller und Zvezdana Seeger, die wir zum 1. November 2020 neu in den Vorstand bestellt haben. Mehr dazu später. Nun zu Punkt 2, der für mich und meine Aufsichtsratskollegen ein echtes Novum darstellte: Erstmals in ihrer Geschichte hat die RWE AG eine rein digitale Hauptversammlung abgehalten. Die Corona-Krise ließ uns keine Wahl. Obwohl wir damit rechtliches und organisatorisches Neuland betreten haben, verlief die Veranstaltung reibungslos. Die Verantwortlichen bei RWE haben ihre Professionalität und ihr Improvisationsvermögen unter Beweis gestellt. Als Versammlungsleiter möchte ich mich dafür ganz herzlich bedanken. Ebenso danke ich unseren Anteilseignern, die uns gerne in der Essener Grugahalle besucht hätten, aber Verständnis dafür hatten, dass eine Präsenzveranstaltung nicht möglich war. Sie werden hoffentlich erneut verständnisvoll reagieren, wenn wir auch 2021 eine rein virtuelle Hauptversammlung abhalten.

Lassen Sie mich nun auf einige formale Aspekte der Aufsichtsratstätigkeit im Jahr 2020 eingehen. Wie gewohnt 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 mit großer Sorgfalt 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 trafen wir auf Grundlage umfassender Berichte und Beschlussvorlagen des Vorstands, mit denen wir uns im Plenum und in den Ausschüssen eingehend auseinandersetzen konnten. Der Vorstand hat uns über Projekte und Vorgänge von besonderer Bedeutung oder Dringlichkeit in außerordentlichen Sitzungen und auch außerhalb unserer Sitzungen umfassend informiert. Wir haben alle nach Gesetz oder Satzung erforderlichen Beschlüsse gefasst, mitunter auch im Umlaufverfahren. Als Vorsitzender des Aufsichtsrats war ich in ständigem Kontakt mit dem Vorstand. Wichtige Neuigkeiten ließen sich somit ohne Zeitverzug erörtern. Das Unternehmen hat uns beim Erwerb der für unsere Aufgaben erforderlichen Fachkenntnisse unterstützt, indem es interne Informationsveranstaltungen über besonders relevante Themen anbot. Das ist insofern erwähnenswert, als die Aufsichtsratsmitglieder gemäß Deutschem Corporate Governance Kodex (DCGK) die gebotenen Aus- und Fortbildungsmaßnahmen prinzipiell eigenverantwortlich wahrnehmen sollen.

Themenschwerpunkte der Aufsichtsratssitzungen. Im vergangenen Jahr hielt der Aufsichtsrat fünf ordentliche und zwei außerordentliche Sitzungen ab. Wegen der coronabedingten Kontaktbeschränkungen haben wir uns seit April nur noch online getroffen; die Qualität unserer Aufsichtsratsarbeit hat jedoch nicht darunter gelitten. Bei unseren Zusammenkünften informierte uns der Vorstand in aller Ausführlichkeit über Geschehnisse, die für RWE von Bedeutung waren. Zu bestimmten Tagesordnungspunkten tauschten wir uns auch aus, ohne dass der Vorstand eingebunden war. Vor den Aufsichtsratssitzungen gab es stets separate Treffen der Anteilseigner- und Arbeitnehmervertreter, bei denen die Gelegenheit bestand, Themen im kleineren Kreis vorzubesprechen und gegebenenfalls gemeinsame Standpunkte zu erarbeiten.

In den Sitzungen befassten wir uns wiederholt und besonders eingehend mit der Transformation von RWE zu einem führenden Erneuerbare-Energien-Unternehmen. Weitere Themenschwerpunkte waren die Auswirkungen der Corona-Krise, die Neubesetzungen im Vorstand und der deutsche Kohleausstieg. Zu den Sitzungen im Einzelnen:

- Unser erstes Treffen im vergangenen Jahr fand am 17. Januar statt. Wir kamen außerplanmäßig zusammen, um über den politisch avisierten Abschaltfahrplan für unsere deutschen Braunkohlekraftwerke und die angebotenen Kompensationen zu beraten. Die Gespräche zwischen Bund, Ländern und Unternehmen über die Details des Braunkohleausstiegs standen zu diesem Zeitpunkt kurz vor dem Abschluss. Wir bestärkten den Vorstand darin, den sich abzeichnenden Kompromiss zu akzeptieren. Kurz darauf, am 29. Januar, verabschiedete die Bundesregierung den Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes.

- In unserer ordentlichen Sitzung am 6. März erörterten und billigten wir den Jahresabschluss 2019 der RWE AG, den Konzernabschluss und den gesonderten nichtfinanziellen Konzernbericht. Daneben verabschiedeten wir die Tagesordnung der ursprünglich für den 28. April geplanten Hauptversammlung. Der Vorstand unterrichtete uns über den Stand des Gesetzgebungsprozesses zum deutschen Kohleausstieg und über den Erwerb des britischen Gaskraftwerks King's Lynn, der kurz zuvor unter Dach und Fach gebracht worden war. Ausführlich berieten wir über die strategische Ausrichtung von RWE. Das Ziel, bis 2040 klimaneutral zu werden, und der geplante Weg dahin fanden unsere volle Zustimmung. Wirksame Anreize für eine Umsetzung der Strategie bietet das neue System der Vorstandsvergütung, dessen Ausgestaltung ein weiteres Sitzungsthema war. Außerdem verabschiedeten wir das neue Anforderungsprofil für die Mitglieder unseres Gremiums. Wir hatten das Profil 2019 weiterentwickelt. Dabei waren Erkenntnisse eingeflossen, die wir im Zuge einer Überprüfung der Effizienz unserer Tätigkeit gewonnen hatten. Gegenüber dem früheren Profil wurden einige Kompetenzen ergänzt, denen wir zunehmende Bedeutung beimessen, z. B. Know-how auf den Gebieten erneuerbare Energien und Digitalisierung. Das Anforderungsprofil ist zu berücksichtigen, wenn Kandidaten für den Aufsichtsrat ausgewählt werden. Daher kommt ihm gerade 2021 große Bedeutung zu, denn das Gremium wird im April neu besetzt.

- Unsere ordentliche Sitzung am 28. April stand im Zeichen der Corona-Krise und des ersten Lockdowns. Genau an diesem Tag hätte nach ursprünglicher Planung die Hauptversammlung 2020 stattfinden sollen. Wegen der Pandemie musste sie auf Ende Juni verlegt werden. Das Gremium beschloss, das Aktionärstreffen zum Schutz der Mitarbeiter und Anteilseigner von RWE rein virtuell durchzuführen. Ein weiterer Sitzungsgegenstand war die Planung der Nachfolge für den Vorstandsvorsitzenden Rolf Martin Schmitz.

- Die im April erörterten Themen standen auch im Zentrum der ordentlichen Sitzung am 25. Juni. Unter anderem galt es, die virtuelle Hauptversammlung vorzubereiten, die für den Folgetag angesetzt war. Auch die Nachfolgeplanung für den Vorstand nahm wieder breiten Raum ein. Außerdem ließen wir uns über den Umgang von RWE mit der Corona-Krise informieren und verabschiedeten das neue System der Vorstandsvergütung, das in der Einladung zur Hauptversammlung 2021 näher beschrieben ist. Die Einladung können Sie unter www.rwe.com/hv abrufen. Ein weiterer Themenschwerpunkt war der öffentlich-rechtliche Vertrag von RWE mit dem Bund, der dem Unternehmen Vertrauensschutz im Hinblick auf die gesetzlichen Regelungen zum Braunkohleausstieg gewähren soll.

- Bereits einen Monat später, am 31. Juli, befassten wir uns in einer Sondersitzung mit dem Plan von RWE, das europäische Entwicklungsgeschäft des Windturbinenherstellers Nordex zu kaufen. Da wir – wie der Vorstand – der Meinung waren, dass sich durch die Übernahme der Projekt-Pipeline mit Schwerpunkt Frankreich attraktive Wachstumspotenziale für RWE ergeben, stimmten wir dem Erwerb zu. In der Sitzung erörterten wir außerdem die Frage, wie die Nordex-Transaktion und der damit verbundene beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien finanziert werden sollten. Zur Diskussion stand u. a. die Option, das genehmigte Kapital zu nutzen und junge RWE-Aktien unter Ausschluss des Bezugsrechts am Markt zu platzieren. Wir übertrugen dem Präsidium das Recht, über eine solche Maßnahme zu entscheiden. Damit war es der Unternehmensleitung möglich, bei einer günstigen Lage am Kapitalmarkt schnell zu handeln, ohne erneut den gesamten Aufsichtsrat einbinden zu müssen. Dank dieser Flexibilität konnte RWE das Eigenkapital im August 2020 innerhalb kürzester Zeit um 2 Mrd. € erhöhen.

- In unserer ordentlichen Sitzung am 18. September widmeten wir uns erneut der Nachfolgeplanung für den Vorstand. Wegen des baldigen Ausscheidens von Rolf Martin Schmitz und der Bestellung von Markus Krebber zum künftigen Vorstandsvorsitzenden galt es, die Positionen des Finanzvorstands, des Personalvorstands und des Arbeitsdirektors neu zu besetzen. Vor diesem Hintergrund berief das Gremium Zvezdana Seeger und Michael Müller in den Vorstand. In der Sitzung befassten wir uns außerdem mit dem Kohleausstiegsgesetz, das Bundestag und Bundesrat am 3. Juli verabschiedet hatten. Daneben ließen wir uns vom Vorstand über die Bedeutung der Wasserstofftechnologie für RWE und verschiedene Aspekte des Erneuerbare-Energien-Geschäfts informieren.

- In der ordentlichen Sitzung am 11. Dezember prüften und verabschiedeten wir die Unternehmensplanung für das Geschäftsjahr 2021. Überdies kamen wir unseren Berichtspflichten zur Corporate Governance nach: Gemeinsam mit dem Vorstand verabschiedeten wir eine aktualisierte Entsprechenserklärung nach § 161 AktG und genehmigten die den Aufsichtsrat betreffenden Teile der Erklärung zur Unternehmensführung gemäß § 289a HGB. Unter www.rwe.com/entsprechenserklaerung-und-berichte bzw. www.rwe.com/erklaerung-zur-unternehmensfuehrung können die genannten Dokumente abgerufen werden. Ein weiterer Sitzungsschwerpunkt war die künftige Wasserstoffstrategie von RWE, über die uns der Vorstand ausführlich unterrichtete. Außerdem befassten wir uns mit dem Verkauf eines 49 %-Anteils am britischen Offshore-Windpark Humber. Nach unserer Zustimmung wurde die Transaktion am 15. Dezember abgeschlossen. Grünes Licht gaben wir auch für den Teilverkauf von vier texanischen Onshore-Windparks. In der Sitzung widmeten wir uns außerdem der Frage, wie bei Geschäften mit nahestehenden Personen zu verfahren ist. Nach dem Gesetz zur Umsetzung der zweiten Aktionärsrechterichtlinie (ARUG II) bedürfen die Geschäfte unter bestimmten Voraussetzungen der Zustimmung des Aufsichtsrats oder eines seiner Ausschüsse. Wir beauftragten den Prüfungsausschuss damit, die gesetzlich vorgeschriebene Prüfung und Bewertung solcher Transaktionen vorzunehmen.

Ausschüsse des Aufsichtsrats. Der Aufsichtsrat hatte im vergangenen Jahr sechs ständige Ausschüsse, deren Mitglieder auf Seite 230 aufgeführt sind. Die Ausschüsse haben die Aufgabe, die bei Sitzungen des Plenums anstehenden Themen und Beschlüsse vorzubereiten. In Einzelfällen nehmen sie auch Entscheidungsbefugnisse wahr, sofern der Aufsichtsrat ihnen diese übertragen hat. In jeder ordentlichen Sitzung wird der Aufsichtsrat über die Arbeit der Ausschüsse von deren Vorsitzenden informiert. Im Berichtsjahr fanden insgesamt 18 Ausschusssitzungen statt, auf die ich nun näher eingehen möchte.

- Das **Präsidium** hielt vier Sitzungen ab, davon drei im August zur Vorbereitung und Genehmigung der Kapitalerhöhung. In seiner vierten Sitzung im Dezember widmete sich das Gremium turnusgemäß der Unternehmensplanung für das Geschäftsjahr 2021 und der Vorschau auf die beiden Folgejahre.

- Der **Prüfungsausschuss** trat viermal zusammen. Dabei wurden sämtliche vorab festgelegten Schwerpunktthemen behandelt. Mit großer Sorgfalt widmete sich der Ausschuss den Jahresabschlüssen der RWE AG und des Konzerns, dem zusammengefassten Lagebericht, dem Halbjahresbericht, den Quartalsmitteilungen und dem nichtfinanziellen Konzernbericht. Er erörterte die Abschlüsse vor ihrer Veröffentlichung mit dem Vorstand und ließ sich vom Abschlussprüfer über die Ergebnisse der Prüfung bzw. der prüferischen Durchsicht unterrichten. Darüber hinaus gab er eine Empfehlung zur Wahl des Abschlussprüfers für das Geschäftsjahr 2020, bereitete die Erteilung des Prüfungsauftrags an den Abschlussprüfer einschließlich der Honorarvereinbarung vor und legte die Prüfungsschwerpunkte fest. Der Ausschuss kontrollierte die Unabhängigkeit des Abschlussprüfers und die Qualität der Prüfungsleistung. Turnusgemäß ließ er sich über die Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystems (IKS) berichten. Dabei wurden keine Tatsachen bekannt, die an der Wirksamkeit des IKS zweifeln lassen. Weitere Themenschwerpunkte waren die Planung und die Ergebnisse von Revisionsmaßnahmen, die Risikosituation des RWE-Konzerns nach dem Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG), das Risikomanagement der RWE Supply & Trading, die Datensicherheit, Compliance-Sachverhalte sowie rechtliche und steuerliche Fragen. Der Wirtschaftsprüfer nahm an allen Sitzungen des Prüfungsausschusses teil und stand auch außerhalb des Sitzungsrahmens im Dialog mit dem Ausschussvorsitzenden. Zu den Beratungen wurden regelmäßig auch Experten aus dem Unternehmen hinzugezogen.

- Der **Personalausschuss** tagte fünfmal. Im Zentrum der Beratungen standen die Nachfolgeplanung für den Vorstand der RWE AG und das neue System der Vorstandsvergütung.

- Der **Nominierungsausschuss** hielt drei Sitzungen ab. Thematischer Schwerpunkt waren die 2021 anstehenden Neuwahlen für den Aufsichtsrat. In diesem Zusammenhang wurden auch Verfahrensfragen erörtert, die die geplante Einführung gestaffelter Amtszeiten für die Anteilseignervertreter betrafen. Gegenstand der Beratungen war auch die Vergütung für die Mitarbeit in den Ausschüssen des Aufsichtsrats. Wir sind der Auffassung, dass diese Tätigkeiten künftig stärker honoriert werden sollten.

- Der **Strategie- und Nachhaltigkeitsausschuss** (bisher: Strategieausschuss) trat zweimal zusammen. In der ersten Sitzung im Februar befasste er sich mit der neuen Konzernstrategie, die kurze Zeit später – Mitte März – der Öffentlichkeit vorgestellt wurde. Bei seinem zweiten Treffen widmete er sich den Plänen von RWE auf dem Gebiet der Wasserstoffwirtschaft.
- Der **Vermittlungsausschuss** gemäß § 27 Abs. 3 des Gesetzes über die Mitbestimmung der Arbeitnehmer (MitbestG) musste 2020 nicht einberufen werden.

Präsenz der Aufsichtsratsmitglieder bei Sitzungen im Geschäftsjahr 2020	Aufsichtsrat	Präsidium	Prüfungs-ausschuss	Personal-ausschuss	Nominierungs-ausschuss	Strategie- und Nachhaltigkeits-ausschuss
Dr. Werner Brandt, Vorsitzender	7/7	4/4	4/4[1]	5/5	3/3	2/2
Frank Bsirske, stellvertretender Vorsitzender	7/7	4/4		5/5		2/2
Michael Bochinsky	7/7		3/4			
Sandra Bossemeyer	7/7	4/4				
Martin Bröker	7/7					
Anja Dubbert	7/7	4/4				
Matthias Dürbaum	7/7	4/4				
Ute Gerbaulet	6/7					
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel	7/7	4/4			3/3	2/2
Dr. h. c. Monika Kircher	6/7		4/4			
Harald Louis	7/7			5/5		
Dagmar Mühlenfeld	7/7	4/4				
Peter Ottmann	7/7			5/5	3/3	
Günther Schartz	7/7					2/2
Dr. Erhard Schipporeit	7/7		4/4			
Dr. Wolfgang Schüssel	7/7	4/4		5/5		
Ullrich Sierau	7/7		4/4			
Ralf Sikorski	7/7		4/4			2/2
Marion Weckes	7/7		4/4			
Leonhard Zubrowski	6/7			5/5		1/2

1 Dr. Werner Brandt hat als Gast an den Sitzungen des Prüfungsausschusses teilgenommen.

Sitzungspräsenz. Die Tabelle auf der vorherigen Seite zeigt die Präsenz bei den Sitzungen des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse. Da der Vermittlungsausschuss 2020 nicht getagt hat, ist er in der Übersicht auch nicht aufgeführt. Die Zahlenpaare sind folgendermaßen zu interpretieren: Steht dort beispielsweise „3 / 4“, dann hat die betreffende Person an drei von vier Sitzungen teilgenommen. Wie Sie in der Übersicht sehen können, war das Fehlen bei einer Sitzung die Ausnahme.

Interessenkonflikte. Die Mitglieder des Aufsichtsrats sind per Gesetz und nach dem DCGK dazu angehalten, unverzüglich offenzulegen, wenn bei ihnen Interessenkonflikte auftreten. Im Geschäftsjahr 2020 sind uns keine solchen Konflikte gemeldet worden.

Jahresabschluss 2020. Die PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, kurz: PWC, hat den vom Vorstand nach den Regeln des HGB aufgestellten Jahresabschluss 2020 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. PwC hat ferner den nichtfinanziellen Bericht einer Prüfung zur Erlangung begrenzter Sicherheit („Limited Assurance“) unterzogen und dem Vorstand bescheinigt, dass er ein geeignetes Risikofrüherkennungssystem eingerichtet hat. Die Gesellschaft war von der Hauptversammlung 2020 zum Abschlussprüfer gewählt worden. Danach hatte sie der Aufsichtsrat damit beauftragt, die genannten Abschlüsse und Berichte zu prüfen.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats haben die Jahresabschlussunterlagen, den Geschäftsbericht und die Prüfungsberichte für das Jahr 2020 rechtzeitig erhalten. In der Bilanzsitzung des Aufsichtsrats am 10. März 2021 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 9. März 2021 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.

Der Aufsichtsrat hat den Jahresabschluss der RWE AG, den Konzernabschluss, den zusammengefassten Lagebericht, 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 2020 ist damit festgestellt. Der Aufsichtsrat schließt sich dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands an, der die Ausschüttung einer Dividende von 0,85 € je Aktie vorsieht.

Personalia. Im abgelaufenen Geschäftsjahr hat sich weder die Besetzung des Aufsichtsrats noch die seiner Ausschüsse verändert. Wichtige Personalia gab es hingegen im RWE-Vorstand. Ich hatte Ihnen bereits erläutert, dass Markus Krebber die Position von Rolf Martin Schmitz an der Spitze des Unternehmens einnehmen wird. Dies wurde am 27. Juli per Umlaufverfahren beschlossen, nachdem der Aufsichtsrat in seiner Sitzung vom 28. April die Weichen dafür gestellt hatte. Im Einvernehmen mit Herrn Krebber haben wir seine ursprünglich am 30. September 2024 auslaufende Bestellung auf den 30. Juni 2021 verkürzt und ihn anschließend für den Zeitraum vom 1. Juli 2021 bis 30. Juni 2026 erneut zum ordentlichen Mitglied des Vorstands bestellt. Da Rolf Martin Schmitz sein Mandat bereits Ende April 2021 – zwei Monate früher als geplant – niederlegen wird, übernimmt Markus Krebber den Vorstandsvorsitz zum 1. Mai 2021. Neben der Nachfolgeregelung für Herrn Schmitz haben wir noch zwei weitere Personalentscheidungen getroffen: In unserer Sitzung vom 18. September beriefen wir Michael Müller und Zvezdana Seeger zum 1. November 2020 für die Dauer von zunächst drei Jahren in den Vorstand. Michael Müller wird die Nachfolge von Markus Krebber als Finanzvorstand antreten. Zvezdana Seeger wurden das Personal- und das IT-Ressort anvertraut. Seit dem 1. November ist sie auch Arbeitsdirektorin.

Mit den dargestellten Neubesetzungen, die wir nach intensiven Beratungen und mit der fachkundigen Unterstützung des Personalausschusses vorgenommen haben, sind die personellen Voraussetzungen dafür gegeben, dass die neue RWE ihren erfolgreichen Kurs fortsetzt. Einer, dem dies besonders am Herzen liegen dürfte, ist Rolf Martin Schmitz, denn mit ihm als Vorstandsvorsitzendem hat RWE diesen Kurs eingeschlagen. Wenn er 2021 aus

dem Amt ausscheidet, kann er das mit dem guten Gefühl tun, ein Unternehmen zu übergeben, das sich in schweren Zeiten neu erfunden hat und zu einem ertragsstarken Protagonisten der Energiewende geworden ist. Seine Leistungen für RWE verdienen allerhöchste Anerkennung. Im Namen des gesamten Aufsichtsrats möchte ich mich bei ihm für die konstruktive, respektvolle und überaus erfolgreiche Zusammenarbeit bedanken.

Eine starke Jahresbilanz – dank der Menschen bei RWE. Die großartige Entwicklung von RWE ist natürlich nicht nur der Verdienst eines Einzelnen, sondern aller Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, die ihre Arbeitskraft und ihr Herzblut in dieses Unternehmen stecken. Sie haben dafür gesorgt, dass die neue RWE ihren Transformationsprozess trotz der Corona-Pandemie mit ungedrosseltem Tempo fortsetzen konnte. Der sehr besonnene Umgang mit der Krise, die Fähigkeit, betriebliche Abläufe an die Ausnahmesituation anzupassen – die virtuelle Hauptversammlung erwähnte ich bereits –, und die große Disziplin, mit der Infektionsschutzkonzepte im Arbeitsalltag gelebt werden, haben gezeigt, dass man sich auf die Menschen bei RWE verlassen kann. Stellvertretend für den gesamten Aufsichtsrat danke ich ihnen ganz herzlich dafür.

Für den Aufsichtsrat



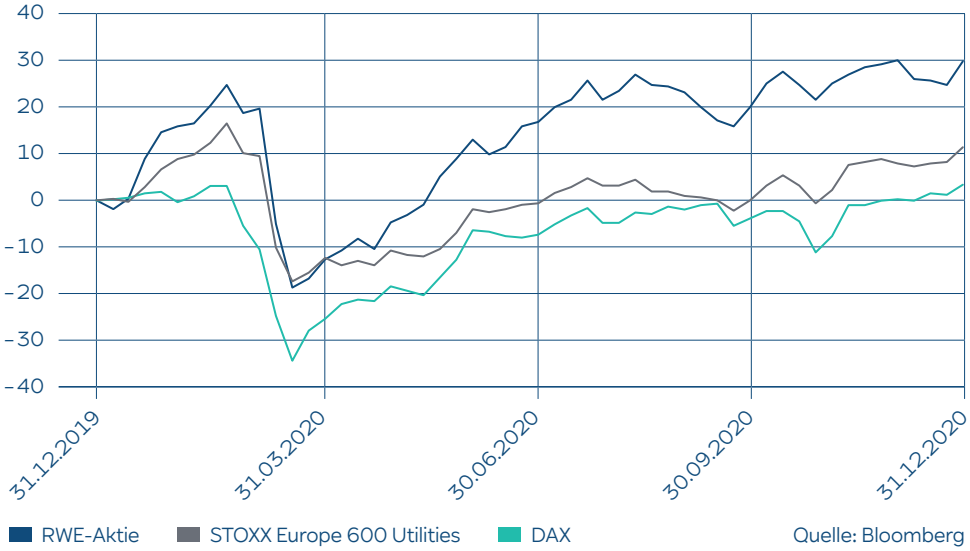
Dr. Werner Brandt
Vorsitzender

Essen, 10. März 2021

1.4 RWE am Kapitalmarkt

2020 war ein bewegtes Börsenjahr, das nach einem Kurssturz im Frühjahr wegen der Corona-Krise doch noch versöhnlich endete. Der DAX schloss mit einem leichten Plus von 4 %, nachdem er zwischenzeitlich mehr als ein Drittel seines Wertes eingebüßt hatte. Wichtiger Impulsgeber war die expansive Geld- und Fiskalpolitik im Euroraum, mit der es gelang, die wirtschaftlichen Folgen der Pandemie zu begrenzen. Für RWE-Aktionäre fiel die Jahresbilanz ausgesprochen erfreulich aus: Mit einer Rendite aus Kursentwicklung und Dividende in Höhe von 30 % gehörten unsere Titel zum vierten Mal in Folge zu den besten Werten im DAX. Hauptgrund dafür ist unsere Transformation zu einem führenden Erneuerbare-Energien-Unternehmen. Dadurch sind wir nicht nur nachhaltiger und finanzstärker geworden, sondern auch krisenresistenter.

Performance der RWE-Aktie sowie der Indizes DAX und STOXX Europe 600 Utilities
in % (Wochendurchschnittswerte)



Quelle: Bloomberg

Trotz Corona-Krise: DAX mit leichtem Jahresgewinn. Ein turbulentes Jahr hat die Corona-Pandemie den Anlegern an den Aktienmärkten beschert. Nachdem der DAX Mitte Februar noch die Rekordmarke von 13.789 Punkten erreicht hatte, büßte er innerhalb weniger Wochen mehr als ein Drittel seines Wertes ein. Ausschlaggebend dafür waren der Ausbruch der Corona-Pandemie und der erste Lockdown, der Teile der Wirtschaft vorübergehend zum Erliegen brachte. Nach Durchschreiten der Talsohle Mitte März legte der deutsche Leitindex wieder deutlich zu. Lockerungen der Corona-Restriktionen, die Ankündigung staatlicher Konjunkturprogramme und die rasche Erholung der chinesischen Wirtschaft sorgten dabei für wichtige Impulse. Im weiteren Jahresverlauf trug die Aussicht auf einen Impfstoff zur Aufhellung der Börsenstimmung bei. Obwohl sich die Zahl der Neuinfektionen in Deutschland nach der Sommerpause wieder deutlich erhöhte und im Spätherbst ein erneuter Lockdown verhängt wurde, setzte der DAX seinen Erholungskurs fort und konnte den Rekordstand vom Februar kurz vor dem Jahreswechsel sogar knapp übertreffen. Er schloss das Börsenjahr mit 13.719 Punkten und erreichte 2020 damit ein Plus von 4 %.

RWE-Aktie: 30 % Rendite aus Kursentwicklung und Dividende. Die RWE-Aktie kam durch die Corona-Krise nur kurzzeitig aus dem Tritt und setzte danach ihren 2017 begonnenen Aufwärtstrend fort. Ende 2020 ging sie mit 34,57 € aus dem Handel. Inklusive der Dividendenzahlung von 0,80 € entspricht dies einer Jahresrendite von 30 %. Unsere Aktie hat den DAX damit zum vierten Mal in Folge weit hinter sich gelassen. Auch der Branchenindex STOXX Europe 600 Utilities (+ 11 %) konnte nicht mit ihr Schritt halten. Die anhaltend gute Performance der RWE-Aktie beruht hauptsächlich darauf, dass wir durch das Tauschgeschäft mit E.ON zu einem führenden Erneuerbare-Energien-Unternehmen geworden sind und die erreichte Position nun zügig ausbauen. Unsere Analysten und Investoren begrüßen diesen Transformationsprozess. Denn das Erneuerbare-Energien-Geschäft zeichnet sich durch vergleichsweise stabile Erträge und breite politische Akzeptanz aus. RWE ist dadurch finanziell robuster geworden, was sich gerade in der Corona-Krise als deutliches Plus erwiesen hat. Positiven Einfluss auf den Kurs der RWE-Aktie hatte auch, dass die Politik einen klaren gesetzlichen Rahmen für den deutschen Kohleausstieg geschaffen hat und sich die Risiken für die betroffenen Unternehmen damit deutlich verringert haben (siehe Seite 37 f.).

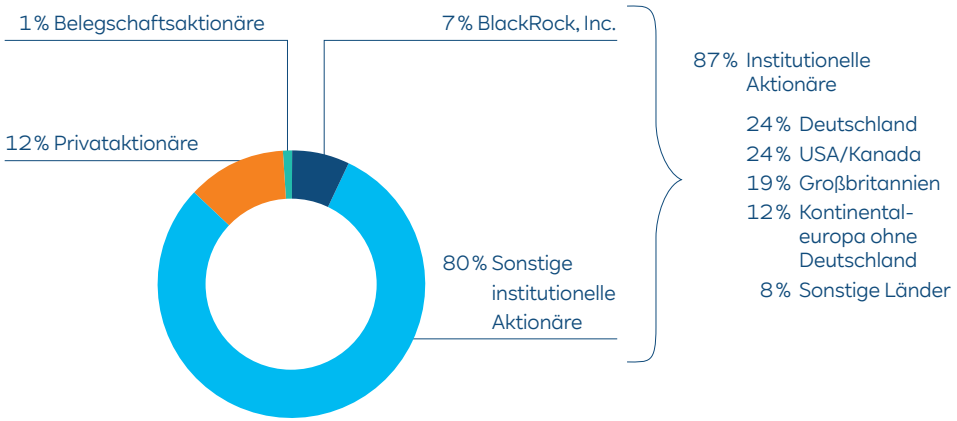
Kennzahlen der RWE-Aktie		2020	2019	2018	2017	2016
Ergebnis je Aktie	€	1,56	13,82	0,54	3,09	–9,29
Bereinigtes Nettoergebnis je Aktie	€	1,90	–	–	2,00	1,26
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten je Aktie	€	6,47	–1,59	7,50	–6,13	3,83
Dividende je Aktie	€	0,85[1]	0,80	0,70	1,50	–
Ausschüttung[2]	Mio. €	575[1]	492	430	922	5
Börsenkurse der Aktie						
Kurs zum Ende des Geschäftsjahres	€	34,57	27,35	18,97	17,00	11,82
Höchster Tagesschlusskurs	€	35,02	28,69	22,48	23,14	15,95
Niedrigster Tagesschlusskurs	€	21,00	18,97	15,10	11,80	10,17
Dividendenrendite der Aktie[3]	%	2,5	2,9	3,7	8,8	–
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Tsd. Stück	637.286	614.745	614.745	614.745	614.745
Börsenkapitalisierung zum Jahresende[2]	Mrd. €	23,4	16,8	11,7	10,3	7,1

1 Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2020 der RWE AG, vorbehaltlich der Beschlussfassung durch die Hauptversammlung am 28. April 2021
2 Ermittelt auf Basis der zum Jahresende im Umlauf befindlichen Aktien. Zum 31. Dezember 2020 waren es 676.220 Tsd. Stück.
3 Quotient aus der Dividende je Aktie und dem Aktienkurs zum Ende des Geschäftsjahres

RWE erhöht Eigenkapital um 2 Mrd. €. Im August 2020 haben wir 61,5 Mio. neue RWE-Aktien an institutionelle Investoren ausgegeben und damit das Grundkapital der Gesellschaft um 10 % erhöht. Bei einem Ausgabekurs von 32,55 € je Aktie erzielten wir einen Bruttoemissionserlös von 2 Mrd. €, den wir für zusätzliche Projekte zum Ausbau der erneuerbaren Energien einsetzen wollen. Durch die Kapitalerhöhung ist die Zahl der RWE-Aktien auf 676,2 Mio. gestiegen. Die neuen Titel verbriefen die gleichen Rechte wie die alten. Nähere Informationen zur Kapitalerhöhung finden Sie auf Seite 42.

Dividendenvorschlag für das abgelaufene Geschäftsjahr: 0,85 € je Aktie. Obwohl die Zahl der RWE-Aktien durch die Kapitalerhöhung gestiegen ist, hält der Vorstand an seinem Dividendenziel für das Geschäftsjahr 2020 fest. Gemeinsam mit dem Aufsichtsrat wird er der Hauptversammlung am 28. April 2021 eine Gewinnausschüttung von 0,85 € je Aktie vorschlagen. Das sind 0,05 € mehr als im Vorjahr. Der Dividendenvorschlag spiegelt den erfolgreichen Geschäftsverlauf im vergangenen Jahr und die günstigen Zukunftsperspektiven von RWE wider.

Aktionärsstruktur der RWE AG[1]



1 Stand: Ende 2020; die Prozentangaben beziehen sich auf den Anteil am gezeichneten Kapital.
Quellen: Eigene Erhebungen und Mitteilungen nach dem deutschen Wertpapierhandelsgesetz

Breite internationale Aktionärsbasis. Nach unserer jüngsten Erhebung waren Ende 2020 schätzungsweise 87 % der insgesamt 676,2 Mio. RWE-Aktien im Eigentum institutioneller Investoren, während 13 % auf Privatpersonen (inkl. Belegschaftsaktionäre) entfielen. Institutionelle Anleger aus Deutschland hielten 24 % der RWE-Anteile. In anderen Ländern Kontinentaleuropas kam diese Anlegergruppe auf 12 % und in Großbritannien auf 19 % des Aktienkapitals. In den USA und Kanada summierte sich ihr Anteil auf 24 %. Größter Einzelaktionär der RWE AG war zum Jahresende mit 7 % am gezeichneten Kapital der amerikanische Vermögensverwalter BlackRock.

Der Anteil unserer Aktien in Streubesitz (Free Float), den die Deutsche Börse bei der Gewichtung in ihren Indizes zugrunde legt, betrug zuletzt 100 %. Üblicherweise werden Beteiligungen von mindestens 5 % des auf eine Aktiengattung entfallenden Grundkapitals nicht in den Free Float einbezogen. Für Vermögensverwalter wie BlackRock gilt jedoch eine höhere Schwelle von 25 %.

Etwa 1 % der RWE-Aktien befinden sich in den Händen unserer heutigen oder ehemaligen Beschäftigten. Deutsche und britische Konzerngesellschaften bieten ihrer Belegschaft die Möglichkeit, sich zu vergünstigten Konditionen an RWE zu beteiligen. Im vergangenen Jahr haben 7.641 Personen – das sind 44 % aller Berechtigten – von den Angeboten Gebrauch gemacht und insgesamt 333 Tsd. Aktien erworben. Für die Vergünstigungen und die Abwicklung der Belegschaftsaktienprogramme sind uns Aufwendungen in Höhe von 3.108 Tsd. € entstanden.

RWE an zahlreichen Börsen vertreten. RWE-Aktien werden in Frankfurt am Main und an weiteren deutschen Börsenplätzen sowie über elektronische Handelsplattformen wie 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 Aktie.

Kürzel und Kennnummern der RWE-Aktie	
Reuters: Xetra	RWEG.DE
Reuters: Börse Frankfurt	RWEG.F
Bloomberg: Xetra	RWE GY
Bloomberg: Börse Frankfurt	RWE GR
Wertpapier-Kennnummer (WKN) in Deutschland	703712
International Securities Identification Number (ISIN)	DE0007037129
American Depositary Receipt (CUSIP Number)	74975E303

02
Lagebericht

2.1	Strategie und Struktur	22
2.2	Innovation	29
2.3	Rahmenbedingungen unseres Geschäfts	34
2.4	Wesentliche Ereignisse	42
2.5	Geschäftsentwicklung	47
2.6	Finanz- und Vermögenslage	59
2.7	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)	64
2.8	Prognosebericht	66
2.9	Entwicklung der Risiken und Chancen	69
2.10	Übernahmerechtliche Angaben	79
2.11	Vergütungsbericht	82



Solarpark Limondale, Australien

2.1 Strategie und Struktur

Durch unser Tauschgeschäft mit E.ON sind wir ein international führendes Unternehmen auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien geworden. Unsere Rolle ist nun die eines Allrounders in der Stromerzeugung, der in vorderster Reihe bei der Schaffung eines nachhaltigen Energiesystems mitwirkt und mit seinen flexiblen Kraftwerken zur Sicherheit der Energieversorgung beiträgt. Spätestens 2040 soll die Stromproduktion von RWE klimaneutral sein. Dafür werden wir Milliarden in Windkraft, Photovoltaik und Speichertechnologien investieren, in die Herstellung von grünem Wasserstoff einsteigen und die Kohleverstromung schrittweise beenden. Wir tragen damit unseren Teil zur Erreichung der Pariser Klimaschutzziele bei – das hat uns die unabhängige Science Based Targets Initiative Ende 2020 offiziell bestätigt.

Transformation zum Spezialisten für nachhaltige Stromerzeugung und Energiehandel. Unser Unternehmen hat sich in den vergangenen Jahren grundlegend verändert. Früher war RWE noch ein integrierter Versorger, der alle Stufen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette abdeckte. Heute sind wir ein auf die Stromerzeugung und den Energiehandel spezialisiertes Unternehmen, das den Wandel der Energiewirtschaft zu mehr Nachhaltigkeit vorantreibt. Unser Ziel: eine CO_2-neutrale Stromversorgung, die sicher und bezahlbar ist.

Der Weg zur neuen RWE begann 2016, als wir die Geschäftsfelder Erneuerbare Energien, Netze und Vertrieb in einer Tochtergesellschaft mit dem Namen innogy zusammenführten und an die Börse brachten. Eineinhalb Jahre später, Anfang 2018, vereinbarten wir mit E.ON ein umfassendes Tauschgeschäft, das in zwei Schritten umgesetzt wurde. Zunächst trennten wir uns im September 2019 von unserem 76,8 %-Anteil an innogy und erhielten dafür das Erneuerbare-Energien-Geschäft von E.ON, eine 16,67 %-Beteiligung an E.ON und die Minderheitsanteile der E.ON-Tochter PreussenElektra an unseren Kernkraftwerken Gundremmingen (25 %) und Emsland (12,5 %). Im zweiten Schritt wurden Mitte 2020 einige innogy-Aktivitäten rechtlich auf RWE zurückübertragen. Dabei handelte es sich um das Erneuerbare-Energien-Geschäft, die deutschen und tschechischen Gasspeicher sowie einen 37,9 %-Anteil am österreichischen Energieversorger KELAG. Unser Augenmerk gilt nun der Integration des übernommenen Geschäfts mit mehr als 4.000 Beschäftigten unter dem Dach von RWE.

Neue Segmentstruktur ab 2020. In unserer Finanzberichterstattung 2020 stellen wir den RWE-Konzern in einer neuen Struktur dar. Die „Fortgeführten innogy-Aktivitäten“ und die „Übernommenen E.ON-Aktivitäten“ weisen wir nicht mehr gesondert aus, weil sie integrale Bestandteile des RWE-Konzerns geworden sind. Unser Hauptgeschäft, die Stromerzeugung, gliedern wir nun nach Maßgabe des verwendeten Energieträgers auf, während der Energiehandel weiterhin separat gezeigt wird. Dadurch ergeben sich die folgenden fünf Segmente: (1) Offshore Wind, (2) Onshore Wind / Solar, (3) Wasser / Biomasse / Gas, (4) Energiehandel und (5) Kohle / Kernenergie. Die Segmente (1) bis (4) bilden unser Kerngeschäft. Hier wollen wir wachsen. Unter (5) ist unsere deutsche Stromerzeugung aus Braunkohle, Steinkohle und Kernenergie zusammengefasst, die aufgrund staatlich vorgegebener Ausstiegspfade an Bedeutung verlieren wird. Zum Zweck der Vergleichbarkeit haben wir die Werte aus dem Vorjahr rückwirkend in die neue Segmentstruktur überführt.

Die einzelnen Segmente setzen sich wie folgt zusammen:

- Offshore Wind: Hier zeigen wir unser Geschäft mit der Windstromerzeugung auf dem Meer. Geführt wird es von der Konzerngesellschaft RWE Renewables.

- Onshore Wind / Solar: In diesem Segment bündeln wir unsere Aktivitäten auf dem Gebiet der Windkraft an Land, der Solarenergie und der Batteriespeicher. Die operative Zuständigkeit liegt auch hier bei RWE Renewables.

- Wasser / Biomasse / Gas: Das Segment umfasst unsere Laufwasser-, Pumpspeicher-, Biomasse- und Gaskraftwerke. Außerdem enthält es die niederländischen Steinkohlekraftwerke Amer 9 und Eemshaven, in denen wir zunehmend Biomasse mitverbrennen, sowie die auf Projektmanagement und Ingenieurdienstleistungen spezialisierte

RWE Technology International. All diese Aktivitäten werden von RWE Generation gesteuert. Seit Anfang 2021 verantwortet diese Gesellschaft auch die Ausgestaltung und Umsetzung der Wasserstoffstrategie von RWE. Die vormals von innogy gehaltene 37,9 %-Beteiligung am österreichischen Energieversorger KELAG weisen wir ebenfalls im Segment Wasser / Biomasse / Gas aus.

- Energiehandel: Hier stellen wir den Eigenhandel mit energienahen Commodities dar. Verantwortet wird er von RWE Supply & Trading, die außerdem als Zwischenhändler von Gas agiert, Großkunden mit Energie beliefert und eine Reihe weiterer handelsnaher Tätigkeiten ausübt. Bestandteile des Segments Energiehandel sind auch die deutschen und tschechischen Gasspeicher, die wir von innogy übernommen haben.

- Kohle / Kernenergie: In diesem Segment berichten wir über unser deutsches Stromerzeugungsgeschäft mit den Energieträgern Braunkohle, Steinkohle und Kernkraft sowie über unsere Braunkohleförderung im Rheinischen Revier westlich von Köln. Außerdem erfassen wir hier unsere Anteile am niederländischen Kernkraftwerksbetreiber EPZ (30 %) und an der deutschen Gesellschaft URANIT (50 %), die mit 33 % an der auf Uran-Anreicherung spezialisierten Urenco beteiligt ist. Die genannten Aktivitäten und Beteiligungen liegen in der Zuständigkeit unserer Konzerngesellschaften RWE Power (Braunkohle, Kernenergie) und RWE Generation (Steinkohle).

Konzerngesellschaften mit segmentübergreifenden Aufgaben wie die Holding RWE AG erfassen wir im Kerngeschäft unter „Sonstige, Konsolidierung". Gleiches gilt für unsere Anteile am deutschen Übertragungsnetzbetreiber Amprion (25,1 %) und an E.ON (15 %), wobei wir die E.ON-Dividende im Finanzergebnis ausweisen. Die Position enthält außerdem Konsolidierungseffekte.

Unser Ziel bis 2040: RWE wird klimaneutral. Als ein international führender Stromversorger tragen wir besondere Verantwortung für die Umsetzung der Emissionsminderungsziele im Energiesektor. Die Europäische Union will bis 2050 klimaneutral werden. Wir haben uns dieses Ziel bereits für 2040 gesetzt – und sind auf dem Weg dahin bereits gut vorangekommen. Von 2012 bis 2020 haben wir unseren jährlichen CO_2-Ausstoß in der Stromerzeugung um 62 % gesenkt; 2030 sollen es mindestens 75 % sein. Eine zentrale Rolle spielt dabei der Ausstieg aus der Kohleverstromung. Weitere Bausteine unserer Emissionsminderungsstrategie sind der zügige Ausbau der CO_2-freien erneuerbaren Energien, die verstärkte Nutzung von Speichertechnologien und der Einsatz von klimaneutralen Brennstoffen für die Stromerzeugung. Damit handeln wir im Einklang mit den Pariser Klimaschutzzielen, wie uns jüngst die Transition Pathway Initiative und die Science-Based Targets Initiative bestätigt haben. Wie ernst wir unsere ökologische Verantwortung nehmen, zeigt auch unser Markenauftritt. Mit dem Leitsatz „Our energy for a sustainable life" bringen wir zum Ausdruck, dass die neue RWE mit ihren rund 20.000 Beschäftigten entschlossen auf eine nachhaltige Energieversorgung hinarbeitet.

Die neue RWE: Eines der weltweit führenden Erneuerbare-Energien-Unternehmen. Durch die Transaktion mit E.ON sind wir zu einem international führenden Stromerzeuger aus regenerativen Quellen geworden. Dieses Geschäft wollen wir zügig ausbauen. Ende 2020 verfügten wir bereits über Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 10,8 GW; davon entfallen 9,2 GW auf Windkraft und 0,2 GW auf Photovoltaik. Die Zahlen geben die Erzeugungsleistung wieder, die uns pro rata, d. h. gemäß unseren Beteiligungsquoten, zuzurechnen ist. Neben bestehenden Anlagen verfügen wir über ein breites Portfolio aus unterschiedlich weit fortgeschrittenen Wachstumsprojekten. Schwerpunkt ist auch hier die Windkraft, gefolgt von Photovoltaik. Die erneuerbaren Energien sind nicht nur klimafreundlich; mit ihnen lassen sich meist auch stabile, attraktive Renditen erzielen. Bereits heute ist die Stromerzeugung aus regenerativen Quellen unser mit Abstand ertragreichstes Tätigkeitsfeld. Im vergangenen Geschäftsjahr haben wir damit etwa die Hälfte unseres bereinigten EBITDA erwirtschaftet.

Hohes Wachstumstempo bei Windkraft und Photovoltaik. Unsere Windkraft- und Solarkapazitäten wollen wir bis Ende 2022 auf über 13 GW (pro rata) erhöhen. Dafür planen wir Nettoinvestitionen von mehr als 1,5 Mrd. € pro Jahr ein. Durch die Reinvestition von Erlösen aus Beteiligungsverkäufen werden die Bruttoausgaben sogar deutlich höher ausfallen. Weiteren finanziellen Spielraum haben wir uns im August 2020 mit einer Kapitalerhöhung um 2 Mrd. € verschafft.

Wenn wir Windkraft- oder Solarprojekte in Angriff nehmen, wollen wir möglichst die gesamte Wertschöpfungskette abdecken – von der Entwicklung über den Bau bis hin zum Betrieb. Geografisch konzentrieren wir uns auf Märkte in Europa, in Nordamerika und im asiatisch-pazifischen Raum. Unser größtes Bauprojekt war zum Bilanzstichtag der britische Nordsee-Windpark Triton Knoll mit einer Gesamtleistung von 857 MW, der 2022 mit allen Turbinen am Netz sein soll. Auch an Land errichten wir große Windparks, z. B. Nysäter in Schweden mit 475 MW, den wir voraussichtlich 2021 fertigstellen werden. Und im australischen New South Wales wollen wir – ebenfalls in diesem Jahr – unser Solarkraftwerk Limondale in Betrieb nehmen, das mit 249 MW zu den leistungsstärksten des Landes gehören wird.

Dank unserer umfangreichen Projektpipeline sind wir davon überzeugt, mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien auch auf längere Sicht gut voranzukommen. Als Vorteil erweist sich dabei – neben der Projekterfahrung und dem technischen Know-how unserer Teams – die etablierte Stellung von RWE in Kernmärkten wie Deutschland, Großbritannien und den USA. Durch bereits vorhandene Produktionsstandorte bieten sich Einstiegsmöglichkeiten und Synergiepotenziale für Neubauprojekte: Beispielsweise haben wir im vergangenen Jahr Pachtverträge geschlossen, die es uns erlauben, Flächen in unmittelbarer Nähe von vier bestehenden britischen Offshore-Windparks für die Entwicklung von Erweiterungsprojekten zu nutzen. Wachsen wollen wir aber auch in neuen Märkten. Von Nordex haben wir 2020 eine große Zahl an Onshore-Windkraftprojekten in Frankreich übernommen, einem Land mit attraktiven Förderkonditionen, in dem wir zuvor kaum vertreten waren. Darüber hinaus bereiten wir den Markteintritt in Japan, Taiwan und Südkorea vor, wo wir gemeinsam mit lokalen Partnern Offshore-Windkraftprojekte verwirklichen wollen.

Leistungsfähige Speicher: Voraussetzung für 100 % Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Verfügbarkeit von Wind- und Solarenergie hängt in hohem Maße von den Wetterbedingungen und der Tages- oder Jahreszeit ab. Mal deckt die Stromproduktion aus regenerativen Quellen nur einen Bruchteil der Nachfrage, mal überschreitet sie den lokalen Bedarf so stark, dass sie gedrosselt werden muss. Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien rücken die Speichertechnologien daher immer mehr in den Mittelpunkt. Technisch und wirtschaftlich erfüllen sie meist noch nicht die Voraussetzungen, um im langfristig erforderlichen Maßstab für die Absicherung der Stromversorgung eingesetzt zu werden – aber wir arbeiten daran, dass sich das ändert. RWE befasst sich bereits seit einigen Jahren mit der Entwicklung, dem Bau und dem Betrieb von Batteriespeichern. In Herdecke an der Ruhr betreiben wir eine solche Anlage, die mit einer Speicherkapazität von 7 MWh zu den größten in Deutschland gehört. Unser bislang umfangreichstes Batterieprojekt setzen wir in Hickory Park im Süden des US-Bundesstaates Georgia um. Dort bauen wir ein Solarkraftwerk mit einer Leistung von 196 MW, das an ein 80-MWh-Batteriespeichersystem gekoppelt ist. Diese Kombination macht es möglich, die Einspeisung des Stroms ins lokale Netz zu optimieren und damit den Ertrag der Solaranlage deutlich zu verbessern. Wir wollen weitere Projekte dieser Art starten. Parallel dazu erkunden wir innovative elektrochemische Speicherverfahren. Zwei Forschungs- und Entwicklungsvorhaben mit dieser Zielsetzung stellen wir Ihnen auf Seite 32 vor. Neben elektrochemischen Speichern können auch die sogenannten Power-to-Gas-Technologien wesentlich zur Absicherung der Elektrizitätsversorgung beitragen. Diese Technologien nutzen klimaneutral erzeugten Strom, um per Elektrolyse Wasserstoff (H_2) zu gewinnen, der später, bei Bedarf, wieder zur Erzeugung von Strom verwendet werden kann.

CO_2-neutrales Wirtschaften: Ziel für alle Sektoren. Mit der Emissionssenkung im Stromsektor allein ist es nicht getan, wenn – wie in der EU – Klimaneutralität erreicht werden soll. Derzeit werden noch drei Viertel der europäischen Nachfrage nach Energie durch Öl, Kohle und Gas gedeckt. Doch das soll sich ändern. Durch Elektrifizierung, also die Umstellung der Verbrauchsprozesse auf klimaneutral erzeugten Strom (z. B. die Nutzung von Wärmepumpen anstelle von Öl- und Gasheizungen), lassen sich die Emissionen auch in den Sektoren Industrie, Wärme und Verkehr stark reduzieren. Vorteile bietet die Elektrifizierung auch in puncto Effizienz. Beispielsweise kann ein Elektroauto ca. 95 % der eingesetzten Energie nutzen; bei einem Verbrennungsmotor sind es dagegen nur etwa 30 %. Dank der höheren Effizienz strombasierter Anwendungen sinkt der Energiebedarf. Die Nachfrage nach CO_2-frei erzeugtem Strom – unserem wichtigsten Produkt – wird sich bei fortschreitender Elektrifizierung dagegen kontinuierlich erhöhen.

Wasserstoff: Elementarer Baustein der Energiewende. Vollständig lässt sich die Wirtschaft nur dann dekarbonisieren, wenn Lösungen auch für Energienutzungen gefunden werden, bei denen eine Elektrifizierung nicht infrage kommt. Beispiele dafür sind die Herstellung von Stahl oder Düngemitteln sowie der Flug- und Schiffsverkehr. Hier liegt in der näheren Zukunft das größte Potenzial für die Nutzung von CO_2-frei hergestelltem Wasserstoff. RWE will den Ausbau der Wasserstoffwirtschaft vorantreiben, vor allem in Deutschland, den Niederlanden und Großbritannien. Dabei werden wir entlang der gesamten Wertschöpfungskette tätig sein, angefangen bei der Produktion von grünem Strom über die Herstellung von Wasserstoff per Elektrolyse, den Handel und die Zwischenspeicherung des Gases bis hin zum Abschluss kommerziell optimierter Abnahmeverträge mit großen Industriekunden. In den beiden vergangenen Jahren sind wir eine Vielzahl von Partnerschaften mit Unternehmen und Forschungseinrichtungen eingegangen, die gemeinsam mit uns an der Schaffung einer flächendeckenden Wasserstoffinfrastruktur mitwirken wollen. Beispiele sind die deutschen Initiativen GET H2 und AquaVentus sowie die niederländischen Vorhaben Eemshydrogen und NortH2, über die wir auf Seite 31 f. ausführlich berichten. Weitere Informationen zu diesem Thema finden Sie unter www.rwe.com/wasserstoff.

Konventionelle Stromerzeugung: Wachsende Bedeutung des Energieträgers Gas. Der Aufbau der Speicherinfrastruktur, die für eine Vollversorgung mit grünem Strom benötigt wird, ist keine Frage von Jahren, sondern von Jahrzehnten. Daher muss es noch auf längere Sicht Kraftwerke geben, die die Schwankungen bei der Stromerzeugung aus Sonne und Wind ausgleichen. Mit unseren konventionellen Erzeugungskapazitäten leisten wir einen unverzichtbaren Beitrag zur zuverlässigen und bedarfsgerechten Stromversorgung in unseren Kernmärkten Deutschland, Benelux und Großbritannien. Unsere großenteils hochmodernen Gaskraftwerke eignen sich besonders gut als Partner der erneuerbaren Energien, weil sie wenig CO_2 ausstoßen und bei Lastschwankungen im Netz schnell reagieren können. Ein weiterer Vorteil von Gaskraftwerken besteht darin, dass sie nach entsprechender Umrüstung auch mit CO_2-freien Kraftstoffen betrieben werden können, z. B. mit grünem Wasserstoff.

Gas ist schon heute unser wichtigster konventioneller Energieträger, und sein Anteil an unserem Kraftwerksportfolio dürfte sich weiter erhöhen. Derzeit sind Neubaumaßnahmen allerdings i. d. R. unwirtschaftlich, es sei denn, die Anlagen erhalten garantierte Vergütungen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz oder auf Basis von Kapazitätsausschreibungen durch die Netzbetreiber. Erst jüngst, im November 2020, haben wir uns bei einer solchen Ausschreibung für den Bau einer Netzstabilisierungsanlage mit 300 MW am Standort Biblis qualifiziert. Auch die Übernahme bestehender Gaskraftwerke kommt für uns in Betracht. Beispielsweise haben wir Anfang 2020 den 382-MW-Block King's Lynn in Ostengland erworben.

Kohle- und Kernkraftwerke werden in unserem Erzeugungsportfolio dagegen immer mehr an Gewicht verlieren. Bei der Kernenergie ergibt sich das aus dem deutschen Ausstiegsfahrplan, der für jede einzelne Anlage einen spätestmöglichen Abschalttermin vorsieht. Aktuell sind noch zwei Kernkraftwerke von RWE am Netz: Gundremmingen C und Emsland. Wir dürfen diese Blöcke noch bis Ende 2021 bzw. Ende 2022 betreiben; dann werden wir auch sie stilllegen. Unser operativer Fokus in der Kernenergie wird danach auf dem sicheren und effizienten Rückbau unserer Anlagen liegen. Außerdem setzen wir uns dafür ein, dass die Standorte der Kernkraftwerke auch in Zukunft energiewirtschaftlich genutzt werden, wie das oben erwähnte Beispiel der Netzstabilisierungsanlage in Biblis zeigt.

Auch beim Energieträger Kohle zeichnet sich das Ende der Nutzungsmöglichkeit ab. In allen relevanten Kernmärkten von RWE gibt es gesetzliche Ausstiegstermine. Großbritannien peilt mit 2024 das früheste Enddatum an. Dort haben wir im März 2020 unser letztes Steinkohlekraftwerk – Aberthaw B – vorzeitig stillgelegt.

In den Niederlanden darf nach 2029 keine Kohle mehr verstromt werden. Bei älteren Anlagen gilt das Verbot bereits fünf Jahre früher. Für unsere Kraftwerke Amer 9 (631 MW) und Eemshaven (1.580 MW) hat das einschneidende Konsequenzen. Sie waren zunächst für die reine Nutzung von Steinkohle ausgelegt. Dank staatlicher Förderung setzen wir in den Anlagen inzwischen auch Biomasse ein. Der Anteil dieses Energieträgers an der Erzeugungsleistung betrug Ende vergangenen Jahres 80 % bei Amer 9 und 15 % bei Eemshaven. Er müsste bis Ende 2024 (Amer 9) bzw. Ende 2029 (Eemshaven) auf 100 % erhöht werden, wenn wir die Kraftwerke weiterbetreiben wollen. Technisch ist das möglich. Allerdings deckt die staatliche Förderung bislang nur die Mehrkosten der bereits erreichten Biomassemitverbrennung von 80 % bzw. 15 % ab. Eine Aufstockung der Mittel ist uns bislang nicht in Aussicht gestellt worden.

In Deutschland haben Bundestag und Bundesrat Mitte 2020 das Kohleausstiegsgesetz beschlossen, über das wir auf Seite 37 f. ausführlich berichten. Danach sollen bis spätestens 2038 nach und nach alle Kohlekraftwerke abgeschaltet werden. Das Gesetz enthält einen konkreten Ausstiegsfahrplan für die deutschen Braunkohlekraftwerke, während über die Stilllegung der Steinkohleanlagen per Auktion entschieden wird. Bei Braunkohle entfallen die Kapazitätsreduktionen in den ersten Jahren ausschließlich auf RWE. Bereits Ende 2020 haben wir im Rheinischen Braunkohlerevier den ersten 300-MW-Block stillgelegt. Im Zeitraum 2021 / 2022 werden wir dort weitere 2,5 GW Erzeugungskapazität schließen und ab 2030 nur noch unsere drei hochmodernen Blöcke der 1.000-MW-Klasse betreiben. Vorbehaltlich der Genehmigung durch die EU-Kommission wird uns der Bund für den vorzeitigen Braunkohleausstieg mit 2,6 Mrd. € entschädigen. Unsere tatsächliche finanzielle Belastung ist deutlich höher. Dennoch halten wir das Kohleausstiegsgesetz für akzeptabel, weil wir damit nun Planungssicherheit für unser Braunkohlegeschäft haben.

Um unsere wirtschaftlichen Risiken aus der Kohleverstromung weiter zu begrenzen und auf dem Weg zur Klimaneutralität schneller voranzukommen, haben wir mit den Kraftwerken Ibbenbüren B und Westfalen E an der ersten Steinkohle-Stilllegungsauktion der Bundesnetzagentur teilgenommen (siehe Seite 44). Beide Anlagen erhielten den Zuschlag und wurden Ende 2020 abgeschaltet. Vorausgesetzt, dass die Bundesnetzagentur der Stilllegung der beiden Kraftwerke zustimmt, werden wir in Deutschland keine Steinkohle mehr verstromen.

Der Kohleausstieg stellt uns vor große soziale und betriebliche Herausforderungen, die in erster Linie unsere Braunkohlewirtschaft betreffen. Beispielsweise müssen wir den Tagebau Hambach vorzeitig beenden, was bei gleichzeitigem Erhalt des Hambacher Forsts mit erheblichen Aufwendungen verbunden sein wird. Außerdem sind wir gezwungen, in großem Umfang Stellen abzubauen. Zwar wird es staatliche Hilfen für die betroffenen Beschäftigten geben, z. B. ein Anpassungsgeld; teilweise werden aber auch wir für Sozialmaßnahmen aufkommen. Klar ist auch, dass es im Rheinischen Braunkohlerevier einen tiefgreifenden Strukturwandel geben wird. Diesen Wandel wollen wir mitgestalten und dazu beitragen, dass die Region energiewirtschaftlich geprägt bleibt. Die Rekultivierungsflächen eignen sich zum Teil hervorragend für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Drei RWE-Windparks gibt es dort bereits. Auch die Kraftwerksstandorte wollen wir weiterentwickeln. Beispielsweise soll in und um Frimmersdorf ein Innovations-, Technologie- und Gewerbepark entstehen. Am Standort Weisweiler prüfen wir im Rahmen eines EU-Projekts die Möglichkeit der Gewinnung von Erdwärme, die ins Fernwärmenetz der Region Aachen eingespeist werden könnte. Und im Innovationszentrum Niederaußem wollen wir uns verstärkt mit Power-to-Gas-Technologien beschäftigen; im Rahmen unserer Forschungs- und Entwicklungsarbeit produzieren wir dort bereits seit 2013 aus elektrolytisch gewonnenem Wasserstoff und CO_2 Treibstoffe und Grundstoffe der chemischen Industrie.

Energiehandel: Kommerzielle Schaltstelle für das Erzeugungsgeschäft. Zum Kerngeschäft von RWE zählt auch der Energiehandel. Er ist das wirtschaftliche Bindeglied zwischen den Elementen unserer Wertschöpfungskette, den regionalen Märkten und den verschiedenen Rohstoffen. Verantwortet wird er von der Konzerngesellschaft RWE Supply & Trading, die schwerpunktmäßig mit Strom, Gas, Kohle, Öl, Biomasse und CO_2-Zertifikaten handelt. Das macht sie hauptsächlich von Europa aus, über Tochtergesellschaften aber auch in New York, Singapur, Peking und Tokio. Ein weiteres Tätigkeitsfeld der RWE Supply & Trading ist die Vermarktung des Stroms aus RWE-Kraftwerken und die Beschaffung der für die Stromproduktion benötigten Brennstoffe und Emissionsrechte. Damit sollen Preisrisiken begrenzt werden. RWE Supply & Trading ist ferner damit betraut, den Einsatz unserer Kraftwerke kommerziell zu optimieren, wobei die Erträge daraus unseren Erzeugungsgesellschaften zufließen. Auch Unternehmen außerhalb des Konzerns können vom Know-how unserer Handelstochter profitieren. Für sie gibt es eine breite Palette von Angeboten, die von klassischen Energielieferverträgen über umfassende Energiemanagement-Lösungen bis hin zu komplexen Risikomanagement-Konzepten reichen.

Zusätzliche Ertragspotenziale durch Zwischenhandel und Speicherung von Erdgas. Ein weiteres Tätigkeitsfeld von RWE Supply & Trading ist das Gasgeschäft. Die Gesellschaft will sich hier als führender europäischer Zwischenhändler etablieren. Schon heute beliefert sie zahlreiche Unternehmen innerhalb und außerhalb des Konzerns mit Gas. Dazu schließt sie langfristige Bezugsverträge mit Produzenten ab, organisiert den Gastransport durch Buchung von Pipelines und optimiert das zeitliche Profil der Lieferungen, indem sie Speicherkapazitäten mietet. Dabei gilt: Je größer und diversifizierter ein Portfolio aus Bezugs- und Lieferkontrakten, desto größer die Chance, dass es sich kommerziell optimieren lässt. RWE Supply & Trading handelt auch mit verflüssigtem Erdgas (LNG). Dabei geht es in erster Linie darum, Preisdifferenzen zwischen regionalen Gasmärkten zu nutzen, die nicht durch Pipelines miteinander verbunden sind.

Im Zuge des Tauschgeschäfts mit E.ON haben wir die Gasspeicher unserer früheren Tochter innogy erhalten, fünf in Deutschland mit einem Gesamtvolumen von 1,6 Mrd. m^3 und sechs in Tschechien mit 2,7 Mrd. m^3. Die Ergebnisbeiträge aus der Bewirtschaftung der Anlagen erfassen wir im Segment Energiehandel. Aus regulatorischen Gründen müssen wir das Speichergeschäft rechtlich unabhängig von unseren Gashandels- und Gasvertriebstätigkeiten führen. Eigentümer und Betreiber der Speicher sind daher die Konzerngesellschaften RWE Gas Storage West und RWE Gas Storage CZ, die den Marktteilnehmern ihre Speicherdienstleistungen diskriminierungsfrei und zu angemessenen Bedingungen anbieten. Ihre Kunden nutzen die Speicher, um von kurzfristigen oder saisonalen Schwankungen der Gashandelspreise zu profitieren. Aktuell lassen sich damit allerdings nur geringe Margen erzielen. Dies gilt insbesondere für den deutschen Markt, der von Überkapazitäten geprägt ist. Wir sind aber zuversichtlich, dass sich der Speicherbedarf und die erzielbaren Margen auf mittlere Sicht wieder erhöhen werden, u. a. wegen einer zunehmenden Nachfrage nach Kraftwerksgas. Langfristige Ertragsperspektiven ergeben sich auch durch die mögliche Nutzung unserer Anlagen für die Zwischenspeicherung von Wasserstoff.

Attraktives Beteiligungsportfolio zur Stärkung der Finanzkraft. Neben dem operativen Geschäft gibt es bei RWE ein Portfolio aus Beteiligungen an Energieunternehmen, von dem wir uns hohe, verlässliche Einnahmen versprechen. Im Wesentlichen sind dies die Anteile an Amprion (25,1 %), KELAG (37,9 %) und E.ON (15 %). Der Beteiligung an E.ON messen wir ausschließlich finanzielle Bedeutung bei. Wir nutzen sie derzeit – zusammen mit dem Braunkohle-Entschädigungsanspruch gegenüber dem Bund – zur Deckung der Bergbaurückstellungen. Mit der Beteiligung an KELAG verbinden wir dagegen auch strategische Ziele. RWE und das ebenfalls an KELAG beteiligte österreichische Bundesland Kärnten unterhalten eine Partnerschaft, bei der es u. a. darum geht, die Rolle des Unternehmens als Kompetenzzentrum für Laufwasserkraftwerke im Konzern zu stärken.

Das Steuerungssystem der RWE AG. Im Mittelpunkt unserer Geschäftspolitik steht die nachhaltige Steigerung des Unternehmenswertes. Für die Steuerung der Konzernaktivitäten nutzt die RWE AG ein konzernweites Planungs- und Controllingsystem, 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 Vorstands und Erwartungen hinsichtlich des Geschäftsverlaufs 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 prüft und genehmigt. 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 Prognose- und Budgetwerten auftreten, werden die Ursachen analysiert und gegebenenfalls gegensteuernde Maßnahmen ergriffen. Außerdem informieren wir den Kapitalmarkt unverzüglich, wenn veröffentlichte Prognosen angepasst werden müssen.

Wichtige Kennzahlen für die Steuerung unseres Geschäfts sind das bereinigte EBITDA, das bereinigte EBIT, das bereinigte Nettoergebnis, die Investitionen und die Nettoschulden. Beim EBITDA handelt es sich um 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, Firmenwertabschreibungen sowie sonstige wesentliche Sondersachverhalte. Zieht man vom bereinigten EBITDA die betrieblichen Abschreibungen ab, erhält man das bereinigte EBIT. Eine wichtige operative Kennzahl ist für uns auch das bereinigte Nettoergebnis. Wir ermitteln es, indem wir das Nettoergebnis um das neutrale Ergebnis, das Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten sowie um wesentliche Sondereinflüsse im Finanzergebnis und bei den Ergebnisanteilen anderer Gesellschafter korrigieren; außerdem setzen wir anstelle der tatsächlichen, von Einmaleffekten beeinflussten Steuerquote einen Wert von 15 % an, der sich an der erwarteten mittleren Steuerbelastung der kommenden Jahre orientiert.

Um die Attraktivität von Investitionsvorhaben zu beurteilen, 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. Dieser 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. Dabei handelt es sich um die Nettofinanzposition von RWE, zuzüglich der Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen, für die Entsorgung im Kernenergiebereich und für den Rückbau von Windparks. Die bergbaubedingten Rückstellungen und die zu ihrer Deckung verwendeten Finanzaktiva bleiben dagegen unberücksichtigt. Zur Steuerung unserer Verschuldung orientieren wir uns am sogenannten Leverage Factor. Er gibt das Verhältnis der Nettoschulden zum bereinigten EBITDA in unserem Kerngeschäft wieder.

Nachhaltiges Wirtschaften – mehr als die Senkung von Emissionen. Wir können nur dann langfristig erfolgreich sein, wenn wir unsere unternehmerische Verantwortung wahrnehmen und uns so die Akzeptanz der Gesellschaft sichern. Der Aspekt der Corporate Responsibility hat daher große Bedeutung für uns. Er bezieht sich nach allgemeinem Verständnis auf die Bereiche Umwelt (Environment), Soziales (Social) und Unternehmensführung (Governance), kurz: ESG, und geht somit weit über die Verringerung von Treibhausgasemissionen hinaus. Um die Erwartungen der Gesellschaft an uns besser einschätzen zu können, suchen wir den Dialog mit Vertretern unserer Anspruchsgruppen, auch als „Stakeholder" bezeichnet. Dabei handelt es sich in erster Linie um Anteilseigner, Finanzpartner, Arbeitnehmer, Politiker, Verbände, Nichtregierungsorganisationen und Bürgerinitiativen. Die Impulse, die wir durch den Austausch mit unseren Stakeholdern erhalten, helfen uns dabei, Handlungsschwerpunkte im ESG-Bereich festzulegen. Wichtige Anliegen sind für uns – neben der Reduktion unserer Emissionen – u. a. die Gesundheit unserer Mitarbeiter, die Biodiversität an unseren Standorten, die Vielfalt in der Belegschaft und die Attraktivität von RWE als Arbeitgeber. Für viele solcher Belange legen wir konkrete Ziele fest, messen ihre Erreichung mit Kennzahlen und machen das Ergebnis für die Öffentlichkeit transparent. Die Erfüllung von ESG-Zielen hat bei uns auch maßgeblichen Einfluss auf die Höhe der Vorstandsvergütung.

Weitergehende Informationen darüber, welche Ziele wir auf den Gebieten Umwelt, Soziales und Unternehmensführung verfolgen und was wir hier bereits erreicht haben, finden Sie in unserem Nachhaltigkeitsbericht und im gesonderten nichtfinanziellen Konzernbericht nach § 315b Abs. 3 HGB. Für das Geschäftsjahr 2020 werden diese Publikationen im April 2021 vorliegen. Sie können dann unter www.rwe.com/verantwortung-und-nachhaltigkeit abgerufen werden. Auf unserer Website informieren wir auch darüber, wie unsere Nachhaltigkeitsstrategie und deren Umsetzung von unabhängigen Ratingagenturen bewertet werden. Unter www.rwe.com/ratings-und-rankings finden Sie Näheres dazu.

2.2 Innovation

Wie lassen sich auch tiefe Gewässer für den Bau von Windparks nutzen? Womit können wir bei Flaute und Dunkelheit eine klimaneutrale Stromversorgung sicherstellen? Welche Möglichkeiten gibt es, Kohlendioxid ökologisch sinnvoll zu verwenden? Wir bei RWE wollen auf solche Fragen überzeugende Antworten geben. Im vergangenen Jahr haben wir – gemeinsam mit Partnern aus Industrie und Wissenschaft – mehr als 200 Innovationsprojekte gestartet oder vorangetrieben. Die meisten unserer Vorhaben dienten vor allem einem Ziel: mit innovativen Lösungen die technischen Herausforderungen der Energiewende zu meistern.

Forschung und Entwicklung bei RWE: Lösungen für ein nachhaltiges Energiesystem. RWE ist in vielfältiger Weise innovativ. Was uns anspornt, ist das Ziel, in einem sich stark wandelnden Umfeld wettbewerbsfähig zu bleiben und selbst ein Motor des Wandels zu sein. Mit unseren Innovationsprojekten wollen wir Lösungen entwickeln, die uns dabei helfen, die Nutzung erneuerbarer Energien voranzutreiben, vermehrt Strom zu speichern, in die großtechnische Produktion von Wasserstoff einzusteigen und zum Aufbau einer Kreislaufwirtschaft beizutragen, in der Kohlendioxid einer ökologisch sinnvollen Verwendung zugeführt wird.

Unsere mehr als 900 Patente und Patentanmeldungen, die auf etwa 250 Erfindungen basieren, belegen den hohen Stellenwert der Forschung und Entwicklung (F&E) bei RWE. Im vergangenen Jahr haben wir an 205 F&E-Projekten gearbeitet. Rund 390 unserer Beschäftigten waren ausschließlich oder teilweise damit befasst. Häufig kooperieren wir bei solchen Vorhaben mit Unternehmen oder Forschungseinrichtungen und müssen deshalb i. d. R. nur einen Teil der Projektkosten tragen. Dies spiegelt sich im betrieblichen F&E-Aufwand des RWE-Konzerns wider, der 2020 bei 20 Mio. € lag (Vorjahr: 21 Mio. €).

Im Folgenden präsentieren wir Ihnen eine kleine Auswahl unserer aktuellen Innovationsprojekte. Sie verdeutlichen die Mannigfaltigkeit der Herausforderungen, vor die uns die Energiewende stellt, ebenso wie die Kreativität, mit der wir diese Herausforderungen angehen.

Wie wir neue Technologien für den Ausbau der Offshore-Windkraft nutzen. Wir sind ein global führendes Unternehmen auf dem Gebiet der Offshore-Windkraft und suchen nach Wegen, wie wir unseren Aktionsradius erweitern können. In aktuellen F&E-Projekten wollen wir herausfinden, welche Fundamente für schwimmende Windparks (Floating Wind) am wettbewerbsfähigsten sind. Denn mit diesem Wissen könnten wir ganz neue Regionen für die Windkraft erschließen.

Offshore-Windparks werden typischerweise auf dem Meeresboden errichtet. Dabei gilt: Je tiefer das Wasser, desto robuster müssen die Konstruktionen sein, um Wind und Wetter standzuhalten. Das heißt auch, dass mehr Material verbaut werden muss und dass der Projektaufwand steigt. Die Anlagen sind deshalb i. d. R. nur bei Wassertiefen von bis zu 60 Metern wirtschaftlich. Um das Potenzial der Windenergie noch besser zu nutzen, arbeitet die Branche derzeit an Konzepten für schwimmende Windturbinen. Die Windräder stehen dabei auf einem Schwimmkörper aus Stahl oder Beton. Dieser wird von Ankerketten gehalten, die am Meeresgrund befestigt sind. Als Standorte für solche Anlagen kommen auch tiefere Gewässer infrage, z. B. die vor den Küsten Asiens, Amerikas oder des Mittelmeerraums, aber auch Teile der Nordsee. Laut WindEurope, dem europäischen Verband der Windindustrie, ist das Wasser in 80 % der Meeresgebiete, die geeignete Windstärken für die Stromerzeugung aufweisen, für die klassischen Fundamentkonstruktionen zu tief. Wir arbeiten zurzeit an Demonstrationsprojekten zu drei verschiedenen Typen von Schwimmfundamenten und untersuchen dabei, welche dieser Technologien – in doppelter Hinsicht – am tragfähigsten ist.

Eines dieser Projekte ist **TetraSpar**. Hier besteht das schwimmende Fundament aus mehreren Modulen, die kostensparend an verschiedenen Orten vorgefertigt werden können. Ein Kiel unterhalb der Plattform hält die Stahlrohr-Tragkonstruktion – ähnlich wie bei einem Schiff – aufrecht auf dem Wasser. Bei diesem Projekt arbeiten wir mit Shell, dem dänischen Unternehmen Stiesdal Offshore Technologies und dem japanischen Energieversorger TEPCO zusammen. Im Oktober 2020 haben wir das erste TetraSpar-Fundament im dänischen Hafen Grenaa montiert. Es wurde über den Winter eingelagert und soll im

Frühjahr 2021 zu Wasser gelassen werden. An der Kaikante wird dann eine 3,6-MW-Windturbine auf den Schwimmkörper gesetzt. Anschließend bringen Schleppschiffe die Anlage zum Teststandort zehn Kilometer vor der norwegischen Küste nahe Stavanger, wo sie mit drei Ankerketten in 200 Meter Tiefe befestigt und über ein Kabel ans Stromnetz angeschlossen wird. Im Sommer 2021 soll dann die Stromproduktion starten. Die schwimmende Turbine wird mit einer Vielzahl von Sensoren ausgestattet sein; damit messen wir, ob ihr Verhalten unter realen Bedingungen den Annahmen entspricht, die wir im Vorfeld mithilfe von Berechnungen und Modellversuchen getroffen haben.

Das zweite Projekt ist **DemoSATH**. Dabei arbeiten wir mit dem spanischen Unternehmen Saitec Offshore Technologies zusammen, um eine schwimmende Plattform für eine 2-MW-Windturbine zu entwickeln und zu bauen. Eingesetzt werden soll die Turbine vor der nordspanischen Küste nahe Bilbao. Die SATH-Technologie (SATH = swinging around twin hull) basiert auf einem Katamaran-ähnlichen Schwimmkörper aus verspannten Betonteilen. Der Schwimmkörper kann sich flexibel um einen fixen Verankerungspunkt ausrichten – je nachdem, aus welcher Richtung der Wind und die Wellen kommen. Der DemoSATH-Prototyp wird mitsamt Turbine an einem Kai im Hafen von Bilbao montiert und dann zu seinem Ankerpunkt in einem Testfeld im Atlantik geschleppt, zwei Kilometer von der baskischen Küste entfernt; dort ist das Meer rund 85 Meter tief. Im Meeresboden verankerte Ketten und Kunstfaserseile werden die schwimmende Plattform auf Position halten. Im Projektplan sind dreieinhalb Jahre für die Planung, den Bau und den Testbetrieb vorgesehen. Nach einigen coronabedingten Verzögerungen soll die Turbine im Sommer 2022 erstmals Strom liefern.

Im dritten Projekt, **New England Aqua Ventus**, kooperieren wir mit der University of Maine und mit Diamond Offshore Wind, einem Tochterunternehmen der Mitsubishi Corporation. Bis Ende 2023 wollen wir eine 10-MW-Anlage im Golf von Maine an der Ostküste der USA errichten. In der Anlage wird die patentierte Technologie der University of Maine verbaut: Der Schwimmkörper besteht aus Beton-Modulen, deren Fugen verklebt sind – eine Konstruktionsform, die auch bei Brücken angewendet wird. Die schwimmende Plattform wiegt rund 10.000 Tonnen und liegt 20 Meter tief im Wasser. Im Mittelpunkt des Projekts stehen die Bewertung der Technologie im Hinblick auf Umweltbelange sowie die Analyse der Möglichkeiten eines störungsfreien Miteinanders von Offshore-Windkraftanlagen und Schiffsverkehr. Das Projekt befindet sich in der Entwicklungsphase. Im laufenden Jahr wollen wir eine passende Turbine auswählen und in Verhandlungen mit Baufirmen eintreten.

Wie wir aus Höhenwind Strom gewinnen wollen. Bereits seit einigen Jahren beschäftigt sich RWE mit der Frage, wie sich die vergleichsweise kräftigen und stetigen Windströme in großen Höhen für die Produktion von Strom nutzen lassen. Großes Potenzial bietet hier der Einsatz sogenannter Airborne-Wind-Energy-Systeme. Diese bestehen aus einem Flugkörper, einem Halteseil und einer Bodenstation. Beim Flugobjekt handelt es sich meist um eine Art Lenkdrachen wie beim Kitesurfen oder eine Hartflügelkonstruktion, die einem kleinen Propellerflugzeug ähnelt. Beide Geräte können in Höhen von bis zu 500 Metern aufsteigen. Strom wird durch gesteuerte Flugbewegungen quer zum Wind erzeugt – entweder in der Luft über Onboard-Turbinen oder am Boden über das sich abspulende Halteseil, das einen Generator antreibt.

Im Rahmen einer Kooperation mit SkySails Power haben wir von dem Hamburger Unternehmen eine Höhenwindkraftanlage mit bis zu 200 kW Leistung erworben, die wir nun drei Jahre lang zu Forschungs- und Entwicklungszwecken betreiben wollen. Parallel dazu entwickeln wir derzeit einen Teststandort für Höhenwindanlagen in Irland, um weitere Prototypen und Konzepte zu erproben, darunter eine 150-kW-Anlage unseres niederländischen Kooperationspartners Ampyx Power. Für dieses Projekt haben wir eine Förderzusage der EU erhalten. Wir sind zuversichtlich, dass sich die neue Technologie als sinnvolle Ergänzung der üblichen Form der Windstromerzeugung etablieren wird. Denn die Höhenwindanlagen weisen gegenüber den Windturbinen am Boden Vorteile in puncto Materialbedarf, Wartungsaufwand, Auslastung, Lärmemissionen und Verschattung auf; außerdem können sie flexibel an unterschiedlichen Standorten eingesetzt werden. Nach unserer Einschätzung wird es in der kommenden Dekade möglich sein, Höhenwindanlagen im Megawatt-Bereich kommerziell zu betreiben.

Wie wir die Herstellung von grünem Wasserstoff vorantreiben. Je mehr die Stromerzeugung auf Wind und Sonne umgestellt wird, desto wichtiger werden Energiespeicher, damit die Elektrizität bedarfsgerecht und somit unabhängig vom Wetter zur Verfügung steht. Für eine Stromspeicherung im benötigten Maßstab bieten sich zwei Optionen an: Eine Möglichkeit ist die Nutzung leistungsfähiger Batterien. Die zweite Option besteht darin, mit Strom aus erneuerbaren Energien Wasserstoff (H_2) herzustellen, der bei Bedarf rückverstromt werden kann. Die Besonderheit von CO_2-frei gewonnenem Wasserstoff liegt in seinen vielfältigen Verwendungsformen: Er eignet sich nicht nur als Stromspeicher, sondern auch für die Dekarbonisierung industrieller Prozesse oder Mobilitätsformen, die nicht elektrifiziert werden können. Auf diese Verwendung von H_2 konzentrieren sich die aktuellen Initiativen zum Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur, an denen wir uns beteiligen. RWE arbeitet an einer Vielzahl von Wasserstoffprojekten in Deutschland, den Niederlanden und Großbritannien. Im Folgenden stellen wir Ihnen vier Projekte vor, die dazu beitragen könnten, dass sich das Gebiet Nordwestdeutschland/Niederlande zu einer Wasserstoffkernregion entwickelt. Über diese und weitere Vorhaben informieren wir auch unter www.rwe.com/wasserstoff.

Eine der ersten branchenübergreifenden Wasserstoffinitiativen in Deutschland ist **GET H2**. Neben RWE, BASF, BP, Evonik, Nowega, OGE, ThyssenGas und Uniper sind viele weitere Unternehmen und auch wissenschaftliche Einrichtungen daran beteiligt. GET H2 deckt die gesamte Wasserstoff-Wertschöpfungskette ab, von der Herstellung über den Transport bis zur Nutzung. Langfristiges Ziel ist der Aufbau einer deutschlandweiten Wasserstoffinfrastruktur. Unter dem Dach der Initiative haben wir mit einigen Partnern das Projekt GET H2 Nukleus gestartet, das an unserem Kraftwerksstandort Lingen umgesetzt wird. Dort soll eine Elektrolyseanlage entstehen, in der wir Wasser mit Strom aus Windkraftanlagen in Wasserstoff und Sauerstoff aufspalten. Geplant ist eine Kapazität von 100 MW. Die Anlage wäre damit deutlich größer als alle Elektrolyseure, die in Deutschland bereits in Betrieb sind. Der grüne Wasserstoff soll durch eine umgewidmete Erdgasleitung ins nördliche Ruhrgebiet fließen, wo er in Raffinerien und Chemieparks zum Einsatz kommen soll. Bereits Ende 2023 könnten die Produktion und der Transport des Wasserstoffs anlaufen. Damit wäre der Kern einer sich schrittweise ausdehnenden öffentlichen Wasserstoffinfrastruktur geschaffen. Die Projektpartner haben sich außerdem zum Ziel gesetzt, die Elektrolysetechnik durch ihren Einsatz in Großanlagen zur Serienreife zu bringen und damit die Kosten für die Produktion von grünem Wasserstoff zu senken.

Eine weitere Initiative mit großem Potenzial ist **AquaVentus**. Die Idee: Wasserstoff wird auf hoher See mit Strom von Offshore-Windkraftanlagen produziert und über Pipelines in die Verbrauchszentren an Land transportiert. Die Insel Helgoland dient dabei als zentraler Knotenpunkt. Der auf hoher See produzierte Wasserstoff wird zunächst über eine Pipeline dorthin geleitet. Der Hafen von Helgoland ist bereits heute eine logistische Zentrale für den Betrieb von Offshore-Windparks. Der Wasserstoff soll zunächst nur für den Eigenbedarf der Insel genutzt werden. Bei steigender Produktion ist geplant, ihn auf das Festland weiterzutransportieren, zunächst per Tankschiff und später auch über eine Sammelpipeline. Unsere Kooperationspartner bei AquaVentus sind u. a. Gascade, Gasunie, Shell und Siemens. In einem Pilotprojekt sollen im Küstenmeer von Helgoland zwei 14-MW-Windturbinen errichtet werden, an deren Fuß sich jeweils ein Elektrolyseur befindet. Bei plangemäßem Projektfortschritt könnten die Turbinen 2026 in Betrieb sein. Langfristig sind in der Nordsee bis zum Jahr 2035 Elektrolyseanlagen mit einer Gesamtkapazität von 10 GW geplant. Damit ließen sich pro Jahr bis zu 1 Mio. Tonnen grüner Wasserstoff gewinnen.

Eines unserer wichtigsten Wasserstoffprojekte außerhalb Deutschlands ist **Eemshydrogen**. Umsetzen wollen wir es am niederländischen Kraftwerksstandort Eemshaven. Dort soll eine Elektrolyseanlage entstehen, die mit dem Strom aus dem benachbarten Onshore-Windpark Westereems betrieben wird. Die Kapazität der Anlage soll zunächst 50 MW betragen. Bei einem Anstieg der lokalen Windkraftkapazitäten und des H_2-Bedarfs könnte sie später stufenweise erhöht werden. Den Wasserstoff wollen wir durch eine umgerüstete Erdgasleitung transportieren, bei Bedarf in einer Salzkaverne zwischenspeichern und schließlich an Großkunden liefern. Derzeit laufen bereits Gespräche mit Unternehmen, die sich am Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur beteiligen wollen, und mit potenziellen Abnehmern im nahegelegenen Industrie-Cluster Delfzijl. Nach aktueller Planung könnte der Elektrolyseur 2024 in Betrieb gehen.

Ebenfalls im Norden der Niederlande soll das Projekt **NortH2** realisiert werden. Ziel ist es, die Region zur Drehscheibe für die Versorgung Nordwesteuropas mit grünem Wasserstoff zu machen. Dazu soll ein System aus Offshore-Windparks, Elektrolyseuren, Gasspeichern und Leitungen geschaffen werden. NortH2 wurde Anfang 2020 von Gasunie, Groningen Seaports und Shell gestartet. Seit Dezember bringen auch Equinor und RWE ihr Know-how ein. Nach den Plänen der Konsortialpartner soll bis 2030 eine Stromerzeugungs- und

Elektrolyseleistung von 4 GW aufgebaut werden; bis 2040 sollen es bereits mehr als 10 GW sein. Die Zieldimension ist damit vergleichbar mit der des deutschen Nachbarprojekts AquaVentus. Zunächst soll eine Machbarkeitsstudie Klarheit darüber bringen, ob sich NorthH2 wie geplant umsetzen lässt. In der zweiten Jahreshälfte 2021 wollen die Partner dann mit der Projektentwicklung beginnen.

Wie wir mit Batterien zur Stabilität des Stromnetzes beitragen wollen. Neben der Wasserstofftechnologie sind auch die elektrochemischen Speicher unverzichtbare Bausteine einer klimafreundlichen Energieversorgung. Seit Anfang 2018 betreiben wir neben dem Pumpspeicherkraftwerk Herdecke an der Ruhr einen Batteriespeicher mit einer Kapazität von 7 MWh. Sein Herzstück sind drei Frachtcontainer, die mit insgesamt 552 Batteriemodulen bestückt sind. Mit den Erfahrungen aus dem Betrieb dieser Anlage haben wir neue Speicherprojekte gestartet, von denen wir zwei im Folgenden vorstellen.

Das erste Projekt mit dem Namen **Panta.rhei** setzen wir auf dem neuen RWE-Campus in Essen um. Seit Mai 2020 entwickeln wir dort eine Redox-Flow-Batterie. Das Besondere an dieser Technologie ist, dass die chemischen Verbindungen, mit denen die elektrische Energie gespeichert wird, in einer Flüssigkeit gelöst sind. Daher spricht man auch von Flüssigbatterie. Unsere Pilotanlage hat eine Speicherkapazität von 390 kWh. Bei voller Ladung können wir damit mehr als drei Stunden lang eine Leistung von bis zu 120 kW abrufen. Bereits im laufenden Jahr soll dieses Potenzial voll ausgeschöpft werden. Vom Projekt Panta.rhei versprechen wir uns wertvolle Erfahrungen im Hinblick auf den zuverlässigen Betrieb von Redox-Flow-Batterien. Unsere Testanlage wird zunächst im Regelenergiemarkt eingesetzt, um das Stromnetz zu stabilisieren. Denn Batterien können in Sekundenschnelle auf Änderungen der Netzfrequenz reagieren. Sollte sich die Testanlage dabei bewähren, werden wir weitere Anwendungen prüfen. Beispielsweise könnten wir die Flüssigbatterie auch im Stromgroßhandel einsetzen und Preisdifferenzen nutzen, die sich u. a. aus den schwankenden Einspeisungen von Wind- und Solarstrom ergeben.

Beim zweiten Projekt – **Lazarus** – wollen wir von einer besonders kostengünstigen und nachhaltigen Speichermöglichkeit Gebrauch machen, indem wir auf bereits genutzte Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen zurückgreifen. Vorteil: Die „Second-Life-Batterien" sind günstig zu haben und verfügen meist noch über mehr als 70 % ihres anfänglichen Speichervolumens. Und da bei ihrer Herstellung CO_2-Emissionen entstanden sind, ist eine Verlängerung der Nutzungsdauer auch ökologisch sinnvoll. Langfristig planen wir, eine Vielzahl solcher Batterien zu einem Großspeicher zusammenzufügen. Seit August 2020 arbeiten wir mit einem Partner aus der Automobilindustrie an einer Pilotanlage, die wir im Regelenergiemarkt einsetzen wollen. Eine technische Herausforderung ergibt sich dabei aus der unterschiedlichen Leistungsfähigkeit der Second-Life-Batterien. Im Projekt Lazarus werden wir untersuchen, wie wir unsere Anlage trotz dieser Besonderheit verlässlich betreiben können.

Wie wir aus CO_2 Treibstoffe machen. Eine vollständige Dekarbonisierung industrieller Prozesse ist in den kommenden Dekaden kaum zu schaffen. Ob Europa das Ziel der Klimaneutralität bis zur Mitte des Jahrhunderts erreichen kann, hängt daher maßgeblich davon ab, wie wir mit dem CO_2 umgehen, das bei Produktionsprozessen zwangsläufig anfällt. Eine Möglichkeit ist, das Kohlendioxid unterirdisch einzulagern, damit es nicht in die Atmosphäre gelangt. Die smartere Alternative besteht darin, das CO_2 zu binden, indem man es z. B. mit grünem Wasserstoff kombiniert und in chemische Produkte (z. B. Kunststoffe) umwandelt. Seit mehr als zehn Jahren arbeiten wir an Verfahren, die es ermöglichen, CO_2 ökologisch sinnvoll zu nutzen. Grundlage für unsere Forschungen ist das Kohlendioxid aus unserer Pilotanlage im Innovationszentrum Niederaußem im Rheinischen Braunkohlerevier. Dort haben wir zusammen mit BASF und Linde eine der weltweit führenden Technologien für die sogenannte CO_2-Wäsche entwickelt, mit der das Kohlendioxid aus dem Rauchgas eines Kraftwerks oder einer Chemieanlage herausgelöst, verflüssigt und für das Recycling verfügbar gemacht werden kann. Unsere Demonstrationsanlage für die CO_2-Wäsche hat ihre Leistungsfähigkeit in langjährigen Tests unter Beweis gestellt: Seit 2009 hat sie mehr als 85.000 Betriebsstunden absolviert und CO_2-Abscheidungsgrade von bis zu 98 % erzielt. Das CO_2 verwenden wir für die Herstellung von synthetischen Treibstoffen oder Grundstoffen, die von der chemischen Industrie genutzt werden können. Mit diesen Substanzen lassen

sich fossile Energieträger wie Erdöl oder Erdgas ersetzen; sie bergen somit ein hohes Potenzial für Industrie und Verkehr. Gemeinsam mit Partnern haben wir ein halbes Dutzend Projekte zur Umwandlung von CO_2 ins Leben gerufen; sie alle haben sich für eine Förderung, z. B. durch die EU oder das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), qualifiziert. Zwei dieser Vorhaben, MefCO_2 und ALIGN-CCUS, konnten wir bereits erfolgreich abschließen. Mit ihnen haben wir die Basis für eine Reihe neuer F & E-Initiativen geschaffen, die 2021 anlaufen.

Im Projekt **MefCO_2** (Methanol fuel from CO_2) haben wir Methanol (CH_4O) aus CO_2 und H_2 hergestellt. Den Wasserstoff erzeugten wir per Elektrolyse aus Wasser und Strom. Methanol ist Ausgangsstoff für verschiedenste chemische Produkte und eine der meistproduzierten Chemikalien weltweit. Die durchsichtige Flüssigkeit eignet sich auch als Langzeitspeicher für Wasserstoff. Diese Erkenntnis nutzen wir u. a. für den Betrieb eines Werksfahrzeugs: Das Elektroauto haben wir um eine Brennstoffzelle erweitert, um seine Reichweite zu erhöhen und es während der Fahrt laden zu können. Methanol wird dabei als Wasserstofflieferant genutzt. Die Brennstoffzelle lädt die Fahrzeugbatterie mit der Energie, die freigesetzt wird, wenn der Wasserstoff mit Sauerstoff reagiert und reines Wasser entsteht. Künftig wollen wir weitere Möglichkeiten der Nutzung von Methanol als Kraftstoff ausloten.

An **ALIGN-CCUS** waren 30 Industrieunternehmen und Forschungseinrichtungen aus fünf europäischen Ländern beteiligt. Das BMWi und die EU hatten Mittel dafür bereitgestellt. Mit dem Projekt konnten wir zeigen, wie sich eine vollständige Wertschöpfungskette von der Abscheidung über die Nutzung bis hin zur Speicherung von CO_2 gestalten lässt. Dazu haben wir CO_2 und Wasserstoff in Dimethylether (DME) umgewandelt. DME ist ein Flüssiggas, ähnlich wie Propan oder LPG (Autogas); es wird u. a. als Treibmittel in Haarsprays verwendet. Mit DME lassen sich aber auch – genau wie mit LPG – Autos antreiben. Es verbrennt wie Diesel, ist jedoch ruß- und stickoxidarm und damit sauberer. Entscheidend ist, dass wir den hier verwendeten Wasserstoff ebenfalls selbst hergestellt haben – aus Wasser und regenerativ erzeugtem Strom. In Niederaußem haben wir Anfang 2020 eine Pilotanlage in Betrieb genommen, mit der wir pro Tag 50 Kilogramm DME aus CO_2 und Wasserstoff gewinnen können. Das DME setzen wir zunächst als Treibstoff in einem entsprechend umgerüsteten Dieselaggregat ein, um Spitzenlaststrom zu erzeugen.

Nach dem Abschluss von ALIGN-CCUS im November 2020 ist die Pilotanlage in Betrieb geblieben. Wir nutzen sie nun für das Projekt **TAKE-OFF**, das Anfang 2021 gestartet wurde und ebenfalls von der EU gefördert wird. Hier arbeiten wir mit neun Partnern aus sechs Ländern zusammen. Ziel ist es, die vorhandene Technologie weiterzuentwickeln, um Kraftstoff für den Flugverkehr auf Basis von DME und Methanol herzustellen. Darüber hinaus untersuchen wir im Projekt **NRW-Revier-Power-to-BioJetFuel**, ob wir mit den heute verfügbaren Verfahren im industriellen Maßstab klimaneutralen Flugzeugtreibstoff aus Wasserstoff und CO_2 herstellen können. Wir rechnen damit, dass die Politik grünes Kerosin für die Luftfahrt noch vor grünem Diesel für Lkw und Schiffe fördern wird. Damit dürfte das Projektergebnis für RWE auch wirtschaftlich interessant sein.

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

2.3 Rahmenbedingungen unseres Geschäfts

Der Klimaschutz steht weiterhin im Zentrum der Energiepolitik. Per Gesetz soll in der EU ein ambitionierteres Emissionsminderungsziel für 2030 festgelegt werden; Ende 2020 sprach sich der Europäische Rat für eine Senkung des Treibhausgasausstoßes um mindestens 55 % im Vergleich zu 1990 aus. Ziel der EU ist es, den ökologischen Umbau der Wirtschaft voranzutreiben. Beispielsweise sollen die Sektoren Strom, Wärme, Transport und Industrie besser vernetzt und eine europäische Wasserstoffwirtschaft aufgebaut werden. Wie dies geschehen könnte, hat die Europäische Kommission in Strategiepapieren konkretisiert. Auch in unserem Heimatmarkt Deutschland sind die Weichen für mehr Klimaschutz gestellt worden: Mitte 2020 hat die Politik den gesetzlichen Rahmen für eine schrittweise Beendigung der Kohleverstromung geschaffen. Dadurch haben wir nun mehr Planungssicherheit im Hinblick auf unsere Braunkohlewirtschaft. Positiv ist auch, dass der Staat uns dabei hilft, den notwendigen Personalabbau sozial abzufedern.

Politische Rahmenbedingungen

EU will 2050 treibhausgasneutral sein. Die Europäische Kommission hat im März 2020 den Entwurf eines europäischen Klimaschutzgesetzes vorgelegt. Es handelt sich um den ersten Legislativvorschlag zur Umsetzung des Green Deal der EU, den Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen zur obersten Priorität ihrer fünfjährigen Amtszeit erklärt hat (siehe Geschäftsbericht 2019, Seite 42). Mit dem Gesetz soll das EU-Ziel der Klimaneutralität bis 2050 verbindlich festgeschrieben werden. Die EU-Institutionen und die Mitgliedstaaten wären dann verpflichtet, die Voraussetzungen dafür zu schaffen, dass die Netto-Treibhausgasemissionen bis zur Mitte des Jahrhunderts auf null gesenkt werden können. Bis 2023 will die Kommission erstmals eine Zwischenbilanz ziehen und erklären, ob die Maßnahmen der EU und der jeweiligen Mitgliedstaaten zueinander passen und ausreichen. Danach soll es alle fünf Jahre eine solche Standortbestimmung geben.

Mit der Gesetzesinitiative ist außerdem der Weg für eine Anhebung des Emissionsminderungsziels für das Jahr 2030 bereitet worden. Die alte Zielmarke sieht eine Senkung des Treibhausgasausstoßes um 40 % im Vergleich zu 1990 vor. Im Gesetzentwurf vom März 2020 werden 50 bis 55 % erwogen, allerdings unter dem Vorbehalt einer umfassenden Folgenabschätzung. Im September, als die Ergebnisse dieser Abschätzung vorlagen, hat die Kommission das Ziel auf „mindestens 55 %“ konkretisiert. Dem Europäischen Parlament ging dies aber nicht weit genug: Anfang Oktober sprach sich eine Mehrheit der Abgeordneten für eine Senkung der Treibhausgasemissionen um 60 % aus. Ebenfalls im Oktober gab der Europäische Rat grünes Licht für das Klimaschutzgesetz, wobei das Etappenziel für 2030 jedoch zunächst ausgespart blieb. Beim EU-Gipfel im Dezember einigten sich die Staats- und Regierungschefs schließlich auf eine Senkung um mindestens 55 %. Welches Ziel am Ende festgelegt wird, muss nun in sogenannten Trilog-Gesprächen von Vertretern des Rates und des Parlaments ermittelt werden, in die auch die Kommission eingebunden ist. Bei Aufstellung dieses Lageberichts (Anfang März 2021) waren die Verhandlungen noch nicht abgeschlossen.

Mit dem Klimaschutzgesetz wird der Grundstein für den Green Deal gelegt, der einen weitreichenden Umbau von Industrie, Energieversorgung, Verkehr und Landwirtschaft vorsieht. Dafür will die EU-Kommission zahlreiche Gesetzesinitiativen starten und Förderprogramme auflegen. Geplant sind u. a. ein beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Energien, eine neue Industriestrategie, Importhürden für klimaschädlich produzierte Waren und eine Strategie für sauberen Verkehr. Regionen, die durch diese Maßnahmen besonders belastet werden, sollen mit Mitteln aus einem „Just Transition Fund“ unterstützt werden. Außerdem will die EU den europäischen Emissionshandel reformieren. Dabei wird sie wohl die Zahl der in den Markt gegebenen Zertifikate deutlich senken – in welchem Maße, dürfte davon abhängen, auf welches Emissionsminderungsziel sich Rat und Parlament verständigen.

EU schafft System zur Nachhaltigkeitsklassifizierung von Wirtschaftsaktivitäten. Das Europäische Parlament und der Ministerrat haben im Juni 2020 die sogenannte Taxonomie-Verordnung erlassen, die einen Orientierungsrahmen dafür geben soll, ob Wirtschaftsaktivitäten als nachhaltig einzustufen sind oder nicht. Finanzmarktteilnehmer, z. B. Investmentfonds, die ein Finanzprodukt als ökologisch nachhaltig vermarkten wollen, müssen künftig darüber berichten, welchen Anteil grüne Investitionen im Sinne der Verordnung an ihrem Anlageportfolio haben. Auch auf Unternehmen kommen höhere Publizitätsanforderungen zu: Gesellschaften, die zur nichtfinanziellen Berichterstattung verpflichtet sind, müssen nähere Angaben über die Nachhaltigkeit ihrer Geschäftsaktivitäten machen. Von der erhöhten Transparenz erhofft sich die EU Impulse für Investitionen, die einen Beitrag zum Green Deal leisten. Die Taxonomie-Verordnung ist am 12. Juli 2020 in Kraft getreten. Als zentraler Rechtsakt bedarf sie keiner Umsetzung in nationales Recht. Die Veröffentlichungspflichten gelten ab 2022. Zuvor muss die EU-Kommission allerdings noch die Kriterien konkretisieren, anhand derer entschieden werden kann, welche Wirtschaftstätigkeiten die in der Verordnung genannten Nachhaltigkeitsgrundsätze erfüllen.

EU will Energiesystem integrieren und Aufbau der Wasserstoffwirtschaft vorantreiben. Im Juli 2020 hat die EU-Kommission Strategiepapiere für eine bessere Vernetzung der Sektoren Strom, Wärme, Transport und Industrie (Integration des Energiesystems) und zum Thema Wasserstoff vorgelegt. Darin aufgeführt ist eine Vielzahl von Zielen und Maßnahmen, die im Rahmen des Green Deal dazu beitragen sollen, dass die EU das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 erreicht. Mit ihrer Strategie zur Integration des Energiesystems will die EU-Kommission Emissionsminderungs- und Effizienzpotenziale erschließen. In einem integrierten System werden beispielsweise Fahrzeuge mit Strom aus Solarpaneelen angetrieben, Wohnungen mit Fernwärme aus einer Fabrik geheizt und Produktionsanlagen mit Wasserstoff betrieben, der mit Strom aus Offshore-Windanlagen gewonnen wurde. Als zentralen Ansatzpunkt für die Vernetzung der Sektoren sieht die EU-Kommission die Umstellung des Endenergieverbrauchs auf Strom, also beispielsweise die zunehmende Nutzung von Wärmepumpen und E-Autos. Für die Sektoren, in denen eine Elektrifizierung schwierig ist, soll der Einsatz sauberer Brennstoffe, z. B. grünen Wasserstoffs, vorangetrieben werden. Zu diesem Zweck will die Kommission u. a. ein neues Klassifizierungs- und Zertifizierungssystem für CO_2-freie und CO_2-arme Brennstoffe erarbeiten. Daneben plant sie Förderprogramme und umfassende Anpassungen des europäischen Rechtsrahmens.

In einem integrierten Energiesystem kann Wasserstoff (H_2) die Dekarbonisierung von Industrie, Verkehr, Stromerzeugung und Gebäuden in Europa unterstützen. Die Wasserstoffstrategie der EU befasst sich damit, wie dieses Potenzial durch Investitionen, Regulierung, Schaffung von Märkten und Innovationen ausgeschöpft werden kann. Vorrangiges Ziel ist die Entwicklung einer grünen Wasserstoffwirtschaft, in der H_2 hauptsächlich elektrolytisch mit Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen wird. Bis 2024 sollen Elektrolysekapazitäten von mindestens 6 GW geschaffen werden, mit denen die Produktion von bis zu 1 Mio. Tonnen grünem Wasserstoff pro Jahr möglich wäre. Der Fahrplan der Kommission sieht vor, dass grüner Wasserstoff schon 2030 ein wesentlicher Bestandteil des integrierten Energiesystems sein wird. Dann soll es in der EU Elektrolyseure mit einer Gesamtleistung von mindestens 40 GW geben und die jährliche Wasserstoffproduktion ein Niveau von 10 Mio. Tonnen erreichen. Für die folgenden beiden Dekaden erwartet die EU, dass die Technologien zur Gewinnung grünen Wasserstoffs ausgereift sind und in großem Maßstab zum Einsatz kommen. Um der beschriebenen Entwicklung zusätzlichen Schub zu verleihen, hat die Kommission eine „Europäische Allianz für sauberen Wasserstoff" ins Leben gerufen – ein Gremium aus Vertretern der Industrie, der Zivilgesellschaft, der Politik und der Europäischen Investitionsbank. Die Allianz, der auch RWE angehört, hat u. a. die Aufgabe, Investitionen zum Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur anzukurbeln.

Bundesregierung verabschiedet nationale Wasserstoffstrategie. Bereits im Juni 2020 – einen Monat vor der EU – hat die Bundesregierung ihre Pläne zum Thema Wasserstoff veröffentlicht. In ihrer „Nationalen Wasserstoffstrategie" bekräftigt sie, dass sie Wasserstofftechnologien als Kernelemente der Energiewende etablieren und die regulatorischen Voraussetzungen für deren Markthochlauf schaffen will. Geplant ist der Aufbau eines starken Heimatmarktes in Deutschland. Schwerpunkt der Strategie ist grüner Wasserstoff, der unter Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen wird. Nur diese Variante sei auf Dauer nachhaltig, heißt es in dem Strategiepapier. Nach den Vorstellungen der Bundesregierung sollen in Deutschland bis 2030 Elektrolyseure zur Herstellung von grünem Wasserstoff mit einer Gesamtleistung von 5 GW geschaffen werden – zuzüglich der dafür benötigten Stromerzeugungsanlagen, wobei der Offshore-Windkraft eine wichtige Rolle beigemessen wird. Spätestens 2040 soll die Elektrolyseleistung 10 GW erreichen. Für den Hochlauf von Wasserstofftechnologien in Deutschland sind Fördermittel von 7 Mrd. € vorgesehen. Weitere 2 Mrd. € sollen für internationale Partnerschaften bereitgestellt

werden. Außerdem hat sich die Bundesregierung vorgenommen, Strom, der zur Herstellung von grünem Wasserstoff verwendet wird, im Hinblick auf Steuern, Abgaben und Umlagen zu entlasten. Im Zuge einer Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), über die wir im Folgenden berichten, ist dieser Strom bereits von der EEG-Umlage, der Umlage nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-G) und der Offshore-Netzumlage befreit worden.

Bundesregierung schafft günstigere Förderkonditionen für erneuerbare Energien.
Im Dezember 2020 haben der Deutsche Bundestag und der Bundesrat eine Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes verabschiedet, die am 1. Januar 2021 in Kraft getreten ist. Nach dem Gesetz soll spätestens 2050 der gesamte Strom in Deutschland treibhausgasneutral erzeugt werden. Ziel für 2030 ist, dass erneuerbare Energien 65 % des Stromverbrauchs decken. Um dies sicherzustellen, hat der Gesetzgeber neue Ausbaupfade festgelegt: Die Photovoltaikleistung soll bis 2030 auf 100 GW und die Windkraftkapazität an Land auf 71 GW steigen. Das entspräche einer Erhöhung um etwa 85 % bzw. 30 %. Das Gesetz enthält eine Vielzahl von Regelungen, insbesondere solche, die den Betrieb von Solaranlagen attraktiver machen. Auch für Windkraftanlagen bringt die Novelle Verbesserungen. Beispielsweise sollen Betreiber neuer Anlagen Standortgemeinden an den Stromerlösen beteiligen können, um die lokale Wertschöpfung und damit die Akzeptanz zu erhöhen. Alte Windturbinen, die nach 20 Jahren aus der Förderung fallen, erhalten unter bestimmten Voraussetzungen eine Anschlussförderung bis ins Jahr 2022. Dazu bedarf es allerdings noch der beihilferechtlichen Genehmigung durch die EU-Kommission. Um die Stromverbraucher zu entlasten, begrenzt der Gesetzgeber die EEG-Umlage für 2021 auf 6,5 Cent / kWh und für 2022 auf 6,0 Cent / kWh. Die fehlenden Mittel steuert der Bund aus seinem Haushalt bei. Wie oben erwähnt, wird Strom, der für die Produktion von grünem Wasserstoff eingesetzt wird, künftig von der EEG-Umlage und weiteren Umlagen befreit.

Bereits im November 2020 haben der Bundestag und der Bundesrat zwei weitere Gesetze beschlossen, die den Ausbau der erneuerbaren Energien voranbringen sollen: das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) und das Investitionsbeschleunigungsgesetz. Das WindSeeG sieht eine Erhöhung des Ausbauziels für die Offshore-Windkraft bis zum Jahr 2030 von 15 auf 20 GW vor. Im Jahr 2040 sollen 40 GW erreicht werden. Das Ausschreibungsmodell bleibt weitgehend unverändert. In Deutschland werden Windkraftanlagen mit Prämien gefördert: Liegt der Marktpreis, den die Betreiber für ihren Strom erhalten, unter einem Referenzwert, gleicht die Prämie die Differenz aus. Der Referenzwert wird in wettbewerblichen Ausschreibungen ermittelt, wobei die Teilnehmer mit den niedrigsten Geboten zum Zuge kommen. Eine wichtige Neuerung ist, dass für die zulässigen Gebotswerte nun höhere Obergrenzen gelten. Im Jahr 2021 sollen sie bei 73 € / MWh liegen und in den beiden Folgejahren bei 64 € / MWh bzw. 62 € / MWh. Ohne die Anhebung wären in der nächsten Ausschreibungsrunde maximal Gebote in Höhe des niedrigsten erfolgreichen Gebots bei der vorangegangenen Ausschreibung von 2018 zulässig gewesen, das bei 0 € lag. Außerdem wird es künftig höhere Strafzahlungen geben, wenn Entwickler von Windkraftprojekten nicht spätestens 24 Monate vor dem Termin der Fertigstellung des Netzanschlusses eine endgültige Investitionsentscheidung treffen. Damit sinkt die Wahrscheinlichkeit spekulativer Null-Gebote, die in Erwartung positiver Marktentwicklungen abgegeben werden.

Das zeitgleich mit dem WindSeeG beschlossene Investitionsbeschleunigungsgesetz zielt darauf ab, administrative und rechtliche Hemmnisse beim Ausbau der Infrastruktur zu verringern. Es umfasst Änderungen der Gerichtsverfahren sowie der umweltrechtlichen und allgemeinen Verwaltungsverfahren einschließlich des Raumordnungsverfahrens. Nach dem Gesetz haben Widersprüche und Anfechtungsklagen von Dritten gegen die Zulassung einer Windenergieanlage an Land mit einer Gesamthöhe von mehr als 50 Metern keine aufschiebende Wirkung mehr, sodass die Projekte weiter umgesetzt werden können. Außerdem gibt es bei juristischen Auseinandersetzungen um Onshore-Anlagen dieser Größe nun einen verkürzten Instanzenzug: Durch das Gesetz liegt die erstinstanzliche Zuständigkeit nun bei den Oberverwaltungsgerichten.

Britische Regierung legt Energie-Weißbuch für den Klimaschutz vor. Die britische Regierung hat im Dezember 2020 ein Energie-Weißbuch vorgelegt, in dem sie konkretisiert, wie sie sich den künftigen Klimaschutzkurs des Landes vorstellt. Großbritannien will bis 2050 treibhausgasneutral werden. Das Papier enthält eine Vielzahl von Maßnahmen, die den Weg dahin ebnen sollen. Besondere Bedeutung wird dem Ausbau der Offshore-Windkraft beigemessen: Für 2030 peilt die britische Regierung eine Erzeugungsleistung von 40 GW an. Das ist viermal so viel wie heute. Außerdem soll es dann Kapazitäten für die klimafreundliche Wasserstoffgewinnung von 5 GW geben. An die Stelle des europäischen Emissionshandelssystems wird ein nationales System treten, das auf die Erreichung des Klimaschutzziels für 2050 ausgerichtet ist. Projekte zur Abscheidung und Speicherung oder Nutzung von CO_2 sollen in der laufenden Dekade mit insgesamt 1 Mrd. £ gefördert werden.

Polen legt Förderrahmen für Offshore-Windkraft fest. Die polnische Regierung hat den rechtlichen Rahmen für die Förderung von Ostsee-Windparks geschaffen. Ein Gesetz dazu ist im Januar 2021 vom Parlament verabschiedet worden. Polen will den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung, der 2019 bei 14 % lag, bis 2030 auf 32 % steigern. Aktuell gibt es noch keine Windparks vor der polnischen Küste. Bereits 2027 sollen Anlagen mit einer Gesamtleistung von 10,9 GW in der Entwicklung oder im Betrieb sein. Das Gesetz sieht eine Startphase vor, in der zunächst Windparks mit insgesamt 5,9 GW gefördert werden. Die Betreiber der Anlagen erhalten Differenzverträge, die für die Erzeugungsmenge von 100 Tsd. Volllaststunden eine feste Vergütung garantieren, wobei die Förderdauer maximal 25 Jahre beträgt. Liegt der am Markt erzielte Preis unter der garantierten Vergütung, zahlt der Staat die Differenz. Liegt er darüber, müssen die Betreiber Zahlungen leisten. Für Projekte der ersten Phase wird die Förderhöhe administrativ festgesetzt. Die Unternehmen haben bis Ende März 2021 Zeit, sich dafür zu bewerben. Nach der Startphase entscheidet sich dann in Auktionen, welche Windparks mit Differenzverträgen gefördert werden. In den Jahren 2025 und 2027 soll es Ausschreibungen für jeweils bis zu 2,5 GW geben. RWE entwickelt derzeit in Polen das Offshore-Projekt FEW Baltic II. Im Rahmen dieses Vorhabens soll auf der Sandbank von Słupsk ein Windpark mit einer Erzeugungsleistung von 350 MW entstehen. FEW Baltic II erfüllt alle Voraussetzungen, um an der ersten Phase der Offshore-Windkraft-Förderung teilzunehmen.

US-Regierung verbessert Förderkonditionen für erneuerbare Energien. In den USA hat die Politik die steuerliche Förderung von Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen ausgebaut. Außerdem wurden die Fristen für Förderansprüche verlängert, um Investoren vor finanziellen Einbußen durch coronabedingte Bauverzögerungen zu schützen. Erneuerbare-Energien-Projekte werden in den Vereinigten Staaten auf zwei Arten gefördert: mit Production Tax Credits (PTCs) oder mit Investment Tax Credits (ITCs). Bei PTCs wird die Steuergutschrift je erzeugte Einheit Strom gewährt, und zwar über einen Zeitraum von zehn Jahren. Bei ITCs richtet sich die Steuergutschrift nach der Höhe der Investition. Onshore-Windkraftanlagen von RWE werden typischerweise mit PTCs gefördert. Bei Projekten, die 2016 / 2017 gestartet wurden, hätten die Windparks eigentlich 2020 / 2021 – also vier Jahre später – fertiggestellt sein müssen, um die volle Förderung zu erhalten. Wegen der Corona-Pandemie hat die US-Regierung diese Frist um ein Jahr verlängert. Davon profitiert auch RWE, da es coronabedingte Verzögerungen bei der Fertigstellung einiger Windparks gab. Die US-Regierung hat darüber hinaus beschlossen, die ITC-Förderung für Solarinvestitionen zu verlängern. Neuanlagen, mit deren Bau 2021 oder 2022 begonnen wird, erhalten eine Steuergutschrift in Höhe von 26 % der Investitionssumme. Bei einem Baustart im Jahr 2023 sind es 22 %. Auch für Offshore-Windkraftprojekte gibt es nun günstigere Förderkonditionen: Für Projekte, die vor 2026 in die Bauphase eintreten, werden ITCs in Höhe von 30 % der Investitionssumme gewährt.

Bundestag und Bundesrat beschließen Rechtsrahmen für deutschen Kohleausstieg. Am 3. Juli 2020 haben der Deutsche Bundestag und der Bundesrat das „Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze“ (Kohleausstiegsgesetz) verabschiedet. Das Gesetz basiert auf den Empfehlungen der Regierungskommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ vom Januar 2019. Es sieht vor, dass der Einsatz von Kohle zur Stromerzeugung in Deutschland bis 2038 schrittweise auf null reduziert wird. Daneben enthält das Gesetz u. a. Regelungen zur kontinuierlichen Überprüfung der Versorgungssicherheit und zur Einführung eines Anpassungsgeldes für ältere Beschäftigte im Kohlesektor sowie eine Ermächtigungsklausel, die es dem Bund ermöglicht, die Stromverbraucher finanziell zu entlasten, falls der Kohleausstieg zu einem Strompreisanstieg führt. Außerdem hat der Gesetzgeber die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung verlängert und weiterentwickelt; Ziel dabei ist es, die Umrüstung von Kohlekraftwerken auf eine klimafreundlichere Stromerzeugung voranzutreiben.

Für Braunkohlekraftwerke gibt es nun einen anlagenscharfen gesetzlichen Abschaltfahrplan. Die anfänglichen Kapazitätsreduktionen sind hier größtenteils von RWE zu erbringen. Bereits Ende 2020 haben wir im Rheinischen Revier mit Niederaußem D den ersten 300-MW-Block stillgelegt. Im laufenden Jahr werden dort drei weitere 300-MW-Anlagen vom Netz gehen, 2022 dann noch ein 300-MW-Block und zwei 600-MW-Blöcke. Betroffen sind vor allem die Standorte Neurath und Niederaußem sowie in geringem Maße Weisweiler. Im Jahr 2022 beenden wir auch die Brikettproduktion in Frechen und damit den Betrieb von 120 MW Stromerzeugungskapazität. In der Folgezeit werden wir zunächst die verbliebenen Blöcke des Kraftwerks Weisweiler schließen: einen mit 300 MW (2025) und zwei mit jeweils 600 MW (2028 bzw. 2029). Der Tagebau Inden, dessen Kohle ausschließlich in Weisweiler eingesetzt wird, läuft dann aus. Unsere beiden letzten 600-MW-Anlagen werden wir Ende 2029 abschalten, wobei eine davon noch vier Jahre für die Absicherung der Stromversorgung zur Verfügung stehen soll. Ab 2030 werden nur noch unsere drei modernsten Braunkohleblöcke der 1.000-MW-Klasse am Markt sein.

Die Stilllegungen haben erhebliche Konsequenzen für die Tagebaue. Mehr als die Hälfte der Braunkohlevorräte, deren Abbau uns genehmigt wurde, werden wir nicht mehr fördern. Der Hambacher Forst bleibt erhalten. Von unseren drei Tagebauen im Rheinischen Revier – Inden, Hambach und Garzweiler – steht uns ab 2030 nur noch der letztgenannte zur Verfügung, um die verbleibenden Erzeugungsanlagen mit Braunkohle zu versorgen. Dementsprechend wurde in das Kohleausstiegsgesetz eine Klausel aufgenommen, die die energiewirtschaftliche Notwendigkeit des Tagebaus Garzweiler II feststellt.

Der Braunkohleausstieg ist für uns mit hohen finanziellen Belastungen verbunden. Nach dem Gesetz erhalten wir dafür eine Entschädigung von 2,6 Mrd. €, die über 15 Jahre in gleichen Teilbeträgen geleistet wird. Unser tatsächlicher Schaden ist jedoch deutlich höher. Der Ausgleichsanspruch gegenüber dem Bund und der Großteil unserer erwarteten Belastungen sind bereits im Konzernabschluss 2019 berücksichtigt worden (siehe Geschäftsbericht 2019, Seite 43). Neben RWE sollen auch die vom Stellenabbau betroffenen Beschäftigten staatliche Kompensationen erhalten. Das Kohleausstiegsgesetz sieht u. a. Regelungen für ein Anpassungsgeld und den Ausgleich entstehender Nachteile bei der gesetzlichen Rente vor. Diese Leistungen werden vom Bund übernommen. Im Tarifvertrag „Kohleausstieg", auf den wir uns im August 2020 mit der Vereinten Dienstleistungsgewerkschaft (ver.di) und der Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE) geeinigt haben, ist zudem geregelt, welche Leistungen RWE über die staatlichen Maßnahmen hinaus erbringen wird.

Flankiert wird der Braunkohleausstieg von einem öffentlich-rechtlichen Vertrag zwischen dem Bund und den Braunkohleförderunternehmen. Der Vertrag enthält eine Vielzahl von Regelungen, die insbesondere die Umsetzung der Stilllegungen und die Entschädigungen betreffen. Den Unternehmen soll damit Vertrauensschutz gewährt werden, während sie sich u. a. dazu verpflichten, keine weiteren Forderungen im Zusammenhang mit dem Braunkohleausstieg geltend zu machen. Nach der Billigung durch den Bundestag ist der Vertrag Anfang 2021 unterzeichnet worden. Allerdings bedürfen die Kompensationen noch der beihilferechtlichen Genehmigung durch die EU. Ungeachtet dessen hat RWE mit der Umsetzung des gesetzlichen Ausstiegsfahrplans begonnen.

Auch der Ausstieg aus der Steinkohle ist im neuen Gesetz detailliert geregelt. Wann die einzelnen Kraftwerke vom Netz gehen und wie hoch die Kompensationen für ihre Betreiber sind, wird in Auktionen entschieden. Das Gesetz sieht jährliche Ausschreibungen im Zeitraum von 2020 bis 2027 vor. Die Gebote der Betreiber müssen bestimmte Obergrenzen einhalten, die über die Jahre von 165 auf 89 Tsd. € / MW gesenkt werden. Nach 2027 soll es ordnungsrechtliche Abschaltungen ohne Entschädigungen geben. Sofern die Ausschreibungen nicht im gewünschten Umfang zu Kraftwerksschließungen führen, sollen die Kraftwerksbetreiber bereits ab 2024 angewiesen werden können, Anlagen abzuschalten, ohne dass ihnen Kompensationen gewährt werden. Schon an der ersten Auktion, die in der zweiten Jahreshälfte 2020 stattfand, hat sich RWE beteiligt. Unsere beiden letzten deutschen Steinkohlekraftwerke, Ibbenbüren B (794 MW) und Westfalen E (764 MW), erhielten dabei den Zuschlag. Die Anlagen wurden Ende 2020 abgeschaltet (siehe Seite 44).

Bund will Kohleregionen mit bis zu 40 Mrd. € unterstützen. Ebenfalls am 3. Juli haben der Deutsche Bundestag und der Bundesrat das „Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen" beschlossen. Danach wird der Bund den Braunkohlerevieren bis 2038 Finanzhilfen von bis zu 14 Mrd. € für besonders bedeutsame Investitionen gewähren. Das Rheinische Revier, in dem wir tätig sind, soll davon 37 % erhalten; 43 % sind für das Lausitzer und 20 % für das Mitteldeutsche Revier bestimmt. Die Mittel können von den Ländern beispielsweise für

Investitionen in wirtschaftsnahe Infrastruktur oder den öffentlichen Nahverkehr verwendet werden. Ergänzend will der Bund die Regionen durch eigene Maßnahmen unterstützen. Dafür sind 26 Mrd. € eingeplant; die Mittel sollen u. a. für den Ausbau des Schienen- und Straßenverkehrs sowie die Ansiedlung von Forschungseinrichtungen eingesetzt werden.

Bundesregierung muss Entschädigungen für den Atomausstieg neu regeln. Das Bundesverfassungsgericht (BVerfG) hat im September 2020 entschieden, dass die 2018 erlassenen Regelungen zur Entschädigung für den deutschen Kernenergieausstieg nicht in Kraft getreten sind. Das BVerfG gab damit einer Beschwerde von Vattenfall statt. Gegenstand des Verfahrens war die 16. Novelle des deutschen Atomgesetzes (AtG). Darin wurde konkretisiert, wie die Versorger RWE, Vattenfall, E.ON und EnBW für bestimmte finanzielle Nachteile durch den beschleunigten Kernenergieausstieg entschädigt werden sollten. Der Ausstieg war 2011 nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima gesetzlich verankert worden. Dabei handelte es sich bereits um das zweite Ausstiegsgesetz nach 2000. Im Jahr 2010 hatte der Bund die Laufzeiten für Kernkraftwerke wieder verlängert. Nach der Reaktorkatastrophe machte er die Verlängerung rückgängig und verschärfte die Ausstiegskonditionen sogar. Im Dezember 2016 urteilte das BVerfG, dass die Kraftwerksbetreiber für bestimmte Einbußen aus dem zweiten Atomausstieg entschädigt werden müssen, und gab dem Bund auf, bis Mitte 2018 entsprechende gesetzliche Regelungen zu treffen. Ausgleichsansprüche bestünden zum einen für Erzeugungskontingente, die beim ersten Atomausstieg im Jahr 2000 festgelegt wurden, jedoch wegen der 2011 eingeführten Abschalttermine nicht mehr genutzt werden können, und zum anderen für wertlos gewordene Investitionen, die die Kraftwerksbetreiber im Vertrauen auf die gesetzliche Laufzeitverlängerung von 2010 getätigt hatten. Mit der 16. AtG-Novelle von 2018 wollte der Bund diese Vorgaben umsetzen. Laut der jüngsten BVerfG-Entscheidung ist die Novelle jedoch wegen formaler Fehler nie in Kraft getreten. Zudem stellt das BVerfG die Verfassungswidrigkeit einzelner Regelungen fest, die den Ausgleich für nicht nutzbare Erzeugungskontingente betreffen und sich nachteilig für die betroffenen Unternehmen auswirken können. Nach der höchstrichterlichen Entscheidung ist der Gesetzgeber nun in der Pflicht, die Entschädigungsregelungen zu überarbeiten. Anfang 2021 hat die Bundesregierung dazu Gespräche mit den Kernkraftwerksbetreibern aufgenommen (siehe dazu auch Seite 46).

Marktbedingungen

Rückgang der Wirtschaftsleistung in allen RWE-Kernmärkten. Nach vorläufigen Schätzungen war die globale Wirtschaftsleistung 2020 um 4 % niedriger als im Vorjahr. Wegen der Corona-Pandemie und der dadurch veranlassten Lockdown-Maßnahmen hat es in vielen Ländern massive Einbußen beim Bruttoinlandsprodukt (BIP) gegeben. Konjunkturexperten veranschlagen für die Eurozone einen BIP-Rückgang von etwa 7 %. In Deutschland und den Niederlanden, unseren wichtigsten Märkten innerhalb des Währungsraums, hat sich die Wirtschaftsleistung nicht ganz so stark verringert. Die Schätzungen liegen hier bei – 5 % bzw. – 4 %. Einen ähnlich hohen Rückgang dürfte es in den USA gegeben haben. Wesentlich härter hat die Pandemie Großbritannien getroffen: Nach aktueller Datenlage ist das BIP dort um etwa 10 % eingebrochen.

Deutscher Stromverbrauch laut Schätzungen um 4 % gesunken. Mit der Wirtschaftsleistung hat sich auch der Energiebedarf verringert. Nach Angaben des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) war der deutsche Stromverbrauch im abgelaufenen Geschäftsjahr um etwa 4 % niedriger als 2019. Auch in den anderen RWE-Kernmärkten waren Rückgänge zu verzeichnen. Experten beziffern sie für die Niederlande auf 2 %, für Großbritannien auf 6 % und für die USA auf 3 %. Ausschlaggebend für diese Entwicklung waren coronabedingte Einschränkungen der Industrieproduktion. In geringem Umfang machte sich auch die milde Witterung bemerkbar, da weniger Strom zum Heizen benötigt wurde.

Bessere Windverhältnisse in Nord- und Mitteleuropa. Auslastung und Profitabilität von Erneuerbare-Energien-Anlagen unterliegen in hohem Maße Wettereinflüssen. Eine zentrale Rolle spielt für uns das Windaufkommen. Dieses war 2020 an unseren Produktionsstandorten in Nordeuropa, Großbritannien und den Niederlanden zumeist höher als im langjährigen Durchschnitt und damit vielfach auch höher als 2019. Eine gegenläufige Entwicklung war im Süden Europas und der USA zu beobachten. In Deutschland, Polen und weiten Teilen der USA herrschten überwiegend normale Windverhältnisse; nennenswerte Veränderungen gegenüber 2019 waren dort eher die Ausnahme.

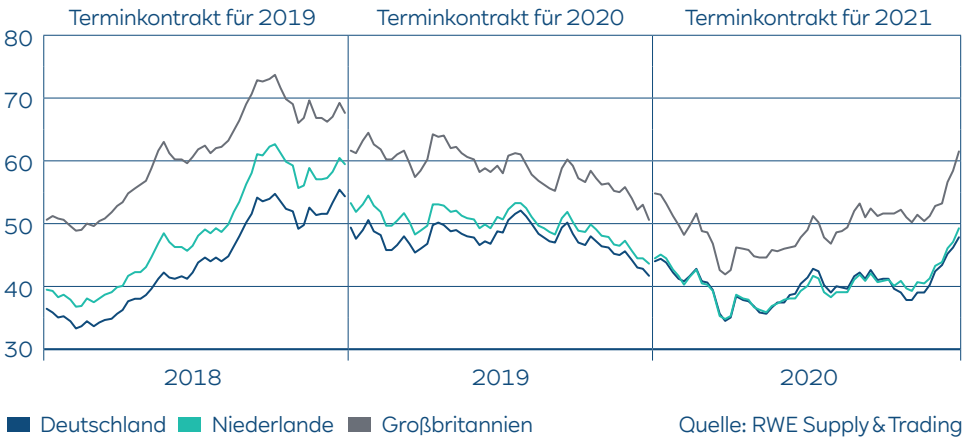
Durchschnittliche Auslastung der RWE-Windparks im Jahr 2020 in %	Onshore	Offshore
Deutschland	20	40
Großbritannien	34	42
Niederlande	30	–
Polen	29	–
Spanien	23	–
Italien	21	–
Schweden	33	56
USA	33	–

Witterungsbedingter Einbruch der Erdgas-Spotpreise. Bei konventionellen Kraftwerken hängen Einsatzzeiten und Margen stark davon ab, wie sich die Kosten für Brennstoffe und Emissionsrechte entwickeln. Erdgas, unser wichtigster frei handelbarer Energieträger, zeichnete sich im Berichtsjahr durch ein extrem niedriges Preisniveau aus. Am niederländischen Handelspunkt TTF (Title Transfer Facility), dem kontinentaleuropäischen Leitmarkt, sanken die Spotnotierungen in der ersten Jahreshälfte auf bis zu 3 € / MWh, konnten dann aber wieder stark zulegen. Ihr Durchschnittswert für 2020 betrug 9 € / MWh. Damit lagen sie insgesamt deutlich unter dem Vorjahresniveau (14 € / MWh). Eine Rolle spielte dabei, dass der milde Winter 2019 / 2020 die Heizgasnachfrage dämpfte und die Speicherfüllstände zu Jahresbeginn entsprechend hoch waren. Später beeinflusste der coronabedingt rückläufige Gaseinsatz von Industrie und Gewerbe die Preisentwicklung. Auch im Terminhandel gaben die Notierungen nach. Der TTF-Forward 2021 kostete im Berichtsjahr durchschnittlich 13 € / MWh. Zum Vergleich: 2019 war der Forward 2020 mit 18 € / MWh gehandelt worden.

Rückläufige Nachfrage dämpft Steinkohlepreise. Auch Kraftwerkssteinkohle (Kesselkohle) hat sich erheblich verbilligt: Lieferungen zu den sogenannten ARA-Häfen (ARA = Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen) wurden 2020 am Spotmarkt inklusive Fracht und Versicherung mit durchschnittlich 50 US$ / Tonne (45 €) abgerechnet, gegenüber 61 US$ / Tonne im Vorjahr. Der Rückgang ist vor allem nachfrageseitig zu erklären: Kohlekraftwerke waren in Europa zuletzt nur sehr schwach ausgelastet. Dabei machte sich u. a. das ungewöhnlich niedrige Gaspreisniveau bemerkbar, durch das sich die Wettbewerbsfähigkeit des Energieträgers Gas gegenüber Kohle verbesserte. Auch der coronabedingte Rückgang des Energiebedarfs minderte die Steinkohlenachfrage. Viele Marktteilnehmer gehen davon aus, dass das Marktumfeld für Kohlekraftwerke schwierig bleiben wird, nicht zuletzt wegen der relativ hohen CO_2-Emissionen dieser Anlagen und der damit verbundenen Kostennachteile. Diese Einschätzung spiegelte sich in der Entwicklung der Steinkohle-Terminpreise wider: Im Berichtsjahr notierte der Forward 2021 (Index API 2) mit durchschnittlich 58 US$ / Tonne (51 €). Das sind 12 US$ weniger, als 2019 für den Forward 2020 bezahlt wurde.

Trotz Corona-Krise: Preise für CO_2-Emissionsrechte erreichen Rekordniveau. Ein wichtiger Kostenfaktor für fossil befeuerte Kraftwerke ist die Beschaffung von CO_2-Emissionsrechten. Eine European Union Allowance (EUA), die zum Ausstoß einer Tonne CO_2 berechtigt, wurde 2020 mit durchschnittlich 25 € gehandelt. Der Vergleichswert für 2019 hatte ebenfalls bei 25 € gelegen. Die Preisangaben beziehen sich auf Terminkontrakte, die im Dezember des jeweiligen Folgejahres fällig werden. Wegen der Corona-Krise gab der Zertifikatpreis zwischenzeitlich stark nach. Im März 2020 sank er auf unter 16 €. Vor allem die rückläufige Industrieproduktion dämpfte das Preisniveau, denn mit ihr verringerte sich auch der CO_2-Ausstoß und der Bedarf an Emissionsrechten. Im weiteren Jahresverlauf stiegen die Notierungen aber wieder und erreichten im Dezember mit 33 € eine vorläufige Rekordmarke. Dabei kam die sich abzeichnende wirtschaftliche Erholung zum Tragen. Eine Rolle spielte auch die EU-Initiative zur Anhebung des Klimaschutzziels für 2030; denn um es zu erreichen, muss die EU die Anzahl der in den Markt gegebenen Emissionsrechte deutlich senken. Viele Teilnehmer am Emissionshandel gehen deshalb davon aus, dass EUAs trotz fortgesetzter CO_2-Einsparungen der Wirtschaft in Zukunft noch knapper werden.

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



Quelle: RWE Supply & Trading

Deutlicher Preisrückgang im Stromgroßhandel. Der Preisverfall bei den Brennstoffen Steinkohle und Erdgas bestimmte im vergangenen Jahr die Entwicklung an den Stromgroßhandelsmärkten. Ein weiterer Einflussfaktor war der rückläufige Energiebedarf infolge der Corona-Krise. Grundlaststrom wurde 2020 am deutschen Spotmarkt mit durchschnittlich 30 € / MWh gehandelt, gegenüber 38 € / MWh im Vorjahr. In Großbritannien sind die Notierungen von 43 auf 35 £ / MWh (40 €) und in den Niederlanden von 41 auf 32 € / MWh gesunken. An den Terminmärkten waren die Strompreise höher als im Spothandel. Aber auch hier war gegenüber 2019 ein deutlicher Rückgang zu verzeichnen. Der deutsche Grundlast-Forward 2021 kostete durchschnittlich 40 € / MWh. Der vergleichbare Vorjahreswert hatte bei 48 € gelegen. In Großbritannien verbilligte sich der Ein-Jahres-Forward von 52 auf 44 £ / MWh (49 €) und in den Niederlanden von 50 auf 40 € / MWh.

Stromterminverkäufe für 2020: Etwas höhere Margen als im Vorjahr. Um kurzfristige Absatz- und Preisrisiken zu begrenzen, verkaufen wir die Erzeugung unserer Kraftwerke größtenteils auf Termin und sichern die benötigten Brennstoffe und Emissionsrechte preislich ab. Die Stromerlöse im Berichtszeitraum waren somit in erheblichem Maße von den Konditionen bestimmt, zu denen wir Terminkontrakte für 2020 in vorangegangenen Jahren abgeschlossen hatten. Für unsere Braunkohle- und Kernkraftwerke, die überwiegend die Grundlast abdecken, haben wir bereits relativ früh mit solchen Terminverkäufen begonnen. Dabei konnten wir für 2020 im Durchschnitt höhere Preise und Margen erzielen als für 2019. Den Strom aus Steinkohle und Gas haben wir mit geringerem zeitlichen Vorlauf verkauft. Die realisierten Preise sind auch hier gestiegen; allerdings gab es größere gegenläufige Effekte dadurch, dass sich CO_2-Emissionsrechte vor 2020 stark verteuert hatten. Während die am Terminmarkt realisierten Deckungsbeiträge unserer Gaskraftwerke insgesamt höher waren als 2019, verharrten die unserer Steinkohlekraftwerke auf niedrigem Niveau.

2.4 Wesentliche Ereignisse

Im vergangenen Jahr haben wir weitere Meilensteine erreicht. Mitte 2020 konnten wir das Tauschgeschäft mit E.ON abschließen, durch das wir zu einem führenden Erneuerbare-Energien-Unternehmen geworden sind. Große Fortschritte machten wir auch beim Ausbau unserer Windkraft- und Solarkapazitäten. Um hier noch schneller voranzukommen, haben wir das Eigenkapital erhöht und das europäische Entwicklungsgeschäft von Nordex erworben. Außerdem sind wir aus der deutschen und britischen Steinkohleverstromung ausgestiegen. Damit haben wir gezeigt, dass unsere Klimaschutzmaßnahmen weit über das gesetzlich gebotene Maß hinausgehen. Im Folgenden stellen wir wesentliche Ereignisse dar, die 2020 und Anfang 2021 eingetreten sind. Dabei konzentrieren wir uns auf Vorgänge, die nicht bereits an anderer Stelle im Lagebericht ausführlich erläutert werden.

Ereignisse im Berichtsjahr

Tauschgeschäft mit E.ON finalisiert: RWE wird Eigentümer des Erneuerbare-Energien-Geschäfts von innogy. Ende Juni haben wir unser Tauschgeschäft mit E.ON und damit eine der größten Transaktionen der deutschen Industriegeschichte erfolgreich abgeschlossen. Der Tausch war Anfang 2018 vereinbart worden. Nach Erfüllung der rechtlichen Voraussetzungen konnte er in zwei Schritten vollzogen werden. Zunächst trennten wir uns von unserem 76,8 %-Anteil an innogy und erhielten dafür das Erneuerbare-Energien-Geschäft von E.ON, eine 16,67 %-Beteiligung an E.ON und die Minderheitsanteile der E.ON-Tochter Preussen-Elektra an unseren Kernkraftwerken Gundremmingen (25 %) und Emsland (12,5 %). Diese Transfers fanden kurz nach der Freigabe des Tauschgeschäfts durch die EU-Kommission im September 2019 statt. Im zweiten Schritt, der mit Ablauf des 30. Juni 2020 wirksam wurde, gab uns E.ON Teile des innogy-Portfolios zurück: Dabei handelt es sich um das Erneuerbare-Energien-Geschäft, die deutschen und tschechischen Gasspeicher sowie eine 37,9 %-Beteiligung am österreichischen Energieversorger KELAG. Diese Aktivitäten hatten wir schon vor dem Rücktransfer in unseren Konzernzahlen erfasst, da sie uns aufgrund der Tauschvereinbarung wirtschaftlich zuzurechnen waren. Nun gehören sie auch rechtlich zu RWE.

Im Rahmen des Tauschgeschäfts haben wir einen 49 %-Anteil am slowakischen Energieversorger VSE auf E.ON übertragen. Die Beteiligung hatten wir 2019 von innogy übernommen, um sie gesondert und zu gleichen Konditionen an E.ON weiterzugeben. Das setzte allerdings die Zustimmung der slowakischen Regierung voraus. Diese gab Mitte 2020 grünes Licht, sodass die Transaktion im August abgeschlossen werden konnte. Der Preis für den VSE-Anteil war bereits 2019 bei der Abwicklung der Zahlungsansprüche aus dem Tauschgeschäft mit E.ON berücksichtigt worden.

Im Dezember 2020 wurde vertraglich vereinbart, dass wir von E.ON einen 20 %-Anteil am britischen Offshore-Windpark Rampion erhalten, der bei der Umsetzung des Tauschgeschäfts zunächst unberücksichtigt geblieben war. Dadurch werden wir künftig mit 50,1 % Mehrheitseigentümer des 400-MW-Windparks sein; im September 2019 hatte uns E.ON bereits einen 30,1 %-Anteil an Rampion überlassen. Wir rechnen damit, den Erwerb 2021 abschließen zu können. Der Windpark Rampion befindet sich vor der Küste von Sussex und ist seit 2018 im kommerziellen Betrieb.

Eigenkapital um 2 Mrd. € erhöht: RWE schafft zusätzlichen finanziellen Spielraum für Erneuerbare-Energien-Projekte. Am 18. / 19. August haben wir 61,5 Mio. neue RWE-Aktien an institutionelle Investoren ausgegeben und damit das Grundkapital der RWE AG um 10 % erhöht. Die Titel sind im Wege eines beschleunigten Zuteilungsverfahrens (Accelerated Bookbuilding) unter Ausschluss des Bezugsrechts platziert worden. Bei einem Ausgabekurs von 32,55 € je Aktie erzielten wir einen Bruttoemissionserlös von rund 2 Mrd. €. Mit den Einnahmen wollen wir den Ausbau der erneuerbaren Energien beschleunigen. Durch die Kapitalerhöhung ist die Zahl der RWE-Aktien auf 676,2 Mio. gestiegen. Die neuen Titel verbriefen die gleichen Rechte wie die alten. Trotz der größeren Aktienzahl hält der Vorstand der RWE AG an seinem Dividendenziel fest. Gemeinsam mit dem Aufsichtsrat will er der Hauptversammlung am 28. April 2021 eine Gewinnausschüttung für das zurückliegende Geschäftsjahr in Höhe von 0,85 € je Aktie vorschlagen.

RWE erwirbt europäische Windkraft- und Solarprojekte von Nordex. Im November hat RWE für 396 Mio. € das europäische Projektentwicklungsgeschäft des Windkraftanlagen-Herstellers Nordex gekauft. Wir übernahmen damit eine Projektpipeline für neue Onshore-Windparks und Solaranlagen mit einer Gesamtleistung von 2,7 GW. Davon entfallen 1,9 GW auf Frankreich. Hinzu kommen Vorhaben in Spanien, Schweden und Polen. Für vier Projekte aus der Pipeline, mit denen 76 MW Erzeugungsleistung geschaffen werden sollen, wurde Ende 2020 die finale Investitionsentscheidung getroffen. Durch die Nordex-Transaktion haben wir mehr als 70 Beschäftigte hinzugewonnen, die überwiegend in Frankreich ansässig sind und künftig weitere Projekte für RWE entwickeln sollen.

RWE schließt Pachtverträge zur Erweiterung von vier britischen Offshore-Windparks. Gemeinsam mit Projektpartnern haben wir die Weichen für eine Erweiterung von vier Offshore-Windparks vor der Küste Großbritanniens gestellt. Mit der Crown Estate, der für die Verwaltung der königlichen Besitztümer zuständigen Behörde, konnten wir Pachtverträge schließen, die uns erlauben, Flächen in der Nachbarschaft der Windparks Gwynt y Môr (576 MW), Greater Gabbard (504 MW), Galloper (353 MW) und Rampion (400 MW) zu nutzen. Dadurch lassen sich die bestehenden Kapazitäten verdoppeln (Obergrenze). Inklusive einer bislang ungenutzten Ausbauoption beim Windpark Rampion können dadurch zusätzliche 2,6 GW Erzeugungsleistung entstehen. Gemessen an den Beteiligungsquoten entfällt davon die Hälfte auf RWE. Die Projekte sollen nun zügig entwickelt werden. Für die Genehmigungsverfahren veranschlagen wir drei bis fünf Jahre. Danach werden wir an Auktionen für staatliche Förderverträge teilnehmen und – sofern wir den Zuschlag erhalten – die finalen Investitionsentscheidungen treffen. Gegen Ende des Jahrzehnts könnten die neuen Windkraftanlagen dann den kommerziellen Betrieb aufnehmen.

Startschuss für Bau des Nordsee-Windparks Kaskasi. Im März 2020 hat RWE die finale Investitionsentscheidung für den Bau des deutschen Nordsee-Windparks Kaskasi getroffen. Kaskasi wird 35 Kilometer nördlich der Insel Helgoland entstehen. Seine 38 Turbinen werden gemeinsam über eine Leistung von 342 MW verfügen und rechnerisch ca. 400 Tsd. Haushalte mit Strom versorgen können. Die Baumaßnahmen auf See sollen 2021 beginnen. Nach aktueller Planung könnte Kaskasi bereits 2022 mit seiner vollen Kapazität am Netz sein. Bei der Installation der Fundamente in 18 bis 25 Meter Wassertiefe wird ein neuartiges Vibrationsverfahren zur Anwendung kommen, das die Geräuschbelastung für die Meeresfauna verringert und eine Verkürzung der Konstruktionszeit ermöglicht. Vorteile bietet auch die günstige Lage von Kaskasi zwischen den bestehenden RWE-Windparks Nordsee Ost und Amrumbank. Dadurch lassen sich Synergien beim Betrieb und bei der Instandhaltung nutzen.

US-Windparks mit über 700 MW Nettoleistung nehmen kommerziellen Betrieb auf. Im abgelaufenen Geschäftsjahr haben wir in den USA vier große Onshore-Windparks mit einer Gesamtleistung von 719 MW kommerziell in Betrieb genommen. Zunächst ging Peyton Creek (151 MW) ans Netz. Der texanische Windpark konnte ohne Zeitverzug im März fertiggestellt werden, obwohl die Bauarbeiten durch den Tropensturm Imelda beeinträchtigt waren. Ein halbes Jahr später, im September 2020, nahm Cranell (220 MW) – ebenfalls in Texas – den kommerziellen Betrieb auf. Hier gab es leichte Verzögerungen infolge der Corona-Krise. Trotz der Pandemie konnten wir auch Boiling Springs (148 MW) in Oklahoma und Raymond East (200 MW) in Texas vor Jahresende fertigstellen. Bei den Windparks Scioto Ridge (250 MW) in Ohio, Cassadaga (126 MW) im Bundesstaat New York und Raymond West (240 MW) in Texas hat sich der Projektabschluss dagegen ins Jahr 2021 verschoben.

RWE verkauft Anteile am Nordsee-Windpark Humber Gateway und an vier Windparks in Texas. Um unsere Finanzkraft zu stärken und unser Erzeugungsportfolio besser auszubalancieren, haben wir Anteile an Windparks in Großbritannien und den USA verkauft. Im Dezember übernahm der britische Investor Greencoat eine 49 %-Beteiligung an unserem Nordsee-Windpark Humber Gateway (219 MW) vor der Küste von East Yorkshire. Humber Gateway ist seit 2015 offiziell am Netz. Wir bleiben Mehrheitseigentümer (51 %) und Betreiber des Windparks. Ebenfalls im Dezember haben wir den Verkauf von Anteilen an unseren texanischen Onshore-Windparks Stella (201 MW), Cranell (220 MW), Raymond East (200 MW) und Raymond West (240 MW) vereinbart. Erwerber sind eine Tochter des kanadischen Energieversorgers Algonquin Power & Utilities und Greencoat. Die beiden Gesellschaften übernehmen 51 % bzw. 24 % an den Windparks. Mit Ausnahme der Raymond-West-Transaktion sind die Anteilverkäufe bereits Anfang 2021 abgeschlossen worden. Da uns die US-Windparks künftig nur noch zu 25 % gehören, werden wir sie nicht mehr vollkonsolidieren, sondern als Equity-Beteiligungen ausweisen. Betreiber der Anlagen ist weiterhin RWE.

RWE veräußert kleine Wasserkraftwerke an KELAG. Der österreichische Energieversorger KELAG wird ein Erzeugungsportfolio mit 19 kleinen Wasserkraftwerken in Frankreich und Portugal von uns übernehmen. Dies ist im Dezember 2020 vereinbart worden. Das Portfolio hat eine Kapazität von 65 MW; darin enthalten sind auch einige Windturbinen, die zusammen auf 3 MW kommen. Bei den Zahlen handelt es sich um Pro-rata-Angaben, d. h., sie geben die Leistung gemäß den Beteiligungsquoten wieder. Der Verkauf soll im laufenden Jahr abgeschlossen werden. KELAG ist ein führender Produzent von Strom aus Wasserkraft. RWE ist mit 37,9 % an der Gesellschaft beteiligt.

Hochmodernes Gaskraftwerk im Osten Englands erworben. In Großbritannien haben wir unsere Position als einer der führenden Gasverstromer gefestigt. Im Februar 2020 erwarben wir vom britischen Energieversorger Centrica für umgerechnet 113 Mio. € das Gaskraftwerk King's Lynn in Norfolk (Ostengland). Die Anlage verfügt über eine Nettoleistung von 382 MW und zeichnet sich durch einen hohen Wirkungsgrad von 57 % aus. Ihre Fahrweise kann flexibel an den Strombedarf angepasst werden. Ein Kapazitätsmarkt-Vertrag sichert King's Lynn fixe Prämienzahlungen für den Zeitraum von Oktober 2020 bis September 2035. Erst vor Kurzem ist das Kraftwerk umfassend modernisiert und dabei mit einer neuen Gasturbine ausgestattet worden.

Grünes Licht für Bau einer Netzstabilisierungsanlage am Standort Biblis. Auch in Deutschland wird es ein neues Gaskraftwerk von RWE geben. Bei einer Ausschreibung des Übertragungsnetzbetreibers Amprion haben wir den Zuschlag für den Bau und den Betrieb einer sogenannten Netzstabilisierungsanlage erhalten. Das Kraftwerk am Standort Biblis soll über eine Kapazität von 300 MW verfügen und spätestens im Oktober 2022 den Betrieb aufnehmen. Es wird nicht dem freien Strommarkt zur Verfügung stehen, sondern ausschließlich auf Anforderung des Netzbetreibers im Einsatz sein. Sein einziger Zweck besteht darin, zur Stabilität der Stromnetzfrequenz und damit zur Sicherheit der Energieversorgung beizutragen.

RWE beendet Steinkohleverstromung in Deutschland. Mit dem frühzeitigen Ausstieg aus der deutschen Steinkohleverstromung haben wir einen großen Schritt zur Verbesserung unserer CO_2-Bilanz unternommen. Die Weichen dafür wurden im zweiten Halbjahr 2020 gestellt: Bei der ersten bundesweiten Stilllegungsauktion für Steinkohlekraftwerke erhielten wir den Zuschlag für Block B (794 MW) in Ibbenbüren und Block E (764 MW) am Standort Westfalen in Hamm. Damit dürfen wir seit 1. Januar 2021 keinen Strom mehr aus unseren beiden letzten deutschen Steinkohleanlagen vermarkten. Im Ausschreibungsverfahren konnten wir uns dafür eine Kompensation von 216 Mio. € sichern. Sobald die zuständigen Übertragungsnetzbetreiber bestätigen, dass die Blöcke nicht zur Wahrung der Netzstabilität erforderlich sind, werden wir sie stilllegen. Inklusive des Ende 2020 abgeschalteten Braunkohleblocks Niederaußem D (297 MW) nehmen wir damit gleich zu Beginn des deutschen Kohleausstiegs 1,9 GW Kraftwerksleistung vom Netz. Durch tarifvertragliche Regelungen ist sichergestellt, dass die Stilllegungen sozialverträglich gestaltet werden.

Bei der Steinkohleauktion waren staatliche Beihilfen für die Stilllegung von 4 GW Kraftwerksleistung ausgeschrieben worden. Die Teilnehmer hatten ihre Gebote zum 1. September 2020 einzureichen. Wer die geringste Ausgleichszahlung je vermiedener Tonne CO_2 verlangte, erhielt den Zuschlag. Die Ausschreibung war deutlich überzeichnet. Elf Anlagen mit einer Kapazität von sogar 4,8 GW kamen zum Zuge. Das Bieterverfahren war der Auftakt zu einer Reihe weiterer Steinkohleauktionen, mit denen die Bundesnetzagentur den gesetzlichen Kohleausstieg umsetzt. Da wir bereits in der ersten Runde mit unseren beiden deutschen Steinkohlekraftwerken erfolgreich waren, müssen wir an keinen weiteren Auktionen mehr teilnehmen.

Steinkohlekraftwerk Aberthaw B in Wales stellt Betrieb ein. Auch in Großbritannien produzieren wir keinen Strom aus Steinkohle mehr. Die letzte Anlage, in der wir diesen Energieträger eingesetzt haben, Aberthaw B in Wales, ist Ende März 2020 offiziell stillgelegt worden. Das Kraftwerk bestand aus drei Blöcken mit einer Gesamtleistung von 1.560 MW. Seine noch bis Ende September 2021 bestehenden Verpflichtungen im Rahmen des britischen Kapazitätsmarktes wurden auf Anlagen Dritter oder auf andere Einheiten der RWE-Kraftwerksflotte übertragen. Aberthaw B war 1971 in Betrieb gegangen und hat somit fast ein halbes Jahrhundert zur sicheren Energieversorgung in Großbritannien beigetragen.

RWE bei Auktionen für den britischen Kapazitätsmarkt erfolgreich. Im ersten Quartal 2020 fanden drei Auktionen für den britischen Kapazitätsmarkt statt, deren Ergebnisse zum Teil erhebliche Auswirkungen auf die Erträge unserer Kraftwerke haben werden. Das erste Bieterverfahren Ende Januar bezog sich auf den Zeitraum vom 1. Oktober 2022 bis 30. September 2023. Dabei kamen RWE-Kraftwerke mit einer gesicherten Leistung von insgesamt 6,5 GW zum Zuge. Sie werden im genannten Zeitraum eine Vergütung dafür erhalten, dass sie am Netz sind und damit zur Stromversorgung beitragen. Die im Bieterverfahren ermittelte Kapazitätsprämie war mit 6,44 £ / kW (zzgl. Inflationsausgleich) allerdings wesentlich niedriger als bei vergleichbaren Auktionen in Vorjahren.

Anfang Februar ist eine zweite Versteigerung durchgeführt worden. Sie bezog sich auf den Zeitraum vom 1. Oktober 2020 bis 30. September 2021. Für diese Periode hatte es bereits im Dezember 2016 ein Bieterverfahren gegeben, bei dem sich RWE-Anlagen mit insgesamt 8,0 GW (inkl. Aberthaw) für eine Prämie von 22,50 £ / kW qualifizieren konnten. Die neuerliche Auktion diente dazu, verbliebene Kapazitätslücken zu schließen. RWE hatte sich deshalb nur mit einer Kleinanlage an dem Verfahren beteiligt, die aber nicht zum Zuge kam.

Bei der dritten Auktion Anfang März, die den Zeitraum vom 1. Oktober 2023 bis 30. September 2024 betraf, konnten sich erneut 6,5 GW Kraftwerksleistung von RWE für eine Kapazitätszahlung qualifizieren. Die Anlagen werden eine Prämie von 15,97 £ / kW (zzgl. Inflationsausgleich) erhalten.

Seit 2014 gibt es in Großbritannien Kapazitätsauktionen. Die Regierung will damit sicherstellen, dass dem nationalen Strommarkt genügend Erzeugungsleistung zur Verfügung steht. Im November 2018 musste der britische Kapazitätsmarkt für etwa ein Jahr ausgesetzt werden, weil seine beihilferechtliche Genehmigung durch die EU-Kommission vom Gericht der Europäischen Union für unwirksam erklärt worden war. Nach der erneuten Freigabe aus Brüssel im Oktober 2019 konnten die Kapazitätsvergütungen wieder aufgenommen und verschobene Auktionen nachgeholt werden. Im Januar 2020 sind uns zurückbehaltene Prämien von rund 50 Mio. € für 2018 und rund 180 Mio. € für 2019 nachträglich ausbezahlt worden. Ergebniswirksam erfasst haben wir diese Mittelzuflüsse bereits im Geschäftsjahr 2019.

Holzpelletproduzent Georgia Biomass an Enviva Partners verkauft. Ende Juli haben wir die Georgia Biomass Holding an das US-Unternehmen Enviva Partners veräußert. Als Preis sind 175 Mio. US$ vereinbart worden. Georgia Biomass betreibt in Waycross im US-Bundesstaat Georgia eine Großanlage zur Herstellung von Holzpellets für die industrielle Nutzung. Die Jahresproduktion hatte zuletzt bei über 800.000 Tonnen gelegen. Dass wir uns von Georgia Biomass getrennt haben, ergab sich aus einer strategischen Neuausrichtung: Die Herstellung von Holzpellets zählen wir nicht mehr zu unseren zentralen Geschäftsaktivitäten. Der Erwerber, Enviva Partners mit Sitz in Bethesda (Maryland), gehört zu den größten Produzenten dieses Brennstoffs weltweit.

Biomasseverstromung in Eemshaven nach Brandunfall für sechs Monate unterbrochen. Wegen eines Brandschadens konnten wir im niederländischen Kraftwerk Eemshaven von Mitte Mai bis Mitte November 2020 keine Biomasse verstromen. Die beiden Blöcke sind in diesem Zeitraum ausschließlich mit Steinkohle betrieben worden. Das Feuer war in einer Anlage ausgebrochen, die der Biomassezufuhr dient. Personen kamen nicht zu Schaden. Durch den Brand sind uns Ergebniseinbußen im niedrigen bis mittleren zweistelligen Millionenbereich entstanden. Die Unterbrechung der Biomasseverstromung hatte zur Folge, dass die staatliche Förderung, die wir für die Mitnutzung dieses Energieträgers erhalten, entsprechend niedriger ausfiel. Hinzu kamen Kosten für die Lagerung von Biomassebeständen, die wir frühzeitig auf Termin beschafft hatten.

Markus Krebber wird im Mai 2021 Vorstandsvorsitzender der RWE AG – Michael Müller und Zvezdana Seeger seit November 2020 im Gremium. Der Aufsichtsrat der RWE AG hat 2020 die personellen Weichen für eine weiterhin erfolgreiche Entwicklung des Unternehmens gestellt. Im Juli fasste er den Beschluss, dass Dr. Markus Krebber (48) eine weitere Amtszeit im Vorstand erhält (bis 30. Juni 2026) und künftig an der Spitze des Gremiums stehen wird. Krebber folgt zum 1. Mai 2021 Vorstandschef Dr. Rolf Martin Schmitz (63) nach, dessen Vertrag ausläuft. Der Aufsichtsrat verspricht sich davon, dass der Konzern an seiner strategischen Ausrichtung festhält. Markus Krebber ist seit 2016 Finanzvorstand der RWE AG. Gemeinsam mit Rolf Martin Schmitz hat er erreicht, dass RWE zu einem führenden Erneuerbare-Energien-Unternehmen geworden ist.

An Krebbers Seite im Vorstand der RWE AG werden Zvezdana Seeger (56) und Dr. Michael Müller (49) stehen. Der Aufsichtsrat hat die beiden Manager zum 1. November 2020 neu ins Gremium bestellt. Zvezdana Seeger ist Diplom-Volkswirtin. Sie war zuletzt Vorstandsmitglied der DB Privat- und Firmenkundenbank AG und COO des Geschäftssegments Private and Corporate Business der Deutsche Bank AG. Bei der RWE AG verantwortet sie die Ressorts Personal und IT. Darüber hinaus ist sie Arbeitsdirektorin. Michael Müller ist bereits seit 2005 in leitenden Funktionen für RWE tätig. Der promovierte Ingenieur und Wirtschaftswissenschaftler war zuletzt Geschäftsführer und CFO der Tochtergesellschaft RWE Supply & Trading GmbH. Im Vorstand der RWE AG verantwortet er die Ressorts Finanzen, Steuern und Business Services. Er soll Markus Krebber als Finanzvorstand nachfolgen, wenn dieser von Schmitz das Amt des Vorstandsvorsitzenden übernimmt. Bis zum 30. April 2021 wird Müller seine bisherige Tätigkeit bei RWE Supply & Trading in Personalunion weiterführen.

Nähere Informationen über die Mitglieder des Vorstands der RWE AG finden Sie in diesem Bericht auf Seite 9 f. sowie im Internet unter www.rwe.com/vorstand-und-aufsichtsrat.

Ereignisse nach Ablauf des Berichtsjahres

RWE ersteigert Nutzungsrechte für neue Windkraftstandorte in der britischen Nordsee. Bei einer Versteigerung von Optionsrechten für die Nutzung neuer Gebiete für Offshore-Windparks hat sich RWE im Februar 2021 zwei benachbarte Standorte in der britischen Nordsee gesichert. Wir dürfen die Areale für die Entwicklung von Projekten mit einem Volumen von bis zu 3.000 MW nutzen. Dafür müssen wir in der Zeit bis zur finalen Investitionsentscheidung eine Optionsprämie von jährlich 82.552 £ / MW (zzgl. Inflationsausgleich) zahlen. Die Standorte liegen auf der Doggerbank, einer Sandbank in einem flachen Bereich der Nordsee. In der Nähe entwickelt RWE mit Sofia bereits ein weiteres Offshore-Windprojekt. Zunächst wird es für die neuen Standorte eine Umweltverträglichkeitsprüfung geben. Bei positivem Ergebnis werden wir mit der Projektentwicklung beginnen und ab dann auch die Optionsprämie zahlen. Sobald alle erforderlichen Genehmigungen vorliegen, können wir an einer Förderauktion für einen Contract for Difference teilnehmen und anschließend die finale Investitionsentscheidung treffen. An die Stelle der Optionsprämie wird dann eine wesentlich niedrigere Pachtzahlung treten. Bei planmäßigem Projektfortschritt könnten die neuen Windparks gegen Ende dieses Jahrzehnts in Betrieb gehen. Bei der Auktion zu Jahresbeginn, die von der Crown Estate durchgeführt wurde, sind Entwicklungsrechte für insgesamt sechs Offshore-Standorte ersteigert worden, auf denen Windparks mit einer Kapazität von bis zu 7.980 MW entstehen können. Wettbewerber, die sich ebenfalls Optionsrechte sichern konnten, haben dafür zum Teil wesentlich höhere Gebote abgegeben. RWE wird unter allen erfolgreichen Bietern im Durchschnitt die niedrigste Optionsprämie pro Jahr und Megawatt zahlen.

Hohe Ergebniseinbußen durch Jahrhundert-Kälte in Texas. Im Februar 2021 hat eine außergewöhnliche Kältewelle in Teilen der USA zu massiven Beeinträchtigungen der Energieversorgung geführt. Aufgrund von Winterstürmen und Eisregen waren einige RWE-Windparks in Texas für mehrere Tage außer Betrieb. Teilweise hatten wir die Erzeugung dieser Anlagen bereits auf Termin verkauft und mussten uns daher Strom zukaufen, um unsere Lieferverpflichtungen zu erfüllen. Wegen der angespannten Versorgungslage und regulatorischer Preisvorgaben waren für die Fremdbezüge bis zu 9.000 US$ / MWh zu zahlen. Dies führte im Segment Onshore Wind / Solar zu Ergebnisbelastungen im niedrigen bis mittleren dreistelligen Millionen-Euro-Bereich.

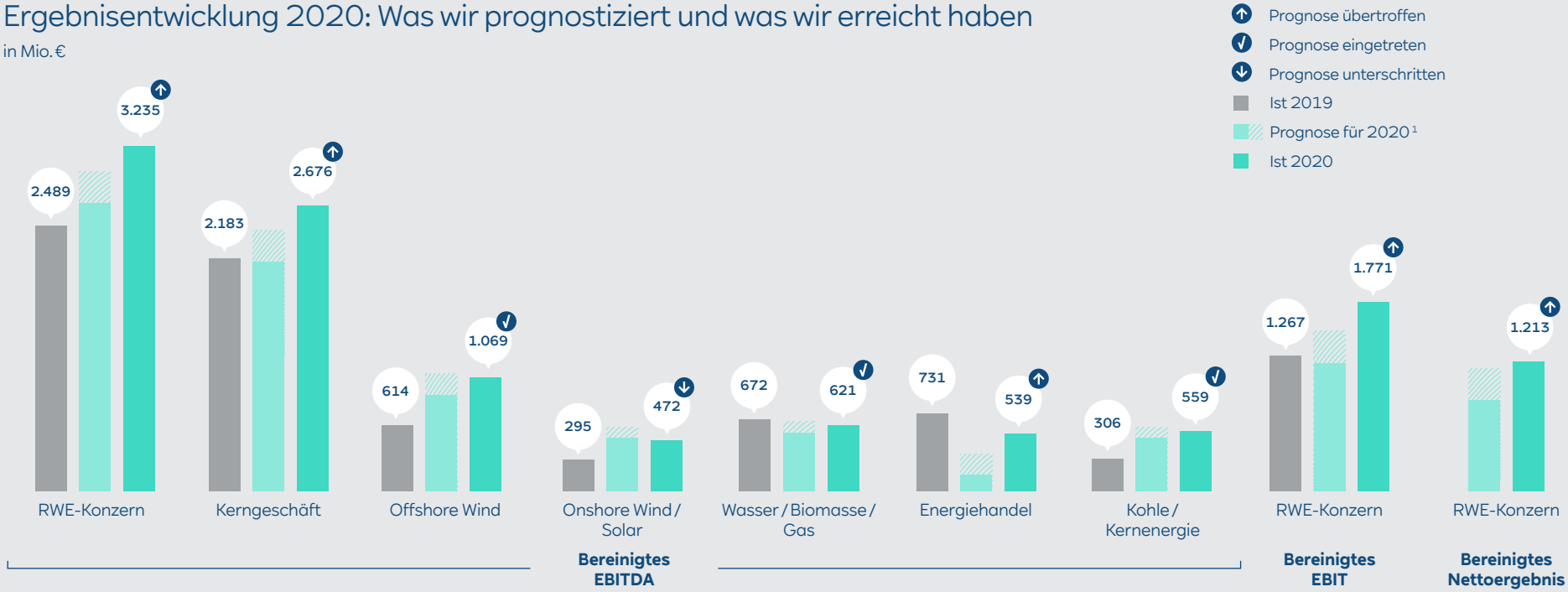
Bund und Kernkraftwerksbetreiber einigen sich über Entschädigungen für den Atomausstieg. Die Bundesregierung und die deutschen Kernkraftwerksbetreiber haben im März 2021 Einvernehmen über Entschädigungen für den beschleunigten Atomausstieg erzielt. Die Gespräche waren aufgenommen worden, weil das Bundesverfassungsgericht die ursprünglichen gesetzlichen Ausgleichsregelungen für unwirksam erklärt hatte (siehe Seite 39). Im Fall von RWE geht es um nicht nutzbare Erzeugungskontingente in Höhe von 25,9 Mio. MWh und um wertlos gewordene Investitionen von rund 40 Mio. €. Der Bund hat uns einen Ausgleich in Höhe von 33,22 € / MWh für die Stromkontingente in Aussicht gestellt. Außerdem soll uns die Hälfte der entwerteten Investitionen erstattet werden. Wir akzeptieren die gefundene Lösung. Sie steht allerdings noch unter dem Vorbehalt einer Umsetzung in entsprechende gesetzliche Regelungen und einen öffentlich-rechtlichen Vertrag zwischen dem Bund und den Kraftwerksbetreibern. Zudem ist eine Beihilfeprüfung durch die EU-Kommission erforderlich. Die Einigung mit dem Bund hatte keinen Einfluss auf den Konzernabschluss 2020.

2.5 Geschäftsentwicklung

Ungeachtet der Corona-Krise war 2020 ein erfolgreiches Geschäftsjahr. Das bereinigte EBITDA von RWE lag mit 3,2 Mrd. € oberhalb der prognostizierten Bandbreite. Hauptgrund dafür war eine sehr gute Performance im Energiehandel. Außerdem sorgten günstige Wetterbedingungen für eine hohe Auslastung unserer Windparks. Die Pandemie hatte nur begrenzte Auswirkungen auf unsere Ertragslage: Sie brachte leichte Verzögerungen bei Windkraftprojekten und Verluste im Wertpapierportfolio. Positiv entwickelte sich nicht nur unsere Ertragslage, sondern auch die Emissionsbilanz: Der CO_2-Ausstoß von RWE ist weiter stark gesunken. Im vergangenen Jahr lag er bereits 62 % unter dem Niveau von 2012.

Ergebnisentwicklung 2020: Was wir prognostiziert und was wir erreicht haben

in Mio. €



1 Siehe Geschäftsbericht 2019, Seite 94 f. Die schraffierte Fläche gibt die Prognosebandbreite wieder.

Stromerzeugung	Erneuerbare Energien		Pumpspeicher, Batterien		Gas		Braunkohle		Steinkohle		Kernenergie		Gesamt[1]	
in GWh	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Offshore Wind	7.009	4.116	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	7.009	4.116
Onshore Wind / Solar	16.762	8.056	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	16.762	8.056
Wasser / Biomasse / Gas	5.910	4.202	2.060	1.760	49.414	50.564	–	–	3.584	9.466	–	–	61.178	66.103
Davon:														
Deutschland[2]	1.737	2.026	2.060	1.760	8.576	7.836	–	–	–	–	–	–	12.583	11.733
Großbritannien	460	577	–	–	25.250	33.482	–	–	–	654	–	–	25.710	34.713
Niederlande	3.679	1.599	–	–	11.307	6.564	–	–	3.584	8.812	–	–	18.570	16.975
Türkei	–	–	–	–	4.281	2.682	–	–	–	–	–	–	4.281	2.682
Kohle / Kernenergie[2]	19	12	–	–	726	224	36.649	48.249	3.791	4.734	20.682	21.233	61.826	74.890
RWE-Konzern	**29.700**	**16.386**	**2.060**	**1.760**	**50.140**	**50.788**	**36.649**	**48.249**	**7.375**	**14.200**	**20.682**	**21.233**	**146.775**	**153.165**

1 Inkl. Produktionsmengen, die nicht den genannten Energieträgern zuzuordnen sind (z. B. Strom aus Ölkraftwerken)
2 Inkl. Strombezüge aus Erzeugungsanlagen, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über die wir aber aufgrund langfristiger Nutzungsverträge verfügen können. Im Segment Wasser / Biomasse / Gas sind 2.157 GWh bezogen worden (Vorjahr: 1.829 GWh) und im Segment Kohle / Kernenergie 1.009 GWh (Vorjahr: 1.791 GWh).

Stromerzeugung 4 % unter Vorjahr. Der RWE-Konzern hat im abgelaufenen Geschäftsjahr 146.775 GWh Strom erzeugt. Davon stammten 20 % aus den regenerativen Quellen Wind, Wasser, Sonne und Biomasse. Der Energieträger Erdgas kam auf einen Anteil von 34 %. Braun- und Steinkohle haben weiter an Bedeutung verloren; sie trugen noch 25 % bzw. 5 % zu unserer Stromproduktion bei. Der Anteil der Kernenergie belief sich auf 14 %.

Gegenüber dem Vorjahr ist unsere Stromproduktion um 4 % gesunken. Die deutlichsten Rückgänge verzeichneten wir bei unseren Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken. Eine Rolle spielte dabei, dass sich der mit Kohle konkurrierende Energieträger Gas zeitweise erheblich verbilligte und dadurch wettbewerbsfähiger wurde. Außerdem minderten die Corona-Krise und hohe Windstromeinspeisungen den Bedarf an konventionell erzeugtem Strom. Aufgrund des letztgenannten Sachverhalts waren auch unsere britischen Gaskraftwerke weniger ausgelastet als 2019. Andernorts erhöhte sich unsere Stromproduktion aus Gas, in Deutschland u. a. infolge des erwähnten Gaspreisrückgangs. In den Niederlanden kam hinzu, dass die Anlage Claus C wieder den Betrieb aufnahm, nachdem sie wegen mangelnder Wirtschaftlichkeit mehrere Jahre stillgestanden hatte. Steigern konnten wir auch die Einsatzzeiten unseres Gaskraftwerks im türkischen Denizli. Dabei kam uns zugute, dass der üblicherweise hohe Anteil der Wasserkraft an der lokalen Elektrizitätsversorgung wetterbedingt rückläufig war.

Stark angestiegen ist der Beitrag der erneuerbaren Energien zu unserer Stromproduktion. Hauptgrund dafür war, dass wir die im September 2019 von E.ON auf RWE übergegangenen Aktivitäten erstmals mit vollen zwölf Monaten in unseren Zahlen berücksichtigt haben. Außerdem profitierten wir von günstigen Windverhältnissen und der Inbetriebnahme neuer

Onshore-Windparks. Positiv wirkte auch, dass wir in unseren niederländischen Steinkohlekraftwerken Amer 9 und Eemshaven zunehmend Biomasse mitverbrennen. Allerdings war die Biomassenutzung in Eemshaven wegen eines Brandschadens von Mai bis November 2020 unterbrochen.

Strom produzieren wir nicht nur selbst, sondern beziehen ihn auch von Anbietern außerhalb des Konzerns. Im Berichtsjahr beliefen sich diese Bezüge auf 53.940 GWh (Vorjahr: 46.476 GWh). Eigenerzeugung und Fremdstrombezug ergaben zusammen ein Stromaufkommen von 200.715 GWh (Vorjahr: 199.641 GWh).

Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien	Offshore Wind		Onshore Wind		Solar		Wasser		Biomasse		Gesamt	
in GWh	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Deutschland	2.082	1.299	1.168	1.106	3	1	1.674	1.856	4	46	4.931	4.308
Großbritannien	4.690	2.755	2.134	1.278	–	–	118	193	342	383	7.284	4.609
Niederlande	–	–	768	702	7	–	14	18	3.665	1.581	4.454	2.301
Polen	–	–	997	733	1	1	–	–	–	–	998	734
Spanien	–	–	890	1.047	51	–	29	20	–	–	970	1.067
Italien	–	–	882	406	–	–	–	–	–	–	882	406
Schweden	237	62	339	106	–	–	–	–	–	–	576	168
USA	–	–	9.059	2.564	271	35	–	–	–	–	9.330	2.599
Andere Länder	–	–	30	28	99	2	146	164	–	–	275	194
RWE-Konzern	**7.009**	**4.116**	**16.267**	**7.970**	**432**	**39**	**1.981**	**2.251**	**4.011**	**2.010**	**29.700**	**16.386**

Geringere Erzeugungsleistung wegen Schließung von Kohlekraftwerken. Ende 2020 verfügten wir über Stromerzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von 40,7 GW. Damit liegen wir in der Spitzengruppe der europäischen Versorger. In die Zahl eingerechnet sind Kapazitäten, die uns nicht gehören, über die wir aber aufgrund langfristiger Nutzungsverträge verfügen können. Unsere fünf deutschen Braunkohleblöcke, die sich in der gesetzlichen Sicherheitsbereitschaft befinden und im Zeitraum 2021 bis 2023 endgültig stillgelegt werden, berücksichtigen wir dagegen nicht mehr; die Vorjahreszahlen haben wir entsprechend angepasst.

Im vergangenen Jahr hat sich unsere Erzeugungskapazität um 0,7 GW verringert, vor allem wegen des deutschen Kohleausstiegs. Wie auf Seite 44 erläutert, haben die Steinkohlekraftwerke Ibbenbüren B (794 MW) und Westfalen E (764 MW) Ende 2020 den Betrieb eingestellt. Sie sollen 2021 stillgelegt werden und sind daher zum Bilanzstichtag nicht mehr in den Kapazitätszahlen enthalten. Ebenfalls zum Jahresende ist der Braunkohleblock Niederaußem D (297 MW) geschlossen worden. Durch den Erwerb von King's Lynn (382 MW) in Ostengland haben wir dagegen ein Gaskraftwerk hinzubekommen. Bei den erneuerbaren Energien konnten wir die Erzeugungsleistung um 1 GW steigern, vor allem weil wir vier große Onshore-Windparks in den USA fertiggestellt haben (siehe Seite 43). Auch die Umrüstung

der niederländischen Steinkohlekraftwerke Amer 9 und Eemshaven für eine stärkere Mitnutzung von Biomasse trug zum Anstieg der Erneuerbare-Energien-Kapazitäten bei. Entsprechend rückläufig war der Steinkohleanteil an der ausgewiesenen Leistung dieser Anlagen.

Bezogen auf die Erzeugungskapazität ist Gas unser Energieträger Nr. 1. Sein Anteil belief sich Ende 2020 auf 35 %. Auf Platz zwei liegen die erneuerbaren Energien mit 25 %. Ende 2020 verfügten wir über Windturbinen mit einer Gesamtleistung von 8,5 GW, davon 6,6 GW auf dem Festland und 1,9 GW auf dem Meer. Damit ist Windkraft unsere wichtigste regenerative Energiequelle, gefolgt von Biomasse (0,8 GW), Wasserkraft (0,6 GW) und Solar (0,2 GW).

Regionaler Schwerpunkt unseres Erzeugungsgeschäfts ist Deutschland: Hier befinden sich 51 % unserer installierten Leistung. Großbritannien und die Niederlande nehmen mit 23 % bzw. 14 % die nächsten Plätze ein. Durch die Übernahme des Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON im September 2019 sind die USA unser viertwichtigster Erzeugungsmarkt geworden. Mehr als die Hälfte unserer Onshore-Windkraftanlagen befinden sich dort, davon die meisten im Bundesstaat Texas.

Stromerzeugungskapazität[1]	Erneuerbare Energien	Pumpspeicher Batterien	Gas	Braunkohle	Steinkohle	Kernenergie	Gesamt[2]	
Stand: 31.12.2020, in MW							2020	2019
Offshore Wind	1.918	–	–	–	–	–	1.918	1.918
Onshore Wind / Solar	6.858	20	–	–	–	–	6.877	6.063
Wasser / Biomasse / Gas	1.366	2.336	13.901		1.474		19.369	19.080
Davon:								
Deutschland[3]	432	2.336	3.807	–	–	–	6.614	6.583
Großbritannien	137	–	6.984	–	–	–	7.374	7.118
Niederlande / Belgien	748	–	2.323	–	1.474	–	4.545	4.519
Türkei	–	–	787	–	–	–	787	787
Kohle / Kernenergie[3]	7	–	400	8.548	783	2.770	12.535	14.352
RWE-Konzern[4]	**10.148**	**2.358**	**14.301**	**8.548**	**2.257**	**2.770**	**40.702**	**41.415**

1 Anlagen, die stillzulegen sind, werden nach Beendigung der Stromproduktion nicht mehr in die Kapazitätsübersicht aufgenommen. Das betrifft u. a. unsere fünf Braunkohleblöcke in der gesetzlichen Sicherheitsbereitschaft (1.448 MW), die in den Zahlen für 2020 und 2019 deshalb unberücksichtigt bleiben. Die Steinkohlekraftwerke Ibbenbüren B und Westfalen E werden Ende 2020 nicht mehr erfasst. Die kaufmännische Rundung von Einzelwerten kann dazu führen, dass sich diese in der Tabelle nicht exakt aufaddieren.
2 Inkl. Kapazitäten, die nicht den genannten Energieträgern zuzuordnen sind (z. B. Ölkraftwerke)
3 Inkl. Kapazitäten, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über die wir aber aufgrund langfristiger Nutzungsverträge verfügen können. Ende 2020 waren dies Anlagen mit einer Nennleistung von 2.211 MW im Segment Wasser / Biomasse / Gas und 783 MW im Segment Kohle / Kernenergie.
4 Inkl. geringer Kapazitäten bei RWE Supply & Trading

Stromerzeugungskapazität auf Basis erneuerbarer Energien[1]	Offshore Wind	Onshore Wind	Solar	Wasser	Biomasse	Gesamt	
Stand: 31.12.2020, in MW						2020	2019
Deutschland	598	666	3	432	–	1.698	1.706
Großbritannien	1.272	707	–	82	55	2.117	2.115
Niederlande	–	268	–	11	737	1.016	855
Polen	–	385	1	–	–	386	386
Spanien	–	447	45	12	–	504	459
Italien	–	475	–	–	–	475	475
Schweden	48	116	–	–	–	164	164
USA	–	3.543	125	–	–	3.668	2.949
Andere Länder	–	10	47	65	–	122	71
RWE-Konzern	**1.918**	**6.616**	**220**	**602**	**792**	**10.148**	**9.180**

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

Deutlicher Rückgang der CO_2-Emissionen. Im vergangenen Jahr emittierten unsere Kraftwerke 68,9 Mio. Tonnen Kohlendioxid. Das sind 19,2 Mio. Tonnen bzw. 22 % weniger als 2019. Ausschlaggebend dafür war, dass wir wesentlich weniger Braunkohle und Steinkohle verstromt haben. Verringert haben sich nicht nur die absoluten, sondern auch die spezifischen Emissionen, d. h. der CO_2-Ausstoß je erzeugte Megawattstunde Strom. Dieser ist von 0,58 auf 0,47 Tonnen gesunken.

Für nahezu unseren gesamten CO_2-Ausstoß benötigen wir Emissionsrechte. In der Regel kaufen wir die Zertifikate am Terminmarkt ein. Nur in Ausnahmefällen teilen die westeuropäischen Staaten Energieversorgern Emissionsrechte kostenfrei zu. Im Berichtsjahr konnten wir nur 1,1 Mio. Tonnen CO_2 durch solche staatlichen Zuteilungen abdecken.

CO_2-Ausstoß in Mio. Tonnen	2020	2019	+/–
Wasser / Biomasse / Gas	21,2	26,3	– 5,1
Davon:			
Deutschland[1]	3,5	3,3	0,2
Großbritannien	9,1	12,9	– 3,8
Niederlande	7,0	9,1	– 2,1
Türkei	1,6	1,0	0,6
Kohle / Kernenergie	47,7	61,8	– 14,1
RWE-Konzern	**68,9**	**88,1**	**– 19,2**

1 Inkl. CO_2-Ausstoß von Kraftwerken, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über die wir aber aufgrund langfristiger Nutzungsverträge verfügen können; 2020 emittierten diese Anlagen 1,1 Mio. Tonnen (Vorjahr: 1,3 Mio. Tonnen).

51,4 Mio. Tonnen Braunkohle gefördert. Unsere Erzeugungsgesellschaften beziehen die benötigten Brennstoffe entweder direkt am Markt oder über RWE Supply & Trading. Braunkohle gewinnen wir in eigenen Tagebauen. In unserem Abbaugebiet westlich von Köln, dem Rheinischen Revier, haben wir im vergangenen Jahr 51,4 Mio. Tonnen gefördert. Das sind 13,4 Mio. Tonnen weniger als im Vorjahr – eine Folge der geringeren Auslastung unserer Kraftwerke. Mit 41,8 Mio. Tonnen haben wir den Großteil der gewonnenen Braunkohle für die Stromerzeugung eingesetzt. Die übrigen Mengen sind zur Herstellung von Veredlungsprodukten (z. B. Braunkohlestaub, Herdofenkoks und Briketts) und in geringem Umfang auch zur Erzeugung von Prozessdampf und Fernwärme verwendet worden.

Außenabsatz: Leichtes Plus bei Strom – Bilanzierungseffekt mindert Gasmengen. Im vergangenen Jahr haben wir 194.465 GWh Strom und 36.463 GWh Gas verkauft; 2019 waren es 191.973 bzw. 56.640 GWh gewesen. Die Geschäfte wurden größtenteils im Segment Energiehandel getätigt. Von unserem Hauptprodukt Strom konnten wir etwas mehr absetzen als im Vorjahr. Während die Liefermengen bei RWE Renewables deutlich gestiegen sind, hat RWE Supply & Trading wesentlich weniger Strom aus RWE-Kraftwerken extern vermarktet. Unser Gasabsatz verringerte sich um 36 %. Hauptgrund dafür ist, dass wir Gasverkäufe von RWE Supply & Trading in Tschechien seit 1. Juli 2019 als reine Handelstransaktionen erfassen und dementsprechend weder im Absatz noch im Umsatz berücksichtigen.

Außenumsatz in Mio. €	2020	2019	+/–
Offshore Wind	332	85	247
Onshore Wind / Solar	1.855	1.265	590
Wasser / Biomasse / Gas	1.056	1.200	–144
Energiehandel	9.597	9.554	43
Sonstige	9	6	3
Kerngeschäft	**12.849**	**12.110**	**739**
Kohle / Kernenergie	839	1.015	–176
RWE-Konzern (ohne Erdgas- / Stromsteuer)	**13.688**	**13.125**	**563**
Erdgas- / Stromsteuer	208	152	56
RWE-Konzern	**13.896**	**13.277**	**619**

Außenumsatz etwas höher als 2019. Unser Umsatz mit Kunden außerhalb des Konzerns belief sich 2020 auf 13.688 Mio. € (ohne Erdgas- und Stromsteuer). Das sind 4 % mehr als im Vorjahr. Unsere Stromerlöse stiegen um 14 % auf 11.701 Mio. €, und damit deutlich stärker als der Absatz. Hier kamen zwei Effekte zum Tragen: Zum einen konnten wir für die Stromproduktion unserer konventionellen Kraftwerke höhere Marktpreise erzielen als 2019. Zum anderen profitierten wir von der Verlagerung unserer Erzeugung auf regenerativ gewonnenen Strom, für den wir zumeist eine über dem Marktniveau liegende Vergütung erhalten. Unsere Gaserlöse sind dagegen um 54 % auf 534 Mio. € gesunken. Hauptgrund dafür war die erwähnte Umstellung der bilanziellen Erfassung von Umsätzen in Tschechien. Daneben machte sich das niedrigere Gaspreisniveau bemerkbar.

Außenumsatz nach Produkten[1] in Mio. €	2020	2019	+/–
Stromerlöse	**11.701**	**10.250**	**1.451**
Davon:			
Offshore Wind	332	85	247
Onshore Wind / Solar	1.676	943	733
Wasser / Biomasse / Gas	684	671	13
Energiehandel	8.775	8.259	516
Sonstige	1	1	–
Kerngeschäft	**11.468**	**9.959**	**1.509**
Kohle / Kernenergie	233	291	–58
Gaserlöse	**534**	**1.156**	**–622**
Davon:			
Wasser / Biomasse / Gas	5	22	–17
Energiehandel	529	1.134	–605
Kerngeschäft	**534**	**1.156**	**–622**
Sonstige Erlöse	**1.453**	**1.719**	**–266**
RWE-Konzern (ohne Erdgas- / Stromsteuer)	**13.688**	**13.125**	**563**

1 Teilweise angepasste Vorjahreswerte

Eine Kennzahl, die bei nachhaltigkeitsorientierten Investoren immer mehr Beachtung findet, ist der Anteil der Erlöse aus Kohlestrom und sonstigen Kohleprodukten am gesamten Umsatz des RWE-Konzerns. Im abgelaufenen Geschäftsjahr lag dieser Anteil bei 23 %.

Bereinigtes EBITDA in Mio. €	2020	2019	+/–
Offshore Wind	1.069	614	455
Onshore Wind / Solar	472	295	177
Wasser / Biomasse / Gas	621	672	–51
Energiehandel	539	731	–192
Sonstige, Konsolidierung	–25	–129	104
Kerngeschäft	**2.676**	**2.183**	**493**
Kohle / Kernenergie	559	306	253
RWE-Konzern	**3.235**	**2.489**	**746**

Bereinigtes EBITDA um 30 % gestiegen. Unser bereinigtes Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (bereinigtes EBITDA) belief sich auf 3.235 Mio. €. Damit haben wir unsere Prognose übererfüllt. Unser Ausblick vom März 2020, der im Geschäftsbericht 2019 auf Seite 94 f. veröffentlicht wurde, sah einen Korridor von 2.700 bis 3.000 Mio. € vor. Auch das bereinigte EBITDA des Kerngeschäfts, das wir auf 2.150 bis 2.450 Mio. € veranschlagt hatten, lag mit 2.676 Mio. € deutlich über den Erwartungen. Dazu trug vor allem der Energiehandel bei, der nach der außergewöhnlich guten Performance von 2019 erneut ein sehr hohes Ergebnis lieferte. Gegenüber dem Vorjahr hat sich das bereinigte EBITDA des RWE-Konzerns um 30 % erhöht. Hauptgrund dafür war, dass die im September 2019 von E.ON auf RWE übergegangenen Geschäftsaktivitäten erstmals mit vollen zwölf Monaten im Konzernabschluss berücksichtigt wurden. Auch die verbesserte Auslastung unserer Windkraftanlagen trug zum Ergebnisanstieg bei.

In den Segmenten zeigte sich folgende Entwicklung:

- Offshore Wind: Das bereinigte EBITDA lag hier bei 1.069 Mio. €. Prognostiziert hatten wir 900 bis 1.100 Mio. €. Gegenüber 2019 erzielten wir ein Plus von 74 %. Das ergibt sich aus der erstmals ganzjährigen Einbeziehung des Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON. Positiv wirkten sich auch die verbesserten Windverhältnisse aus. Sie trugen dazu bei, dass wir das Geschäftsjahr im oberen Bereich des Prognosekorridors abschließen konnten.

- Onshore Wind / Solar: Das bereinigte EBITDA dieses Segments betrug 472 Mio. €. Die erwartete Bandbreite von 500 bis 600 Mio. € wurde damit unterschritten. Hier schlugen coronabedingte Verzögerungen bei der Inbetriebnahme neuer Windparks zu Buche. Die Anlagen konnten daher 2020 noch nicht im erwarteten Umfang zum Ergebnis beitragen. Auch der negative Einfluss der Corona-Krise auf die Strommarktpreise führte zu ungeplanten Ertragseinbußen. Davon betroffen waren Windparks, deren Strom wir nicht oder nur teilweise zu fixen Konditionen absetzen können und die deshalb ein Marktrisiko tragen. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich das bereinigte EBITDA um 60 % verbessert, vor allem wegen der erstmals ganzjährigen Einbeziehung des Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON. Daneben profitierten wir von der Inbetriebnahme neuer Erzeugungskapazitäten.

- Wasser / Biomasse / Gas: In diesem Segment erreichten wir ein bereinigtes EBITDA von 621 Mio. €. Prognostiziert hatten wir einen Wert von 550 bis 650 Mio. €. Gegenüber 2019 verringerte sich das Ergebnis um 8 %. Eine Ursache dafür waren niedrigere Erträge aus der Teilnahme am britischen Kapazitätsmarkt. Dieser war aufgrund einer höchstrichterlichen Entscheidung im November 2018 für etwa ein Jahr ausgesetzt worden. Durch die Wiederaufnahme der Kapazitätsvergütungen enthielt das Ergebnis von 2019 auch Prämiennachzahlungen für 2018. In den Niederlanden verschlechterte sich die wirtschaftliche Lage des Kraftwerks Eemshaven, während das nach mehrjährigem Stillstand reaktivierte Gaskraftwerk Claus C wieder stärker zum Ergebnis beitrug. Unsere Erträge aus der kommerziellen Optimierung des Kraftwerkseinsatzes waren zwar niedriger als 2019, aber höher als geplant. Vor allem deshalb lag das bereinigte EBITDA des Segments im oberen Bereich des Prognosekorridors.

- Energiehandel: Unsere Performance im Handelsgeschäft war wesentlich besser als erwartet. Dementsprechend lag das bereinigte EBITDA des Segments mit 539 Mio. € deutlich oberhalb des prognostizierten Korridors von 150 bis 350 Mio. €. Dennoch konnten wir nicht an das Ergebnis des Vorjahres anknüpfen (731 Mio. €), das von einer außergewöhnlich starken Handelsperformance geprägt war. Unser Gasgeschäft verlief ebenfalls sehr zufriedenstellend, aber nicht ganz so gut wie 2019.

- Kohle / Kernenergie: Das bereinigte EBITDA lag hier bei 559 Mio. € und damit innerhalb der erwarteten Bandbreite von 500 bis 600 Mio. €. Gegenüber dem Vorjahr hat es sich um 83 % erhöht. Ausschlaggebend dafür war, dass wir für den Strom unserer Braunkohle- und Kernkraftwerke einen höheren Großhandelspreis erzielten als 2019. Die Erzeugung dieser Anlagen hatten wir bereits in Vorjahren nahezu vollständig auf Termin verkauft. Ein weiterer positiver Effekt ergab sich dadurch, dass wir im September 2019 die Minderheitsanteile von E.ON an den Kernkraftwerken Gundremmingen und Emsland übernommen hatten.

Bereinigtes EBIT in Mio. €	2020	2019	+/–
Offshore Wind	697	377	320
Onshore Wind / Solar	86	59	27
Wasser / Biomasse / Gas	283	342	–59
Energiehandel	496	691	–195
Sonstige, Konsolidierung	–25	–128	103
Kerngeschäft	**1.537**	**1.341**	**196**
Kohle / Kernenergie	234	–74	308
RWE-Konzern	**1.771**	**1.267**	**504**

Bereinigtes EBIT 40 % über Vorjahr. Das bereinigte EBIT des RWE-Konzerns hat sich um 40 % auf 1.771 Mio. € erhöht und lag damit deutlich über dem prognostizierten Korridor von 1.200 bis 1.500 Mio. €. Dabei kamen die gleichen Effekte zum Tragen wie beim bereinigten EBITDA. Die beiden Kennzahlen unterscheiden sich dadurch, dass im bereinigten EBIT die betrieblichen Abschreibungen mitberücksichtigt sind. Diese beliefen sich 2020 auf 1.464 Mio. €, gegenüber 1.222 Mio. € im Vorjahr.

Überleitung zum Nettoergebnis in Mio. €	2020	2019	+/–
Bereinigtes EBITDA	**3.235**	**2.489**	**746**
Betriebliche Abschreibungen	–1.464	–1.222	–242
Bereinigtes EBIT	**1.771**	**1.267**	**504**
Neutrales Ergebnis	–121	–1.081	960
Finanzergebnis	–454	–938	484
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	**1.196**	**–752**	**1.948**
Ertragsteuern	–363	92	–455
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten	**833**	**–660**	**1.493**
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten	221	9.816	–9.595
Ergebnis	**1.054**	**9.156**	**–8.102**
Davon:			
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	59	643	–584
Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	–	15	–15
Nettoergebnis / Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	**995**	**8.498**	**–7.503**

Überleitung zum Nettoergebnis: Sondereffekte überlagern operative Entwicklung.
Die Überleitung vom bereinigten EBIT zum Nettoergebnis war 2020 in erheblichem Maß von Einmaleffekten geprägt. Hohe Erträge aus der Bewertung von Derivaten standen ähnlich hohen außerplanmäßigen Abschreibungen auf Kohlekraftwerke und Tagebaue gegenüber. Im Vergleich zum Vorjahr machte sich vor allem der Wegfall eines positiven Sondereffekts aus dem Tauschgeschäft mit E.ON bemerkbar: Durch den Verkauf des Netz- und Vertriebsgeschäfts von innogy sowie der Beteiligung am tschechischen Gasnetzbetreiber innogy Grid Holding (IGH) war 2019 ein Entkonsolidierungserfolg von 8,3 Mrd. € entstanden. 2020 gab es keinen vergleichbaren Effekt. Dementsprechend blieb das Nettoergebnis weit hinter dem hohen Vorjahresniveau zurück.

Neutrales Ergebnis in Mio. €	2020	2019	+/–
Veräußerungsergebnis	13	48	–35
Ergebniseffekte aus der Bewertung von Derivaten und Vorräten	1.886	81	1.805
Sonstige	–2.020	–1.210	–810
Neutrales Ergebnis	**–121**	**–1.081**	**960**

Das neutrale Ergebnis, in dem wir bestimmte nicht operative oder aperiodische Effekte erfassen, hat sich im zurückliegenden Geschäftsjahr um 960 Mio. € auf – 121 Mio. € verbessert. Seine Einzelpositionen stellen sich wie folgt dar:

- Das Ergebnis aus der Veräußerung von Beteiligungen und Vermögenswerten fiel mit 13 Mio. € nicht ins Gewicht (Vorjahr: 48 Mio. €). Es stammte im Wesentlichen aus dem Verkauf des US-amerikanischen Holzpelletproduzenten Georgia Biomass (siehe Seite 45).

- Die Ergebniseffekte aus der Bewertung von Derivaten und Vorräten erreichten mit 1.886 Mio. € ein ungewöhnlich hohes Niveau, nachdem sie im Vorjahr noch bei 81 Mio. € gelegen hatten. Solche Effekte sind aber nur temporär. Sie entstehen u. a. dadurch, dass Finanzinstrumente zur Absicherung von Preisrisiken gemäß IFRS mit ihren Marktwerten am jeweiligen Stichtag zu bilanzieren sind, während die abgesicherten Grundgeschäfte erst bei ihrer Realisierung erfolgswirksam erfasst werden dürfen.

- Unter „Sonstige" weisen wir einen Verlust von 2.020 Mio. € aus (Vorjahr: 1.210 Mio. €). Ausschlaggebend dafür sind Wertberichtigungen auf Kraftwerke und Tagebaue in Höhe von 1,8 Mrd. €, die auf den deutschen Kohleausstieg und verschlechterte Marktperspektiven zurückzuführen sind. Unsere deutschen Steinkohlekraftwerke Ibbenbüren B und Westfalen E, die bei der Stilllegungsauktion der Bundesnetzagentur den Zuschlag erhielten, haben wir komplett abgeschrieben. Der bei der Auktion gesicherte Kompensationsanspruch in Höhe von 216 Mio. € wurde ebenfalls ergebniswirksam erfasst. Die Wertberichtigungen betrafen auch unser Braunkohlegeschäft und unseren niederländischen Kraftwerkspark.

Finanzergebnis in Mio. €	2020	2019	+/–
Zinserträge	283	185	98
Davon: E.ON-Dividende	182	–	182
Zinsaufwendungen	–296	–258	–38
Zinsergebnis	**–13**	**–73**	**60**
Zinsanteile an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen	–255	–881	626
Davon: Zinsanteile an Zuführungen zu Bergbaurückstellungen	–186	–581	395
Übriges Finanzergebnis	–186	16	–202
Finanzergebnis	**–454**	**–938**	**484**

Unser Finanzergebnis lag bei – 454 Mio. € und damit 484 Mio. € über dem Vorjahreswert. Im Einzelnen ergaben sich folgende Veränderungen:

- Das Zinsergebnis verbesserte sich um 60 Mio. € auf – 13 Mio. €. Hintergrund ist, dass wir für unsere 2019 erworbene Beteiligung an E.ON, die aktuell bei 15 % liegt, erstmals eine Dividende vereinnahmt haben. Allerdings mussten wir auch größere Zinsbelastungen tragen. Das ist u. a. auf die erstmals ganzjährige Berücksichtigung des Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON zurückzuführen; dadurch weisen wir höhere Aufwendungen für die Finanzierung von Onshore-Windparks in den USA aus. Außerdem stiegen die Kosten der Währungssicherung für Geschäftsaktivitäten außerhalb des Euroraums.

- Die Zinsanteile an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen minderten das Ergebnis um 255 Mio. €. Im Vorjahr (881 Mio. €) waren die Belastungen wesentlich höher gewesen: 2019 hatten wir den Realabzinsungssatz zur Berechnung der Bergbaurückstellungen deutlich gesenkt und den damit verbundenen Anstieg der Verpflichtungsbarwerte zum Teil als Aufwand in den Zinsanteilen berücksichtigt.

- Das „Übrige Finanzergebnis" verringerte sich um 202 Mio. € auf – 186 Mio. €. Durch die coronabedingten Finanzmarkt-Turbulenzen im Frühjahr 2020 haben wir Verluste aus Wertpapieranlagen realisiert, nachdem wir 2019 noch Gewinne erzielt hatten. Daneben führten ungünstige Entwicklungen von Zinsen und Wechselkursen zu Ergebnisbelastungen aus Finanzgeschäften.

Für unsere fortgeführten Aktivitäten weisen wir ein Ergebnis vor Steuern von 1.196 Mio. € aus (Vorjahr: – 752 Mio. €). Die Ertragsteuern beliefen sich auf 363 Mio. €, was einer Steuerquote von 30 % entspricht. Angesichts der steuerlichen Gewinnsituation von RWE ist das ein relativ hoher Wert. Abschreibungen auf aktive latente Steuern gaben dafür den Ausschlag. Gegenläufigen Einfluss auf die Steuerquote hatte, dass wir unsere steuerliche Risikovorsorge reduzieren konnten. Nach Steuern erzielten wir mit unseren fortgeführten Aktivitäten ein Ergebnis von 833 Mio. € (Vorjahr: – 660 Mio. €).

Das Ergebnis der nicht fortgeführten Aktivitäten betrug 221 Mio. €. Es stammte aus der Beteiligung am slowakischen Energieversorger VSE, die wir 2019 von innogy übernommen und im August 2020 an E.ON weitergegeben haben (siehe Seite 42). Der Entkonsolidierungserfolg von 154 Mio. € ist im Ergebnis miterfasst. Im Vorjahr waren unter dieser Position noch die gesamten nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten berücksichtigt. Von VSE abgesehen, hatten wir sie im September 2019 veräußert. Durch den dabei erzielten Entkonsolidierungserfolg (8.258 Mio. €) war das Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten außergewöhnlich hoch ausgefallen (9.816 Mio. €).

Die Ergebnisanteile anderer Gesellschafter verringerten sich um 584 Mio. € auf 59 Mio. €. Hintergrund ist die Veräußerung unserer innogy-Beteiligung (76,8 %) im September 2019. Seither fallen keine Ergebnisse mehr an, die Minderheitsgesellschaftern des innogy-Konzerns zuzuordnen wären.

Die Ergebnisanteile von Hybridkapitalgebern beliefen sich auf null (Vorjahr: 15 Mio. €). Unsere einzige Hybridanleihe, die gemäß IFRS als Eigenkapital zu klassifizieren war, wurde im März 2019 abgelöst. Das verbliebene Hybridkapital von RWE wird den Schulden zugerechnet; seine Verzinsung erfassen wir im Finanzergebnis.

Das Nettoergebnis des RWE-Konzerns betrug 995 Mio. € (Vorjahr: 8.498 Mio. €). Daraus leitet sich ein Ergebnis je Aktie von 1,56 € ab (Vorjahr: 13,82 €). Im Berichtsjahr standen durchschnittlich 637,3 Mio. RWE-Aktien aus. Wegen der Kapitalerhöhung vom August 2020 lag die Zahl über dem Vergleichswert für 2019 (614,7 Mio. €).

Überleitung zum bereinigten Nettoergebnis in Mio. €	Ursprüngliche Werte	Bereinigung	Bereinigte Werte
Bereinigtes EBIT	**1.771**	**–**	**1.771**
Neutrales Ergebnis	–121	121	–
Finanzergebnis	–454	139	–315
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	**1.196**	**260**	**1.456**
Ertragsteuern	–363	145	–218
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten	**833**	**405**	**1.238**
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten	221	–221	–
Ergebnis	**1.054**	**184**	**1.238**
Davon:			
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	59	–34	25
Nettoergebnis / Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	**995**	**218**	**1.213**

Bereinigtes Nettoergebnis höher als erwartet. Das bereinigte Nettoergebnis belief sich auf 1.213 Mio. €. Wegen der unerwartet guten operativen Ertragslage lag es oberhalb der prognostizierten Bandbreite von 850 bis 1.150 Mio. €. Wir ermitteln das bereinigte Nettoergebnis, indem wir das IFRS-Nettoergebnis um das neutrale Ergebnis, um das Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten sowie um wesentliche Sondereinflüsse im Finanzergebnis und bei den Ergebnisanteilen anderer Gesellschafter korrigieren. Anstelle der tatsächlichen Steuerquote verwenden wir einen Wert von 15 %, der sich an der erwarteten mittleren Steuerbelastung der kommenden Jahre orientiert. Für 2019 hatten wir kein bereinigtes Nettoergebnis ausgewiesen, da es wegen der erheblichen Einmaleffekte aus dem Tauschgeschäft mit E.ON nur begrenzt aussagefähig gewesen wäre.

Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte[1] in Mio. €	2020	2019	+/–
Offshore Wind	756	492	264
Onshore Wind / Solar	1.154	752	402
Wasser / Biomasse / Gas	153	212	–59
Energiehandel	43	29	14
Sonstige, Konsolidierung	–	–3	3
Kerngeschäft	**2.106**	**1.482**	**624**
Kohle / Kernenergie	183	281	–98
RWE-Konzern[2]	**2.285**	**1.767**	**518**

1 In der Tabelle sind ausschließlich zahlungswirksame Investitionen erfasst. Die Vorjahreswerte wurden entsprechend angepasst.
2 Inkl. Konsolidierungseffekte von – 4 Mio. € (2020) und 4 Mio. € (2019) zwischen dem Kerngeschäft und dem Segment Kohle / Kernenergie

Investitionen in Finanzanlagen[1] in Mio. €	2020	2019	+/–
Offshore Wind	520	–	520
Onshore Wind / Solar	408	46	362
Wasser / Biomasse / Gas	115	2	113
Energiehandel	18	68	–50
Sonstige, Konsolidierung	11	–112	123
Kerngeschäft	**1.072**	**4**	**1.068**
Kohle / Kernenergie	1	–	1
RWE-Konzern	**1.073**	**4**	**1.069**

1 In der Tabelle sind ausschließlich zahlungswirksame Investitionen erfasst. Die Vorjahreswerte wurden entsprechend angepasst.

Investitionen wesentlich höher als 2019. Im Geschäftsjahr 2020 haben wir 3.358 Mio. € investiert und damit 90 % mehr als im Vorjahr (1.771 Mio. €). Anders als in der Vergangenheit stellen wir in unserer Finanzberichterstattung nur noch auf die zahlungswirksamen Investitionen ab. Rund 85 % der Mittel wurden in den Segmenten Offshore Wind und Onshore Wind / Solar eingesetzt.

Unsere Ausgaben für Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte haben sich gegenüber 2019 um 29 % auf 2.285 Mio. € erhöht. Maßgeblich dazu beigetragen hat die erstmals ganzjährige Einbeziehung der Investitionen im Erneuerbare-Energien-Geschäft, das wir von E.ON erhalten haben. Im vergangenen Jahr floss ein Großteil der Mittel in den Bau der Nordsee-Windparks Triton Knoll und Kaskasi sowie einiger großer Onshore-Windparks in den USA. Unsere Finanzanlageinvestitionen, die 2019 noch unwesentlich gewesen waren, beliefen sich im Berichtsjahr auf 1.073 Mio. €. Größere Zahlungen leisteten wir für den Erwerb des 20 %-Anteils am britischen Offshore-Windpark Rampion, die Übernahme des europäischen Entwicklungsgeschäfts von Nordex und den Kauf des 382-MW-Gaskraftwerks King's Lynn in Ostengland. Über diese Transaktionen informieren wir ausführlich auf Seite 42 ff.

Mitarbeiter[1]	31.12.2020	31.12.2019	+/–
Offshore Wind	1.119	1.016	103
Onshore Wind / Solar	2.402	2.462	– 60
Wasser / Biomasse / Gas	2.667	2.893	– 226
Energiehandel	1.790	1.633	157
Sonstige[2]	425	314	111
Kerngeschäft	**8.403**	**8.318**	**85**
Kohle / Kernenergie	11.095	11.474	– 379
RWE-Konzern	**19.498**	**19.792**	**– 294**

1 Umgerechnet in Vollzeitstellen
2 Die Position umfasst ausschließlich die Beschäftigten der Holdinggesellschaft RWE AG.

Personalbestand geringfügig unter Vorjahr. Zum 31. Dezember 2020 gab es im RWE-Konzern 19.498 Beschäftigte, davon 14.701 an deutschen und 4.797 an ausländischen Standorten. Bei der Ermittlung dieser Zahlen wurden Teilzeitstellen anteilig berücksichtigt. Gegenüber Ende 2019 hat sich der Personalbestand leicht verringert (– 294). Den größten Rückgang verzeichneten wir im Segment Kohle / Kernenergie: Dort haben 379 Beschäftigte den Konzern verlassen, u. a. im Rahmen von Altersteilzeitprogrammen. In unserem Kerngeschäft verzeichneten wir ein Plus von 85 Stellen. Wesentlich dazu beigetragen haben der Bau des britischen Nordsee-Windparks Triton Knoll und die Übernahme des europäischen Entwicklungsgeschäfts von Nordex. Außerdem benötigen wir mehr Personal für die Weiterentwicklung der IT-Infrastruktur des Konzerns. Dies führte vor allem im Segment Energiehandel zu Neueinstellungen. Gegenläufig wirkte, dass sich unsere Tochter Belectric, die auf den Bau und die Entwicklung von Solarkraftwerken und Energiespeichern spezialisiert ist, von Teilen ihres Geschäfts getrennt hat. In den Mitarbeiterzahlen nicht erfasst sind unsere Auszubildenden. Ende 2020 erlernten bei uns 750 junge Menschen einen Beruf; ein Jahr zuvor waren es 701 gewesen.

2.6 Finanz- und Vermögenslage

Unsere Finanz- und Vermögenslage hat sich im abgelaufenen Geschäftsjahr weiter verbessert. Stark gestiegene Einnahmen aus dem operativen Geschäft und die Kapitalerhöhung im August 2020 haben maßgeblich dazu beigetragen. Trotz massiver Investitionen in die erneuerbaren Energien sind unsere Nettoschulden auf 4,4 Mrd. € zurückgegangen. Zum Jahresende waren sie nur 1,7-mal so hoch wie das bereinigte EBITDA des Kerngeschäfts. Unsere selbst gesetzte Obergrenze von 3,0 haben wir damit deutlich unterschritten. Positiv entwickelte sich auch die Eigenkapitalquote: Sie stieg um 1,8 Prozentpunkte auf 29,1 %.

Verantwortlichkeit für die Mittelbeschaffung. Die Verantwortung für die Konzernfinanzierung ist bei der RWE AG gebündelt. Als Konzernmutter obliegt es ihr, Mittel bei Banken oder an den Finanzmärkten zu beschaffen. Tochtergesellschaften nehmen nur in Einzelfällen Fremdkapital direkt auf, etwa dann, wenn die Nutzung lokaler Kredit- und Kapitalmärkte wirtschaftlich vorteilhaft ist. Die RWE AG wird außerdem koordinierend tätig, wenn Konzerngesellschaften Haftungsverhältnisse eingehen. Unsere Finanzrisiken können wir so zentral steuern und überwachen; außerdem stärken wir unsere Verhandlungsposition gegenüber Kreditinstituten, Geschäftspartnern, Lieferanten und Kunden.

Instrumente für die Aufnahme von Fremdkapital. Wir decken unseren Finanzbedarf zum großen Teil durch Einnahmen aus dem operativen Geschäft. Darüber hinaus verfügen wir über eine breite Palette von Instrumenten für die Beschaffung von Fremdmitteln:

- Unser Debt-Issuance-Programm (DIP) bietet uns Spielraum für die langfristige Fremdfinanzierung am Kapitalmarkt. Mit unserem aktuellen DIP können wir Anleihen mit einem Nominalwert von bis zu 10 Mrd. € begeben. Seit 2015 hat die RWE AG allerdings keine solchen Emissionen mehr getätigt.
- Für die kurzfristige Refinanzierung steht uns ein Commercial-Paper-Programm zur Verfügung, das im vergangenen Jahr aktualisiert wurde. Es erlaubt uns, Mittel im Gegenwert von 5 Mrd. € (vor Aktualisierung: 5 Mrd. US$) am Geldmarkt zu beschaffen. Im Laufe des vergangenen Geschäftsjahres haben wir diesen Rahmen nur in moderatem Umfang ausgeschöpft: Zeitweise standen Commercial Paper mit einem Gesamtwert von bis zu 1,2 Mrd. € aus.
- Darüber hinaus können wir auf eine syndizierte Kreditlinie über 5 Mrd. € zurückgreifen, die der Liquiditätssicherung dient. Sie wird uns von einem Konsortium aus 27 internationalen Banken gewährt. Die Kreditlinie besteht aus zwei Tranchen: eine über 3 Mrd. €, die bis April 2025 läuft, und eine über 2 Mrd. €, die uns bis April 2021 gewährt wird. Beide Tranchen können um jeweils ein Jahr verlängert werden. Bei der ersten müssen wir die Zustimmung der Banken einholen, bei der zweiten nicht. Bisher hat RWE die syndizierte Kreditlinie nicht in Anspruch genommen.

Anleihevolumen auf 0,6 Mrd. € gesunken. Ende 2020 standen RWE-Anleihen mit einem Nominalwert von 0,6 Mrd. € aus. Dabei handelte es sich im Wesentlichen um zwei Hybridanleihen: eine über 282 Mio. € mit einem Kupon von 3,5 % und eine über 317 Mio. US$ mit einem Kupon von 6,625 %. Wegen vorzeitiger Rückkäufe im Oktober 2017 liegen die ausstehenden Beträge unter den Emissionsvolumina von 550 Mio. € bzw. 500 Mio. US$. Die Anleihen können frühestens im April 2025 bzw. März 2026 gekündigt werden. Eine dritte Hybridanleihe mit einem Volumen von 539 Mio. € und einem Kupon von 2,75 % haben wir im Oktober 2020 zum frühestmöglichen Zeitpunkt abgelöst, ohne sie durch neues Hybridkapital zu ersetzen. Ihr Nominalvolumen hatte ursprünglich bei 700 Mio. € gelegen und war im Zuge der Anleiherückkäufe von 2017 um 161 Mio. € reduziert worden.

Fremdkapitalkostensatz auf 2,3 % gestiegen. Der Kostensatz für die Fremdfinanzierung von RWE lag 2020 bei 2,3 %. Ermittelt wurde er für den jahresdurchschnittlichen Bestand unserer Verbindlichkeiten aus Anleihen, Commercial Paper und Bankkrediten. Gegenüber dem Vorjahr (1,4 %) hat sich der Kostensatz erhöht. Hintergrund ist, dass wir uns in geringerem Maße über Commercial Paper refinanziert haben. Diese Schuldverschreibungen sind wegen ihrer kurzen Laufzeiten vergleichsweise zinsgünstig. Im Berichtsjahr war unser Fremdfinanzierungsbedarf insgesamt niedriger als 2019, u. a. wegen der Kapitalerhöhung vom August, durch die uns 2,0 Mrd. € zuflossen (siehe Seite 42).

Solides Kreditrating der Kategorie „Investment Grade". Die Höhe unserer Fremdfinanzierungskosten hängt auch davon ab, wie unabhängige Ratingagenturen unsere Bonität beurteilen. Moody's und Fitch nehmen solche Einschätzungen in unserem Auftrag vor. Beide Häuser bescheinigen uns eine Bonität der Kategorie Investment Grade. Moody's benotet unsere langfristige Kreditwürdigkeit mit „Baa3". Im März 2020 hat die Agentur ihr Rating nach eingehender Prüfung bekräftigt und sogar eine Heraufstufung in Aussicht gestellt, indem sie den Ratingausblick von „stabil" auf „positiv" anpasste. Sie begründete diesen Schritt u. a. mit dem verbesserten Risikoprofil von RWE infolge der Transformation zu einem führenden Erneuerbare-Energien-Unternehmen. Unser Rating durch Fitch ist mit „BBB" sogar eine Stufe höher als bei Moody's – mit stabilem Ausblick.

Kreditrating der RWE AG (Stand: 31.12.2020)	Moody's	Fitch
Langfristige Finanzschulden		
Senior-Anleihen	Baa3	BBB
Nachrangige Anleihen (Hybridanleihen)	Ba2	BB+
Kurzfristige Finanzschulden	P-3	F2
Ausblick	positiv	stabil

Kapitalflussrechnung[1] in Mio. €	2020	2019	+/–
Funds from Operations	4.138	1.809	2.329
Veränderung des Nettoumlaufvermögens	–13	–2.786	2.773
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	**4.125**	**–977**	**5.102**
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	**–4.278**	**474**	**–4.752**
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	**1.769**	**189**	**1.580**
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	–34	13	–47
Veränderung der flüssigen Mittel	**1.582**	**–301**	**1.883**
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	4.125	–977	5.102
Abzüglich Investitionen	–3.358	–1.771	–1.587
Zuzüglich Desinvestitionen / Anlagenabgänge	365	695	–330
Free Cash Flow	**1.132**	**–2.053**	**3.185**

1 Sämtliche Positionen beziehen sich ausschließlich auf die fortgeführten Aktivitäten.

Stark verbesserter operativer Cash Flow von 4,1 Mrd. €. Mit der laufenden Geschäftstätigkeit unserer fortgeführten Aktivitäten erzielten wir einen Cash Flow von 4.125 Mio. €, gegenüber – 977 Mio. € im Vorjahr. Die deutliche Verbesserung ist u. a. auf die positive Entwicklung beim operativen Ergebnis zurückzuführen. Hinzu kamen Effekte, die sich in der Veränderung des Nettoumlaufvermögens widerspiegelten. Beispielsweise hatte es im Vorjahr erhebliche Liquiditätsabflüsse durch Commodity-Termingeschäfte gegeben; 2020 verzeichneten wir dagegen hohe Einnahmen aus solchen Transaktionen.

Durch die Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten sind 4.278 Mio. € abgeflossen. Maßgeblich dafür war unser Mitteleinsatz für Sach- und Finanzanlagen in Höhe von 3.358 Mio. €, dem Desinvestitionserlöse von 365 Mio. € gegenüberstanden. Außerdem haben wir in erheblichem Umfang Wertpapierkäufe getätigt, insbesondere um Erlöse aus der Kapitalerhöhung vorübergehend anzulegen. Im Vorjahr hatten wir dagegen noch hohe Einnahmen aus Wertpapierverkäufen erzielt. Dies war einer der Gründe dafür gewesen, dass uns 2019 per saldo 474 Mio. € aus der Investitionstätigkeit zuflossen.

Unser Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten lag 2020 bei 1.769 Mio. € und damit erheblich über dem Vorjahreswert (189 Mio. €). Hier schlug die Kapitalerhöhung zu Buche, durch die wir 1.990 Mio. € vereinnahmten. Im Berichtsjahr haben wir zudem etwas mehr Finanzschulden aufgenommen als getilgt, was zu einem Nettozufluss von 61 Mio. € führte. Gegenläufig wirkten unsere Ausschüttungen an RWE-Aktionäre (492 Mio. €) und an Minderheitsgesellschafter (30 Mio. €).

Aufgrund der dargestellten Zahlungsströme aus der Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit ist unser Liquiditätsbestand um 1.582 Mio. € gestiegen.

Zieht man vom Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit die Investitionsausgaben ab und addiert die Einnahmen aus Desinvestitionen und Anlagenabgängen, ergibt sich der Free Cash Flow. Dieser lag mit 1.132 Mio. € deutlich über dem negativen Vorjahreswert (– 2.053 Mio. €). Hauptursache dafür sind die stark erhöhten Mittelzuflüsse aus dem operativen Geschäft.

Nettoschulden[1] in Mio. €	31.12.2020	31.12.2019	+/–
Flüssige Mittel	4.774	3.192	1.582
Wertpapiere	4.517	3.523	994
Sonstiges Finanzvermögen	2.507	2.383	124
Finanzvermögen	**11.798**	**9.098**	**2.700**
Anleihen, Schuldscheindarlehen, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, Commercial Paper	2.160	2.466	– 306
Währungskurssicherung von Anleihen	31	7	24
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	3.038	3.147	– 109
Finanzverbindlichkeiten	**5.229**	**5.620**	**– 391**
Abzüglich 50 % des als Fremdkapital ausgewiesenen Hybridkapitals	– 278	– 562	284
Nettofinanzvermögen (inkl. Korrektur beim Hybridkapital)	**6.847**	**4.040**	**2.807**
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	3.864	3.446	418
Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	– 172	– 153	– 19
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	6.451	6.723	– 272
Rückstellungen für den Rückbau von Windparks	1.136	951	185
Nettoschulden fortgeführter Aktivitäten	**4.432**	**6.927**	**– 2.495**
Nettoschulden nicht fortgeführter Aktivitäten	**–**	**232**	**– 232**
Nettoschulden	**4.432**	**7.159**	**– 2.727**

1 Neue Definition der Nettoschulden (siehe Erläuterung auf der folgenden Seite); darüber hinaus geänderte Vorjahreswerte aufgrund nachträglicher Anpassungen bei der Erstkonsolidierung des 2019 übernommenen Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON

Nettoschulden auf 4,4 Mrd. € gesunken. Unsere Nettoschulden beliefen sich zum 31. Dezember 2020 auf 4.432 Mio. €. Sie entfallen in ihrer gesamten Höhe auf unsere fortgeführten Aktivitäten. Die als nicht fortgeführte Aktivität ausgewiesene VSE-Beteiligung haben wir im August 2020 veräußert (siehe Seite 42). Seit 2020 grenzen wir die Nettoschulden neu ab. Unsere Bergbaurückstellungen, die hauptsächlich die Verpflichtungen zur Rekultivierung von Tagebauflächen abbilden, sind darin nicht mehr erfasst. Ebenso bleiben Aktiva unberücksichtigt, mit denen wir die Bergbaurückstellungen decken, z. B. unser Anspruch auf staatliche Entschädigung für den deutschen Braunkohleausstieg in Höhe von 2,6 Mrd. €. Um Vergleichbarkeit zu gewährleisten, stellen wir auch die Verschuldung des Vorjahres nach der neuen Definition dar.

Gegenüber dem Stand zum 31. Dezember 2019 haben sich unsere Nettoschulden um 2.727 Mio. € verringert. Hauptgründe dafür waren die Kapitalerhöhung im August, der positive Free Cash Flow und die Entkonsolidierung der Nettoschulden von VSE. Gegenläufige Effekte ergaben sich aus den Gewinnausschüttungen. Außerdem verzeichneten wir einen leichten Anstieg der Pensionsrückstellungen, weil sich die Diskontierungszinssätze, mit denen wir den Gegenwartswert der Pensionsverpflichtungen ermitteln, marktbedingt verringert haben. Wertzuwächse beim Planvermögen, das wir zur Deckung der Verpflichtungen halten, konnten das nicht ausgleichen. Schuldenerhöhend wirkte auch, dass wir die Hybridanleihe über 539 Mio. € getilgt haben. Hintergrund ist, dass wir Hybridkapital bei der Ermittlung der Nettoschulden zur Hälfte als Eigenkapital einstufen.

Leverage Factor deutlich unter der Obergrenze von 3,0. Eine wichtige Steuerungsgröße ist für uns das Verhältnis der Nettoschulden zum bereinigten EBITDA des Kerngeschäfts (Leverage Factor). Diese Kennzahl ist aussagekräftiger als die absolute Höhe der Verbindlichkeiten, da sie auch auf die Ertragskraft abstellt – und damit auf unsere Fähigkeit, die Schulden zu bedienen. Um unsere finanzielle Flexibilität zu sichern, haben wir für den Leverage Factor eine Obergrenze von 3,0 festgelegt. Im Berichtsjahr lagen wir mit 1,7 deutlich unter dieser Marke. Auch ohne die Mittel aus der Kapitalerhöhung wäre die Obergrenze eingehalten worden – der Leverage Factor hätte dann bei 2,4 gelegen.

Rückläufige außerbilanzielle Verpflichtungen aus dem Einkauf von Brennstoffen. 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 Kontrakten über den Bezug von Brennstoffen betrugen zum Bilanzstichtag 23,6 Mrd. €, gegenüber 27,1 Mrd. € zum Vorjahresende. Bei Strombezugsverträgen waren sie mit 7,1 Mrd. € gleich hoch wie 2019. Den Werten liegen Annahmen über die voraussichtliche Entwicklung der Commodity-Preise zugrunde. Weitere Informationen über unsere außerbilanziellen Verpflichtungen finden Sie auf Seite 181 f. im Anhang.

Konzernbilanz: Eigenkapitalquote auf 29,1 % gestiegen. Im Konzernabschluss 2020 weisen wir eine Bilanzsumme von 61,7 Mrd. € aus, gegenüber 64,0 Mrd. € im Vorjahr. Deutliche Rückgänge ergaben sich bei den „Forderungen und sonstigen Vermögenswerten“ (– 2,8 Mrd. €) und den „Übrigen Verbindlichkeiten“ (– 2,5 Mrd. €); beide Positionen waren von einer Verringerung der Derivatbestände geprägt. Gesunken sind auch die Sachanlagen (– 1,1 Mrd. €); eine zentrale Rolle spielten dabei Wertberichtigungen auf Kraftwerke und Tagebaue, über die wir auf Seite 55 berichten. Bei den flüssigen Mitteln (+ 1,6 Mrd. €) und beim Wertpapierbestand (+ 1,0 Mrd. €) verzeichneten wir dagegen ein Plus. Wesentlich dazu beigetragen hat unsere Kapitalerhöhung vom August 2020. Sie war auch ausschlaggebend dafür, dass das Eigenkapital um 0,5 Mrd. € auf 18,0 Mrd. € gestiegen ist. Der Anteil des Eigenkapitals an der Bilanzsumme (Eigenkapitalquote) belief sich auf 29,1 %. Das sind 1,8 Prozentpunkte mehr als 2019.

In der Konzernbilanz 2020 weisen wir die US-Windparks Stella, Cranell, Raymond East und Raymond West als „zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ und „zur Veräußerung bestimmte Schulden“ aus, da wir die Anlagen wegen der auf Seite 43 dargestellten Beteiligungsverkäufe entkonsolidieren werden. Im Abschluss des Vorjahres war unter den genannten Positionen noch die im August 2020 verkaufte Beteiligung am slowakischen Energieversorger VSE erfasst.

Konzernbilanzstruktur[1]	31.12.2020		31.12.2019	
	in Mio. €	in %	in Mio. €	in %
Aktiva				
Langfristiges Vermögen	34.461	55,9	35.768	55,9
Davon:				
Immaterielle Vermögenswerte	4.913	8,0	4.777	7,5
Sachanlagen	17.902	29,0	19.016	29,7
Kurzfristiges Vermögen	27.207	44,1	28.241	44,1
Davon:				
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	3.007	4,9	3.621	5,7
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	12.530	20,3	15.311	23,9
Wertpapiere	4.219	6,8	3.258	5,1
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	1.045	1,7	1.274	2,0
Gesamt	**61.668**	**100,0**	**64.009**	**100,0**

	31.12.2020		31.12.2019	
	in Mio. €	in %	in Mio. €	in %
Passiva				
Eigenkapital	17.971	29,1	17.467	27,3
Langfristige Schulden	27.280	44,2	26.937	42,1
Davon:				
Rückstellungen	19.470	31,6	18.937	29,6
Finanzverbindlichkeiten	3.951	6,4	3.924	6,1
Kurzfristige Schulden	16.417	26,7	19.605	30,6
Davon:				
Rückstellungen	3.004	4,9	2.638	4,1
Finanzverbindlichkeiten	1.247	2,0	1.689	2,6
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	2.387	3,9	2.987	4,7
Übrige Verbindlichkeiten	9.240	15,0	11.781	18,4
Zur Veräußerung bestimmte Schulden	539	0,9	510	0,8
Gesamt	**61.668**	**100,0**	**64.009**	**100,0**

1 Geänderte Vorjahreszahlen infolge nachträglicher Anpassungen bei der Erstkonsolidierung des 2019 übernommenen Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON

2.7 Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)

Der Einzelabschluss der RWE AG wird maßgeblich vom Geschäftsverlauf bei den Tochterunternehmen beeinflusst. Die Ergebnisabführungen dieser Gesellschaften haben sich 2020 insgesamt leicht erhöht. Eine Rolle spielte dabei die gute Ertragslage im Erneuerbare-Energien-Geschäft, während RWE Supply & Trading trotz starker Handelsperformance in geringerem Maße zum Ergebnis beitrug als 2019. Der Jahresüberschuss der RWE AG lag mit 580 Mio. € über dem Vorjahresniveau. Steigen soll auch die Ausschüttung an unsere Aktionäre: Wir beabsichtigen, der Hauptversammlung im April 2021 eine Dividende von 0,85 € je Aktie vorzuschlagen.

Jahresabschluss. Die RWE AG stellt ihren Jahresabschluss nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuchs und des Aktiengesetzes auf. Der Abschluss wird bei der Bundesanzeiger Verlag GmbH mit Sitz in Köln eingereicht, die ihn im Bundesanzeiger veröffentlicht. Er steht im Internet unter www.rwe.com/finanzberichte zur Verfügung.

Gewinn- und Verlustrechnung der RWE AG (Kurzfassung) in Mio. €	2020	2019
Ergebnis aus Finanzanlagen	1.114	1.758
Zinsergebnis	-72	31
Sonstige Erträge und Aufwendungen	-712	-1.550
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	250	275
Jahresüberschuss	**580**	**514**
Einstellung in andere Gewinnrücklagen	-5	-22
Bilanzgewinn	**575**	**492**

Bilanz der RWE AG (Kurzfassung) in Mio. €	31.12.2020	31.12.2019
Aktiva		
Finanzanlagen	20.524	20.628
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	2.094	10.233
Übrige Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	519	6.056
Wertpapiere und flüssige Mittel	6.664	2.929
Gesamt	**29.801**	**39.846**
Passiva		
Eigenkapital	7.826	5.738
Rückstellungen	1.996	2.237
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	18.905	29.213
Übrige Verbindlichkeiten	1.074	2.658
Gesamt	**29.801**	**39.846**

Vermögenslage. Die RWE AG wies zum 31. Dezember 2020 eine Bilanzsumme von 29,8 Mrd. € aus, im Vergleich zu 39,8 Mrd. € im Vorjahr. Einen starken Rückgang verzeichneten wir bei den Forderungen und Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen. Das ergab sich aus der Verschmelzung von zwei Tochterunternehmen. Gegenüber der einen Gesellschaft war im Zuge des Tauschgeschäfts mit E.ON eine hohe Forderung der RWE AG entstanden und gegenüber der anderen Gesellschaft eine hohe Verbindlichkeit (siehe Geschäftsbericht 2019, Seite 68). Durch die Verschmelzung saldierten sich die beiden Posten. Stark verringert haben sich auch die übrigen Forderungen. Hintergrund ist, dass E.ON Mitte 2020 Teile des innogy-Geschäfts rechtlich auf RWE zurückübertragen hat

und unsere diesbezüglichen Ansprüche gegenüber E.ON weggefallen sind. Gegenläufigen Einfluss auf die Bilanzsumme hatte, dass sich unser Bestand an Wertpapieren und flüssigen Mitteln vergrößerte. Hier schlug unsere Kapitalerhöhung vom August zu Buche, durch die wir 2,0 Mrd. € vereinnahmten. Hinzu kam, dass Tochtergesellschaften der RWE AG höhere operative Cash Flows erzielten und an die Konzernmutter weiterreichten. Das Eigenkapital der RWE AG lag daher mit 7,8 Mrd. € deutlich über dem Vorjahreswert (5,7 Mrd. €). Die Eigenkapitalquote ist von 14,4 % auf 26,3 % gestiegen.

Finanzlage. Die RWE AG ist wirtschaftlich solide aufgestellt und verfügt über eine Reihe von flexibel einsetzbaren Finanzierungsinstrumenten. Dies spiegelt sich in unseren Kreditratings wider, die im Bereich „Investment Grade" liegen. Ausführliche Informationen über die Finanzlage von RWE und über unsere Finanzierungstätigkeit im Berichtsjahr finden Sie auf Seite 59 ff.

Ertragslage. Die Ertragslage der RWE AG hat sich gegenüber 2019 leicht verbessert. Die wesentlichen Posten der Gewinn- und Verlustrechnung haben sich folgendermaßen entwickelt:

- Das Ergebnis aus Finanzanlagen sank um 644 Mio. € auf 1.114 Mio. €. Hintergrund war, dass wir geringere Beteiligungserträge erzielt und Finanzanlagen abgeschrieben haben. Die Ergebnisabführungen von Tochtergesellschaften sind dagegen leicht gestiegen, u. a. weil RWE Renewables höhere Erträge erwirtschaftete und weil wir für unsere 15 %-Beteiligung an E.ON, die von einer Tochter der RWE AG gehalten wird, erstmals eine Dividende vereinnahmt haben. Gegenläufig wirkte, dass RWE Supply & Trading trotz der sehr guten Handelsperformance unter Vorjahr abschloss und deshalb ein geringeres Ergebnis abführte.

- Das Zinsergebnis verschlechterte sich um 103 Mio. € auf – 72 Mio. €. Ausschlaggebend dafür waren rückläufige Kapitalerträge aus der Verwaltung des Deckungsvermögens für unsere Pensionsverpflichtungen.

- Der Posten „Sonstige Erträge und Aufwendungen" verbesserte sich um 838 Mio. € auf – 712 Mio. €. Hintergrund ist, dass wir 2019 eine hohe Wertberichtigung auf Finanzforderungen gegen eine niederländische Tochtergesellschaft vorgenommen hatten, weil die Rahmenbedingungen in der Steinkohleverstromung ungünstiger geworden waren. 2020 wurde auch der Restbetrag abgeschrieben, allerdings war die Ergebnisbelastung wesentlich geringer als im Vorjahr. Leicht erhöht haben sich dagegen die Aufwendungen für IT-Projekte der RWE AG.

- Für das Berichtsjahr weisen wir einen Steuerertrag von 250 Mio. € aus (Vorjahr: 275 Mio. €). Entstanden ist er im Wesentlichen dadurch, dass wir unsere steuerliche Risikovorsorge reduziert haben.

- Die dargestellten Ergebniszahlen summieren sich zu einem Jahresüberschuss von 580 Mio. €. Gegenüber 2019 ist das ein Plus von 66 Mio. €.

- Der Bilanzgewinn in Höhe von 575 Mio. € entspricht der geplanten Ausschüttung an unsere Aktionäre in Höhe von 0,85 € je Aktie.

Ausblick 2021. Die Ertragsperspektiven der RWE AG hängen maßgeblich davon ab, wie sich die Geschäftsaktivitäten ihrer Tochtergesellschaften entwickeln werden. Unsere aktuelle Einschätzung dazu stimmt uns zuversichtlich, dass der Jahresüberschuss 2021 etwas über dem von 2020 liegen wird.

Erklärung zur Unternehmensführung nach §§ 289f und 315d HGB. Vorstand und Aufsichtsrat der RWE AG haben am 15. Februar 2021 eine Erklärung zur Unternehmensführung nach §§ 289f und 315d HGB abgegeben. Die Erklärung ist veröffentlicht unter www.rwe.com/erklaerung-zur-unternehmensfuehrung. Sie enthält auch den Bericht zur Corporate Governance.

2.8 Prognosebericht

Für das Jahr 2021 erwarten wir eine weiterhin gute Ertragslage. Allerdings werden wir in unserem Kerngeschäft wohl deutlich unter dem Vorjahr abschließen. Extreme Wetterbedingungen in Texas haben im Februar zu Stillständen von Windkraftanlagen und hohen Belastungen aus dem Zukauf von Strom geführt. Außerdem gehen wir nicht davon aus, im Energiehandel wieder ein so hohes Ergebnis wie 2020 zu erreichen. Außerhalb des Kerngeschäfts werden wir von gestiegenen Margen unserer deutschen Braunkohle- und Kernkraftwerke profitieren. Insgesamt erwarten wir für den Konzern ein bereinigtes EBITDA von 2.650 bis 3.050 Mio. €. Angesichts der günstigen mittel- und langfristigen Ertragsperspektiven in unserem Kerngeschäft strebt der Vorstand der RWE AG für das Geschäftsjahr 2021 eine leicht erhöhte Dividende von 0,90 € an.

Experten prognostizieren kräftige Konjunkturerholung. Trotz fortgesetzter Lockdown-Maßnahmen und nur schleppender Fortschritte bei der Bekämpfung der Corona-Pandemie rechnen die meisten Wirtschaftsforschungsinstitute für 2021 mit einer deutlichen konjunkturellen Erholung. Die aktuellen Prognosen sehen im Durchschnitt einen Anstieg der globalen Wirtschaftsleistung um 5 % vor. Die Schätzungen für den Euroraum liegen in ähnlicher Größenordnung. Deutschland und die Niederlande könnten nach Meinung der Experten ein Plus von etwa 4 % erreichen. Die Perspektiven Großbritanniens hängen auch davon ab, ob das Land seine engen Wirtschaftsbeziehungen mit der EU nach dem Brexit aufrechterhalten kann. Falls ja, sollte ein Anstieg des Bruttoinlandsprodukts um 5 % erreichbar sein. Für die USA wird ein Wachstum von rund 4 % prognostiziert.

Steigender Stromverbrauch erwartet. Unsere Erwartungen zur Höhe des diesjährigen Stromverbrauchs stützen sich auf die oben dargestellten Konjunkturprognosen. Eine deutliche Belebung der Wirtschaft wird sich in einem höheren Strombedarf niederschlagen. Allerdings ist auch mit dämpfenden Effekten aus Energieeinsparungen zu rechnen. Aktuell gehen wir davon aus, dass die Stromnachfrage in den RWE-Kernmärkten Deutschland, Niederlande, Großbritannien und USA um 2 bis 4 % über dem Niveau von 2020 liegen wird.

Stromproduktion für 2021 bereits größtenteils auf Termin verkauft. Die künftige Preisentwicklung am Strommarkt hängt von einer Vielzahl kaum prognostizierbarer Faktoren ab. Auf unsere diesjährigen Kraftwerksmargen hätte sie ohnehin nur begrenzten Einfluss, denn wir haben unsere Erzeugung für 2021 bereits größtenteils auf Termin verkauft und die dafür benötigten Brennstoffe und CO_2-Emissionsrechte preislich abgesichert. Diese Transaktionen sind mit bis zu dreijährigem Vorlauf getätigt worden. Die dabei realisierten Stromnotierungen können daher deutlich vom aktuellen Marktniveau abweichen. Den Strom unserer deutschen Braunkohle- und Kernkraftwerke haben wir besonders früh auf Termin verkauft. Für das Jahr 2021 konnten wir dabei höhere Preise realisieren als für 2020.

Geänderter Ausweis von Steuervergünstigungen in den USA. Mit Beginn des Geschäftsjahres 2021 ändern wir die bilanzielle Erfassung von steuerlichen Vergünstigungen, die uns in den USA für Windkraft- und Solarprojekte gewährt werden. Wie auf Seite 37 erläutert, werden die erneuerbaren Energien in den Vereinigten Staaten mit Steuergutschriften gefördert. Darüber hinaus können die Anlagenbetreiber auch von beschleunigten Abschreibungen profitieren, sogenannten Tax Benefits. Diese haben wir bislang bei den Ertragssteuern berücksichtigt. Die Vorteile aus den Steuergutschriften erfassen wir dagegen bei den sonstigen betrieblichen Erträgen. Aus Konsistenzgründen wenden wir dieses Vorgehen künftig auch bei den Tax Benefits an. Das bereinigte EBITDA fällt dadurch höher aus. Zum Zweck der Vergleichbarkeit werden wir in der Finanzberichterstattung über das Geschäftsjahr 2021 entsprechend angepasste Zahlen für 2020 verwenden.

Ausblick in Mio. €	Ist 2020[1]	Prognose 2021
Bereinigtes EBITDA	3.287	2.650 – 3.050
Davon:		
Kerngeschäft	2.728	1.800 – 2.200
Davon:		
Offshore Wind	1.069	1.050 – 1.250
Onshore Wind / Solar	524	50 – 250
Wasser / Biomasse / Gas	621	500 – 600
Energiehandel	539	150 – 350
Kohle / Kernenergie	559	800 – 900
Bereinigtes EBIT	1.823	1.150 – 1.550
Bereinigtes Nettoergebnis	1.257	750 – 1.100

1 Teilweise angepasste Werte infolge einer geänderten Erfassung von Abschreibungsvergünstigungen in den USA (siehe Erläuterung auf der vorherigen Seite)

Bereinigtes EBITDA für 2021 auf 2.650 bis 3.050 Mio. € veranschlagt. Für 2021 erwarten wir eine weiterhin gute Ertragslage. Allerdings werden wir wohl unter dem Vorjahr abschließen, u. a. wegen Belastungen im Segment Onshore Wind / Solar aus der Extremwetterlage zu Jahresbeginn in Texas. Zudem rechnen wir im Energiehandel nach der sehr starken Performance von 2020 mit einem Ergebnisrückgang. Dem stehen Margenverbesserungen aus Stromterminverkäufen gegenüber, von denen wir außerhalb des Kerngeschäfts im Segment Kohle / Kernenergie profitieren. Der RWE-Konzern wird 2021 voraussichtlich ein bereinigtes EBITDA in Höhe von 2.650 bis 3.050 Mio. € erzielen. Der Vorjahreswert lag – inklusive Tax Benefits – bei 3.287 Mio. €. Für unser Kerngeschäft prognostizieren wir ein bereinigtes EBITDA von 1.800 bis 2.200 Mio. € (Vorjahr: 2.728 Mio. €). Bei erwarteten betrieblichen Abschreibungen von rund 1.500 Mio. € dürfte sich das bereinigte Konzern-EBIT im Korridor von 1.150 bis 1.550 Mio. € bewegen (Vorjahr: 1.823 Mio. €). Das um wesentliche Sondereinflüsse bereinigte Nettoergebnis veranschlagen wir auf 750 bis 1.100 Mio. €, gegenüber 1.257 Mio. € im Vorjahr (zur Definition dieser Kennzahl siehe Seite 57).

Zu den einzelnen Segmenten:

- Offshore Wind: Das bereinigte EBITDA wird hier voraussichtlich bei 1.050 bis 1.250 Mio. € liegen (Vorjahr: 1.069 Mio. €). Positiv wirkt sich aus, dass 2021 die ersten Turbinen des Windparks Triton Knoll ans Netz gehen. Außerdem rechnen wir damit, den britischen Offshore-Windpark Rampion im Laufe des Jahres vollkonsolidieren zu können. Wie auf Seite 42 erläutert, haben wir mit E.ON die Aufstockung unseres Anteils an dem Windpark um 20 % auf 50,1 % vereinbart. Allerdings dürfte die Entwicklung neuer Projekte zu Mehraufwand führen. Bei normalisierten Windbedingungen ist außerdem von einer schwächeren Auslastung unserer britischen Offshore-Windparks auszugehen.

- Onshore Wind / Solar: Das Segment wird voraussichtlich ein bereinigtes EBITDA von 50 bis 250 Mio. € erwirtschaften und damit unter dem Vorjahreswert abschließen, der inklusive Tax Benefits bei 524 Mio. € lag. Ausschlaggebend dafür sind Ergebnisbelastungen infolge des wetterbedingten Ausnahmezustands im Februar in den USA. Wie auf Seite 46 dargelegt, machten Produktionsausfälle infolge von Winterstürmen und Eisregen kurzfristige Stromkäufe zu extrem hohen Preisen erforderlich. Die dabei realisierten Verluste liegen im niedrigen bis mittleren dreistelligen Millionen-Euro-Bereich. Positive Ergebniseffekte erwarten wir durch die Inbetriebnahme neuer Windkraft- und Solaranlagen. Außerdem wird der Verkauf von Anteilen an den Onshore-Windparks Stella, Cranell, Raymond East und Raymond West zu einem Buchgewinn führen. Dem stehen erhöhte Aufwendungen für die Entwicklung von Wachstumsprojekten gegenüber.

- Wasser / Biomasse / Gas: Für 2021 rechnen wir in dem Segment mit einem bereinigten EBITDA von 500 bis 600 Mio. €. Im Vergleich zum Vorjahreswert (621 Mio. €) entspricht das einem Rückgang. Eine Rolle spielt dabei, dass unsere Erträge aus der kommerziellen Optimierung des Kraftwerkseinsatzes voraussichtlich unter dem hohen Niveau von 2020 liegen werden. Außerdem entfällt der Ergebnisbeitrag des Holzpelletproduzenten Georgia Biomass, den wir im Juli 2020 verkauft haben. Allerdings werden auch Belastungen wegfallen, die sich im vergangenen Jahr wegen des Brandschadens am Kraftwerk Eemshaven ergaben.

- Energiehandel: Hier rechnen wir auf lange Sicht mit einem jahresdurchschnittlichen bereinigten EBITDA in der Größenordnung von 250 Mio. €. Für 2021 erwarten wir einen Wert im Korridor von 150 bis 350 Mio. €. Damit würden wir deutlich unter dem sehr hohen Vorjahresergebnis (539 Mio. €) abschließen.

- Kohle / Kernenergie: Das bereinigte EBITDA des Segments veranschlagen wir auf 800 bis 900 Mio. € (Vorjahr: 559 Mio. €). Der deutliche Anstieg gegenüber 2020 ergibt sich aus höheren Margen beim Terminverkauf unserer Stromproduktion. Allerdings rechnen wir auch mit zusätzlichen Kosten aus der Umsetzung des deutschen Kohleausstiegs.

Sachinvestitionen deutlich über Vorjahr. Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte werden wohl wesentlich höher sein als 2020 (2.285 Mio. €). Erhebliche Mittel fließen in den Bau der Offshore-Windparks Triton Knoll in der britischen Nordsee und Kaskasi nahe Helgoland. Außerdem werden wir bei positiver Investitionsentscheidung mit den Arbeiten am Offshore-Windpark Sofia östlich der englischen Küste beginnen. Weitere Investitionsschwerpunkte sind Onshore-Windkraft- und Solarprojekte in den USA und Europa. Außerhalb des Kerngeschäfts im Segment Kohle / Kernenergie planen wir Sachausgaben von 200 bis 300 Mio. €, die im Wesentlichen der Instandhaltung unserer Kraftwerke und Tagebaue dienen.

Nettoschulden sollen das Dreifache des bereinigten EBITDA nicht überschreiten. Eine wichtige Steuerungsgröße ist für uns das Verhältnis der Nettoschulden zum bereinigten EBITDA des Kerngeschäfts (Leverage Factor). Diese Kennzahl ist aussagekräftiger als die absolute Höhe der Verbindlichkeiten, da sie auch auf die Ertragskraft abstellt – und damit auf unsere Fähigkeit, die Schulden zu bedienen. Wir haben für den Leverage Factor eine Obergrenze von 3,0 festgelegt, die wir langfristig einhalten wollen. Für 2021 gehen wir davon aus, diese Vorgabe erfüllen zu können. Allerdings wird der Leverage Factor wohl höher sein als 2020.

Dividende für das Geschäftsjahr 2021. Für das Geschäftsjahr 2021 strebt der Vorstand eine Gewinnausschüttung je Aktie in Höhe von 0,90 € an. Gegenüber dem Dividendenvorschlag für 2020 ist das ein Plus von 0,05 €. Grund für die geplante Anhebung sind die guten mittel- und langfristigen Ertragsperspektiven in unserem Kerngeschäft.

2.9 Entwicklung der Risiken und Chancen

Die Risikolage von RWE hat sich in den vergangenen Jahren kontinuierlich verbessert. Entscheidend dafür ist unsere Transformation zu einem führenden Anbieter von Strom aus erneuerbaren Energien. Durch den hohen Anteil regulierter Erträge, die sich in diesem Geschäft erzielen lassen, sind wir nicht nur profitabler, sondern auch krisenresistenter geworden. Außerdem kommt uns zugute, dass es für den deutschen Kohleausstieg nun einen festen gesetzlichen Rahmen gibt und wir Planungssicherheit für unser Braunkohlegeschäft haben. Unsere aktuellen Risiken stufen wir trotz der Corona-Pandemie höchstens als „mittel" ein. Wir bewerten und steuern sie mithilfe unseres bewährten Risikomanagementsystems, das wir in diesem Kapitel eingehend darstellen.

Verteilung der Risikomanagement-Aufgaben bei RWE. Zuständig für das Risikomanagement im Konzern ist die Muttergesellschaft RWE AG. Ihr Vorstand überwacht und steuert das Gesamtrisiko des Konzernverbunds. Außerdem entscheidet er über die generelle Risikobereitschaft und definiert Obergrenzen für einzelne 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 detaillierte Limite für die einzelnen Geschäftsfelder und operativen Einheiten ab. Zu seinen Aufgaben gehört es auch, die erfassten 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 & Versicherung 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 mit Risikomanagement-Aufgaben betraut:

- Finanzwirtschaftliche Risiken und Kreditrisiken werden bei der RWE AG vom Bereich Finanzen & Kreditrisiko gesteuert.
- Der Bereich Rechnungswesen hat zu gewährleisten, dass die Finanzberichterstattung keine materiellen Fehler enthält. Dazu nutzt er ein rechnungslegungsbezogenes internes Kontrollsystem. Bei der Qualitätssicherung in der Finanzberichterstattung wirkt ein Komitee mit, das aus Verantwortlichen des Rechnungswesens und weiterer rechnungslegungsrelevanter Bereiche besteht. Nähere Erläuterungen dazu finden Sie auf Seite 78.
- Der Bereich Interne Revision & Compliance achtet darauf, dass der RWE-Verhaltenskodex eingehalten wird. Seine Hauptaufgabe besteht darin, Korruption vorzubeugen. 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. Beziehen sich die Risiken auf das Erneuerbare-Energien-Geschäft, liegt die Zuständigkeit bei RWE Renewables.
- Strategien, die der Begrenzung von Marktrisiken in der konventionellen Stromerzeugung dienen, müssen vom Commodity-Management-Komitee genehmigt werden. Der Expertenkreis setzt sich aus dem Finanzvorstand der RWE AG, Mitgliedern der Geschäftsführung von RWE Supply & Trading und einem Vertreter des Bereichs Controlling & Risikomanagement zusammen.

- Ein Gremium zur Begrenzung von Marktrisiken gibt es auch für das Geschäft mit den erneuerbaren Energien. Das Renewables-Commodity-Management-Komitee besteht aus dem Finanzvorstand der RWE AG, Mitgliedern der Geschäftsführung von RWE Renewables und einem Vertreter des Bereichs Controlling & Risikomanagement.

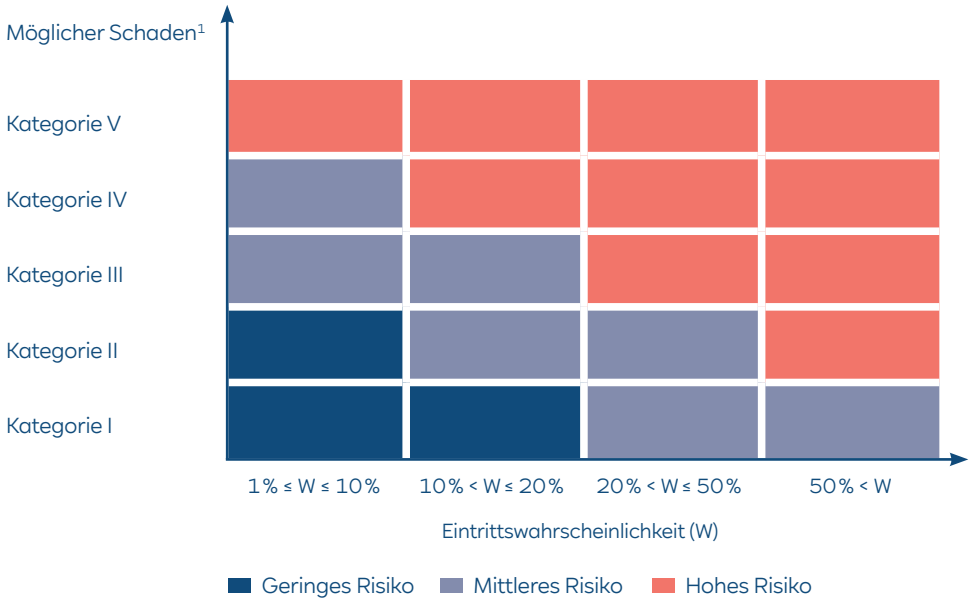
- Über die strategischen Leitlinien für die Verwaltung der Finanzanlagen (inkl. der vom RWE Pensionstreuhand e. V. gehaltenen Mittel) bestimmt das Asset-Management-Komitee. Ihm gehören folgende Personen an: der Finanzvorstand der RWE AG, der für Finanzen zuständige Geschäftsführer von RWE Supply & Trading, die Leiter der Bereiche Finanzen & Kreditrisiko, Investor Relations und Portfolio Management / Mergers & Acquisitions sowie – aus dem letztgenannten Bereich – der Leiter der Abteilung Financial Asset Management.

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 die Funktionsfähigkeit des Risikomanagementsystems werden regelmäßig von der Internen Revision begutachtet. Im vergangenen Jahr ist unser internes Revisionssystem von einer Wirtschaftsprüfungsgesellschaft nach dem Standard IDW PS 983 überprüft und zertifiziert worden.

Erfassung und Bewertung von Risiken. 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 ermitteln Risiken im Halbjahresrhythmus mithilfe einer Bottom-up-Analyse. Aber auch zwischen den turnusgemäßen Erhebungszeitpunkten prüfen wir die Risikolage. Wesentliche Veränderungen werden dem Vorstand der RWE AG umgehend mitgeteilt. Unsere Führungs- und Aufsichtsgremien lassen sich einmal pro Quartal über die Risiken des Konzerns informieren.

Unsere Analyse der Risiken bezieht sich i. d. R. auf den Dreijahreszeitraum unserer Mittelfristplanung, kann aber in Einzelfällen auch darüber hinausreichen. Den möglichen Schaden messen wir anhand der Auswirkungen auf das Nettoergebnis, die Nettoschulden und das Eigenkapital. Absicherungsmaßnahmen (z. B. Hedge-Transaktionen) werden dabei mitberücksichtigt. Wir definieren den möglichen Schaden als Abweichung vom jeweiligen Planwert, kumuliert über den dreijährigen Planungszeitraum.

Risikomatrix für die RWE AG



Möglicher Schaden[1] in Mio. €	**Ergebnisrisiken** Mögliche Auswirkung auf das Nettoergebnis (X)	**Verschuldungs- / Eigenkapitalrisiken** Mögliche Auswirkung auf die Nettoschulden und das Eigenkapital (Y)
Kategorie V	8.000 ≤ X	8.000 ≤ Y
Kategorie IV	1.500 ≤ X < 8.000	4.000 ≤ Y < 8.000
Kategorie III	600 ≤ X < 1.500	2.000 ≤ Y < 4.000
Kategorie II	300 ≤ X < 600	1.000 ≤ Y < 2.000
Kategorie I	X < 300	Y < 1.000

1 Aggregiert über die drei Jahre der Mittelfristplanung (2021 bis 2023)

Unsere wesentlichen Risiken stellen wir in einer Matrix dar (siehe Abbildung auf der vorherigen Seite). Wir kategorisieren sie dort anhand der potenziellen Schadenshöhe und der Eintrittswahrscheinlichkeit. Haben mehrere Risiken die gleiche Ursache, werden sie nach Möglichkeit zu einem einzigen Risiko zusammengefasst. Um eine eindeutige Zuordnung zu den Matrixfeldern vornehmen zu können, haben wir Schwellenwerte für das Nettoergebnis, die Nettoschulden und das Eigenkapital definiert, die sich an der Risikotragfähigkeit des RWE-Konzerns orientieren. Sie sind in der Tabelle unter der Matrix aufgeführt. Je nach Position in der Matrix stufen wir Risiken als gering, mittel oder hoch ein. Auf der Grundlage dieser systematischen Risikoerfassung können wir feststellen, ob Handlungsbedarf besteht, und gegebenenfalls entsprechende Maßnahmen einleiten.

Wesentliche Risiken für den RWE-Konzern. Unsere Risiken lassen sich nach ihren Ursachen in sieben Klassen einteilen, die in der Tabelle rechts oben aufgeführt sind. Dabei entscheidet das höchste Einzelrisiko darüber, welches Risiko der gesamten Klasse beigemessen wird. Aktuell stufen wir unsere Risiken maximal als „mittel" ein. Dagegen hatten wir im Vorjahr noch ein hohes regulatorisches Risiko gesehen, weil noch Ungewissheit über die Konditionen des deutschen Kohleausstiegs herrschte. Durch das Mitte 2020 verabschiedete Kohleausstiegsgesetz und den öffentlich-rechtlichen Vertrag des Bundes mit den betroffenen Braunkohleunternehmen liegt nun ein klarer Rechtsrahmen vor. Allerdings muss die EU-Kommission die gesetzlichen Entschädigungen für die frühzeitige Schließung von Braunkohleanlagen noch beihilferechtlich genehmigen. Da die für uns vorgesehenen Kompensationen unsere tatsächlichen finanziellen Belastungen deutlich unterschreiten, sind wir zuversichtlich, dass die Ausgleichszahlungen nicht als unzulässige Beihilfe eingestuft werden. Generell nicht auszuschließen ist, dass der politische Druck auf unser Braunkohlegeschäft weiter zunimmt und der deutsche Kohleausstieg noch mehr beschleunigt wird.

Während sich die regulatorischen Unwägbarkeiten insgesamt verringert haben, ist mit der Corona-Pandemie ein neuer Unsicherheitsfaktor hinzugekommen. Wir haben die möglichen Folgen für RWE im März 2020 in einer Szenarioanalyse modelliert und die Ergebnisse im November aktualisiert. Risiken sehen wir darin, dass sich Neubauprojekte verzögern und eine stark verringerte Wirtschaftsaktivität die Strommarktpreise dämpft. Beides ist bereits 2020 zu beobachten gewesen. Negative Preiseffekte betreffen nicht nur unsere konventionellen Kraftwerke, sondern auch Windparks, deren Strom nicht oder nur teilweise zu fixen Konditionen abgesetzt wird und die daher ebenfalls ein Marktrisiko tragen. Das Risiko, wegen coronabedingter Margenverschlechterungen Wertberichtigungen vornehmen zu müssen, erfassen wir unter den „sonstigen Risiken". Unsere Einstufung dieser Risikoklasse haben wir deshalb von „niedrig" auf „mittel" angepasst.

Risikoklassen	Einstufung des höchsten Einzelrisikos	
	31.12.2020	31.12.2019
Marktrisiken	mittel	mittel
Regulatorische und politische Risiken	mittel	hoch
Rechtliche Risiken	gering	gering
Operative Risiken	mittel	mittel
Finanzwirtschaftliche Risiken	mittel	mittel
Bonität von Geschäftspartnern	mittel	mittel
Sonstige Risiken	mittel	gering

Wie bereits erwähnt, liegt der Fokus der hier beschriebenen Risikoanalyse auf dem Dreijahreszeitraum unserer Mittelfristplanung. Nach den Empfehlungen der Expertenkommission „Task Force on Climate-related Financial Disclosures" (TCFD) aus dem Jahr 2017 sollen Unternehmen auch weit darüber hinausreichende Zeithorizonte ins Visier nehmen, wenn sie klimabezogene Risiken erheben und bewerten. RWE folgt den Vorschlägen der TCFD. Wie wir das tun, erläutern wir in unserem Nachhaltigkeitsbericht 2020, der im April 2021 erscheint und dann unter www.rwe.com/nachhaltigkeitsbericht abgerufen werden kann.

Im Folgenden erläutern wir, welche wesentlichen Risiken und Chancen wir für dieses und die beiden kommenden Jahre identifiziert haben, 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 Erzeugungsanlagen an Wirtschaftlichkeit einbüßen. Das betrifft auch Erneuerbare-Energien-Anlagen, die nicht mit festen Einspeisevergütungen gefördert werden. Negative Preisentwicklungen können Wertberichtigungen erforderlich machen, die wir – von Ausnahmen abgesehen – ebenfalls unter den Marktrisiken erfassen.

  Bei Strom- und Gasbezugsverträgen, deren Konditionen nicht an die Entwicklung der Großhandelspreise gekoppelt sind, besteht die Gefahr, dass wir mehr für das Produkt bezahlen, als wir bei seinem Weiterverkauf einnehmen können. Gegebenenfalls müssen wir dann Rückstellungen bilden. Ein solches Risiko sehen wir u. a. bei unseren beiden 2005 / 2006 abgeschlossenen Verträgen über Strombezüge aus dem Steinkohlekraftwerk Datteln 4. Die vom deutschen Energiekonzern Uniper betriebene Anlage ist 2020 in Betrieb genommen worden, zehn Jahre später als geplant. Wir haben vergeblich Rechtsmittel gegen die Fortführung der Kontrakte eingelegt. Aktuell verhandeln wir mit Uniper über einzelne vertragliche Konditionen und erwägen in diesem Zusammenhang weitere juristische Schritte. Im Fall unseres langfristigen Gasbezugsvertrags mit Gazprom gibt es regelmäßige Revisionstermine, an denen wir mit dem russischen Energiekonzern über Anpassungen der Konditionen an die aktuelle Marktlage verhandeln können. In der Vergangenheit haben wir dadurch das Ergebnisrisiko aus dem Kontrakt wirksam begrenzt. Nicht auszuschließen ist, dass künftige Revisionsergebnisse hinter unseren Erwartungen zurückbleiben. Ebenso besteht aber auch die Chance, dass wir günstigere Konditionen als angenommen durchsetzen können.

  Unsere Preisrisiken auf den Beschaffungs- und Absatzmärkten bewerten wir anhand aktueller Notierungen im Terminhandel und erwarteter Volatilitäten. Für unsere Kraftwerke begrenzen wir die Risiken dadurch, dass wir den Strom größtenteils auf Termin verkaufen und dabei die für seine Erzeugung benötigten Brennstoffe und CO_2-Emissionsrechte preislich absichern. Um Risiken aus Commodity-Positionen zu verringern, setzen wir auch Finanzinstrumente ein. Im Konzernabschluss werden solche Instrumente – auch wenn sie der Begrenzung von Zins- und Währungsrisiken dienen – zumeist durch den Ausweis bilanzieller Sicherungsbeziehungen abgebildet. Nähere Ausführungen dazu finden Sie auf Seite 118 im Anhang.

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. Im Auftrag und auf Rechnung der Kraftwerksgesellschaften vermarktet sie große Teile unserer Erzeugungsposition und kauft die für die Stromproduktion notwendigen Brennstoffe und CO_2-Zertifikate ein. Dadurch, dass RWE Supply & Trading als interner Transaktionspartner agiert, können wir Risiken aus Preisschwankungen auf Energiemärkten leichter begrenzen. Die Handelsgeschäfte dienen allerdings nicht ausschließlich der Risikominderung. In einem durch Risikolimite begrenzten Umfang geht RWE Supply & Trading Commodity-Positionen ein, um 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 von RWE Supply & Trading unterliegen der täglichen Kontrolle.

Von zentraler Bedeutung für die Risikomessung im Handels- und Finanzbereich ist der Value at Risk (VaR). Er gibt an, welchen Wert der mögliche Verlust aus einer Risikoposition mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit in einer definierten Zeitspanne nicht überschreitet. Den VaR-Werten bei RWE liegt generell ein Konfidenzniveau von 95 % und ein Betrachtungszeitraum von einem Tag zugrunde. Das heißt, der VaR stellt den Tagesverlust dar, der mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % nicht überschritten wird.

Der VaR für Preisrisiken von Commodity-Positionen im Handelsgeschäft von RWE Supply & Trading muss ein bestimmtes Tageslimit einhalten. Im abgelaufenen Geschäftsjahr waren maximal 40 Mio. € zulässig. Der höchste tatsächliche Tageswert lag bei 32 Mio. €, der Jahresdurchschnittswert bei 18 Mio. €. Daneben gibt es Limite für die einzelnen Handelstische, die aus der oben genannten VaR-Obergrenze abgeleitet werden. Außerdem loten wir in Stresstests Extremszenarien aus, ermitteln deren mögliche Auswirkungen auf die Ertragslage und steuern gegen, wenn wir Risiken für zu hoch halten.

Das Management unseres Gasportfolios und das Geschäft mit verflüssigtem Erdgas (LNG) sind in einer eigenen Organisationseinheit bei RWE Supply & Trading gebündelt. Für diese Aktivitäten lag das VaR-Tageslimit im vergangenen Jahr bei 14 Mio. €. Der Spielraum wurde maximal in Höhe von 12 Mio. € ausgeschöpft. Der jahresdurchschnittliche VaR betrug 6 Mio. €.

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. Für 2021 ist der Großteil unserer Erzeugungsposition bereits preislich abgesichert. Chancen auf zusätzliche Erträge bieten sich dadurch, dass wir den Einsatz unserer Kraftwerke flexibel an kurzfristige Marktentwicklungen anpassen können.

Im britischen Erzeugungsgeschäft hängt unsere Ertragslage nicht nur von der Entwicklung der Preise für Strom, Brennstoffe und Emissionsrechte ab, sondern auch von der Höhe der Prämien, die wir für die Teilnahme am nationalen Kapazitätsmarkt erhalten. Die Vergütungen werden in jährlichen Auktionen ermittelt. Je nach Angebot und Nachfrage können sie unterschiedlich hoch ausfallen (siehe Seite 45).

Marktrisiken sind wir auch im Gasspeichergeschäft ausgesetzt. Wie auf Seite 27 dargestellt, hängen die erzielbaren Margen hier in hohem Maße von der Volatilität der Gaspreise ab. Sind die kurzfristigen und saisonalen Preisdifferenzen groß, lassen sich durch das Ausnutzen dieser Unterschiede hohe Erträge erzielen – sind sie niedrig, fallen auch die Erträge gering aus. Das deutsche Gasspeichergeschäft ist derzeit von Überkapazitäten und hohem Margendruck geprägt. Wir sind aber zuversichtlich, dass sich die Marktbedingungen auf längere Sicht wieder verbessern werden. Sollten sie sich verschlechtern, müssten wir gegebenenfalls außerplanmäßige Abschreibungen auf unsere Speicher vornehmen.

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

- **Regulatorische und politische Risiken.** Ambitionierte Emissionsminderungsziele haben die Regierungen in unseren Kernmärkten wiederholt zu regulatorischen Eingriffen in den Energiesektor veranlasst. Jüngstes Beispiel ist das auf Seite 37 f. erläuterte deutsche Kohleausstiegsgesetz, das eine schrittweise Beendigung der Kohleverstromung bis spätestens 2038 vorsieht. Für die vorzeitige Schließung unserer Braunkohleanlagen sollen wir Ausgleichszahlungen in Höhe von 2,6 Mrd. € erhalten. Unser tatsächlicher Schaden ist deutlich höher. Dennoch halten wir die Gesetzesregelung für akzeptabel, weil wir dadurch mehr Planungssicherheit für unser Braunkohlegeschäft haben. Unsere regulatorischen und politischen Risiken stufen wir nun nicht mehr als „hoch", sondern als „mittel" ein. Die Braunkohlekompensationen müssen noch von der EU beihilferechtlich genehmigt werden. Trotz des neuen Gesetzes lässt sich nicht ausschließen, dass die Politik den Druck auf die Braunkohlewirtschaft weiter erhöht, etwa durch Einführung von CO_2-Mindestpreisen oder die Festlegung extrem restriktiver Grenzwerte für Schadstoffemissionen. Ambitioniertere Klimaschutzziele für 2030 könnten überdies dazu führen, dass die nächste Bundesregierung den Kohleausstieg beschleunigt.

In den Niederlanden ist der Kohleausstieg bereits 2019 gesetzlich verankert worden. Danach dürfen Kraftwerke aus den 1990er-Jahren spätestens ab 2025 keine Kohle mehr nutzen. Bei Anlagen jüngeren Baudatums gilt das Verbot ab 2030. Für unsere Kraftwerke Amer 9 und Eemshaven bedeutet das, dass sie Ende 2024 bzw. Ende 2029 die Verstromung von Steinkohle einstellen müssen. Anders als in Deutschland sind keine Entschädigungen vorgesehen. Unsere Risiken aus der Kohleverstromung haben wir schon frühzeitig dadurch begrenzt, dass wir Amer 9 und Eemshaven für die Mitverbrennung von Biomasse umgerüstet haben. Für die Investitionsausgaben und den Mehraufwand bei der Brennstoffbeschaffung erhalten wir staatliche Fördermittel. Die zusätzlichen Kosten bei einer Umrüstung auf 100 % Biomassenutzung lassen sich damit aber bei Weitem nicht abdecken. Der gesetzliche Kohleausstieg könnte somit dazu führen, dass wir die Anlagen vorzeitig schließen müssen. Deshalb sehen wir unsere Eigentumsrechte verletzt. Da uns die Regierung keinen Ausgleich unserer finanziellen Nachteile in Aussicht gestellt hat, haben wir im Februar 2021 ein Schiedsgerichtsverfahren gegen die Niederlande unter dem Energiecharta-Vertrag beim International Centre for Settlement of Investment Disputes in Washington beantragt.

Risiken sind wir auch in der Kernenergie ausgesetzt, allerdings in wesentlich geringerem Umfang als früher. Seit wir Mitte 2017 den deutschen Kernenergiefonds dotiert haben, trägt der Staat die Gesamtverantwortung für die Zwischen- und Endlagerung unserer radioaktiven Abfälle. Aus den Entsorgungsaufgaben, die in unserem Zuständigkeitsbereich verblieben sind, ergeben sich für uns weiterhin Kostenrisiken. Beispielsweise lässt sich nicht ausschließen, dass der Rückbau der Kernkraftwerke teurer wird als veranschlagt und wir die Rückstellungen dafür aufstocken müssen. Wir sehen aber auch die Chance von Synergien und Kosteneinsparungen.

Obwohl sich das Erneuerbare-Energien-Geschäft durch relativ stabile Rahmenbedingungen und eine breite gesellschaftliche Akzeptanz auszeichnet, gibt es hier ebenfalls Unwägbarkeiten. Anpassungen der staatlichen Fördersysteme können dazu führen, dass sich die erzielbaren Vergütungen verringern und neue Projekte nicht mehr attraktiv sind. Investitionsvorhaben müssen dann möglicherweise abgebrochen werden. Denkbar ist auch, dass fest zugesagte staatliche Vergütungen nachträglich gekürzt werden. Im Dialog mit der Politik weisen wir darauf hin, dass Unternehmen, die in die Schaffung einer nachhaltigen, klimafreundlichen Energieinfrastruktur investieren, verlässliche Rahmenbedingungen benötigen.

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, Kraftwerke und Windparks. Hier besteht die Gefahr, dass Genehmigungen verspätet oder gar nicht erteilt werden und dass bereits erteilte Genehmigungen vorübergehend oder endgültig entzogen werden.

Bestimmte gesetzliche Regelungen, die uns betreffen, können unterschiedlich ausgelegt werden und bedürfen deshalb einer juristischen Klärung. Ein Beispiel dafür ist das sogenannte Eigenstromprivileg. Danach müssen wir für Strom, den wir in unseren deutschen Kraftwerken und Tagebauen selbst verbrauchen, keine Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) entrichten. Die Rechtslage zur Nutzung des Eigenstromprivilegs ist allerdings unscharf, u. a. im Hinblick auf die EEG-Befreiung bei gepachteten Anlagen. Es besteht die Gefahr, dass die Möglichkeiten, vom Eigenstromprivileg zu profitieren, höchstrichterlich beschränkt werden und gegebenenfalls sogar Nachzahlungen für vergangene Jahre zu leisten sind.

Trotz der genannten Unwägbarkeiten hat sich die Gesamteinstufung unserer regulatorischen und politischen Risiken von „hoch“ auf „mittel“ verbessert. Ausschlaggebend dafür war, dass ein klarer Rahmen für den deutschen Kohleausstieg geschaffen wurde.

- **Rechtliche Risiken.** Einzelne Unternehmen des RWE-Konzerns sind durch ihren Geschäftsbetrieb oder durch M & A-Transaktionen in Gerichtsprozesse und Schiedsverfahren involviert. Mitunter werden auch außergerichtliche Ansprüche gegen sie geltend gemacht. Darüber hinaus sind Konzerngesellschaften 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 – soweit erforderlich – Rückstellungen gebildet.

  Risiken können sich zudem 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 Risiken ab, die zum Veräußerungszeitpunkt noch unbekannt sind. Die beschriebenen Absicherungsinstrumente sind Standard beim Verkauf von Gesellschaften und Beteiligungen.

  Derzeit sehen wir nur geringe rechtliche Risiken. Diese Einschätzung hat sich gegenüber dem Vorjahr nicht verändert.

- **Operative Risiken.** RWE betreibt technologisch komplexe und vernetzte Produktionsanlagen, z. B. konventionelle Kraftwerke und Windparks. Bei Schäden und außerplanmäßigen Stillständen sind erhebliche Ergebniseinbußen möglich, wie sich zuletzt bei der außergewöhnlichen Kältewelle im US-Bundesstaat Texas gezeigt hat (siehe Seite 46). Werden Produktionsanlagen gebaut oder modernisiert, können Verzögerungen entstehen und die Kosten unplanmäßig steigen, etwa infolge von Unfällen, Materialfehlern, verspäteten

Zulieferungen, ungünstigen Wetterbedingungen oder zeitaufwendigen Genehmigungsverfahren. In solchen Fällen besteht das Risiko, dass die Anlagen teurer werden und sich ihre Ergebnisbeiträge später als geplant einstellen. Bei Erneuerbare-Energien-Projekten können sich Verzögerungen auch nachteilig auf die Förderhöhe auswirken. Den beschriebenen Risiken begegnen wir mit einem sorgfältigen Betriebs- und Projektmanagement sowie hohen Sicherheitsstandards. Darüber hinaus warten wir unsere Anlagen regelmäßig und schließen – soweit wirtschaftlich sinnvoll – Versicherungen ab.

Im vergangenen Geschäftsjahr konnten Zeitpläne in einigen Fällen nicht eingehalten werden, u. a. wegen der Corona-Pandemie. Das betraf hauptsächlich Onshore-Windkraftprojekte in den USA. Für Anlagen, die nicht bis Ende 2020 in Betrieb genommen werden konnten, bestand das Risiko einer Kürzung der steuerlichen Förderung. Allerdings hat die US-Regierung angesichts der besonderen Umstände die Fristen verlängert, sodass auch 2021 fertiggestellte Windparks noch die volle Förderung erhalten (siehe Seite 37). Wegen unserer Abhängigkeit von Zulieferern könnte es allerdings zu weiteren Projektverzögerungen kommen. Auf den Betrieb unserer Anlagen hatte die Corona-Krise bislang nur geringe Auswirkungen. Dank umfangreicher Präventivmaßnahmen und vorausschauender Notfallpläne konnten wir alle wesentlichen operativen Prozesse aufrechterhalten. Angesichts der Erfolge bei der Entwicklung von Impfstoffen sind wir zuversichtlich, dass die Ausbreitung der Infektion bald stark eingedämmt werden kann. Solange die Lage es erfordert, werden wir die Schutzmaßnahmen fortführen.

Durch die Verlagerung unserer Stromproduktion auf regenerative Quellen wie Windkraft und Sonnenenergie erhöhen sich die Witterungseinflüsse auf unser Geschäft. Beispielsweise können längere Schwachwindphasen dazu führen, dass die Erzeugungsmengen und Erträge von Windkraftanlagen in einzelnen Geschäftsjahren deutlich hinter den Planwerten zurückbleiben. Wir begrenzen den Witterungseinfluss auf das Konzernergebnis u. a. dadurch, dass wir unser Geschäft regional diversifizieren. Dadurch steigt die Wahrscheinlichkeit, dass ungünstige meteorologische Bedingungen an einem Standort durch günstige an einem anderen kompensiert werden.

RWE hat sich bei den erneuerbaren Energien ambitionierte Wachstumsziele gesetzt und die Investitionsbudgets deutlich aufgestockt. Bei Neubauvorhaben oder Akquisitionen achten wir darauf, dass sie unsere Renditeanforderungen erfüllen. Dennoch können wir nicht ausschließen, dass Projekterträge hinter den Erwartungen zurückbleiben und sich der bei Akquisitionen gezahlte Preis im Nachhinein als zu hoch erweist. Insbesondere der zunehmende Wettbewerb auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien kann sich nachteilig auf die erzielbaren Projekterträge auswirken. Wir bereiten unsere Investitionsentscheidungen mithilfe umfassender Analysen vor, in denen die finanziellen und strategischen Auswirkungen realitätsnah abgebildet werden. Außerdem gibt es bei RWE differenzierte Zuständigkeitsregelungen und Genehmigungsprozesse, die bei der Vorbereitung und Umsetzung der Entscheidungen einzuhalten sind.

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 Hardware und Software.

Trotz coronabedingter Unwägbarkeiten liegen unsere operativen Risiken wie im Vorjahr in der Kategorie „mittel“.

- **Finanzwirtschaftliche Risiken.** Veränderungen finanzwirtschaftlicher Kennzahlen wie Zinsen, Währungskurse, Wertpapierkurse und Inflationsraten können erhebliche Auswirkungen auf unsere Vermögens- und Ertragslage haben. 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 der RWE AG lag im vergangenen Jahr bei durchschnittlich 3,9 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. Unser CFaR belief sich 2020 auf durchschnittlich 25,0 Mio. €.

Das Marktzinsniveau beeinflusst außerdem die Höhe unserer Rückstellungen, da sich an ihm die Abzinsungsfaktoren für die Ermittlung der Verpflichtungsbarwerte orientieren. Das heißt: Unter sonst gleichen Bedingungen steigen die Rückstellungen, wenn die Marktzinsen fallen, und sie verringern sich, wenn die Marktzinsen steigen. Auf Seite 154 ff. im Anhang stellen wir dar, wie stark sich Veränderungen der Zinsen auf die Barwerte unserer Pensionsverpflichtungen und auf die Kernenergie- und Bergbaurückstellungen auswirken.

Neben den Zinsen hat auch das allgemeine Preisniveau Einfluss auf die Höhe der Rückstellungen. Bei zunehmender Inflation kann es sein, dass wir die Verpflichtungsbarwerte deutlich nach oben anpassen müssen. Nachteilig sind die Preissteigerungen insbesondere dann, wenn sie überdurchschnittlich stark in Branchen auftreten, von denen wir Produkte und Dienstleistungen für die Entsorgung im Kernenergiebereich oder für die Rekultivierung von Tagebauflächen beziehen.

Wechselkursrisiken ergeben sich für uns vor allem wegen unserer Geschäftstätigkeit in Großbritannien und den USA. 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 sie nötigenfalls ab. Für die Fremdwährungsposition der RWE AG haben wir 2020 einen durchschnittlichen VaR von 1,2 Mio. € ermittelt.

Zu den Wertpapieren in unserem Bestand zählen typischerweise auch Aktien. Aktuell halten wir eine 15 %-Beteiligung an E.ON, die Ende 2020 einen Marktwert von 3,6 Mrd. € hatte. Daher können Kursveränderungen bei der E.ON-Aktie wesentlichen Einfluss auf unsere Finanzkraft haben.

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.

Auch Sicherheiten, die bei Termintransaktionen zu stellen sind, bergen Risiken. Die Höhe der Sicherheiten hängt davon ab, wie stark die vertraglich vereinbarten Preise von den Marktnotierungen zum jeweiligen Stichtag abweichen. Diese Differenzen können erheblich sein. Bei einigen energienahen Commodities, z. B. CO_2-Emissionsrechten, waren zuletzt deutliche Marktpreisschwankungen zu beobachten, u. a. infolge der Corona-Krise. Bei solchen Preisausschlägen sind beträchtliche kurzfristige Mittelabflüsse möglich; zugleich bietet sich die Chance, hohe Sicherheitsleistungen von Kontraktpartnern zu erhalten – verbunden mit einer temporären Erhöhung des Eigenkapitals.

Zu welchen Konditionen wir uns am Fremdkapitalmarkt refinanzieren können, hängt u. a. davon ab, welche Bonität uns internationale Ratingagenturen bescheinigen. Wie auf Seite 60 erläutert, sehen Moody's und Fitch unsere Kreditwürdigkeit in der Kategorie „Investment Grade". Sollten die Agenturen unsere Bonitätsnote senken, könnten zusätzliche Kosten anfallen, wenn wir Fremdkapital aufnehmen. Auch der Liquiditätsbedarf bei der Besicherung von Termingeschäften würde sich dadurch wahrscheinlich erhöhen. Ein solches Szenario halten wir aber für unwahrscheinlich. Beide Ratingagenturen vertreten die Auffassung, dass RWE durch die Transformation zu einem führenden Erneuerbare-Energien-Unternehmen finanziell stabiler geworden ist. Moody's hat unseren Ratingausblick im März 2020 auf „positiv" hochgestuft, sodass wir die Chance sehen, eine günstigere Bonitätsnote zu erhalten.

Die Einschätzung unserer Kreditwürdigkeit durch Ratingagenturen, Banken und Kapitalanleger hängt u. a. von der Höhe unserer Nettoschulden ab. Wir haben uns zum Ziel gesetzt, dass diese nicht mehr als dreimal so hoch sein sollen wie das bereinigte EBITDA unseres Kerngeschäfts. Wegen unserer umfangreichen Investitionen in den Ausbau der erneuerbaren Energien könnte der Fall eintreten, dass die Nettoschulden vorübergehend über Plan liegen. Das betrifft insbesondere Geschäftsjahre mit unterdurchschnittlichen Mittelzuflüssen aus der laufenden Geschäftstätigkeit oder aus dem Verkauf von Projektanteilen. Dennoch sind wir zuversichtlich, unsere Verschuldung durchgängig im Zielkorridor halten zu können. Dabei hilft uns der zusätzliche finanzielle Spielraum, den wir durch die Kapitalerhöhung vom August 2020 gewonnen haben.

Wir stufen unsere finanzwirtschaftlichen Risiken als „mittel" ein. Diese Einschätzung hat sich seit dem vergangenen Jahr nicht geändert.

- **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. Bei Transaktionen, die bestimmte Größenordnungen überschreiten, und bei sämtlichen Handelsgeschäften gibt es ein Kreditlimit, das wir vor ihrem Abschluss festlegen und nötigenfalls anpassen, etwa bei Veränderungen der Bonität des Geschäftspartners. 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. Bei Finanzderivaten nutzen wir den Deutschen Rahmenvertrag für Finanztermingeschäfte oder den Rahmenvertrag der International Swaps and Derivatives Association.

  Die Corona-Krise hat viele Unternehmen in wirtschaftliche Schwierigkeiten gebracht, möglicherweise auch Geschäftspartner von RWE. Daher haben wir die Beobachtung kritischer Wirtschaftszweige intensiviert. Außerdem agieren wir mit großer Vorsicht, wenn wir neue Geschäftsbeziehungen eingehen oder bestehende verlängern, und räumen Kunden gegebenenfalls niedrigere Kreditlimite ein. Wesentliche finanzielle Einbußen durch coronabedingte Insolvenzen erwarten wir derzeit nicht. Unsere Risiken aus der Bonität von Geschäftspartnern gehen weiterhin nicht über die Kategorie „mittel" hinaus.

- **Sonstige Risiken.** In dieser Risikoklasse erfassen wir u. a. die potenziellen Auswirkungen von Reputationsschäden, Compliance-Verstößen oder kriminellen Handlungen. Außerdem berücksichtigen wir hier das Risiko, dass eine coronabedingte Verringerung des Energiebedarfs zu längerfristig niedrigen Strompreisen führt und wir deshalb außerplanmäßige Abschreibungen auf Erzeugungsanlagen vornehmen müssen. Die sonstigen Risiken sind deshalb von „niedrig" auf „mittel" gestiegen.

Risiken und Chancen von RWE: Gesamtbeurteilung durch die Unternehmensleitung. In den vergangenen Jahren hat sich die Risikolage des RWE-Konzerns stark verbessert. Durch das Tauschgeschäft mit E.ON, das wir 2020 erfolgreich abschließen konnten, sind wir ein führendes Unternehmen auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien geworden. Der Anteil stabiler regulierter Erträge hat sich damit deutlich erhöht und uns finanziell robuster gemacht. Die schrittweise Verlagerung unseres Erzeugungsportfolios von fossilen hin zu regenerativen Energieträgern hilft uns außerdem dabei, unsere politischen und regulatorischen Risiken zu begrenzen. Mit unserem Ziel der Klimaneutralität bis 2040 signalisieren wir, dass wir die Dekarbonisierung der Energiewirtschaft vorantreiben wollen, und stärken damit unsere Akzeptanz bei Politikern, Kapitalgebern, Kunden und weiteren Anspruchsgruppen.

Wie die Ausführungen in diesem Kapitel zeigen, gibt es aktuell kein Risiko mehr, das wir als hoch einstufen. Durch das deutsche Kohleausstiegsgesetz und die darin verankerten Kompensationsansprüche gegenüber dem Bund hat sich die Unsicherheit im Hinblick auf die Zukunft unserer Braunkohlewirtschaft deutlich verringert. Hier hatten wir im Vorjahr noch ein hohes Risiko gesehen. Vom Ausbruch der Corona-Krise war RWE bislang nur in begrenztem Umfang betroffen. Die Pandemie führte u. a. zu Projektverzögerungen. Sollte das Virus auf absehbare Zeit nicht wirksam bekämpft werden können, drohen weitere Verspätungen. Außerdem besteht die Gefahr, dass die verringerte Wirtschaftsaktivität mit niedrigen Strompreisen einhergeht und wir dadurch Einbußen bei den Erzeugungsmargen hinnehmen müssen. Unsere pandemiebedingten Risiken stufen wir aber maximal als mittel ein. Dabei erweist sich einmal mehr als Vorteil, dass wir mit dem Erneuerbare-Energien-Geschäft über eine starke und krisenresistente Ertragssäule verfügen. Mit unseren hohen Investitionen in neue Windkraft- und Solaranlagen werden wir diese Säule noch tragfähiger machen.

Gleichzeitig sorgt unser solides Finanzmanagement dafür, dass RWE auf sicherem Kurs bleibt. Indem wir die Auswirkungen von Risiken auf unsere Liquidität analysieren und eine konservative Finanzierungsstrategie verfolgen, gewährleisten wir, dass wir unsere Zahlungsverpflichtungen fristgerecht erfüllen können. Wir verfügen über erhebliche flüssige Mittel und großen Fremdfinanzierungsspielraum durch das Debt-Issuance-Programm, das Commercial-Paper-Programm und die syndizierte Kreditlinie (siehe Seite 59). Dank der

Kapitalerhöhung vom August 2020 sind wir finanziell noch flexibler aufgestellt. Unsere Liquidität planen wir vorausschauend auf Basis der kurz-, mittel- und langfristigen Finanzbedarfe der Konzerngesellschaften und halten eine hohe Mindestliquidität auf täglicher Basis vor.

Dank unserer Maßnahmen zur nachhaltigen Sicherung unserer Finanz- und Ertragskraft und unseres umfassenden Risikomanagementsystems sehen wir uns dazu in der Lage, die aktuell erkennbaren Risiken von RWE zu beherrschen. Zugleich schaffen wir die Voraussetzungen dafür, dass wir dies auch in Zukunft gewährleisten können.

Rechnungslegungsbezogenes internes Kontrollsystem: Angaben nach §§ 289 Abs. 4 und 315 Abs. 4 HGB. In der Finanzberichterstattung besteht das Risiko von Falschdarstellungen, die einen wesentlichen Einfluss auf die Entscheidungen der Adressaten haben können. Beispielsweise kann ein zu hoch ausgewiesenes Ergebnis dazu führen, dass Kapitalanleger in ein Unternehmen investieren. Im RWE-Verhaltenskodex haben wir uns dazu verpflichtet, die Öffentlichkeit in Übereinstimmung mit den kapitalmarktrechtlichen Vorschriften vollständig, sachlich, korrekt, verständlich und zeitnah zu informieren. Mit einer Vielzahl von Instrumenten versuchen wir, diesem Anspruch gerecht zu werden. Angeführt seien hier u. a. unsere konzernweit gültige Bilanzierungsrichtlinie und die hohen Mindeststandards für IT-Systeme, mit denen wir rechnungslegungsbezogene Daten erheben und verarbeiten.

Zur Qualitätssicherung nutzen wir außerdem ein rechnungslegungsbezogenes internes Kontrollsystem (kurz: IKS). Das IKS zielt darauf ab, Fehler und Falschdarstellungen zu verhindern, die sich aus der Nichteinhaltung von Rechnungslegungsvorschriften ergeben können. Die Ausgestaltung des internen Kontrollsystems und die Überprüfung seiner Wirksamkeit liegen in der Verantwortung des Bereichs Rechnungswesen der RWE AG. Bei der Wahrnehmung dieser Aufgaben kann der Bereich auf ein konzernweit gültiges Regelwerk zurückgreifen. Außerdem wird er vom IKS-Komitee unterstützt. Dieses Gremium soll darauf hinwirken, dass das interne Kontrollsystem im gesamten Konzern mit hohen Ansprüchen an Korrektheit und Transparenz und nach einheitlichen Grundsätzen gelebt wird. Das IKS-Komitee besteht aus Vertretern der Bereiche Rechnungswesen, Controlling & Risikomanagement sowie Interne Revision & Compliance. Hinzu kommen Verantwortliche aus den Funktionen Personal, Einkauf, Handel, Finanzen, Steuern und IT, die einen hohen Bezug zur Rechnungslegung haben.

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. die Aufstellung von Einzelabschlüssen oder die Konsolidierung, werden sie von Mitarbeitern aus dem Rechnungswesen durchgeführt. Bei Prozessen, die in unserem Auftrag von Dienstleistungszentren abgewickelt werden, etwa die Bearbeitung von Rechnungen, wird die Angemessenheit und Wirksamkeit der Kontrollen von einer Wirtschaftsprüfungsgesellschaft bescheinigt. Für die Funktionen Finanzen, Personal, Einkauf, Handel und IT dokumentieren die jeweils Verantwortlichen, ob den vereinbarten IKS-Qualitätsstandards entsprochen wurde. Darüber hinaus begleitet unsere Interne Revision die IKS-Prüfung. Die Ergebnisse der Untersuchungen werden in einem Bericht an den Vorstand der RWE AG dokumentiert. Bei der Überprüfung, die wir 2020 vorgenommen haben, hat sich das IKS erneut als wirksam erwiesen.

Im Rahmen der externen Berichterstattung legen die Mitglieder des Vorstands der RWE AG zum Halbjahr und zum Gesamtjahr einen Bilanzeid ab. Sie bestätigen damit, dass die vorgeschriebenen Rechnungslegungsstandards eingehalten wurden und dass die Abschlüsse 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.

2.10 Übernahmerechtliche Angaben

Gegenstand dieses Kapitels sind die Angaben nach §§ 315a Abs. 1 und 289a Abs. 1 des Handelsgesetzbuchs 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 Grundkapital der RWE AG beträgt 1.731.123.322,88 € und verteilt sich auf 676.220.048 auf den Inhaber lautende Stückaktien. Wie auf Seite 42 dargelegt, hat der Vorstand im August 2020 mit Zustimmung des Aufsichtsrats 61.474.549 neue RWE-Aktien gegen Bareinlage und unter Ausschluss des Bezugsrechts an institutionelle Investoren ausgegeben. Dadurch hat sich das Grundkapital um 157.374.845,44 € bzw. 10 % erhöht.

Befugnisse des Vorstands zur Ausgabe neuer Aktien. Die Kapitalerhöhung stützte sich auf eine Ermächtigung durch die Hauptversammlung vom 26. April 2018, die im Wesentlichen folgende Bestimmungen enthält:

Der Vorstand wird ermächtigt, das Grundkapital der Gesellschaft bis zum 25. April 2023 mit Zustimmung des Aufsichtsrats um bis zu 314.749.693,44 € durch Ausgabe von bis zu 122.949.099 auf den Inhaber lautenden Aktien gegen Bar- oder Sacheinlagen zu erhöhen (genehmigtes Kapital). Die Ermächtigung kann ganz oder teilweise sowie einmal oder mehrmals in Teilbeträgen ausgeübt werden. Den Aktionären steht grundsätzlich ein Bezugsrecht zu.

Unter der Voraussetzung, dass der Aufsichtsrat zustimmt, kann der Vorstand das Bezugsrecht ausschließen:

- um Spitzenbeträge zu vermeiden, die sich aus dem Bezugsverhältnis ergeben,
- um Aktien gegen Sacheinlagen zum Zwecke von Unternehmenszusammenschlüssen oder zum Erwerb von Unternehmen, Unternehmensteilen, Betrieben oder Anteilen an Unternehmen auszugeben,
- wenn bei einer Barkapitalerhöhung 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,
- um die Aktien eventuellen Inhabern von Wandel- und Optionsanleihen in dem Umfang anzubieten, wie sie ihnen nach Wandlung bzw. Ausübung der Option zustehen.

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.

Die Möglichkeit zur bezugsrechtsfreien Barkapitalerhöhung hat RWE am 18. / 19. August 2020 bis zur Obergrenze von 10 % ausgeschöpft. Für sonstige Kapitalmaßnahmen kann das genehmigte Kapital noch zur Hälfte genutzt werden, und zwar in Höhe von maximal 157.374.848 €. Das entspricht der Ausgabe von bis zu 61.474.550 RWE-Aktien.

Kapitalbeteiligungen von mehr als 10 % der Stimmrechte. Zum 31. Dezember 2020 gab es keine Beteiligung an der RWE AG, die mehr als 10 % der Stimmrechte auf sich vereinte.

Beschränkungen bei der Übertragung von Aktien. Im Rahmen des Belegschaftsaktienprogramms der RWE sind im abgelaufenen Geschäftsjahr 314.760 RWE-Aktien an Mitarbeiter in Deutschland ausgegeben worden. Die Begünstigten können über die Titel erst nach dem 31. Dezember 2021 frei verfügen. RWE-Belegschaftsaktienprogramme gibt es auch in Großbritannien. Sie richten sich an die Beschäftigten von RWE Generation UK plc, RWE Technology UK Limited und RWE Supply & Trading GmbH UK Branch. Im Rahmen dieser Programme sind 2020 insgesamt 17.905 RWE-Aktien erworben worden. Die Titel unterliegen ebenfalls einer Verfügungsbeschränkung, und zwar für fünf Jahre ab dem Tag der Zuteilung.

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. 5 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 etwas anderes vorschreiben. Nach § 10 Abs. 9 der Satzung ist der Aufsichtsrat ermächtigt, Satzungsänderungen zu beschließen, die die Fassung, d. h. formale Aspekte, betreffen und keine materiellen Auswirkungen auf den Inhalt haben.

Befugnis der RWE AG zum Erwerb eigener Aktien. Die Hauptversammlung vom 26. April 2018 hat den Vorstand der RWE AG außerdem dazu ermächtigt, bis zum 25. April 2023 mit Zustimmung des Aufsichtsrats Aktien der Gesellschaft im Umfang von bis zu 10 % des zum Beschlusszeitpunkt oder – falls der Wert geringer ist – des zum Zeitpunkt der Ausübung der Ermächtigung bestehenden Grundkapitals zu erwerben. Nach Ermessen des Vorstands kann dies über die Börse oder im Wege eines öffentlichen Kaufangebots geschehen.

Die so erworbenen Aktien dürfen eingezogen werden. Ferner können sie im Rahmen von Unternehmenszusammenschlüssen oder beim Erwerb von Unternehmen, Unternehmensteilen, Betrieben oder Anteilen an Unternehmen an Dritte übertragen werden. Die Gesellschaft darf die Aktien auch verwenden, um Verpflichtungen aus Belegschaftsaktienprogrammen zu erfüllen oder um Wandel- und Optionsanleihen zu bedienen. In den genannten Fällen ist das Bezugsrecht ausgeschlossen. Die Ermächtigungen können ganz oder teilweise sowie einmal oder mehrmals in Teilbeträgen ausgeübt werden.

Nach der Ermächtigung vom 26. April 2018 konnten die erworbenen Aktien auf sonstige Weise gegen Barzahlung veräußert werden. Diese Möglichkeit besteht nicht mehr, weil die bei der Kapitalerhöhung ausgegebenen Aktien auf die Höchstgrenze von 10 % des Grundkapitals angerechnet werden, die für die Ermächtigung festgesetzt worden ist. Aus diesem Grund ist es auch nicht mehr möglich, zurückerworbene Aktien an die Inhaber von Wandel- oder Optionsanleihen zu liefern, sofern diese unter Bezugsrechtsausschluss gegen Barzahlung begeben wurden. Auch können mit den Aktien keine Bezugsrechte mehr bedient werden, die Inhaber von Wandel- oder Optionsanleihen hätten, wenn sie durch Ausübung der Anleiherechte RWE-Aktien erhalten würden.

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. Eine solche Regelung besteht u. a. bei unserer syndizierten Kreditlinie über 5 Mrd. €. Sie hat im Wesentlichen folgenden Inhalt: Sollten sich die Kontroll- oder Mehrheitsverhältnisse bei der RWE AG ändern, 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.

Change-of-Control-Klauseln gibt es auch bei unseren Anleihen. Für die 2037 fällige Senioranleihe, die 2016 als einzige nicht in Gänze auf innogy übertragen werden konnte und bis heute mit einem kleinen Restbetrag bei uns verblieben ist, gilt folgende Regelung: Die Anleihegläubiger können die sofortige Rückzahlung verlangen, wenn es bei der RWE AG zu einem Kontrollwechsel in Verbindung mit einer Absenkung des Kreditratings unter die Kategorie „Investment Grade" kommt. Für unsere nachrangigen Hybridanleihen gilt in diesem Fall, dass wir sie innerhalb des festgelegten Kontrollwechselzeitraums kündigen können. Geschieht das nicht, erhöht sich die jährliche Verzinsung der Hybridanleihen um 500 Basispunkte.

Folgen eines Kontrollwechsels für die Vergütung von Vorstand und Führungskräften.
Der Deutsche Corporate Governance Kodex enthält in seiner aktuellen Fassung vom 16. Dezember 2019 die Anregung, dass keine Zusagen für (zusätzliche) Leistungen aus Anlass der vorzeitigen Beendigung des Anstellungsvertrags durch ein Vorstandsmitglied infolge eines Kontrollwechsels gegeben werden sollten. Diesem Grundsatz entsprechen wir in allen neu abgeschlossenen Dienstverträgen. Die zum 1. November 2020 bestellten Vorstandsmitglieder Dr. Michael Müller und Zvezdana Seeger haben im Falle eines Kontrollwechsels weder ein Sonderkündigungsrecht noch Ansprüche auf Abfindungen. Gleiches gilt ab 1. Mai 2021 für Dr. Markus Krebber, wenn er die Nachfolge von Dr. Rolf Martin Schmitz als Vorstandsvorsitzender antritt.

In den laufenden Dienstverträgen von Rolf Martin Schmitz und Markus Krebber gibt es dagegen noch eine Change-of-Control-Klausel. Demnach haben die Vorstandsmitglieder ein Sonderkündigungsrecht, wenn sich im Falle eines Kontrollwechsels wesentliche Nachteile für sie ergeben können. Sie dürfen ihr Amt dann innerhalb eines halben Jahres nach dem Wechsel der Unternehmenskontrolle aus wichtigem Grund niederlegen, wobei eine Frist von drei Monaten zum Monatsende zu wahren ist. Zusätzlich können sie die Beendigung des Dienstverhältnisses unter Gewährung einer Einmalzahlung verlangen. Die Höhe der Einmalzahlung entspricht den Bezügen, die bis zum Ende der ursprünglich vereinbarten Vertragslaufzeit angefallen wären, höchstens jedoch dem Dreifachen der vertraglichen Jahresgesamtvergütung. Aktienbasierte Vergütungen sind hier nicht eingerechnet.

Kontrollwechsel-Regelungen gibt es auch für die aktienbasierte Vergütung von Vorstand und Führungskräften. Bei einem Kontrollwechsel verfallen die für das laufende Geschäftsjahr vorläufig zugeteilten Performance Shares ersatz- und entschädigungslos. Ansprüche aus noch nicht ausbezahlten Performance Shares für vergangene Geschäftsjahre bleiben dagegen erhalten.

2.11 Vergütungsbericht

Die Anforderungen des Kapitalmarktes an die Vergütung von Vorstand und Aufsichtsrat sind gestiegen. Mehr denn je wird erwartet, dass Unternehmen das Management und die Aufsichtsorgane leistungsorientiert entlohnen und dabei Anreize für vorausschauendes, am Grundsatz der Nachhaltigkeit ausgerichtetes Handeln setzen. RWE wird diesen Anforderungen gerecht. Trotzdem haben wir das System der Vorstandsvergütung weiterentwickelt und uns dabei eng mit Investoren abgestimmt. Wir werden die neuen Regelungen der Hauptversammlung 2021 zur Beschlussfassung vorlegen. Schwerpunkt der folgenden Ausführungen sind die Ausgestaltung und die Höhe der Vergütung für das zurückliegende Geschäftsjahr.

Struktur und Höhe der Aufsichtsratsvergütung

Die den Mitgliedern des Aufsichtsrats für das Geschäftsjahr 2020 gewährte Vergütung beruht auf einem Beschluss der Hauptversammlung 2013 und ist in der Satzung der RWE AG festgelegt. Sie entspricht sämtlichen Empfehlungen und Anregungen des Deutschen Corporate Governance Kodex (DCGK) in der aktuellen Fassung vom 16. Dezember 2019.

Dem Vorsitzenden des Aufsichtsrats der RWE AG steht 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 werden den Mitgliedern und Vorsitzenden zusätzlich 20 bzw. 40 Tsd. € gezahlt – mit Ausnahme des Nominierungsausschusses, dessen Mitglieder kein Zusatzentgelt erhalten. 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. Nimmt ein Mitglied des Aufsichtsrats bestimmte Funktionen nur für einen Teil des Geschäftsjahres wahr, so wird die Vergütung zeitanteilig gewährt.

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 jährlichen 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 2019 nachgekommen.

Die Gesamtvergütung der Aufsichtsratsmitglieder (ohne Erstattung von Auslagen) summierte sich für das Geschäftsjahr 2020 auf 2.880 Tsd. € (Vorjahr: 3.304 Tsd. €). Davon entfielen 480 Tsd. € (Vorjahr: 465 Tsd. €) auf Vergütungen für Tätigkeiten in den Ausschüssen des Aufsichtsrats und 100 Tsd. € (Vorjahr: 543 Tsd. €) auf Mandatsvergütungen bei Tochtergesellschaften der RWE AG.

Entsprechend den Vorgaben des § 113 AktG werden wir die Hauptversammlung am 28. April 2021 über die Aufsichtsratsvergütung beschließen lassen. Wir erwägen, den Anteilseignern eine Anhebung der Entgelte für Ausschusstätigkeiten vorzuschlagen.

Die Tabelle auf der folgenden Seite zeigt die Aufsichtsratsvergütung für alle Personen, die dem Gremium in den Jahren 2019 und / oder 2020 angehörten.

Vergütung des Aufsichtsrats[1]	Feste Vergütung		Ausschussvergütung		Mandatsvergütung bei Tochtergesellschaften[2]		Gesamtbezüge[3]	
in Tsd. €	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Dr. Werner Brandt, Vorsitzender	300	300	–	–	–	–	300	300
Frank Bsirske, stellvertretender Vorsitzender	200	200	–	–	–	143	200	343
Michael Bochinsky	100	100	40	40	–	–	140	140
Reiner Böhle (bis 18.09.2019)	–	72	–	14	–	–	–	86
Sandra Bossemeyer	100	100	20	20	–	–	120	120
Martin Bröker	100	100	–	–	–	–	100	100
Anja Dubbert (seit 27.09.2019)	100	26	20	1	–	–	120	27
Matthias Dürbaum (seit 27.09.2019)	100	26	20	1	–	–	120	27
Ute Gerbaulet	100	100	–	–	–	–	100	100
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel	100	100	20	20	–	–	120	120
Dr. h. c. Monika Kircher	100	100	40	30	–	–	140	130
Monika Krebber (bis 18.09.2019)	–	72	–	14	–	86	–	172
Harald Louis	100	100	20	20	20	20	140	140
Dagmar Mühlenfeld	100	100	20	20	–	–	120	120
Peter Ottmann	100	100	20	20	–	–	120	120
Günther Schartz	100	100	20	20	–	–	120	120
Dr. Erhard Schipporeit	100	100	80	80	–	215	180	395
Dr. Wolfgang Schüssel	100	100	20	25	–	–	120	125
Ullrich Sierau	100	100	40	40	–	–	140	140
Ralf Sikorski	100	100	40	40	50	50	190	190
Marion Weckes	100	100	40	40	–	–	140	140
Leonhard Zubrowski	100	100	20	20	30	30	150	150
Gesamt[3]	**2.300**	**2.296**	**480**	**465**	**100**	**543**	**2.880**	**3.304**

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 Vorstandsvergütung

Grundlegendes. Struktur und Höhe der Vorstandsvergütung werden vom Aufsichtsrat festgelegt und regelmäßig daraufhin überprüft, ob sie angemessen und marktüblich sind. Das im Folgenden erläuterte Vergütungssystem ist zum 1. Oktober 2016 eingeführt worden. Es 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 Bestandteil eine aktienbasierte Vergütung.

In seiner Sitzung vom 25. Juni 2020 hat der Aufsichtsrat das Vergütungssystem grundlegend reformiert, um es noch stärker an den Zielen des Unternehmens und den Anforderungen unserer Anspruchsgruppen (Stakeholder) auszurichten. Die Änderungen betreffen u. a. die langfristige, aktienbasierte Vergütung, das Eigeninvestment in RWE-Aktien und die finanziellen Konsequenzen von Fehlverhalten. Für die Vorstandsvergütung 2020 waren – von wenigen Ausnahmen abgesehen – noch die alten Regelungen maßgeblich. Diese werden im Folgenden näher beschrieben. Über die wichtigsten Neuerungen informieren wir Sie am Ende des Kapitels auf Seite 96.

Empfänger der Vorstandsvergütung. Im zurückliegenden Geschäftsjahr erhielten Dr. Rolf Martin Schmitz, Dr. Markus Krebber, Dr. Michael Müller und Zvezdana Seeger Leistungen für Vorstandstätigkeiten bei der RWE AG:

- Rolf Martin Schmitz (63) ist seit 1. Mai 2009 Mitglied des Vorstands und seit 15. Oktober 2016 dessen Vorsitzender. Von Mai 2017 bis Oktober 2020 war er zugleich Arbeitsdirektor. Er scheidet zum 30. April 2021 aus dem Vorstand aus.

- Markus Krebber (48) wurde zum 1. Oktober 2016 in den Vorstand berufen. Seit 15. Oktober 2016 verantwortet er das Finanzressort. Er ist bis zum 30. Juni 2026 in den Vorstand bestellt und wird zum 1. Mai 2021 den Vorsitz übernehmen.

- Michael Müller (49) ist zum 1. November 2020 für zunächst drei Jahre in den Vorstand bestellt worden. Er wird ab dem 1. Mai 2021 das Finanzressort verantworten.

- Zvezdana Seeger (56) gehört ebenfalls seit 1. November 2020 zum Vorstand der RWE AG. Sie führt die Ressorts Personal und IT. Außerdem ist sie Arbeitsdirektorin. Auch bei ihr ist die erstmalige Bestellung auf drei Jahre befristet.

Festgehalt und Versorgungsentgelt. Die Mitglieder des Vorstands der RWE AG beziehen ein jährliches Festgehalt, das in monatlichen Raten ausbezahlt wird. Als zweite fixe Vergütungskomponente steht ihnen für jedes Dienstjahr ein individuell festgelegter Betrag als Versorgungsentgelt zu, sofern sie nicht – wie im Fall von Rolf Martin Schmitz – bereits vor Einführung des Versorgungsentgelts dem Vorstand angehörten und deshalb eine Pensionszusage erhalten haben (siehe Seite 88).

Das Versorgungsentgelt wird wahlweise bar ausgezahlt oder zugunsten einer späteren Versorgungsleistung vollständig oder anteilig durch Brutto-Entgeltumwandlung in eine wertgleiche Versorgungszusage überführt. Das aufgebaute Kapital ist nach dem Eintritt des Vorstandsmitglieds in den Ruhestand abrufbar, frühestens mit Vollendung des 62. Lebensjahres. Die Vorstandsmitglieder können beim 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.

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

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 die Ermittlung der individuellen Tantieme ist die sogenannte Unternehmenstantieme. Diese hängt davon ab, wie hoch das vergütungsrelevante EBIT im jeweiligen Geschäftsjahr ausfällt. Basis für die Ermittlung

dieser Kennzahl ist das bereinigte EBIT. Dabei handelt es sich um das EBIT, abzüglich des neutralen Ergebnisses. Die Regelungen zur Vorstandsvergütung sehen vor, dass der Aufsichtsrat Anpassungen am bereinigten EBIT vornehmen kann, die die Eignung dieser Größe für die Performance-Messung verbessern. Die Anpassungen können u. a. Veräußerungsergebnisse, Rückstellungsveränderungen sowie außerplanmäßige Abschreibungen und deren Folgewirkungen betreffen. Durch sie wird das bereinigte EBIT ins vergütungsrelevante EBIT überführt.

Die Unternehmenstantieme wird folgendermaßen ermittelt: Zu Beginn des jeweiligen Geschäftsjahres legt der Aufsichtsrat einen Zielwert sowie eine Unter- und eine Obergrenze für das vergütungsrelevante EBIT fest. Nach Ablauf des Geschäftsjahres wird das tatsächlich erreichte bereinigte EBIT festgestellt und mit den erläuterten Anpassungen das vergütungsrelevante EBIT abgeleitet. Stimmt dieses mit dem Zielwert überein, beträgt die Zielerreichung 100 %. Die Unternehmenstantieme entspricht dann dem vertraglich festgelegten Tantiemebudget. Liegt das vergütungsrelevante EBIT exakt an der vorab definierten Untergrenze, beträgt die Zielerreichung 50 %; liegt es an der Obergrenze, beträgt die Zielerreichung 150 %. Im dazwischen liegenden Wertebereich wird die Zielerreichung durch lineare Interpolation ermittelt. Ist das vergütungsrelevante EBIT niedriger als die Untergrenze, wird keine Unternehmenstantieme gezahlt. Wird die Obergrenze überschritten, bleibt es bei der maximalen Zielerreichung von 150 %.

Neben der Unternehmenstantieme bestimmt der individuelle Leistungsfaktor darüber, in welcher Höhe dem einzelnen Vorstandsmitglied eine Tantieme gewährt wird. Der Leistungsfaktor hängt von der Erreichung (1) individueller Ziele, (2) allgemeiner kollektiver Ziele sowie (3) kollektiver Ziele auf dem Gebiet der Corporate Responsibility (CR) und der Mitarbeitermotivation ab, wobei die genannten Zielkategorien mit jeweils einem Drittel gewichtet werden. Nach Ablauf eines Geschäftsjahres bewertet der Aufsichtsrat die Leistung der Vorstandsmitglieder in den genannten Kategorien. Dabei orientiert er sich daran, in welchem Umfang die am Jahresanfang festgelegten Zielvorgaben erfüllt wurden. Die Zielerreichung kann zwischen 0 und 200 % liegen. Der daraus abgeleitete Leistungsfaktor ist aber auf 80 bis 120 % begrenzt. Das heißt, selbst wenn ein Vorstandsmitglied die individuellen und kollektiven Ziele beispielsweise zu 150 % erreicht hat, beträgt der Leistungsfaktor „nur“ 120 %.

Die Unternehmenstantieme, multipliziert mit dem individuellen Leistungsfaktor, ergibt die Tantieme des einzelnen Vorstandsmitglieds. Diese wird nach Ablauf des Geschäftsjahres in voller Höhe ausgezahlt.

Abweichend von den oben dargestellten Regelungen wurde für die zum 1. November 2020 hinzugekommenen Vorstandsmitglieder Zvezdana Seeger und Michael Müller vereinbart, dass der individuelle Leistungsfaktor für die zweimonatige Tätigkeit im vergangenen Jahr ausschließlich anhand der Erreichung individueller Ziele ermittelt wird. Die kollektiven Ziele der Kategorien (2) und (3) bleiben somit unberücksichtigt.

Aktienbasierte Vergütung. Den Mitgliedern des Vorstands wird außerdem eine aktienbasierte Vergütung gewährt, die das Erreichen langfristiger Ziele honoriert. Im Berichtsjahr ist dabei letztmals der Strategic Performance Plan (SPP) 2016 – 2020 angewendet worden. Dieser orientiert sich bei der Erfolgsmessung an den folgenden beiden Kriterien: der Gesamtrendite der RWE-Aktie aus Kursentwicklung und Dividende (Performance) und dem vergütungsrelevanten Nettoergebnis im jeweiligen Geschäftsjahr. Wie bereits erwähnt, ist die aktienbasierte Vergütung in wesentlichen Punkten angepasst worden. Die Änderungen sind im SPP 2021 umgesetzt, der seit Anfang des laufenden Jahres zur Anwendung kommt. Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf den alten SPP.

Der SPP 2016 – 2020 basiert auf sogenannten Performance Shares, deren Laufzeit (Vesting-Periode) sich über das jeweilige Geschäftsjahr und die drei Folgejahre erstreckt. Zu Beginn eines Geschäftsjahres erhalten die Vorstandsmitglieder ein Zuteilungsschreiben, in dem ihr individueller Brutto-Zuteilungsbetrag aufgeführt ist. Die neuen Vorstandsmitglieder Michael Müller und Zvezdana Seeger haben ihre Zuteilung mit Dienstbeginn im November erhalten. Die Anzahl der Performance Shares ergibt sich, indem der Brutto-Zuteilungsbetrag durch den mittleren Xetra-Schlusskurs der RWE-Aktie an den letzten 30 Börsenhandelstagen vor Beginn des jeweiligen Gewährungsjahres geteilt wird. Allerdings ist die Zuteilung vorläufig. Wie viele Performance Shares endgültig zugeteilt werden, entscheidet sich nach Ablauf des jeweiligen Gewährungsjahres.

Die Überleitung der vorläufigen zur endgültigen Zuteilung der Performance Shares richtet sich im SPP 2016 – 2020 nach dem vergütungsrelevanten Nettoergebnis, das durch Anpassungen des bereinigten Nettoergebnisses ermittelt wird. Die zulässigen Anpassungen sind in den Planbedingungen des SPP näher bestimmt. Durch sie kann auch bei unvorhergesehenen Ereignissen wie Kapitalmaßnahmen, Akquisitionen, Veräußerungen und regulatorischen Änderungen gewährleistet werden, dass die tatsächlichen Ergebnisse mit den vorab definierten Zielwerten vergleichbar sind.

Der Aufsichtsrat bestimmt die Zielwerte für das vergütungsrelevante Nettoergebnis zu Beginn des jeweiligen Geschäftsjahres auf Basis der Mittelfristplanung des Unternehmens. Außerdem legt er Ober- und Untergrenzen fest. Daran anknüpfend sieht der SPP 2016 – 2020 folgendes Vorgehen vor: Bei exakter Übereinstimmung von Ist- und Zielwert werden 100 % der vorläufig zugeteilten Performance Shares final festgeschrieben. Liegt der Ist-Wert exakt an der Untergrenze bzw. der Obergrenze, werden 50 % bzw. 150 % der vorläufig gewährten Performance Shares final zugeteilt. Bei einer Unterschreitung der Untergrenze verfallen die vorläufig gewährten Performance Shares vollständig und ersatzlos, während es im Falle einer Überschreitung der Obergrenze bei der maximalen Zuteilung von 150 % bleibt.

Im SPP 2016 – 2020 werden die Performance Shares drei Jahre nach der endgültigen Zuteilung in bar an die Mitglieder des Vorstands ausbezahlt. Für die Tranchen 2018, 2019 und 2020 steht dies somit noch aus. Der Auszahlungsbetrag hängt von der Performance der RWE-Aktie ab. Er entspricht der Anzahl der final festgeschriebenen Performance Shares, multipliziert mit der Summe aus dem durchschnittlichen Xetra-Schlusskurs der RWE-Aktie der 30 Börsenhandelstage vor dem Ende der Vesting-Periode und den aufgelaufenen Dividenden der letzten drei Jahre. Allerdings gibt es auch hier eine Deckelung: Selbst bei einer extrem guten Aktien-Performance 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.

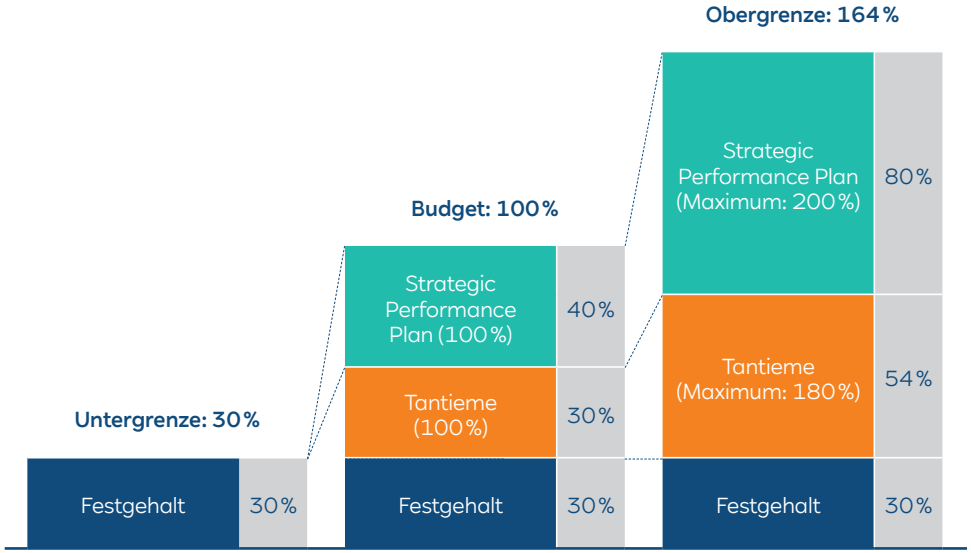
Nach dem Ausscheiden eines Vorstandsmitglieds am Ende der Vertragslaufzeit bleiben die Performance Shares unverändert bestehen und werden am Ende der Vesting-Periode plangemäß ausgezahlt. Scheidet ein Vorstandsmitglied auf eigenen Wunsch vorzeitig aus der Gesellschaft aus oder wird ihm aus wichtigem Grund außerordentlich gekündigt, verfallen alle Performance Shares, die noch nicht das Ende der Vesting-Periode erreicht haben.

Malus- und Clawback-Regelungen. Der SPP 2016 – 2020 enthält eine Malus-Regelung. Danach kann der Aufsichtsrat ein Fehlverhalten von Vorstandsmitgliedern mit einer Kürzung oder vollständigen Streichung laufender SPP-Tranchen ahnden. Ein solches Fehlverhalten liegt vor, wenn ein Vorstandsmitglied vorsätzlich gegen den Verhaltenskodex, die Compliance-Richtlinien oder gegen eine wesentliche dienstvertragliche Pflicht verstößt oder die Sorgfaltspflichten im Sinne des § 93 AktG erheblich verletzt.

Die Verträge der im November 2020 hinzugekommenen Vorstandsmitglieder Michael Müller und Zvezdana Seeger enthalten bereits die umfangreichen Malus- und Clawback-Bestimmungen des künftigen Vergütungssystems. Danach kann der Aufsichtsrat die bereits gezahlte erfolgsabhängige Vergütung (Tantieme und aktienbasierte Vergütung) teilweise oder vollständig zurückfordern, wenn sich herausstellt, dass der Konzernabschluss fehlerhaft war. Im Falle eines Fehlverhaltens von Vorstandsmitgliedern kann der Aufsichtsrat darüber hinaus nach seinem billigen Ermessen die noch nicht ausbezahlte variable Vergütung für das Geschäftsjahr, dem die Pflichtverletzung zuzuordnen ist, kürzen oder auf null reduzieren. Sollte die variable Vergütung für das betreffende Geschäftsjahr bereits ausgezahlt sein, kann der Aufsichtsrat sie teilweise oder vollständig zurückfordern. Die Verpflichtung des Vorstandsmitglieds zum Schadensersatz gegenüber der Gesellschaft bleibt von den Malus- und Clawback-Regelungen unberührt.

Mandatsbezüge. Die Mitglieder des Vorstands der RWE AG erhielten im abgelaufenen Geschäftsjahr Bezüge für die Wahrnehmung von Aufsichtsratsmandaten in konzernverbundenen Unternehmen. Diese Bezüge wurden vollständig auf die Tantieme (Schmitz / Krebber) oder das Festgehalt (Müller / Seeger) angerechnet und führten damit nicht zu höheren Gesamtbezügen.

Bandbreite der Vorstandsvergütung

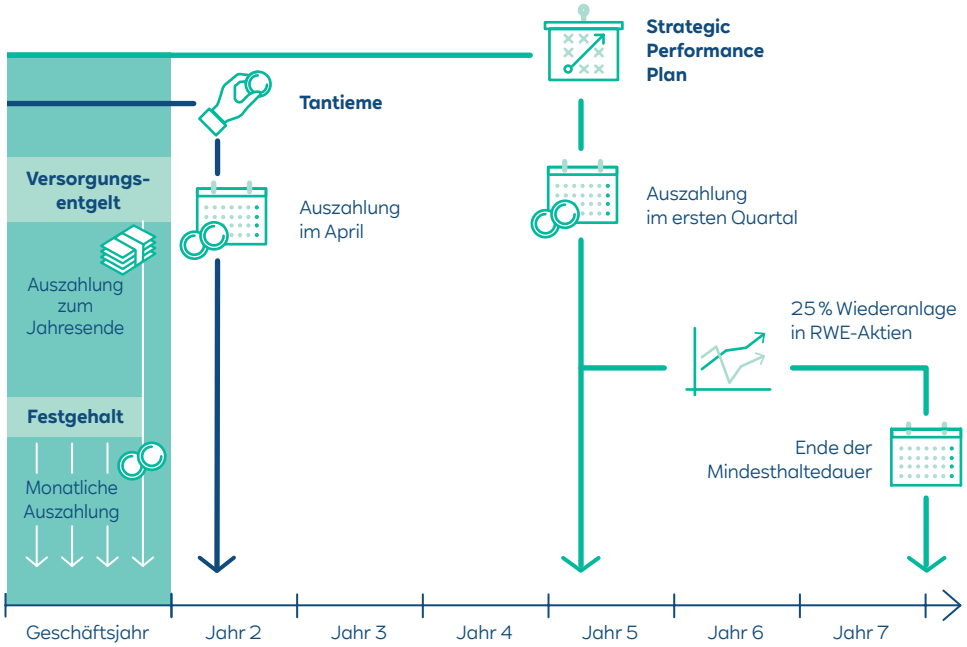


Anteile der Einzelkomponenten an der Gesamtvergütung. Im theoretischen Fall, dass die Zielvorgaben des Unternehmens und seiner Vorstandsmitglieder im abgelaufenen Geschäftsjahr zu exakt 100 % erreicht worden wären, hätte sich folgende Vergütungsstruktur ergeben: 30 % der Gesamtvergütung wären auf das Festgehalt entfallen, weitere 30 % auf die Tantieme und 40 % auf die langfristige Vergütung im Rahmen des SPP 2016 – 2020.

Begrenzung der Vorstandsvergütung. Das Schaubild oben zeigt die prozentualen Anteile der einzelnen Komponenten der Vorstandsvergütung 2020. Die Unternehmenstantieme war auf 150 % des vertraglich vereinbarten Tantiemebudgets nach oben begrenzt und der individuelle Leistungsfaktor auf 120 %. Dadurch konnten höchstens 180 % des Tantiemebudgets erreicht werden. Bei der aktienbasierten Vergütung nach dem SPP 2016 – 2020 war die Auszahlung nach Ablauf der Vesting-Periode auf maximal 200 % des Zuteilungsbudgets beschränkt. Aus den genannten Maximalwerten lässt sich die Obergrenze für die Gesamtvergütung ableiten, die bei 164 % des Budgets liegt.

Auszahlungszeitpunkte. Die Vorstandsmitglieder erhalten das jährliche Festgehalt in 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 wird im April ausbezahlt. Bei den Performance Shares aus dem SPP erfolgt die Zahlung im ersten Quartal nach Ablauf der Vesting-Periode. Wie bereits erläutert, müssen die Vorstandsmitglieder 25 % des Auszahlungsbetrags in RWE-Aktien 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 2020 betrifft dies 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, bei dauerhafter Arbeitsunfähigkeit oder im Falle 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 und der Versorgungsgrad, der sich aus der Anzahl der Dienstjahre ergibt.

Wechsel der Unternehmenskontrolle. Die Verträge von Rolf Martin Schmitz und Markus Krebber enthalten sogenannte Change-of-Control-Klauseln, die im Wesentlichen folgenden Inhalt haben: 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 Kontrollerwerb im Sinne dieser Regelung liegt vor, wenn ein Aktionär, 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 Jahresgesamtvergütung. Diese umfasst – mit Ausnahme des SPP – sämtliche Vergütungsbestandteile einschließlich Nebenleistungen.

Kommt es zu einem Wechsel der Unternehmenskontrolle, werden alle im Rahmen des SPP 2016 – 2020 gewährten Performance Shares, die bereits final festgeschrieben wurden und noch nicht zur Auszahlung gelangt sind, vorzeitig ausgezahlt. Die zum Zeitpunkt des Kontrollwechsels noch vorläufig zugeteilten Performance Shares verfallen dagegen ersatz- und entschädigungslos.

Der DCGK regt in seiner neuesten Fassung an, dass keine Leistungen aus Anlass der vorzeitigen Beendigung des Anstellungsvertrags durch ein Vorstandsmitglied infolge eines Kontrollwechsels zugesagt werden sollten. Diesem Grundsatz entsprechen wir in allen neu abgeschlossenen Dienstverträgen. Die zum 1. November 2020 bestellten Vorstandsmitglieder Zvezdana Seeger und Michael Müller haben im Falle eines Kontrollwechsels weder ein Sonderkündigungsrecht noch Ansprüche auf Abfindungen. Gleiches gilt ab 1. Mai 2021 für Markus Krebber, wenn er die Nachfolge von Rolf Martin Schmitz als Vorstandsvorsitzender antritt.

Vorzeitige Beendigung der Vorstandstätigkeit 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 (Abfindungsobergrenze).

Höhe der Vorstandsvergütung (nach HGB)	Rolf Martin Schmitz		Markus Krebber		Michael Müller[1]		Zvezdana Seeger[1]		Gesamt	
in Tsd. €	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Erfolgsunabhängig:	**1.181**	**1.183**	**1.145**	**1.085**	**156**	**–**	**154**	**–**	**2.636**	**2.268**
Festgehalt[2]	1.160	1.160	800	763	108	–	108	–	2.176	1.923
Versorgungsentgelt[3]	–	–	300	300	43	–	43	–	386	300
Sach- und sonstige Bezüge	21	23	45	22	5	–	3	–	74	45
Erfolgsabhängig:	**3.084**	**3.032**	**2.187**	**2.271**	**297**	**–**	**297**	**–**	**5.865**	**5.303**
Tantieme (kurzfristig)	1.584	1.782	1.087	1.171	130	–	130	–	2.931	2.953
Davon: angerechnete Mandatseinkünfte[2]	85	115	40	146	–	–	–	–	129	261
Zuteilungswert der Performance Shares[4] (langfristig)	1.500	1.250	1.100	1.100	167	–	167	–	2.934	2.350
Gesamtvergütung	**4.265**	**4.215**	**3.332**	**3.356**	**453**	**–**	**451**	**–**	**8.501**	**7.571**

1 Michael Müller und Zvezdana Seeger sind dem Gremium am 1. November 2020 beigetreten.
2 Einkünfte aus Aufsichtsratsmandaten im RWE-Konzern werden bei Michael Müller und Zvezdana Seeger auf das Festgehalt, und nicht auf die Tantieme angerechnet; 2020 betrugen sie bei Michael Müller 7 Tsd. €, während Zvezdana Seeger keine solchen Einkünfte hatte.
3 Das an Markus Krebber, Michael Müller und Zvezdana Seeger ausgezahlte Versorgungsentgelt ist Teil der Vergütung nach HGB, der jährliche Dienstzeitaufwand für die Pensionszusage an Rolf Martin Schmitz jedoch nicht.
4 Gemäß HGB ist hier der Zuteilungswert zum Zeitpunkt der Gewährung anzusetzen.

Höhe der Vorstandsvergütung

Die Vergütung des Vorstands der RWE AG wird nach den Vorgaben des deutschen Handelsgesetzbuchs (HGB) ermittelt. Für ihre Tätigkeit im Geschäftsjahr 2020 erhielten die Vorstandsmitglieder insgesamt 8.501 Tsd. € – gegenüber 7.571 Tsd. € im Vorjahr, als das Gremium noch aus zwei Personen bestand. Die einzelnen Vergütungskomponenten sind in der Tabelle oben aufgeführt.

Das vergütungsrelevante EBIT, auf dessen Basis die Tantieme ermittelt wird, belief sich im vergangenen Jahr auf 1.830 Mio. €. Vom bereinigten EBIT (1.771 Mio. €) unterscheidet es sich durch Anpassungen, mit denen Sondereffekte neutralisiert wurden, die bei der Festlegung des Zielwerts nicht absehbar waren. Eine solche Anpassung betraf die Dividende aus der 15 %-Beteiligung an E.ON. Diese wurde bei der Zielwertbestimmung im bereinigten EBIT erfasst, weil noch nicht feststand, dass wir sie im Finanzergebnis ausweisen würden. Ferner wurden Beteiligungsergebnisse korrigiert, die 2020 wegen zeitlicher Verschiebungen unerwartet hoch waren. Eine weitere Anpassung bezog sich auf Wertberichtigungen im Jahr 2019, deren Folgewirkungen im Zielwert nicht berücksichtigt waren und deshalb eliminiert wurden. Der aus der Mittelfristplanung abgeleitete Zielwert für das bereinigte EBIT lag bei 1.556 Mio. € (Zielerreichung von 100 %), die Untergrenze bei 856 Mio. € (Zielerreichung von 50 %) und die Obergrenze bei 2.256 Mio. € (Zielerreichung von 150 %). Aus diesen Zahlen und dem Ist-Wert ergibt sich für 2020 eine Zielerreichung von 120 %. Das heißt, die Unternehmenstantieme war um 20 % höher als das zu Jahresbeginn festgelegte Tantiemebudget.

Ermittlung der Unternehmenstantieme 2020	2020 in Mio. €	Zielerreichung in %
Bereinigtes EBIT	1.771	–
Anpassungen[1]	59	–
Vergütungsrelevantes EBIT	**1.830**	**120**
Zielwert	1.556	100
Obergrenze	2.256	150
Untergrenze	856	50

1 Siehe Erläuterung auf der vorherigen Seite

Der Aufsichtsrat hat Rolf Martin Schmitz und Markus Krebber bescheinigt, dass sie die individuellen und kollektiven Ziele klar übererfüllt haben. Wesentliche Erfolgsfaktoren waren der Abschluss des Tauschgeschäfts mit E.ON und der Fortschritt bei der Transformation von RWE zu einem führenden Erneuerbare-Energien-Unternehmen. Nach Meinung des Aufsichtsrats bestätigt die erneut starke Performance der RWE-Aktie, dass der Kapitalmarkt die Wachstumsstrategie von RWE gutheißt. Positiv hervorgehoben wurde, dass der Vorstand mit dem Erwerb des europäischen Projektentwicklungsgeschäfts von Nordex und der Kapitalerhöhung vom August 2020 die Weichen für einen beschleunigten Ausbau der Windkraft- und Solarkapazitäten gestellt hat. Auch der öffentlich-rechtliche Vertrag mit dem Bund über die Bedingungen des Braunkohleausstiegs und dessen sozialverträgliche Ausgestaltung, die im Konsens tarifvertraglich geregelt werden konnte, trugen zur hohen Zielerreichung bei. Im Hinblick auf die Mitarbeitermotivation, die mittels regelmäßiger Erhebungen im Unternehmen gemessen wird, konnten die Vorgaben leicht übererfüllt werden. Bei den CR-Zielen, die sich im Wesentlichen auf die CO_2-Intensität des Erzeugungsportfolios, die Arbeitssicherheit sowie die Einhaltung von Compliance-, Umwelt- und Sozialstandards beziehen, lagen die Zielerreichungsgrade zwischen 95 und 120 %. Die Zielunterschreitung um 5 % betraf die CO_2-Intensität des Erzeugungsportfolios und ergab sich aus den zum Teil coronabedingten Verzögerungen bei der Fertigstellung von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Den neuen Vorstandsmitgliedern Michael Müller und Zvezdana Seeger bescheinigte der Aufsichtsrat angesichts ihrer reibungslosen Einarbeitung eine individuelle Zielerreichung von 100 %. Wie bereits dargelegt, sind hier keine kollektiven Ziele in die Beurteilung eingeflossen.

Ermittlung der individuellen Tantieme 2020		Rolf Martin Schmitz	Markus Krebber	Michael Müller	Zvezdana Seeger
Tantiemebudget	Tsd. €	1.100	755	108	108
Zielerreichung beim vergütungsrelevanten EBIT	%	120	120	120	120
Unternehmenstantieme	Tsd. €	1.320	906	130	130
Individueller Leistungsfaktor	%	120	120	100	100
Individuelle Tantieme	Tsd. €	1.584	1.087	130	130

Rolf Martin Schmitz und Markus Krebber erreichten ihre Ziele zu jeweils 132 %. Wegen der Kappungsgrenze liegt ihr Leistungsfaktor bei 120 %, während Michael Müller und Zvezdana Seeger auf jeweils 100 % kommen. Durch Multiplikation der genannten Werte mit der jeweiligen Unternehmenstantieme lässt sich ableiten, in welcher Höhe den einzelnen Vorstandsmitgliedern eine individuelle Tantieme gewährt wurde. Rolf Martin Schmitz erhielt 1.584 Tsd. €, Markus Krebber 1.087 Tsd. €, Michael Müller 130 Tsd. € und Zvezdana Seeger 130 Tsd. €.

Ermittlung der Tranche 2020 des Strategic Performance Plan	2020 in Mio. €	Zielerreichung in %
Bereinigtes Nettoergebnis	1.213	–
Anpassungen[1]	– 170	–
Vergütungsrelevantes Nettoergebnis	**1.043**	**104**
Zielwert	1.007	100
Obergrenze	1.507	150
Untergrenze	507	50

1 Siehe Erläuterung auf der folgenden Seite

Gemäß HGB ist als langfristige erfolgsabhängige Vergütungskomponente der Wert der zu Beginn eines Geschäftsjahres vorläufig zugeteilten Performance Shares anzugeben. Wie auf Seite 85 f. erläutert, hängt die Höhe der endgültigen Zuteilung davon ab, wie sich das vergütungsrelevante Nettoergebnis im jeweiligen Geschäftsjahr im Vergleich zu einem vorab definierten Zielwert entwickelt hat. Letzterer war vom Aufsichtsrat für 2020 mit 1.007 Mio. € angesetzt worden (Zuteilung von 100 %). Die Untergrenze betrug 507 Mio. € (Zuteilung von 50 %) und die Obergrenze 1.507 Mio. € (Zuteilung von 150 %). Der tatsächliche Wert von 1.043 Mio. € führte zu einer Zielerreichung von 104 %. Die endgültige Zuteilung von Performance Shares für 2020 war somit 4 % höher als die vorläufige.

Das vergütungsrelevante Nettoergebnis ist vom bereinigten Nettoergebnis (1.213 Mio. €) durch Herausrechnen einiger ungeplanter Sachverhalte abgeleitet worden. Wie bereits auf Seite 89 erwähnt, wurden unerwartet hohe Ergebnisse aus Beteiligungen angepasst und Folgewirkungen von Wertberichtigungen eliminiert. Eine weitere Korrektur betraf den Steuersatz, der für die Berechnung des bereinigten Nettoergebnisses verwendet wird. Dieser beträgt aktuell 15 %; der Zielwert war dagegen noch mit einem Steuersatz von 20 % ermittelt worden.

Vergütung mit langfristiger Anreizwirkung (Strategic Performance Plan): Tranche 2020		Rolf Martin Schmitz	Markus Krebber	Michael Müller	Zvezdana Seeger
Zuteilungsdatum		01.01.2020	01.01.2020	01.11.2020	01.11.2020
Zuteilungswert	Tsd. €	1.500	1.100	167	167
Durchschnittlicher Aktienkurs	€	26,41	26,41	26,41	26,41
Anzahl vorläufig zugeteilter Performance Shares	**Stück**	**56.797**	**41.651**	**6.311**	**6.311**
Bewertungsdatum		31.12.2020	31.12.2020	31.12.2020	31.12.2020
Zielerreichung bei vergütungsrelevantem Nettoergebnis	%	104	104	104	104
Anzahl endgültig zugeteilter Performance Shares	**Stück**	**59.069**	**43.317**	**6.563**	**6.563**
Ende der Vesting-Periode		31.12.2023	31.12.2023	31.12.2023	31.12.2023

Vergütung mit langfristiger Anreizwirkung (Strategic Performance Plan): Tranchen 2017 – 2019		Rolf Martin Schmitz			Markus Krebber		
Tranche	Jahr	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Zuteilungsdatum		01.01.2019	01.01.2018	01.01.2017	01.01.2019	01.01.2018	01.01.2017
Zuteilungswert	Tsd. €	1.250	1.250	1.250	1.100	1.100	988
Durchschnittlicher Aktienkurs	€	19,10	18,80	11,62	19,10	18,80	11,62
Anzahl vorläufig zugeteilter Performance Shares	**Stück**	**65.445**	**66.489**	**107.573**	**57.592**	**58.511**	**84.983**
Bewertungsdatum		31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017
Zielerreichung bei vergütungsrelevantem Nettoergebnis	%	150	123	115	150	123	115
Anzahl endgültig zugeteilter Performance Shares	**Stück**	**98.168**	**81.781**	**123.709**	**86.388**	**71.969**	**97.730**
Ende der Vesting-Periode		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2020

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

Zuführung zu Rückstellungen für aktienbasierte Vergütungen mit langfristiger Anreizwirkung in Tsd. €	2020	2019
Rolf Martin Schmitz	2.527	2.726
Markus Krebber	2.096	1.982
Michael Müller	54	–
Zvezdana Seeger	54	–
Summe	**4.731**	**4.708**

Verpflichtungen aus der Altregelung zur Altersversorgung. Der Dienstzeitaufwand (Service Cost) für Pensionsverpflichtungen gegenüber Rolf Martin Schmitz lag 2020 bei 595 Tsd. € (Vorjahr: 554 Tsd. €). Dabei handelt es sich um keinen Vergütungsbestandteil gemäß HGB. Der nach IFRS ermittelte Barwert der Pensionsverpflichtung (Defined Benefit Obligation) betrug zum Jahresende 16.441 Tsd. € (Vorjahr: 14.997 Tsd. €). Der Barwert der Pensionsverpflichtung nach HGB belief sich auf 13.166 Tsd. € (Vorjahr: 11.894 Tsd. €). Er hat sich damit um 1.272 Tsd. € erhöht (Vorjahr: 1.360 Tsd. €). Auf Basis der ruhegeldfähigen Bezüge zum 31. Dezember 2020 ergibt sich – unverändert zum Vorjahr – eine jährliche Rentenzahlung an Rolf Martin Schmitz von voraussichtlich 556 Tsd. €. Darin enthalten sind Ruhegeldansprüche gegenüber früheren Arbeitgebern, die auf die RWE AG übertragen wurden.

Darstellung der Vorstandsvergütung gemäß DCGK (2017)

Bei der Ausgestaltung und der Darstellung des Vergütungssystems orientieren wir uns auch an den Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex. In den vergangenen Jahren haben wir dabei die maßgebliche Kodex-Fassung vom 7. Februar 2017 zugrundegelegt. Diese wurde von der Fassung vom 16. Dezember 2019 abgelöst, die am 20. März 2020 in Kraft trat. Der neue DCGK gibt keine Empfehlungen mehr zur Darstellung der Vorstandsvergütung, während in der alten Kodexfassung noch die Nutzung bestimmter Mustertabellen empfohlen wurde. Die für den Kodex verantwortliche Regierungskommission vertritt die Auffassung, dass die Vergütungsberichterstattung durch das Gesetz zur Umsetzung der zweiten Aktionärsrechterichtlinie (ARUG II) inzwischen hinreichend geregelt sei. Allerdings sind die entsprechenden aktienrechtlichen Vorschriften erst für das Geschäftsjahr 2021 anzuwenden. Um Transparenzlücken zu vermeiden, stellen wir die Vorstandsvergütung für 2020 nochmals anhand von Übersichten dar, die sich an den Mustertabellen aus dem DCGK 2017 orientieren.

Die folgenden Tabellen zeigen:

- die für das Berichtsjahr gewährten Zuwendungen einschließlich Nebenleistungen sowie bei variablen Vergütungen die theoretischen Maximal- und Minimalbeträge;
- den Zufluss aus Fixvergütung, kurzfristiger variabler Vergütung und langfristiger variabler Vergütung, differenziert nach den jeweiligen Bezugsjahren;
- den Aufwand für die Altersversorgung und sonstige Versorgungsleistungen.

Zuwendungen oder Vergütungen gelten als gewährt, wenn sie den Mitgliedern des Vorstands verbindlich zugesagt wurden. Abweichend vom HGB ist es dabei unerheblich, in welchem Umfang das Vorstandsmitglied die vergütete Arbeitsleistung bereits erbracht hat.

Der Begriff „Zufluss“ stellt darauf ab, in welchem Umfang die Vorstandsmitglieder Zahlungen erhalten. Dabei kommt es nicht auf den Termin der Auszahlung an, sondern darauf, ab wann die Zahlung hinreichend sicher ist. Nach dieser Maßgabe stellen wir auch die Zuflüsse aus dem SPP 2016 – 2020 dar.

Die beschriebene Abgrenzung sei am Beispiel der Tantieme verdeutlicht: Als „gewährt“ gilt das für das jeweilige Geschäftsjahr vertraglich vereinbarte und zugesagte Tantiemebudget. In der Zufluss-Tabelle wird dagegen der Betrag ausgewiesen, der mit hoher Wahrscheinlichkeit tatsächlich zufließen wird. Dass die Zahlung erst im Folgejahr geleistet wird, ist dabei irrelevant. Der Zeitpunkt des Zuflusses gilt bereits als erreicht, wenn die zur Ermittlung der Zielerreichung (und damit der Tantieme) benötigten Kennzahlen mit hinreichender Sicherheit feststehen. Es wird unterstellt, dass dies bereits am Jahresende der Fall ist. Daher wird die Vorstandstantieme bereits im Berichtsjahr in den Zufluss-Tabellen genannt.

Gewährte Zuwendungen	Rolf Martin Schmitz Vorstandsvorsitzender seit 15.10.2016				Markus Krebber Finanzvorstand seit 15.10.2016				Michael Müller Mitglied des Vorstands seit 01.11.2020				Zvezdana Seeger Personalvorständin / Arbeitsdirektorin seit 01.11.2020			
in Tsd. €	2020 (Min.)	2020 (Max.)	2020 Ist	2019 Ist	2020 (Min.)	2020 (Max.)	2020 Ist	2019 Ist	2020 (Min.)	2020 (Max.)	2020 Ist	2019 Ist	2020 (Min.)	2020 (Max.)	2020 Ist	2019 Ist
Festvergütung	1.160	1.160	1.160	1.160	800	800	800	763	108	108	108	–	108	108	108	–
Versorgungsentgelt	–	–	–	–	300	300	300	300	43	43	43	–	43	43	43	–
Sach- und sonstige Bezüge	21	21	21	23	45	45	45	22	5	5	5	–	3	3	3	–
Summe Festvergütung	**1.181**	**1.181**	**1.181**	**1.183**	**1.145**	**1.145**	**1.145**	**1.085**	**156**	**156**	**156**	**–**	**154**	**154**	**154**	**–**
Einjährige variable Vergütung (Tantieme)	**0**	**1.980**	**1.100**	**1.100**[1]	**0**	**1.359**	**755**	**723**[1]	**0**	**195**	**108**	**–**	**0**	**195**	**108**	**–**
Mehrjährige variable Vergütung (SPP)	**0**	**3.000**	**1.500**	**1.250**	**0**	**2.200**	**1.100**	**1.100**	**0**	**333**	**167**	**–**	**0**	**333**	**167**	**–**
Tranche 2019 (Laufzeit: 2019 – 2022)	–	–	–	1.250	–	–	–	1.100	–	–	–	–	–	–	–	–
Tranche 2020 (Laufzeit: 2020 – 2023)	0	3.000	1.500	–	0	2.200	1.100	–	0	333	167	–	0	333	167	–
Summe variable Vergütung	**0**	**4.980**	**2.600**	**2.350**	**0**	**3.559**	**1.855**	**1.823**	**0**	**528**	**275**	**–**	**0**	**528**	**275**	**–**
Summe variable und feste Vergütung	**1.181**	**6.161**	**3.781**	**3.533**	**1.145**	**4.704**	**3.000**	**2.908**	**156**	**684**	**431**	**–**	**154**	**682**	**429**	**–**
Versorgungsaufwand	595	595	595	554	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Gesamtvergütung	**1.776**	**6.756**	**4.376**	**4.087**	**1.145**	**4.704**	**3.000**	**2.908**	**156**	**684**	**431**	**–**	**154**	**682**	**429**	**–**

1 Angepasste Werte wegen methodischer Änderung beim Ausweis der Tantieme

Zufluss	Rolf Martin Schmitz Vorstandsvorsitzender seit 15.10.2016		Markus Krebber Finanzvorstand seit 15.10.2016		Michael Müller Mitglied des Vorstands seit 01.11.2020		Zvezdana Seeger Personalvorständin / Arbeitsdirektorin seit 01.11.2020	
in Tsd. €	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Festvergütung	1.160	1.160	800	763	108	–	108	–
Versorgungsentgelt	–	–	300	300	43	–	43	–
Sach- und sonstige Bezüge	21	23	45	22	5	–	3	–
Summe Festvergütung	**1.181**	**1.183**	**1.145**	**1.085**	**156**	**–**	**154**	**–**
Einjährige variable Vergütung (Tantieme)	**1.584**	**1.782**	**1.087**	**1.171**	**130**	**–**	**130**	**–**
Mehrjährige variable Vergütung (SPP)	**2.500**	**1.538**	**1.975**	**494**	**–**	**–**	**–**	**–**
Auszahlung Tranche 2016	–	1.538	–	494	–	–	–	–
Auszahlung Tranche 2017	2.500	–	1.975	–	–	–	–	–
Summe variable Vergütung	**4.084**	**3.320**	**3.062**	**1.665**	**130**	**–**	**130**	**–**
Summe feste und variable Vergütung	**5.265**	**4.503**	**4.207**	**2.750**	**286**	**–**	**284**	**–**
Versorgungsaufwand	595	554	–	–	–	–	–	–
Gesamtvergütung	**5.860**	**5.057**	**4.207**	**2.750**	**286**	**–**	**284**	**–**

Neuregelung der Vorstandsvergütung ab 2021

Wie bereits dargelegt, haben wir das System der Vorstandsvergütung weiterentwickelt, um es mit den aktuellen rechtlichen Anforderungen und den Erwartungen unserer Stakeholder in Einklang zu bringen. Die Neuerungen gelten seit dem 1. Januar 2021. An der Grundstruktur des Vergütungssystems wurde festgehalten. Das heißt, die Vorstandsvergütung besteht weiterhin aus Festgehalt, Versorgungsentgelt, erfolgsabhängiger Tantieme und aktienbasierter Vergütung. Eine ausführliche Darstellung des neuen Vergütungssystems findet sich in der Einladung zur diesjährigen Hauptversammlung, der wir das System zur Billigung vorlegen werden. Die Einladung kann unter www.rwe.com/hv abgerufen werden.

Einige wichtige Neuerungen seien hier kurz vorgestellt:

- Die aktienbasierte Vergütung orientiert sich künftig an zwei zusätzlichen Erfolgsfaktoren: an der CO_2-Intensität unseres Erzeugungsportfolios und am relativen Total Shareholder Return, der die Gesamtrendite der RWE-Aktie ins Verhältnis zur Gesamtrendite anderer europäischer Versorgerwerte setzt. Von diesen beiden Indikatoren und der Entwicklung des vergütungsrelevanten Nettoergebnisses wird es abhängen, wie viele der vorläufig zugeteilten Performance Shares nach Ablauf des Performance-Zeitraums endgültig gewährt werden. Dieser Zeitraum, der bislang nur das betreffende Geschäftsjahr umfasste, wird im neuen Vergütungssystem auf drei Jahre ausgedehnt. Nach seinem Ablauf werden alle drei Kriterien gleichrangig für die Ermittlung der endgültigen Zuteilung herangezogen. Anschließend müssen die Performance Shares noch ein weiteres Jahr gehalten werden. Die Vesting-Periode beläuft sich damit unverändert auf vier Jahre.
- Mit den sogenannten Shareholder Ownership Guidelines (SOG) ist ein neues Element in das Vergütungssystem aufgenommen worden, das dem weiteren Angleich der Interessen von Vorstand und Aktionären dient. Die SOG verpflichten die Vorstandsmitglieder dazu, mit einem bestimmten Mindestbetrag in RWE-Aktien investiert zu sein und die Aktien während der Vorstandstätigkeit sowie weitere zwei Jahre nach deren Beendigung zu halten. Für ordentliche Vorstandsmitglieder liegt das Eigeninvestment bei 100 % und für den Vorstandsvorsitzenden bei 200 % des jährlichen Brutto-Festgehalts. Pro Jahr müssen mindestens 25 % der ausgezahlten variablen Bruttovergütung in RWE-Aktien angelegt werden, bis der Zielbetrag erreicht ist.
- Eine weitere wichtige Neuerung besteht in der Einführung eines Clawback-Mechanismus, der die bestehende Malus-Regelung ergänzt. Wie auf Seite 86 näher ausgeführt, kann die bereits ausgezahlte variable Vergütung bei schwerem Fehlverhalten eines Vorstandsmitglieds im Nachhinein zurückverlangt werden. Die bisherige reine Malus-Regelung ging nicht so weit: Sie erlaubte es lediglich, noch nicht ausgezahlte SPP-Tranchen zu kürzen oder einzubehalten.

In den Dienstverträgen von Michael Müller und Zvezdana Seeger sind seit 2021 sämtliche Anpassungen des Vergütungssystems berücksichtigt. Gleiches gilt ab 1. Mai 2021 für Markus Krebber, wenn er den Vorstandsvorsitz übernimmt. Im Falle von Rolf Martin Schmitz, der Ende April aus dem Vorstand ausscheidet, wurde darauf verzichtet, die vertraglichen Konditionen noch entsprechend zu ändern.

03

Versicherung der gesetzlichen Vertreter



Pumpspeicherkraftwerk Herdecke

3 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, 5. März 2021

Der Vorstand



Schmitz | Krebber | Müller | Seeger

04
Konzernabschluss

4.1	Gewinn- und Verlustrechnung	100
4.2	Gesamtergebnisrechnung	101
4.3	Bilanz	102
4.4	Kapitalflussrechnung	104
4.5	Veränderung des Eigenkapitals	106
4.6	Anhang	107
4.7	Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs)	192
4.8	Organe (Teil des Anhangs)	226
4.9	Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers	233
4.10	Informationen zum Abschlussprüfer	241



Windpark Nysäter, Schweden

4.1 Gewinn- und Verlustrechnung

in Mio. €	(s. Anhang)	2020	2019
Umsatzerlöse (inkl. Erdgas- / Stromsteuer)	(1)	**13.896**	**13.277**
Erdgas- / Stromsteuer	(1)	208	152
Umsatzerlöse	(1)	**13.688**	**13.125**
Sonstige betriebliche Erträge	(2)	4.931	4.756
Materialaufwand	(3)	9.814	9.078
Personalaufwand	(4)	2.365	2.526
Abschreibungen	(5), (10)	3.154	3.166
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(6)	1.950	3.254
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	(7), (12)	375	321
Übriges Beteiligungsergebnis	(7)	-61	8
Finanzerträge	(8)	1.933	688
Finanzaufwendungen	(8)	2.387	1.626
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern		**1.196**	**-752**
Ertragsteuern	(9)	363	-92
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten		**833**	**-660**
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten		221	9.816
Ergebnis		**1.054**	**9.156**
Davon: Ergebnisanteile anderer Gesellschafter		59	643
Davon: Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG			15
Davon: Nettoergebnis / Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG		**995**	**8.498**
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Aktie in €	(26)	**1,56**	**13,82**
Davon: aus fortgeführten Aktivitäten in €		1,27	-1,13
Davon: aus nicht fortgeführten Aktivitäten in €		0,29	14,95

4.2 Gesamtergebnisrechnung

Beträge nach Steuern in Mio. €	(s. Anhang)	2020	2019[1]
Ergebnis		**1.054**	**9.156**
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen		-493	-639
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	(12)	-46	130
Marktbewertung von Eigenkapitalinstrumenten		-143	279
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die nicht erfolgswirksam umzugliedern sind		**-682**	**-230**
Unterschied aus der Währungsumrechnung	(20)	-417	1.079
Marktbewertung von Fremdkapitalinstrumenten		19	27
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherungsbeziehung	(27)	-233	479
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	(12), (20)	-6	-15
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die zukünftig erfolgswirksam umzugliedern sind		**-637**	**1.570**
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)		**-1.319**	**1.340**
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)		**-265**	**10.496**
Davon: auf Aktionäre der RWE AG entfallend		-282	9.706
Davon: auf Hybridkapitalgeber der RWE AG entfallend			15
Davon: auf andere Gesellschafter entfallend		17	775

1 Angepasste Werte: aufgrund rückwirkender Anpassung bei der Erstkonsolidierung der übernommenen E.ON-Aktivitäten; siehe dazu Seite 109 im Anhang.

4.3 Bilanz

Aktiva in Mio. €	(s. Anhang)	31.12.2020	31.12.2019[1]
Langfristiges Vermögen			
Immaterielle Vermögenswerte	(10)	4.913	4.777
Sachanlagen	(11)	17.902	19.016
At-Equity-bilanzierte Beteiligungen	(12)	3.297	3.281
Übrige Finanzanlagen	(13)	4.244	4.337
Finanzforderungen	(14)	131	128
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	(15)	3.435	3.276
Ertragsteueransprüche		142	264
Latente Steuern	(16)	397	689
		34.461	**35.768**
Kurzfristiges Vermögen			
Vorräte	(17)	1.632	1.585
Finanzforderungen	(14)	2.482	2.359
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		3.007	3.621
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	(15)	9.820	12.756
Ertragsteueransprüche		228	196
Wertpapiere	(18)	4.219	3.258
Flüssige Mittel	(19)	4.774	3.192
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte		1.045	1.274
		27.207	**28.241**
		61.668	**64.009**

1 Angepasste Werte: aufgrund rückwirkender Anpassung bei der Erstkonsolidierung der übernommenen E.ON-Aktivitäten; siehe dazu Seite 109 im Anhang.

Passiva in Mio. €	(s. Anhang)	31.12.2020	31.12.2019[1]
Eigenkapital	(20)		
Anteile der Aktionäre der RWE AG		17.182	16.964
Anteile anderer Gesellschafter		789	503
		17.971	**17.467**
Langfristige Schulden			
Rückstellungen	(22)	19.470	18.937
Finanzverbindlichkeiten	(23)	3.951	3.924
Ertragsteuerverbindlichkeiten	(24)	797	1.050
Übrige Verbindlichkeiten	(25)	1.154	862
Latente Steuern	(16)	1.908	2.164
		27.280	**26.937**
Kurzfristige Schulden			
Rückstellungen	(22)	3.004	2.638
Finanzverbindlichkeiten	(23)	1.247	1.689
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen		2.387	2.987
Ertragsteuerverbindlichkeiten	(24)	237	193
Übrige Verbindlichkeiten	(25)	9.003	11.588
Zur Veräußerung bestimmte Schulden		539	510
		16.417	**19.605**
		61.668	**64.009**

1 Angepasste Werte: aufgrund rückwirkender Anpassung bei der Erstkonsolidierung der übernommenen E.ON-Aktivitäten; siehe dazu Seite 109 im Anhang.

4.4 Kapitalflussrechnung

in Mio. €	(s. Anhang, 30)	2020	2019
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten		833	– 660
Abschreibungen / Zuschreibungen		3.179	2.754
Veränderung der Rückstellungen		342	2.825
Veränderung der latenten Steuern		485	44
Ergebnis aus dem Abgang von Anlagegegenständen und Wertpapieren		-54	– 77
Sonstige zahlungsunwirksame Erträge / Aufwendungen		-647	– 3.077
Veränderung des Nettoumlaufvermögens		-13	– 2.786
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten		**4.125**	**– 977**
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten		50	– 546
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit		**4.175**	**– 1.523**
Immaterielle Vermögenswerte / Sachanlagen			
Investitionen		-2.285	– 1.767
Einnahmen aus Anlagenabgängen		132	72
Akquisitionen / Beteiligungen			
Investitionen		-1.073	– 4
Einnahmen aus Anlagenabgängen / Desinvestitionen		233	623
Veränderung der Wertpapiere und Geldanlagen		-1.189	1.592
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (vor Erst- / Nachdotierung von Planvermögen)		**-4.182**	**516**
Erst- / Nachdotierung von Planvermögen		-96	– 42
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (nach Erst- / Nachdotierung von Planvermögen)		**-4.278**	**474**
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten		-76	– 1.203
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit (nach Erst- / Nachdotierung von Planvermögen)		**-4.354**	**– 729**

in Mio. €	(s. Anhang, 30)	2020	2019
Kapitalveränderungen (einschließlich anderer Gesellschafter)		2.230	– 60
Veränderung von Hybridkapital			– 869
Dividenden / Ausschüttungen an RWE-Aktionäre und andere Gesellschafter		-522	– 560
Aufnahme von Finanzschulden		5.537	15.876
Tilgung von Finanzschulden		-5.476	– 14.198
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten		**1.769**	**189**
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten		6	35
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit		**1.775**	**224**
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel		1.596	– 2.028
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel		-34	15
Veränderung der flüssigen Mittel		**1.562**	**– 2.013**
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums		3.212	5.225
Davon: als zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte ausgewiesen		20	1.702
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums laut Konzernbilanz		3.192	3.523
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums		4.774	3.212
Davon: als zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte ausgewiesen			20
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums laut Konzernbilanz		**4.774**	**3.192**

4.5 Veränderung des Eigenkapitals

Veränderung des Eigenkapitals in Mio. € (s. Anhang, 20)	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	**Gesamt**
				Unterschied aus der Währungsumrechnung	Marktbewertung von Finanzinstrumenten					
					Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Fremdkapitalinstrumente	In Sicherungsbeziehung				
Stand: 01.01.2019	**1.574**	**2.385**	**1.139**	**285**	**17**	**3.336**	**8.736**	**940**	**4.581**	**14.257**
Kapitalauszahlung / -einzahlung								-869	6	-863
Dividendenzahlungen			-430				-430	-61	-460	-951
Ergebnis			8.498				8.498	15	643	9.156
Other Comprehensive Income			-125	812	28	493	1.208		132	1.340
Total Comprehensive Income			8.373	812	28	493	9.706	15	775	10.496
Übrige Veränderungen			-174			-874	-1.048	-25	-4.399	-5.472
Stand: 01.01.2020[1]	**1.574**	**2.385**	**8.908**	**1.097**	**45**	**2.955**	**16.964**		**503**	**17.467**
Kapitaleinzahlung	157	1.844	-11				1.990		162	2.152
Dividendenzahlungen			-492				-492		-64	-556
Ergebnis			995				995		59	1.054
Other Comprehensive Income			-682	-392	19	-222	-1.277		-42	-1.319
Total Comprehensive Income			313	-392	19	-222	-282		17	-265
Übrige Veränderungen			-123			-875	-998		171	-827
Stand: 31.12.2020	**1.731**	**4.229**	**8.595**	**705**	**64**	**1.858**	**17.182**		**789**	**17.971**

1 Angepasste Werte: aufgrund rückwirkender Anpassung bei der Erstkonsolidierung der übernommenen E.ON-Aktivitäten; siehe dazu Seite 109 im Anhang.

4.6 Anhang

Allgemeine Grundlagen

Die RWE AG mit Sitz am RWE Platz 1 in 45141 Essen, Deutschland, ist Mutterunternehmen des RWE-Konzerns („RWE" oder „Konzern"). RWE erzeugt Strom aus erneuerbaren und konventionellen Energiequellen im Wesentlichen in Europa und den USA.

Der Konzernabschluss zum 31. Dezember 2020 ist am 5. März 2021 vom Vorstand der RWE AG zur Veröffentlichung freigegeben worden. Aufgestellt wurde er nach den International Financial Reporting Standards (IFRS), wie sie in der Europäischen Union (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 2020.

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 11 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.

Assoziierte Unternehmen sind solche Gesellschaften, bei denen die RWE AG aufgrund einer Stimmrechtsquote von 20 % bis 50 % oder aufgrund vertraglicher Vereinbarungen einen maßgeblichen Einfluss ausübt. Bei der Klassifizierung gemeinsamer Vereinbarungen, die als eigenständige Vehikel strukturiert sind, als gemeinschaftliche Tätigkeit oder als Gemeinschaftsunternehmen werden neben der Rechtsform und den vertraglichen Vereinbarungen auch sonstige Sachverhalte und Umstände berücksichtigt, insbesondere Lieferbeziehungen zwischen dem eigenständigen Vehikel und den daran beteiligten Parteien.

Anteile an Tochterunternehmen, an Gemeinschaftsunternehmen, an gemeinschaftlichen Tätigkeiten oder an assoziierten Unternehmen, die aus Konzernsicht von untergeordneter Bedeutung sind, werden nach IFRS 9 bilanziert.

Der Anteilsbesitz des Konzerns gemäß § 313 Abs. 2 HGB wird auf Seite 192 ff. dargestellt.

Die folgende Übersicht zeigt, welche Veränderungen sich bei der Anzahl der vollkonsolidierten Unternehmen im Verlauf des Berichtsjahres ergeben haben:

Anzahl vollkonsolidierter Unternehmen	Inland	Ausland	Gesamt
Stand: 01.01.2020	**58**	**201**	**259**
Erstkonsolidierungen	4	16	20
Entkonsolidierungen	-3	-9	-12
Verschmelzungen	-4	-11	-15
Stand: 31.12.2020	**55**	**197**	**252**

Unverändert gegenüber dem 31. Dezember 2019 beträgt die Anzahl at-Equity-bilanzierter Beteiligungen und Gemeinschaftsunternehmen 31, davon elf im Inland und 20 im Ausland.

Zudem werden wie im Vorjahr zwei 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 RWE Renewables UK Swindon Limited zusammen mit Scottish and Southern Energy (SSE) Renewables Holdings betreibt. RWE Renewables UK Swindon Limited hält 50 % der Anteile und bezieht 50 % der Stromerzeugung (inkl. Grünstromzertifikate). Der Windpark ist Teil des Segments Offshore Wind.

Erst- und Entkonsolidierungen werden grundsätzlich zum Zeitpunkt des Erwerbs oder Verlusts der Beherrschung vorgenommen.

Durch Anteilsverkäufe, die zu einem Wechsel im Beherrschungsstatus führten, wurden Veräußerungsergebnisse in Höhe von 13 Mio. € im sonstigen betrieblichen Ergebnis erfasst (Vorjahr: 18 Mio. €). Darüber hinaus wurde der aus dem Verkauf der nicht fortgeführten Aktivitäten resultierende Entkonsolidierungsgewinn in Höhe von 154 Mio. € (Vorjahr: 8.258 Mio. €) in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten“ ausgewiesen.

Im Rahmen von Käufen bzw. Verkäufen von Tochterunternehmen und sonstigen Geschäftseinheiten, die zu einem Wechsel des Beherrschungsstatus führten, wurden Kaufpreise in Höhe von 270 Mio. € (Vorjahr: 3.592 Mio. €) entrichtet und Verkaufspreise in Höhe von 872 Mio. € (Vorjahr: 14.296 Mio. €) erzielt. Die von Dritten erhaltenen Verkaufspreise wurden ausschließlich in Zahlungsmitteln (im Vorjahr: in Eigenkapitalanteilen sowie Verrechnung mit anderen Zahlungen im Rahmen der mit E.ON vereinbarten Transaktion) geleistet. Die Kaufpreise wurden im Berichtsjahr vollständig in Zahlungsmitteln an Dritte entrichtet (im Vorjahr: Verrechnung mit anderen Zahlungen im Rahmen der mit E.ON vereinbarten Transaktion, mit Ausnahme von 25 Mio. €, die in flüssigen Mitteln gezahlt wurden). In diesem Zusammenhang wurden flüssige Mittel (ohne Berücksichtigung von zur Veräußerung bestimmten Vermögenswerten) in Höhe von 0 Mio. € (Vorjahr: 113 Mio. €) erworben und in Höhe von 5 Mio. € (Vorjahr: 1.250 Mio. €) veräußert.

Unternehmenserwerbe

Übernommene E.ON-Aktivitäten

Am 18. September 2019 hat RWE im Rahmen des am 12. März 2018 mit der E.ON SE vertraglich vereinbarten weitreichenden Tauschs von Geschäftsteilen und Beteiligungen die Beherrschung über wesentliche Teile des vormaligen Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON erlangt. Die übernommenen Aktivitäten sind in Europa und den USA in den Geschäftsfeldern Onshore Wind und Offshore Wind sowie Photovoltaik tätig.

Der Stand der Erstkonsolidierung zum 31. Dezember 2019 ist in der folgenden Tabelle dargestellt:

Bilanzposten in Mio. €	IFRS-Buchwerte (beizulegender Zeitwert) bei Erstkonsolidierung (Stand: 31.12.2019)
Langfristige Vermögenswerte	**10.292**
Immaterielle Vermögenswerte	1.951
Sachanlagen	6.332
Sonstige langfristige Vermögenswerte	2.009
Kurzfristige Vermögenswerte	**1.886**
Langfristige Schulden	**3.979**
Rückstellungen	613
Finanzverbindlichkeiten	2.447
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	919
Kurzfristige Schulden	**5.260**
Nettovermögen	**2.939**
Kaufpreis	3.592
Geschäfts- oder Firmenwert	**653**

Eine im Bewertungszeitraum durchgeführte Aktualisierung der bei der Erstkonsolidierung erfassten Werte führte zu folgenden Anpassungen: Aufgrund besserer Erkenntnisse bezüglich des Fair Values im Wesentlichen von Operating Rights und Sachanlagen wurde das bei der Erstkonsolidierung zum beizulegenden Zeitwert angesetzte Nettovermögen in Höhe von 2.939 Mio. € um 261 Mio. € auf 2.678 Mio. € vermindert. Unter Berücksichtigung einer Kaufpreisanpassung infolge vertraglich vorgesehener Abrechnungen resultierte im Ergebnis eine Erhöhung des zum Zeitpunkt der Erstkonsolidierung erfassten Geschäfts- oder Firmenwertes um 141 Mio. € auf 794 Mio. €.

Kraftwerk King's Lynn

Am 12. Februar 2020 wurde die Übernahme von 100 % der Anteile an Centrica KL Limited (CKLL), Windsor, Großbritannien, die mit der britischen Energiegesellschaft GB Gas Holdings Limited, einer Tochtergesellschaft von Centrica plc, Windsor, Großbritannien, Ende Dezember 2019 vereinbart wurde, abgeschlossen.

Die Anlage ist ein Gas-und-Dampf-Kombinationskraftwerk (GuD) in King's Lynn in Norfolk, Großbritannien. Das Kraftwerk hat eine Kapazität von 382 MW und wird im britischen Kapazitätsmarkt bis zum Jahr 2035 sichere und stabile Kapazitätsprämien auf der Basis eines 15-jährigen Vertrags mit einer Laufzeit ab Oktober 2020 erhalten.

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	125
Kurzfristige Vermögenswerte	5
Langfristige Schulden	9
Kurzfristige Schulden	88
Nettovermögen	**33**
Kaufpreis	33
Geschäfts- oder Firmenwert	

Seit der erstmaligen Konsolidierung hat die Gesellschaft 25 Mio. € zum Umsatz und 12 Mio. € zum Ergebnis des Konzerns beigetragen.

Ohne Berücksichtigung abgelöster Gesellschafterdarlehen in Höhe von 80 Mio. € betrug der Kaufpreis 33 Mio. € und wurde ausschließlich in flüssigen Mitteln entrichtet.

Windkraft- und Solarprojekte von Nordex

Anfang November 2020 hat RWE die Übernahme von 100 % der Anteile an den Gesellschaften NXD HOLDCO B.V. und NXD France SAS abgeschlossen und damit die Beherrschung über das europäische Entwicklungsgeschäft des Windkraftanlagen-Herstellers Nordex erlangt. Die erworbenen Gesellschaften wurden inzwischen umfirmiert in RWE Renewables HoldCo B.V. bzw. RWE Renouvelables SAS.

Das übernommene Entwicklungsgeschäft umfasst eine Pipeline von Onshore-Windkraft- und Solarprojekten mit einer Gesamtkapazität von 2,7 GW. Davon entfallen 1,9 GW auf Frankreich. Hinzu kommen Vorhaben in Spanien, Schweden und Polen. Etwa 15 % der Pipeline stehen kurz vor der finalen Investitionsentscheidung oder befinden sich in einem fortgeschrittenen Entwicklungsstadium. Für 230 MW Erzeugungskapazität konnte bereits eine staatliche Förderung gesichert werden.

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

Bilanzposten in Mio. €	IFRS-Buchwerte (beizulegender Zeitwert) bei Erstkonsolidierung
Langfristige Vermögenswerte	329
Kurzfristige Vermögenswerte	0
Langfristige Schulden	56
Kurzfristige Schulden	6
Nettovermögen	**267**
Kaufpreis	375
Geschäfts- oder Firmenwert	**108**

Seit der erstmaligen Konsolidierung haben die übernommenen Gesellschaften noch keine nennenswerten Beiträge zum Umsatz und Ergebnis des Konzerns beigetragen.

Der Kaufpreis betrug (ohne Berücksichtigung von abgelösten Gesellschafterdarlehen in Höhe von 21 Mio. €) 375 Mio. € und wurde ausschließlich in flüssigen Mitteln entrichtet.

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

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

Veräußerungen, Veräußerungsgruppen (Disposal Group) und nicht fortgeführte Aktivitäten

Východoslovenská energetika Holding a.s. (VSEH)

Am 21. August 2020 hat RWE die Anteile an der vollkonsolidierten und zuvor als Teil der nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten ausgewiesenen Beteiligung am slowakischen Strom- und Gasversorger Východoslovenská energetika Holding a.s. (VSEH) an E.ON veräußert. Der Entkonsolidierungsgewinn betrug 154 Mio. € und wird in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten" ausgewiesen.

Bei den bisher konzerninternen Lieferungen und Leistungen, die nach der Entkonsolidierung der nicht fortgeführten Aktivitäten entweder mit diesen oder mit Dritten fortgeführt werden, wurden die Eliminierungsbuchungen im Rahmen der Aufwands- und Ertragskonsolidierung vollständig den nicht fortgeführten Aktivitäten zugeordnet.

In den folgenden Tabellen sind wichtige Eckdaten der zum 21. August 2020 entkonsolidierten nicht fortgeführten Aktivitäten dargestellt:

Eckdaten der nicht fortgeführten Aktivitäten in Mio. €	31.12.2019
Langfristige Vermögenswerte	
Immaterielle Vermögenswerte	405
Sachanlagen	734
Sonstige langfristige Vermögenswerte	8
	1.147
Kurzfristige Vermögenswerte	**127**
Langfristige Schulden	
Rückstellungen	9
Finanzverbindlichkeiten	225
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	131
	365
Kurzfristige Schulden	**145**

Eckdaten der nicht fortgeführten Aktivitäten in Mio. €	2020	2019
Umsatzerlöse[1]	507	23.890
Sonstige Erträge[2]	15	1.518
Aufwendungen[3]	437	23.214
Ergebnis der nicht fortgeführten Aktivitäten vor Steuern	85	2.194
Ertragsteuern	18	636
Entkonsolidierungsgewinn	154	8.258
Ergebnis der nicht fortgeführten Aktivitäten	221	9.816

1 Im Vorjahr: inkl. Erträge mit fortgeführten Aktivitäten in Höhe von 1.402 Mio. €
2 Im Vorjahr: inkl. Erträge mit fortgeführten Aktivitäten in Höhe von 108 Mio. €
3 Inkl. Aufwendungen mit fortgeführten Aktivitäten in Höhe von 119 Mio. € (Vorjahr: 9.772 Mio. €)

Im Vorjahr wurden die seit dem 30. Juni 2018 als nicht fortgeführte innogy-Aktivitäten ausgewiesenen Teile von innogy an die E.ON SE veräußert. Im Wesentlichen betraf dies den Großteil des Netz- und Vertriebsgeschäfts. Der Entkonsolidierungsgewinn aus dieser Transaktion betrug im Vorjahr 8.258 Mio. € und wurde in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten" ausgewiesen.

Vom Anteil der Aktionäre der RWE AG an der Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income) entfallen – 469 Mio. € (Vorjahr: 237 Mio. €) auf fortgeführte Aktivitäten und 187 Mio. € (Vorjahr: 9.469 Mio. €) auf nicht fortgeführte Aktivitäten.

Verkauf von 75 % der Anteile an den Onshore-Windparks Stella, Cranell sowie East und West Raymond

Im Dezember 2020 hat RWE Verträge mit Algonquin Power Fund (America) Inc., USA, einer Tochtergesellschaft von Algonquin Power & Utilities Corp., Kanada, und Greencoat Capital, Großbritannien, über den Verkauf von insgesamt 75 % der Anteile an den vier Onshore-Windparks Stella, Cranell sowie East und West Raymond in Texas unterzeichnet. Diese sind dem Segment „Onshore Wind / Solar" zugeordnet. Mit Abschluss der jeweiligen Transaktion wird RWE den entsprechenden Windpark entkonsolidieren und ihre verbleibende 25 %-Beteiligung als at-Equity-Beteiligung bilanzieren.

Der Windpark Stella (201 MW) wurde im Dezember 2018, der Windpark Cranell (220 MW) im September 2020 und der Windpark East Raymond (200 MW) im Januar 2021 in Betrieb genommen. Der Windpark West Raymond (240 MW) befindet sich zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Anhangs noch in Bau. Er soll voraussichtlich im zweiten Quartal 2021 in Betrieb genommen und anschließend verkauft werden. Der Verkauf von insgesamt 75 % der Anteile an den drei Onshore-Windparks Stella, Cranell sowie East Raymond ist im Januar 2021 abgeschlossen worden (siehe Ereignisse nach dem Bilanzstichtag, Seite 190).

Zum 31. Dezember 2020 wurden die Vermögenswerte und Schulden der vier Windparks als zur Veräußerung bestimmt in der Bilanz ausgewiesen. Nachfolgend sind die Hauptgruppen der Vermögenswerte und Schulden der Veräußerungsgruppe dargestellt:

Eckdaten der Veräußerungsgruppe in Mio. €	31.12.2020
Langfristige Vermögenswerte	
Sachanlagen	971
Sonstige langfristige Vermögenswerte	4
	975
Kurzfristige Vermögenswerte	**70**
Langfristige Schulden	
Rückstellungen	43
Finanzverbindlichkeiten	277
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	105
	425
Kurzfristige Schulden	**114**

Die kumulativ im Eigenkapital direkt erfassten Erträge und Aufwendungen (Accumulated Other Comprehensive Income) der Veräußerungsgruppe betragen 18 Mio. €.

Georgia Biomass
Am 31. Juli 2020 wurde die am 18. Juni 2020 vertraglich vereinbarte Veräußerung der Gesellschaft Georgia Biomass, die das Biomasse-Geschäft von RWE in den USA verantwortet, vollzogen. Georgia Biomass war dem Segment Wasserkraft / Biomasse / Gas zugeordnet. Der Entkonsolidierungsgewinn betrug 13 Mio. € und wird in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Sonstige betriebliche Erträge" ausgewiesen.

Installationsschiff Seabreeze II
Im April 2020 wurde das Offshore-Installationsschiff „Seabreeze II" samt dazugehörigem Equipment an die SPIC Ronghe International Financial Leasing Co. Ltd. verkauft und übergeben. Das Schiff war dem Segment „Offshore Wind" zugeordnet. Aus der Transaktion ergab sich ein Gewinn in Höhe eines mittleren zweistelligen Millionen-Euro Betrags. Dieser wird in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Sonstige betriebliche Erträge" ausgewiesen.

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: drei) 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 vereinnahmt.

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 und 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 ebenfalls nach den konzerneinheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden aufgestellt..

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	Durchschnitt		Stichtag	
in €	2020	2019	31.12.2020	31.12.2019
1 US-Dollar	0,87	0,89	0,81	0,89
1 Pfund Sterling	1,12	1,14	1,11	1,18
100 tschechische Kronen	3,77	3,90	3,81	3,94
1 polnischer Zloty	0,22	0,23	0,22	0,23
1 dänische Krone	0,13	0,13	0,13	0,13
1 schwedische Krone	0,10	0,09	0,10	0,10
1 norwegische Krone	0,09	0,10	0,10	0,10

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. 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 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 sogenannten qualifizierten Vermögenswertes zugeordnet werden können. Charakteristisch für einen qualifizierten Vermögenswert ist, dass ein beträchtlicher Zeitraum erforderlich ist, um ihn in seinen beabsichtigten gebrauchs- oder verkaufsfähigen 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. Die Abschreibungsmethoden werden jährlich überprüft. Für planmäßige Abschreibungen unserer typischen Anlagen legen wir die folgenden konzerneinheitlichen Nutzungsdauern zugrunde, die ebenfalls jährlich überprüft werden:

Nutzungsdauer in Jahren	
Gebäude	7 – 50
Technische Anlagen	
Thermische Kraftwerke	6 – 40
Windkraftanlagen	Bis zu 25
Gas- und Wasserspeicher	10 – 60
Anlagen im Bergbau	3 – 25
Grubenaufschlüsse im Bergbau	44 – 52
Sonstige regenerative Anlagen	5 – 50

Die Sachanlagen umfassen zudem Nutzungsrechte aus Leasingverhältnissen, bei denen RWE Leasingnehmer ist. Diese Nutzungsrechte werden zu Anschaffungskosten bewertet. Die Anschaffungskosten ergeben sich aus dem Barwert der Leasingzahlungen, der angepasst wird, um etwaige vorab geleistete Zahlungen, anfängliche direkte Kosten und mögliche Rückbauverpflichtungen zu berücksichtigen, und der um erhaltene Leasinganreize korrigiert wird. Nutzungsrechte werden linear über die Vertragslaufzeit oder über die kürzere voraussichtliche Nutzungsdauer abgeschrieben.

Bei kurzfristigen Leasingverhältnissen oder Leasingverhältnissen bezogen auf geringwertige Vermögenswerte werden die Leasingzahlungen über die Laufzeit des Leasingverhältnisses als Aufwand erfasst. Bei Operating-Leasing-Verhältnissen, bei denen RWE Leasinggeber ist, 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.

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 Zugangsbewertung der unter den **übrigen Finanzanlagen** ausgewiesenen finanziellen Vermögenswerte findet zum Erfüllungstag statt. Anteile an nicht konsolidierten Tochterunternehmen und an nicht nach der Equity-Methode bilanzierten assoziierten Unternehmen oder Gemeinschaftsunternehmen werden ergebniswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet, sofern dieser verlässlich ermittelbar ist. Die übrigen Beteiligungen werden ebenfalls zum beizulegenden Zeitwert bewertet, sofern dieser verlässlich ermittelbar ist. Für einen Teil dieser Eigenkapitalinstrumente wird die Option, Änderungen des beizulegenden Zeitwertes im Other Comprehensive Income auszuweisen, genutzt. Die langfristigen Wertpapiere werden zum beizulegenden Zeitwert bilanziert und Wertänderungen abhängig von ihrer Klassifikation ergebniswirksam oder ergebnisneutral ausgewiesen. Bei der Veräußerung von Eigenkapitalinstrumenten, für die die Option des Ausweises von Änderungen des beizulegenden Zeitwertes im Other Comprehensive Income angewendet wird, verbleiben etwaige Gewinne oder Verluste im Eigenkapital und werden nicht in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert. Für Fremdkapitalinstrumente, die ergebnisneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden, wird eine Wertminderung in Höhe der erwarteten Kreditverluste ergebniswirksam erfasst. Die im Other Comprehensive Income ausgewiesenen Änderungen werden bei Abgang dieser Instrumente erfolgswirksam erfasst.

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 abzüglich einer Risikovorsorge in Höhe der erwarteten Kreditverluste bewertet.

Die unter den Finanzforderungen ausgewiesenen Ausleihungen sind mit den fortgeführten Anschaffungskosten abzüglich einer Risikovorsorge in Höhe der erwarteten Kreditverluste bewertet. Marktüblich verzinsliche Ausleihungen werden zum Nominalwert bilanziert, zinslose oder niedrig verzinsliche Ausleihungen dagegen grundsätzlich mit ihrem abgezinsten Betrag unter Verwendung eines risikoadäquaten Zinssatzes.

CO_2-Emissionsrechte und Zertifikate alternativer Energien werden als immaterielle Vermögenswerte bilanziert und unter den sonstigen Vermögenswerten ausgewiesen. Sie werden zu Anschaffungskosten bewertet; eine planmäßige Abschreibung findet nicht statt.

Latente Steuern resultieren aus temporären Unterschieden zwischen den IFRS- und den Steuerbilanzen der Einzelgesellschaften sowie aus Konsolidierungsvorgängen. Die aktiven latenten Steuern umfassen auch Steuerminderungsansprüche, 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 in Spezialfonds werden erfolgswirksam oder erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertet. 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 abhängig von der zugrunde liegenden Bewertungskategorie erfolgswirksam oder erfolgsneutral im Other Comprehensive Income erfasst. Für Fremdkapitalinstrumente, die erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden, wird eine Wertminderung in Höhe der erwarteten Kreditverluste erfolgswirksam erfasst. Die im Other Comprehensive Income ausgewiesenen Änderungen werden bei Abgang dieser Instrumente erfolgswirksam erfasst.

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 innerhalb der nächsten zwölf Monate sehr wahrscheinlich ist. Dabei kann es sich um einzelne langfristige Vermögenswerte, um Gruppen von Vermögenswerten (Veräußerungsgruppen) oder um Geschäftsbereiche (nicht fortgeführte Aktivitäten) 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. Gewinne oder Verluste aus der Bewertung nicht fortgeführter Aktivitäten und aus bestimmten Vermögenswerten einer nicht fortgeführten Aktivität, die nicht unter die Bewertungsvorschriften gemäß IFRS 5 fallen, werden im Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten erfasst.

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 des zeitlichen Anfalls oder der Höhe der Auszahlungen eine Anpassung der Rückstellungen erforderlich machen, wird der Buchwert des zugehörigen Vermögenswertes in entsprechendem Umfang erhöht oder vermindert. Falls die Verminderung höher ausfällt 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 berechtigte 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 (für Deutschland insbesondere die Richttafeln 2018 G von Klaus Heubeck, für Großbritannien Standard SAPS Table S2PA des jeweils aktuellen Jahres mit Berücksichtigung künftiger Sterblichkeitsveränderungen). Die Rückstellung ergibt sich aus dem Saldo des versicherungsmathematischen Barwertes der Verpflichtung und des beizulegenden Zeitwertes 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, 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 CO_2-Emissionsrechten und Zertifikaten alternativer Energien bei den zuständigen Behörden wird eine Rückstellung gebildet, die im Wesentlichen mit dem gesicherten Terminpreis der CO_2-Rechte bzw. Zertifikate alternativer Energien bewertet wird. Ist ein Teil der Verpflichtung nicht durch vorhandene oder auf Termin erworbene Zertifikate gedeckt, wird die Rückstellung dafür 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 grundsätzlich mit ihrem beizulegenden Zeitwert einschließlich Transaktionskosten erfasst und in den Folgeperioden – mit Ausnahme der derivativen Finanzinstrumente – mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Leasingverbindlichkeiten werden mit dem Barwert der künftigen Leasingzahlungen passiviert. Für Zwecke der Folgebewertung werden die Leasingzahlungen in die Finanzierungskosten und den Tilgungsanteil der Restschuld aufgeteilt. Die Finanzierungskosten werden so über die Laufzeit des Leasingverhältnisses verteilt, dass sich über die Perioden ein konstanter Zinssatz bezogen auf die verbliebene Schuld ergibt.

Werden in den Ertragsteuerverbindlichkeiten ungewisse Ertragsteuerpositionen angesetzt, weil sie wahrscheinlich sind, werden diese i. d. R. mit dem wahrscheinlichsten Betrag bewertet. Nur in Ausnahmefällen kommt eine Bewertung zum Erwartungswert in Betracht.

Zudem werden unter den übrigen Verbindlichkeiten auch Vertragsverbindlichkeiten ausgewiesen. Als Vertragsverbindlichkeit wird die Verpflichtung des Konzerns ausgewiesen, Güter oder Dienstleistungen auf einen Kunden zu übertragen, für die wir bereits eine Gegenleistung erhalten haben bzw. für die die Gegenleistung bereits fällig ist.

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: Änderungen der beizulegenden Zeitwerte des Sicherungsgeschäfts und des gesicherten Teils des dazugehörigen Grundgeschäfts werden 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 nichtfinanziellen Vermögenswerten oder Verbindlichkeiten, z. B. beim 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 (Net Investment Hedges) 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.

Bilanzielle Sicherungsbeziehungen müssen ausführlich dokumentiert sein und die nachfolgend aufgeführten Effektivitätsanforderungen erfüllen:

- Zwischen dem Grundgeschäft und dem Sicherungsgeschäft besteht ein wirtschaftlicher Zusammenhang.
- Die Wertänderung der Sicherungsbeziehung wird nicht vom Kreditrisiko dominiert.
- Das Absicherungsverhältnis basiert auf den tatsächlich im Rahmen des Risikomanagements verwendeten Mengen.

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 nichtfinanzieller 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 nichtfinanzieller 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 werden abhängig von den vertraglichen Zahlungsströmen und vom angewendeten Geschäftsmodell klassifiziert. Während die vertraglichen Zahlungsströme durch die Ausstattungsmerkmale des Finanzinstruments vorgegeben sind, ergibt sich das Geschäftsmodell auf Basis konzerninterner Vorgaben für die verschiedenen Portfolios von Finanzinstrumenten.
- Bei Vermögenswerten, die veräußert werden sollen, ist zu bestimmen, ob sie in ihrem aktuellen Zustand veräußert werden können und ob ihre Veräußerung innerhalb der nächsten zwölf Monate sehr wahrscheinlich ist. Ist beides der Fall, sind die Vermögenswerte und gegebenenfalls 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.

Für finanzielle Vermögenswerte im Anwendungsbereich der Wertberichtigungsvorschriften des IFRS 9 ist die Höhe der erwarteten Kreditverluste zu bestimmen. Die Höhe der Wertberichtigung ergibt sich auf Basis konzerninterner und konzernexterner Informationen.

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. Die erwarteten Auswirkungen der Corona-Pandemie lieferten aufgrund der jeweiligen Geschäftsmodelle keinen Anlass, Werthaltigkeitstests vorzunehmen.

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 entwickeln als erwartet, können die tatsächlichen Beträge von den Schätzwerten 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. Ziel ist, jederzeit die fälligen Schulden refinanzieren zu können und die Finanzierung des operativen Geschäfts zu gewährleisten. Diesem Ziel dienen ein solides Rating und ein positiver operativer Cash Flow.

Die Steuerung der Kapitalstruktur von RWE orientiert sich an einem Verschuldungsfaktor von kleiner gleich drei. Dieser Wert wird ermittelt, indem zu den Nettofinanzschulden die wesentlichen langfristigen Rückstellungen addiert werden und diese Kennzahl in Relation zum bereinigten EBITDA des Kerngeschäfts gestellt wird. Die für die Nettoschulden relevanten Verbindlichkeiten von RWE bestehen größtenteils aus Hybridanleihen und Rückstellungen für Pensionen, Kernenergie und Windparks.

Die Kapitalstruktur des RWE-Konzerns hat sich im Berichtsjahr im Wesentlichen durch eine Kapitalerhöhung um 10 % des Grundkapitals verändert. Dabei wurde ein Erlös von rund 2 Mrd. € erzielt. Gegenläufig haben sich die Investitionen, insbesondere in Windkraft und Solaranlagen, im Vergleich zum Vorjahr erhöht. Darüber hinaus wurden die Nettoschulden der fortgeführten Aktivitäten durch den Zufluss von Variation Margins aus Termingeschäften mit Strom, Rohstoffen und CO_2-Zertifikaten deutlich beeinflusst. Bei Variation Margins handelt es sich um Zahlungen, mit denen Transaktionspartner untereinander Gewinn- und Verlustpositionen besichern, die durch die tägliche Neubewertung laufender Verträge entstehen. Der Einfluss von Variation Margins auf den Cash Flow ist jedoch nur vorübergehend und endet mit der Realisierung der Transaktion. Während die Kapitalerhöhung zu einem Anstieg des Finanzvermögens führte, war der Effekt der Investitionen gegenläufig. Insgesamt belief sich die Nettofinanzverschuldung zum 31. Dezember 2020 auf 4,4 Mrd. € und war damit niedriger als Ende 2019 (Vorjahr: 7,2 Mrd. €). Des Weiteren erhöhten sich die nettoschuldenrelevanten Rückstellungen um 0,3 Mrd. € auf 11,3 Mrd. € (Vorjahr: 11,0 Mrd. € ohne Berücksichtigung von bergbaubedingten Rückstellungen). Die Rückstellungen weisen im Durchschnitt eine sehr lange Duration auf; ihre Höhe wird insbesondere durch externe Faktoren wie das allgemeine Zinsniveau bestimmt. Die genaue Berechnung der Nettoschulden bzw. der Nettofinanzschulden findet sich auf Seite 28 des Lageberichts. Der Verschuldungsfaktor lag am 31. Dezember 2020 bei 1,7 und damit unterhalb der geplanten Maximalgröße.

Das Kreditrating von RWE wird von einer Vielzahl qualitativer und quantitativer Faktoren beeinflusst. Dazu zählen die Finanzmittelzuflüsse und die Verschuldung ebenso wie das Marktumfeld, die Wettbewerbsposition und die politischen Rahmenbedingungen. Auch die begebenen Hybridanleihen wirken sich positiv auf unser Rating aus. 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. Im März 2020 hat Moody's den Ausblick für RWE aufgrund der voranschreitenden Transformation zu einem Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien auf „Positive" angehoben. Damit bewegt sich das Rating von RWE weiterhin im Bereich „Investment Grade". Die kurzfristigen Bonitätsnoten für RWE lauten „P-3" (Vorjahr: „P-3") bzw. „F2" (Vorjahr: „F2").

Änderungen der Rechnungslegungsvorschriften

Der International Accounting Standards Board (IASB) hat Änderungen bei bestehenden IFRS verabschiedet, die für den RWE-Konzern wegen der erfolgten Anerkennung durch die EU ab dem Geschäftsjahr 2020 verpflichtend anzuwenden sind:

- Änderungen der Verweise auf das Rahmenkonzept in IFRS-Standards (2018),
- Änderungen an IFRS 3 „Definition von Geschäftsbetrieb“ (2018),
- Änderungen an IAS 1 und IAS 8 „Definition von wesentlich“ (2018),
- Änderungen an IFRS 9, IAS 39 und IFRS 7 „Reform der Referenzzinssätze“ (2019); siehe dazu Seite 174 im Anhang,
- Änderung an IFRS 16 „Covid-19-bezogene Mietkonzessionen“ (2020).

Diese neuen Regelungen haben keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss.

Neue Rechnungslegungsvorschriften

Der IASB hat weitere Standards und Änderungen an Standards verabschiedet, die in der EU im Geschäftsjahr 2020 noch nicht verpflichtend anzuwenden waren. Diese nachfolgend aufgeführten Standards und Änderungen an Standards werden voraussichtlich keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss haben:

- IFRS 17 „Insurance Contracts“ (2017) including Amendments to IFRS 17 (2020),
- Amendments to IAS 1 „Presentation of Financial Statements: Classification of Liabilities as Current or Non-current“ (2020) and „Presentation of Financial Statements: Classification of Liabilities as Current or Non-current – Deferral of Effective Date“ (2020),
- Amendments to IFRS 3 „Business Combinations: Reference to the Conceptual Framework“ (2020),
- Amendments to IAS 16 „Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use“ (2020),
- Amendments to IAS 37 „Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets: Onerous Contracts – Cost of Fulfilling a Contract“ (2020),
- Annual Improvements to IFRS Standards 2018–2020 (2020),
- Änderungen an IFRS 4 „Verlängerung der vorübergehenden Befreiung von IFRS 9“ (2020),
- Änderungen an IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 und IFRS 16 „Reform der Referenzzinssätze – Phase 2“ (2020),
- Amendments to IAS 1 „Presentation of Financial Statements and IFRS Practice Statement 2: Disclosure of Accounting policies“ (2021),
- Amendments to IAS 8 „Accounting policies, Changes in Accounting Estimates and Errors: Definition of Accounting Estimates“ (2021),
- Proposed amendments to IFRS 16 „Leases: Covid-19-Related Rent Concessions beyond 30 June 2021“ (2021).

Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

(1) Umsatzerlöse

Umsatzerlöse werden erfasst, wenn der Kunde die Beherrschung über Güter oder Dienstleistungen erlangt hat.

In den Umsatzerlösen weisen wir den Verkaufserlös aus unserer Stromerzeugung aller Erzeugungstechnologien des RWE-Konzerns sowie das Geschäft mit Endkunden aus. Umsatzerlöse, die aus unserer kommerziellen Erzeugungsoptimierung resultieren, basieren auf dem Nettoverkaufspreis nach Abzug des entsprechenden Materialaufwands. Alle anderen Umsatzerlöse aus unserer Stromerzeugung sowie jene aus dem Geschäft mit Endkunden zeigen wir hingegen auf Bruttobasis.

Im Berichtsjahr hat RWE im Segment Energiehandel mit zwei Großkunden Außenumsätze in Höhe von 6.963 Mio. € bzw. in Höhe von 1.544 Mio. € erzielt (Vorjahr: 7.455 Mio. € bzw. 1.472 Mio. €).

Die Umsatzerlöse werden in der Segmentberichterstattung auf Seite 183 ff. nach Unternehmensbereichen, Regionen und Produkten aufgegliedert.

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

Zum Ende des Geschäftsjahres bestanden im RWE-Konzern noch nicht bzw. noch nicht vollständig erfüllte Leistungsverpflichtungen. Die Vereinnahmung der auf diese Leistungsverpflichtungen entfallenden Umsatzerlöse in Höhe von 3.154 Mio. € (Vorjahr: 4.276 Mio. €) wird in den folgenden drei Jahren erwartet. Die Vereinnahmung hängt vom zeitlichen Ablauf der Erfüllung der Leistungsverpflichtungen gegenüber dem Kunden ab. Die erwarteten zukünftigen Umsatzerlöse aus Verträgen mit einer ursprünglichen Vertragslaufzeit von zwölf Monaten oder weniger sind darin nicht enthalten.

(2) Sonstige betriebliche Erträge

Sonstige betriebliche Erträge in Mio. €	2020	2019
Erträge aus aktivierten Eigenleistungen	84	67
Erträge aus Bestandsveränderung der Erzeugnisse	10	30
Auflösung von Rückstellungen	11	10
Kostenumlagen / -erstattungen	175	116
Abgänge von und Zuschreibungen zu Anlagegegenständen inkl. Erträge aus Entkonsolidierungen	128	525
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	3.721	897
Ersatz- und Versicherungsleistungen	66	34
Erträge aus Leasing	29	16
Währungskursgewinne	71	
Übrige	636	3.061
	4.931	**4.756**

Die Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten resultieren im Wesentlichen aus unseren Energiehandelsaktivitäten.

Im Vorjahr wurden im Segment Wasser / Biomasse / Gas Zuschreibungen zum schottischen Biomassekraftwerk Markinch in Höhe von 71 Mio. € vorgenommen (erzielbarer Betrag: 0,2 Mrd. €). Im Wesentlichen war dies begründet durch geänderte Annahmen zur Förderung im Bereich der erneuerbaren Energien. Die Zuschreibungen entfielen vollständig auf Sachanlagevermögen.

Zudem wurden im Vorjahr im Segment Wasser / Biomasse / Gas Zuschreibungen zur Zahlungsmittel generierenden Einheit deutsche Gas- und Wasserkraftwerke inkl. der zugehörigen Strombezugsverträge in Höhe von 363 Mio. € vorgenommen (erzielbarer Betrag: 0,5 Mrd. €). Im Wesentlichen war dies durch die Neudefinition der Zahlungsmittel generierenden Einheiten im ehemaligen Segment Europäische Stromerzeugung begründet. Die Zuschreibungen entfielen vollständig auf Sachanlagevermögen.

Im Vorjahr enthielten die übrigen Erträge in Höhe von 2.600 Mio. € die vom Bund zugesagten Entschädigungsleistungen für den vorzeitigen Ausstieg aus unserem Braunkohlegeschäft.

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.

Um die Geschäftsentwicklung zutreffender darzustellen, weisen wir das unrealisierte und realisierte Ergebnis aus zum Fair Value bewerteten Verträgen des Segments Energiehandel netto aus. Der Nettoertrag belief sich 2020 auf 3.613 Mio. € (Vorjahr: 258 Mio. €).

(3) Materialaufwand

Materialaufwand in Mio. €	2020	2019
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sowie für bezogene Waren	8.540	7.663
Aufwendungen für bezogene Leistungen	1.274	1.415
	9.814	**9.078**

In den Materialaufwendungen sind vor allem Aufwendungen für Einsatzstoffe der Kraftwerke enthalten. Aufwendungen für Kohle in Höhe von 75 Mio. € (Vorjahr: 195 Mio. €) wurden mit dem bei Erfüllung geltenden Marktpreis erfasst.

Im Berichtsjahr wurden Wertberichtigungen in Höhe von 140 Mio. € auf Lagermaterialien und Kohlevorräte erfasst. Die Wertberichtigungen wurden aufgrund von gesunkenen Marktpreisen sowie im Rahmen der für die Zahlungsmittel generierenden Einheiten Garzweiler, Hambach, Inden sowie für den Steinkohlekraftwerkspark durchgeführten Wertminderungstests vorgenommen (siehe dazu Seite 124 im Anhang). Im Vorjahr wurden aufgrund von gesunkenen Marktpreisen Wertberichtigungen auf Kohlevorräte in Höhe von 21 Mio. € vorgenommen.

(4) Personalaufwand

Personalaufwand in Mio. €	2020	2019
Löhne und Gehälter	1.891	2.124
Sozialabgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	474	402
	2.365	**2.526**

Anzahl Mitarbeiter	2020	2019
Tarif- und sonstige Mitarbeiter	13.272	28.214
Außertarifliche Mitarbeiter	6.358	9.868
	19.630	**38.082**

Die Anzahl der Mitarbeiter ergibt sich durch Umrechnung in Vollzeitstellen. Das heißt, Teilzeitbeschäftigte und befristet Beschäftigte werden mit ihrer Teilzeitquote bzw. mit ihrer Beschäftigungszeit im Verhältnis zur Jahresbeschäftigungszeit erfasst. Im Jahresdurchschnitt wurden 669 Auszubildende beschäftigt. In den Mitarbeiterzahlen sind die Auszubildenden nicht enthalten.

Im Vorjahr enthielt die angegebene Anzahl der Mitarbeiter (Jahresdurchschnittswert) bis einschließlich des zweiten Quartals 2019 die nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten. Auf die nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten entfielen im Vorjahr 14.663 Tarif- und sonstige Mitarbeiter sowie 4.561 außertarifliche Mitarbeiter. Im Jahresdurchschnitt des Vorjahres wurden 1.280 Auszubildende beschäftigt; davon waren 659 den nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten zuzuordnen.

(5) Abschreibungen

Abschreibungen in Mio. €	2020	2019
Immaterielle Vermögenswerte	156	107
Sachanlagen	2.998	3.059
	3.154	**3.166**

In den Abschreibungen sind folgende außerplanmäßige Abschreibungen enthalten:

Außerplanmäßige Abschreibungen in Mio. €	2020	2019
Immaterielle Vermögenswerte	18	46
Sachanlagen	1.712	1.922
	1.730	**1.968**

Im Segment Wasser / Biomasse / Gas ergab sich aus dem Werthaltigkeitstest für die Zahlungsmittel generierende Einheit Niederländischer Kraftwerkspark eine außerplanmäßige Abschreibung von 557 Mio. € (erzielbarer Betrag: 0,7 Mrd. €). Hintergrund waren sich verschlechternde Marktbedingungen in den Niederlanden.

Die Werthaltigkeitstests im Segment Kohle / Kernenergie ergaben einen außerplanmäßigen Abschreibungsbedarf auf das Sachanlagevermögen von 791 Mio. €. Ursächlich waren im Wesentlichen geänderte Marktbedingungen und Konkretisierungen im Rahmen des Braunkohleausstiegs. Von den außerplanmäßigen Abschreibungen entfallen auf die Zahlungsmittel generierende Einheit Garzweiler 579 Mio. € (erzielbarer Betrag: 0,8 Mrd. €), auf die Zahlungsmittel generierende Einheit Hambach 114 Mio. € (erzielbarer Betrag: – 0,7 Mrd. €) und auf die Zahlungsmittel generierende Einheit Inden 98 Mio. € (erzielbarer Betrag: – 0,4 Mrd. €). Das Sachanlagevermögen der Einheiten Hambach und Inden ist, mit Ausnahme von zum Verkehrswert bilanzierten Grundstücken und Gebäuden, vollständig abgeschrieben.

Darüber hinaus wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf das Sachanlagevermögen des Steinkohlekraftwerksparks im Segment Kohle / Kernenergie in Höhe von 231 Mio. € vorgenommen (erzielbarer Betrag: 0,0 Mrd. €). Diese Wertberichtigung stand im Zusammenhang mit dem Steinkohleausstieg.
Die Kraftwerke Ibbenbüren B und Westfalen E nahmen erfolgreich an der ersten Ausschreibungsrunde der Stilllegungsauktionen teil und wurden demzufolge vorzeitig zum 1. Januar 2021 stillgelegt.
Die Stilllegung steht unter dem Vorbehalt der Prüfung der Bundesnetzagentur bzgl. der Systemrelevanz der beiden Kraftwerke.

Im Vorjahr wurden im Segment Offshore Wind außerplanmäßige Abschreibungen auf den Offshore-Windpark Nordsee Ost in Höhe von 225 Mio. € (erzielbarer Betrag: 0,6 Mrd. €) vorgenommen. Dies resultierte im Wesentlichen aus geänderten Preis- und Kostenerwartungen.

Zudem wurden im Vorjahr im Segment Energiehandel außerplanmäßige Abschreibungen auf Gasspeicher in Höhe von 69 Mio. € (davon 65 Mio. € auf Sachanlagen und 4 Mio. € auf immaterielle Vermögenswerte) vorgenommen, im Wesentlichen aufgrund geänderter Preiserwartungen (erzielbarer Betrag: 0,0 Mrd. €).

Im Vorjahr hatten die sich konkretisierenden gesetzlichen Maßnahmen zur Reduzierung bzw. zur Beendigung der Braun- und Steinkohleverstromung in Deutschland im Segment Kohle / Kernenergie eine Auf- bzw. Abspaltung der beiden bisherigen Zahlungsmittel generierenden Einheiten Braunkohle & Kernenergie und Deutscher Kraftwerkspark (im ehemaligen Segment Europäische Stromerzeugung) zur Folge.

Der Werthaltigkeitstest im Segment Kohle / Kernenergie, den wir im Vorjahr aus dem genannten Anlass vorgenommen hatten, ergab für die neue Zahlungsmittel generierende Einheit Hambach eine außerplanmäßige Abschreibung in Höhe von 400 Mio. € (erzielbarer Betrag: – 0,2 Mrd. €), für die neue Zahlungsmittel generierende Einheit Inden eine außerplanmäßige Abschreibung in Höhe von 114 Mio. € (erzielbarer Betrag: 0,0 Mrd. €) und für die neue Zahlungsmittel generierende Einheit Garzweiler eine außerplanmäßige Abschreibung in Höhe von 253 Mio. € (erzielbarer Betrag: 1,3 Mrd. €). Diese Effekte resultierten ausschließlich aus der mit der Bundesregierung vereinbarten vorzeitigen Beendigung der Braunkohleverstromung. Die außerplanmäßigen Abschreibungen entfielen in Höhe von 240 Mio. € auf Rückstellungsveränderungen, die im Vorjahr unter dem Posten „Sachanlagen“ aktiviert worden waren.

Im Vorjahr ergab der vorgenommene Werthaltigkeitstest im Segment Wasser / Biomasse / Gas (ehemaliges Segment Europäische Stromerzeugung) für die neue Zahlungsmittel generierende Einheit Deutsche Gas- und Wasserkraftwerke inkl. der zugehörigen Strombezugsverträge Wertaufholungen in Höhe von 363 Mio. €, die in den sonstigen betrieblichen Erträgen erfasst wurden (erzielbarer Betrag: 0,5 Mrd. €). Der erzielbare Betrag der jeweiligen Vermögenswerte im Bereich Steinkohle des Segments Kohle / Kernenergie (ehemaliges Segment Europäische Stromerzeugung) wurde aufgrund des geänderten regulatorischen Umfelds erstmalig einzeln ermittelt. Daraus ergaben sich außerplanmäßige Abschreibungen von 76 Mio. € (erzielbarer Betrag: 0,2 Mrd. €). Diese Effekte resultieren aus entfallenen Kompensationen durch Abspaltung der Steinkohlekraftwerke und der zugehörigen Strombezugsverträge aus der bisherigen Zahlungsmittel generierenden Einheit. Die Strombezugsverträge wurden im Vorjahr ebenfalls erstmalig einzeln bewertet.

Im Vorjahr wurden darüber hinaus außerplanmäßige Abschreibungen auf die Zahlungsmittel generierende Einheit Niederländischer Kraftwerkspark im Segment Wasser / Biomasse / Gas (ehemaliges Segment Europäische Stromerzeugung) in Höhe von 693 Mio. € (erzielbarer Betrag: 1,1 Mrd. €) vorgenommen. Hintergrund war die vorzeitige Beendigung der Steinkohleverstromung in den Niederlanden.

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

Die erzielbaren Beträge werden grundsätzlich auf Basis beizulegender Zeitwerte abzüglich Veräußerungskosten und im Segment Onshore Wind / Solar zudem auch auf Basis von Nutzungswerten ermittelt. Die Zeitwerte werden mithilfe von Bewertungsmodellen unter Zugrundelegung von Cash-Flow-Planungen hergeleitet. Im Berichtsjahr basierten die Bewertungsmodelle auf Diskontierungszinssätzen (nach Steuern) in einer Bandbreite von 2,75 % bis 4,50 % (Vorjahr: 2,50 % bis 4,75 %; im ehemaligen Segment Fortgeführte innogy-Aktivitäten basierten sie auf Diskontierungszinssätzen [vor Steuern] in Höhe von 3,90 % und 4,25 %). Unsere zentralen Planungsannahmen beziehen sich u. a. auf die Entwicklung der Großhandelspreise von Strom, Rohöl, Erdgas, Kohle und CO_2-Emissionsrechten, der Marktanteile und 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. €	2020	2019
Instandhaltung inkl. Erneuerungsverpflichtungen	499	505
Rückstellungszuführungen / -auflösungen	48	1.814
Struktur- und Anpassungsmaßnahmen	12	151
Rechts- und sonstige Beratung sowie Datenverarbeitung	301	273
Abgänge von kurzfristigen Vermögenswerten und Wertminderungen (ohne Wertminderungen bei Vorräten und Wertpapieren)	49	4
Abgänge von Anlagegegenständen inkl. Aufwand aus Entkonsolidierung	32	24
Versicherungen, Provisionen, Frachten und ähnliche Vertriebsaufwendungen	82	61
Allgemeine Verwaltungskosten	51	65
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	507	70
Aufwendungen aus Leasing	30	42
Gebühren und Beiträge	56	65
Sonstige Steuern (im Wesentlichen Substanzsteuern)	40	29
Übrige	243	151
	1.950	**3.254**

Die Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten resultieren im Wesentlichen aus unseren Energiehandelsaktivitäten.

Im Vorjahr betrafen die Rückstellungszuführungen im Wesentlichen den Kernenergie- und Bergbaubereich.

(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. €	2020	2019
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	**375**	**321**
Ergebnis aus nicht konsolidierten Tochterunternehmen	-82	1
Ergebnis aus übrigen Beteiligungen	6	1
Ergebnis aus dem Abgang von Beteiligungen	4	5
Ergebnis aus Ausleihungen an Beteiligungen	11	1
Übriges Beteiligungsergebnis	**-61**	**8**
	314	**329**

(8) Finanzergebnis

Finanzergebnis in Mio. €	2020	2019
Zinsen und ähnliche Erträge	283	185
Andere Finanzerträge	1.650	503
Finanzerträge	**1.933**	**688**
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	296	258
Zinsanteile an Zuführungen zu		
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen (inkl. des aktivisch ausgewiesenen Nettovermögens)	37	49
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich und bergbaubedingten Rückstellungen	203	723
sonstigen Rückstellungen	15	109
Andere Finanzaufwendungen	1.836	487
Finanzaufwendungen	**2.387**	**1.626**
	-454	**-938**

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. Im Vorjahr wurde aufgrund der vorzeitigen Beendigung der Braunkohleverstromung im Rahmen des deutschen Kohleausstiegs der Realabzinsungssatz für die Berechnung der Bergbaurückstellungen gesenkt und der damit verbundene Anstieg der Verpflichtungsbarwerte in Höhe von 463 Mio. € als Aufwand in den Zinsanteilen an Rückstellungszuführungen berücksichtigt.

Die Zinsaufwendungen aus Leasingverbindlichkeiten beliefen sich im Berichtsjahr auf 35 Mio. € (Vorjahr: 26 Mio. €).

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 61 Mio. € (Vorjahr: 39 Mio. €) als Bestandteil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten aktiviert. Der dabei zugrunde gelegte Finanzierungskostensatz bewegte sich zwischen 3,0 % und 3,7 % (Vorjahr: 3,7 % und 4,0 %).

Zinsergebnis in Mio. €	2020	2019
Zinsen und ähnliche Erträge	283	185
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	296	258
	-13	**-73**

Das Zinsergebnis resultiert aus finanziellen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten, die den folgenden Bewertungskategorien gemäß IFRS 9 zugeordnet sind:

Zinsergebnis nach Bewertungskategorien in Mio. €	2020	2019
Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente	78	123
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete Finanzinstrumente	3	30
Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Fremdkapitalinstrumente	14	16
Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Eigenkapitalinstrumente	187	16
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten bewertete finanzielle Verbindlichkeiten	-295	-258
	-13	**-73**

Zu den anderen Finanzerträgen zählen u. a. realisierte Gewinne aus dem Abgang von Wertpapieren in Höhe von 28 Mio. € (Vorjahr: 19 Mio. €). Bei den anderen Finanzaufwendungen entfallen 17 Mio. € (Vorjahr: 5 Mio. €) auf realisierte Verluste aus dem Abgang von Wertpapieren.

(9) Ertragsteuern

Ertragsteuern in Mio. €	2020	2019
Tatsächliche Ertragsteuern	-122	-136
Latente Steuern	485	44
	363	**-92**

Von den latenten Steuern entfallen 439 Mio. € (Vorjahr: 29 Mio. €) auf temporäre Differenzen. Im Berichtsjahr ergaben sich Veränderungen in den Wertberichtigungen latenter Steuern in Höhe von 418 Mio. € (Vorjahr: 572 Mio. €).

In den tatsächlichen Ertragsteuern sind per saldo Aufwendungen in Höhe von 16 Mio. € (Vorjahr: Erträge in Höhe von 74 Mio. €) enthalten, die vorangegangene Perioden betreffen.

Durch die Nutzung von in Vorjahren nicht angesetzten steuerlichen Verlustvorträgen verminderten sich die tatsächlichen Ertragsteuern um 10 Mio. € (Vorjahr: 37 Mio. €).

Die Aufwendungen aus latenten Steuern verringerten sich aufgrund neu einzuschätzender und bisher nicht erfasster steuerlicher Verlustvorträge um 7 Mio. € (Vorjahr: 0 Mio. €).

Im Other Comprehensive Income erfasste Ertragsteuern in Mio. €	2020	2019
Marktbewertung von Eigenkapitalinstrumenten	11	-3
Marktbewertung von Fremdkapitalinstrumenten	-9	-12
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherungsbeziehung	107	-288
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen[1]	-40	176
	69	**-127**

1 Inkl. Wertberichtigung

Steuern in Höhe von 311 Mio. € (Vorjahr: 394 Mio. €) wurden direkt mit dem Eigenkapital verrechnet.

Steuerüberleitungsrechnung in Mio. €	2020	2019
Ergebnis vor Steuern	**1.196**	**-752**
Theoretischer Steueraufwand	**390**	**-245**
Unterschied zu ausländischen Steuersätzen	-98	-37
Steuereffekte auf		
steuerfreie Dividenden	-123	-49
sonstige steuerfreie Erträge	-31	-10
steuerlich nicht abzugsfähige Aufwendungen	29	30
Equity-Bilanzierung von assoziierten Unternehmen (inkl. Abschreibung auf Geschäfts- oder Firmenwerte von assoziierten Unternehmen)	-30	-55
nicht nutzbare Verlustvorträge, Nutzung von nicht bilanzierten Verlustvorträgen, Abschreibungen auf Verlustvorträge, Latenzierung von Verlustvorträgen	377	175
Ergebnisse aus dem Verkauf von Unternehmensanteilen	-1	-48
Steuersatzänderungen	86	29
sonstige Wertberichtigungen latenter Steuern im Organkreis der RWE AG	-69	207
Sonstiges	-167	-89
Effektiver Steueraufwand	**363**	**-92**
Effektiver Steuersatz in %	30,4	12,2

Um den theoretischen Steueraufwand zu ermitteln, wird der für die RWE AG gültige Steuersatz in Höhe von 32,6 % (Vorjahr: 32,6 %) herangezogen. Er ergibt sich aus dem geltenden Körperschaftsteuersatz von 15 %, dem Solidaritätszuschlag von 5,5 % und dem konzerndurchschnittlichen Gewerbeertragsteuersatz.

Erläuterungen zur Bilanz

(10) Immaterielle Vermögenswerte

Immaterielle Vermögenswerte in Mio. €	Entwicklungs-ausgaben	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen und ähnliche Rechte	Kundenbeziehungen und ähnliche Werte	Geschäfts- oder Firmenwerte	Geleistete Anzahlungen	Summe
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.2020	40	3.713	310	2.549	6	6.618
Zu- / Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises		161	-1	108		268
Zugänge		19			4	23
Umbuchungen	-1	6				5
Währungsanpassungen	-1	-98	-13	-46		-158
Abgänge	1	38		8		47
Stand: 31.12.2020	37	3.763	296	2.603	10	6.709
Kumulierte Abschreibungen						
Stand: 01.01.2020	36	1.799	6			1.841
Zu- / Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises		-155	-1			-156
Abschreibungen des Berichtsjahres	2	138	16			156
Umbuchungen	-2	2				
Währungsanpassungen	-1	-6	-1			-8
Abgänge	1	36				37
Stand: 31.12.2020	34	1.742	20			1.796
Buchwerte						
Stand: 31.12.2020	3	2.021	276	2.603	10	4.913

Immaterielle Vermögenswerte in Mio. €	Entwicklungs-ausgaben	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen und ähnliche Rechte	Kundenbeziehungen und ähnliche Werte	Geschäfts- oder Firmenwerte	Geleistete Anzahlungen	Summe
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.2019	36	2.214	1	1.718	9	3.978
Zu- / Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	1	1.404	304	794		2.503
Zugänge	2	22			2	26
Umbuchungen	1	5			-5	1
Währungsanpassungen		73	5	37		115
Abgänge		5				5
Stand: 31.12.2019	40	3.713	310	2.549	6	6.618
Kumulierte Abschreibungen						
Stand: 01.01.2019	33	1.751	1			1.785
Zu- / Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-2	-57				-59
Abschreibungen des Berichtsjahres	4	98	5			107
Währungsanpassungen	1	7				8
Stand: 31.12.2019	36	1.799	6			1.841
Buchwerte						
Stand: 31.12.2019	4	1.914	304	2.549	6	4.777

Für Forschung und Entwicklung hat der RWE-Konzern im Berichtsjahr 20 Mio. € (Vorjahr: 25 Mio. €) aufgewendet.

Die Geschäfts- oder Firmenwerte setzen sich wie folgt zusammen:

Geschäfts- oder Firmenwerte in Mio. €	31.12.2020	31.12.2019[1]
Offshore Wind	1.376	1.422
Onshore Wind / Solar	108	
Wasser / Biomasse / Gas	113	121
Energiehandel	1.006	1.006
	2.603	**2.549**

1 Angepasste Werte: aufgrund rückwirkender Anpassung bei der Erstkonsolidierung der übernommenen E.ON-Aktivitäten; siehe dazu Seite 109 im Anhang.

Mit Wirkung zum 1. Januar 2020 sind neue Zahlungsmittel generierende Einheiten gebildet worden. Im Zuge dessen wurden von der ehemaligen Zahlungsmittel generierenden Einheit Fortgeführte innogy-Aktivitäten Geschäfts- oder Firmenwerte in Höhe von 606 Mio. € auf die neue Zahlungsmittel generierende Einheit Offshore Wind und in Höhe von 121 Mio. € auf die neue Zahlungsmittel generierende Einheit Wasser / Biomasse / Gas übertragen. Der Geschäfts- oder Firmenwert der ehemaligen Zahlungsmittel generierenden Einheit Übernommene E.ON-Aktivitäten wurde in Höhe von 816 Mio. € auf die neue Zahlungsmittel generierende Einheit Offshore Wind übertragen.

Der im Zusammenhang mit der Bildung der neuen Zahlungsmittel generierenden Einheiten durchgeführte Impairment-Test hat zu keiner Wertberichtigung geführt.

Im Berichtsjahr ist aus der Erstkonsolidierung der Windkraft- und Solarprojekte von Nordex im Segment Onshore Wind / Solar ein Geschäfts- oder Firmenwert in Höhe von 108 Mio. € zugegangen. Die Werthaltigkeit dieses Geschäfts- oder Firmenwertes wurde im vierten Quartal 2020 bestätigt. Im Vorjahr war zum Zeitpunkt der Erstkonsolidierung der übernommenen E.ON-Aktivitäten ein Geschäfts- oder Firmenwert in Höhe von 794 Mio. € zugegangen. Die Werthaltigkeit dieses Geschäfts- oder Firmenwertes wurde im vierten Quartal 2019 bestätigt. Im Berichtsjahr ist aufgrund der Entkonsolidierung von Georgia Biomass ein Geschäfts- oder Firmenwert in Höhe von 8 Mio. € der Zahlungsmittel generierenden Einheit Wasser / Biomasse / Gas abgegangen.

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

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. Für die Wertermittlung wird ein Unternehmensbewertungsmodell auf Basis von Cash-Flow-Planungen herangezogen. 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 es wirtschaftliche oder regulatorische Rahmenbedingungen erfordern, wird in begründeten Ausnahmefällen ein längerer Detailplanungszeitraum zugrunde gelegt. In die Cash-Flow-Planungen fließen Erfahrungen ebenso ein wie Erwartungen hinsichtlich der zukünftigen 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 Nominallöhne. Diese Einschätzungen werden u. a. aus volks- und finanzwirtschaftlichen Studien abgeleitet.

Unsere zentralen Planungsannahmen für die auf den Strom- und Gasmärkten tätigen Unternehmensbereiche betreffen die Entwicklung der Großhandelspreise von Strom, Rohöl, Erdgas, Kohle und CO_2-Emissionsrechten sowie der Marktanteile und der regulatorischen Rahmenbedingungen.

Die bei der Unternehmensbewertung verwendeten Diskontierungszinssätze werden auf der Basis von Marktdaten ermittelt. Im Berichtszeitraum lagen sie für die Zahlungsmittel generierende Einheit Energiehandel bei 4,25 % (Vorjahr: 5,50 %), für Offshore Wind bei 4,25 % (im Vorjahr für das ehemalige Segment Fortgeführte innogy-Aktivitäten: 4,00 %) und für Wasser / Biomasse / Gas bei 3,75 %.

Bei der Extrapolation der Cash Flows über den Detailplanungszeitraum hinaus haben wir für die Zahlungsmittel generierende Einheit Offshore Wind eine Wachstumsrate von 0,50 % zugrunde gelegt. Für alle weiteren Zahlungsmittel generierenden Einheiten legen wir keine Wachstumsraten zugrunde. Im Vorjahr wurden keine Wachstumsraten zugrunde gelegt. 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. Im jährlichen Cash Flow für die Jahre über den Detailplanungszeitraum hinaus sind Investitionsausgaben in der zur Aufrechterhaltung des Geschäftsumfangs benötigten Höhe jeweils mindernd enthalten.

Die erzielbaren Beträge der Zahlungsmittel generierenden Einheiten, die jeweils als beizulegender Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten ermittelt wurden, lagen zum Bilanzstichtag alle über ihren Buchwerten. Die jeweiligen Überdeckungen reagieren besonders sensitiv auf Veränderungen des Diskontierungszinssatzes, der Wachstumsrate – sofern im Modell berücksichtigt – und der Cash Flows in der ewigen Rente.

Die Zahlungsmittel generierende Einheit Wasser / Biomasse / Gas wies von allen Zahlungsmittel generierenden Einheiten die geringste Überdeckung des Buchwertes durch den erzielbaren Betrag auf. Der erzielbare Betrag lag 0,2 Mrd. € über dem Buchwert. Ein Wertminderungsbedarf hätte sich ergeben, wenn bei der Bewertung ein um mehr als 0,7 Prozentpunkte höherer Diskontierungszinssatz nach Steuern von über 4,4 % oder ein um mehr als 9 % reduzierter langfristiger Cash Flow angesetzt worden wäre.

(11) Sachanlagen

Sachanlagen in Mio. €	Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten inkl. Bauten auf fremden Grundstücken	Technische Anlagen und Maschinen	Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	Summe
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten					
Stand: 01.01.2020	5.323	48.756	989	4.224	59.292
Zu- / Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	51	1.880	15	-236	1.710
Zugänge	443	872	69	2.389	3.773
Umbuchungen	23	1.290	7	-1.326	-6
Währungsanpassungen	-58	-808	-10	-185	-1.061
Abgänge	90	721	36	15	862
Stand: 31.12.2020	5.692	51.269	1.034	4.851	62.846
Kumulierte Abschreibungen					
Stand: 01.01.2020	3.128	35.505	770	873	40.276
Zu- / Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	66	2.557	17		2.640
Abschreibungen des Berichtsjahres	511	2.284	115	88	2.998
Umbuchungen		24		-24	
Währungsanpassungen	-13	-263	-6	-1	-283
Abgänge	22	564	34	3	623
Zuschreibungen	9	54			63
Stand: 31.12.2020	3.661	39.489	862	933	44.945
Buchwerte					
Stand: 31.12.2020	2.031	11.780	172	3.918	17.901

Sachanlagen in Mio. €	Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten inkl. Bauten auf fremden Grundstücken	Technische Anlagen und Maschinen	Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	Summe
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten					
Stand: 01.01.2019	4.868	43.733	934	2.061	51.596[1]
Zu- / Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	282	3.935	19	1.295	5.531
Zugänge	300	1.153	66	1.077	2.596
Umbuchungen	1	217	13	-239	-8
Währungsanpassungen	23	401	4	45	473
Abgänge	151	683	47	15	896
Stand: 31.12.2019	5.323	48.756	989	4.224	59.292
Kumulierte Abschreibungen					
Stand: 01.01.2019	3.073	34.214	756	791	38.834
Zu- / Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-51	-640	-12		-703
Abschreibungen des Berichtsjahres	222	2.685	64	88	3.059
Umbuchungen	-6	-2	5	-1	-4
Währungsanpassungen	8	169	4		181
Abgänge	91	509	47	5	652
Zuschreibungen	27	412			439
Stand: 31.12.2019	3.128	35.505	770	873	40.276
Buchwerte					
Stand: 31.12.2019	2.195	13.251	219	3.351	19.016

1 Inkl. Erstanwendungseffekt aus IFRS 16 in Höhe von 353 Mio. €

Sachanlagen in Höhe von 1.590 Mio. € (Vorjahr: 1.024 Mio. €) unterlagen Verfügungsbeschränkungen durch Grundpfandrechte, Sicherungsübereignungen und sonstigen Beschränkungen. Die Abgänge von Sachanlagen ergaben sich durch Veräußerung oder Stilllegung.

Die Sachanlagen umfassen neben im Eigentum befindlichen Vermögenswerten auch Nutzungsrechte aus Leasingverhältnissen, bei denen RWE Leasingnehmer ist.

Diese Leasingverhältnisse umfassen im Wesentlichen längerfristige Nutzungsrechte für angemietete Bürogebäude und Grundstücksflächen (z. B. Erbpachtverträge, Grundstücke für die Erzeugung aus erneuerbaren Energien) sowie Nutzungsrechte für angemietete Vermögenswerte im Fuhrpark- und Kraftwerksbereich.

Im Berichtsjahr hat RWE ein Bürogebäude im Rahmen einer Sale-and-lease-back-Transaktion an einen externen Investor veräußert. Die fest vereinbarte Grundmietzeit des Leasingvertrags beträgt 17,5 Jahre.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Entwicklung der innerhalb der Sachanlagen erfassten Nutzungsrechte:

Nutzungsrechte Entwicklung im Jahr 2020 in Mio. €	Stand: 01.01.2020	Zugänge	Abschreibungen	Abgänge	Sonstige Veränderungen[1]	Stand: 31.12.2020
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Gebäude	70	121	17	7	-6	161
Grundstücke	666	49	38	2	-44	631
Technische Anlagen und Maschinen	43	2	6	1	-9	29
Pumpspeicherkraftwerke	261	13	10			264
Fuhrpark	18	17	11	1	-1	22
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	23	7	13	1		16
	1.081	**209**	**95**	**12**	**-60**	**1.123**

1 Die sonstigen Veränderungen umfassen Umbuchungen, Zuschreibungen, Währungsanpassungen sowie Zu- und Abgänge des Konsolidierungskreises.

Nutzungsrechte Entwicklung im Jahr 2019 in Mio. €	Stand: 01.01.2019	Zugänge	Abschreibungen	Abgänge	Sonstige Veränderungen[1]	Stand: 31.12.2019
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Gebäude	51	30	12		1	70
Grundstücke	274	142	25	4	279	666
Technische Anlagen und Maschinen	8	37	5	4	7	43
Pumpspeicherkraftwerke	27	31	1		204	261
Fuhrpark	8	7	6		9	18
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	12	23	12			23
	380	**270**	**61**	**8**	**500**	**1.081**

1 Die sonstigen Veränderungen umfassen Umbuchungen, Zuschreibungen, Währungsanpassungen sowie Zu- und Abgänge des Konsolidierungskreises.

Angaben zu den korrespondierenden Leasingverbindlichkeiten und Zinsaufwendungen finden sich in den Abschnitten (8) Finanzergebnis, (23) Finanzverbindlichkeiten und (27) Berichterstattung zu Finanzinstrumenten.

Darüber hinaus haben sich Leasingverhältnisse im Berichtsjahr wie folgt auf die Ertragslage sowie den Cash Flow im RWE-Konzern ausgewirkt:

Auswirkungen von Leasingverhältnissen auf Ertragslage und Cash Flow in Mio. €	2020	2019
RWE als Leasingnehmer		
Aufwand aus kurzfristigen Leasingverhältnissen	79	14
Aufwand aus Leasingverträgen über geringwertige Vermögenswerte	1	
Aufwand aus variablen Leasingzahlungen, die nicht in die Bewertung von Leasingverbindlichkeiten eingeflossen sind	21	18
Erträge aus Unterleasingverhältnissen	6	
Gewinne oder Verluste aus Sale-and-lease-back-Geschäften	2	
Gesamte Zahlungsmittelabflüsse aus Leasing	107	60
RWE als Leasinggeber		
Erträge aus Operating Leasing	20	13

Aus vertraglich bereits vereinbarten, aber noch nicht begonnenen Leasingverhältnissen, die im Wesentlichen Bürogebäude und Windparkflächen betreffen, resultieren künftige Leasingzahlungen in Höhe von 187 Mio. € (Vorjahr: 195 Mio. €). Zudem blieben – im Wesentlichen für Leasingverhältnisse, die Windparkflächen betreffen – potenzielle Leasingzahlungen bei der Bewertung der Leasingverbindlichkeiten unberücksichtigt. Dies betrifft variable Zahlungen, die künftig abhängig von Erzeugungsmengen anfallen können, in Höhe von 405 Mio. € (Vorjahr: 471 Mio. €) und potenzielle Zahlungen aus Verlängerungs- und Kündigungsoptionen in Höhe von 97 Mio. € (Vorjahr: 100 Mio. €).

Die Sachanlagen beinhalten neben Nutzungsrechten aus Leasing auch Grundstücke und Gebäude, die RWE im Rahmen von Operating Leasing als Leasinggeber vermietet. Die auf diese Vermögenswerte entfallenden Buchwerte betrugen zum 31. Dezember 2020 insgesamt 180 Mio. € (Vorjahr: 193 Mio. €).

Aus diesen Operating-Leasing-Verträgen resultieren die nachfolgenden Zahlungsansprüche:

Nominale Leasingzahlungen aus Operating-Leasing-Verträgen in Mio. €	31.12.2020	31.12.2019
Fällig in bis zu 1 Jahr	8	4
Fällig in > 1 bis 2 Jahren	7	7
Fällig in > 2 bis 3 Jahren	5	6
Fällig in > 3 bis 4 Jahren	5	6
Fällig in > 4 bis 5 Jahren	4	6
Fällig nach über 5 Jahren	37	55

(12) 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)	
in Mio. €	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Bilanz[1]				
Langfristige Vermögenswerte	5.953	5.225	1.780	1.664
Kurzfristige Vermögenswerte	2.838	1.825	349	383
Langfristige Schulden	2.001	2.012	946	869
Kurzfristige Schulden	3.488	2.496	266	285
Proportionaler Anteil am Eigenkapital[2]	829	638	393	383
Geschäfts- oder Firmenwert			198	198
Buchwert	829	638	591	581
Gesamtergebnisrechnung[1]				
Umsatzerlöse	12.622	14.773	1.300	1.285
Ergebnis	701	523	112	93
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)	-35	-22	-47	-15
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)	666	501	65	78
Dividende (anteilig)	25	25	19	15
RWE-Anteilsquote	25%	25%	49%	49%

1 Zahlen basierend auf einem Anteilsbesitz von 100% an der KEH
2 Zahlen basierend auf dem proportionalen Eigenkapitalanteil an der KEH und der 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 einen Anteil von 49 % an der Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH (KEH), die der größte Anteilseigner der KELAG ist.

Nicht wesentliche at-Equity-bilanzierte Beteiligungen	Assoziierte Unternehmen		Gemeinschaftsunternehmen	
in Mio. €	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Anteiliges Ergebnis	21	58	184	88
Anteilig direkt im Eigenkapital erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)	–28	41	–2	16
Summe der anteilig erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)	–7	99	182	104
Buchwerte	172	246	1.658	1.771

Der RWE-Konzern hält Anteile mit einem Buchwert von 3 Mio. € (Vorjahr: 3 Mio. €) an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen, die aufgrund kreditvertraglicher Bestimmungen zeitweiligen Beschränkungen oder Bedingungen für die Bemessung ihrer Gewinnausschüttungen unterliegen.

(13) Übrige Finanzanlagen

Übrige Finanzanlagen umfassen nicht konsolidierte Tochterunternehmen, übrige Beteiligungen und langfristige Wertpapiere.

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 29 Mio. € bzw. 4 Mio. € (Vorjahr: 29 Mio. € bzw. 4 Mio. €) treuhänderisch hinterlegt. Die Absicherung erfolgt sowohl für Mitarbeiter der RWE AG als auch für Mitarbeiter von Konzerngesellschaften.

(14) Finanzforderungen

Finanzforderungen	31.12.2020		31.12.2019	
in Mio. €	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Ausleihungen an nicht konsolidierte Tochterunternehmen und Beteiligungen	105	1	103	1
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte		2.154		1.638
Sonstige Finanzforderungen				
Zinsabgrenzungen		43		39
Übrige sonstige Finanzforderungen	26	284	25	681
	131	**2.482**	**128**	**2.359**

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.

(15) Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte

Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	31.12.2020		31.12.2019	
in Mio. €	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Derivate	675	8.109	661	11.447
Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	172		153	
Nicht für Vorräte geleistete Anzahlungen		148		144
CO_2-Emissionsrechte		446		407
Übrige sonstige Vermögenswerte[1]	2.588	1.117	2.462	758
	3.435	**9.820**	**3.276**	**12.756**
Davon: finanzielle Vermögenswerte	855	8.452	824	11.564
Davon: nichtfinanzielle Vermögenswerte	2.580	1.368	2.452	1.192

1 Angepasste Werte: aufgrund rückwirkender Anpassung bei der Erstkonsolidierung der übernommenen E.ON-Aktivitäten; siehe dazu Seite 109 im Anhang

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.

Die übrigen sonstigen Vermögenswerte umfassen in Höhe von 2.600 Mio. € (Vorjahr 2.600 Mio. €) die vom Bund zugesagten Entschädigungsleistungen für unseren vorzeitigen Ausstieg aus dem Braunkohlegeschäft.

Zudem entfielen von den übrigen sonstigen Vermögenswerten 86 Mio. € (Vorjahr: 43 Mio. €) auf Zuwendungen der öffentlichen Hand, die im Zusammenhang mit der Mitverbrennung von Biomasse in zwei niederländischen Kraftwerken gewährt wurden.

(16) 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 2020 wurden auf den Unterschiedsbetrag zwischen dem Nettovermögen und dem steuerlichen Buchwert von Tochtergesellschaften und assoziierten Unternehmen (sogenannte Outside Basis Differences) in Höhe von 820 Mio. € (Vorjahr: 969 Mio. €) keine passiven latenten Steuern gebildet, da in absehbarer Zeit wahrscheinlich keine Ausschüttungen vorgenommen oder sich die temporären Differenzen in absehbarer Zeit nicht auflösen werden. Vom Bruttobetrag der aktiven und der passiven latenten Steuern werden 3.415 Mio. € bzw. 4.058 Mio. € (Vorjahr: 5.316 Mio. € bzw. 6.166 Mio. €) innerhalb von zwölf Monaten realisiert.

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

Latente Steuern	31.12.2020		31.12.2019[1]	
in Mio. €	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv
Langfristige Vermögenswerte	687	1.465	1.166	2.437
Kurzfristige Vermögenswerte	1.382	2.539	1.450	3.876
Steuerliche Sonderposten		58		47
Langfristige Schulden				
Pensionsrückstellungen	85	3	148	40
Sonstige langfristige Schulden	653	848	487	50
Kurzfristige Schulden	2.033	1.519	3.866	2.290
	4.840	**6.432**	**7.117**	**8.740**
Verlustvorträge				
Körperschaftsteuer (oder vergleichbare ausländische Ertragsteuern)	67		125	
Gewerbesteuer	14		23	
Bruttobetrag	**4.921**	**6.432**	**7.265**	**8.740**
Saldierung	-4.524	-4.524	-6.576	-6.576
Nettobetrag	**397**	**1.908**	**689**	**2.164**

1 Angepasste Werte: aufgrund rückwirkender Anpassung bei der Erstkonsolidierung der übernommenen E.ON-Aktivitäten; siehe dazu Seite 109 im Anhang.

Zum 31. Dezember 2020 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 73 Mio. € übersteigen (Vorjahr: 144 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 Steuerminderungsansprüche 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 gewerbesteuerlichen Verlustvorträge, für die keine latenten Steueransprüche angesetzt wurden, betrugen zum Ende des Berichtsjahres 3.065 Mio. € bzw. 2.166 Mio. € (Vorjahr: 1.492 Mio. € bzw. 879 Mio. €).

Die körperschaftsteuerlichen Verlustvorträge, für die keine latenten Steueransprüche angesetzt wurden, werden in Höhe von 828 Mio. € innerhalb der folgenden sechs Jahre entfallen. Die übrigen Verlustvorträge sind im Wesentlichen zeitlich unbegrenzt, jedoch wird eine Nutzung überwiegend nicht erwartet.

Zum 31. Dezember 2020 betrugen die temporären Differenzen, für die keine aktiven latenten Steuern angesetzt wurden, 13.216 Mio. € (Vorjahr: 12.791 Mio. €).

Im Berichtsjahr wurden latente Steuererträge aus der Währungsumrechnung ausländischer Abschlüsse in Höhe von 42 Mio. € (Vorjahr: Steueraufwendungen in Höhe von 14 Mio. €) mit dem Eigenkapital verrechnet.

(17) Vorräte

Vorräte in Mio. €	31.12.2020	31.12.2019
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe inkl. Kernbrennelemente und Vorabraum des Braunkohlebergbaus	579	728
Unfertige Erzeugnisse / Leistungen	50	33
Fertige Erzeugnisse und Waren	999	839
Geleistete und erhaltene Anzahlungen	4	-15
	1.632	**1.585**

Die zum Zweck der Weiterveräußerung erworbenen Vorräte hatten einen Buchwert von 964 Mio. € (Vorjahr: 605 Mio. €). Dieser entfiel im Berichtsjahr, wie im Vorjahr, vollständig auf Gasvorräte.

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. 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.

(18) Wertpapiere

Von den kurzfristigen Wertpapieren entfielen 4.216 Mio. € (Vorjahr: 2.809 Mio. €) auf festverzinsliche Wertpapiere mit einer Restlaufzeit bei Erwerb von mehr als drei Monaten und 3 Mio. € (Vorjahr: 449 Mio. €) auf Aktien und Genussscheine. Die Wertpapiere sind mit dem beizulegenden Zeitwert bilanziert.

(19) Flüssige Mittel

Flüssige Mittel in Mio. €	31.12.2020	31.12.2019
Kasse und Bankguthaben	4.764	3.192
Wertpapiere und übrige Liquiditätsanlagen (Restlaufzeit bei Erwerb von weniger als drei Monaten)	10	
	4.774	**3.192**

RWE hält Bankguthaben ausschließlich im Rahmen der kurzfristigen Liquiditätsdisposition. Für Geldanlagen werden Banken anhand verschiedener Bonitätskriterien ausgewählt. Dazu zählen ihr Rating von einer der drei renommierten Ratingagenturen Moody's, Standard & Poor's oder Fitch sowie ihr Eigenkapital und ihre Preise für Credit Default Swaps. Die Verzinsung der flüssigen Mittel bewegte sich 2020 wie im Vorjahr auf Marktniveau.

(20) Eigenkapital

Die Aufgliederung des voll eingezahlten Eigenkapitals ist auf Seite 106 dargestellt. Das gezeichnete Kapital der RWE AG ist wie folgt strukturiert:

Gezeichnetes Kapital	31.12.2020 Stückzahl		31.12.2019 Stückzahl		31.12.2020 Buchwert	31.12.2019 Buchwert
	in Tsd.	in %	in Tsd.	in %	in Mio. €	in Mio. €
Stückaktien	676.220	100,0	614.745	100,0	1.731	1.574

Am 18. August 2020 hat die RWE AG eine Kapitalerhöhung gegen Bareinlagen unter teilweiser Ausnutzung des genehmigten Kapitals beschlossen. Das Grundkapital der Gesellschaft wurde dabei unter Ausschluss des Bezugsrechts der Altaktionäre durch die Ausgabe von 61.474.549 neuen auf den Inhaber lautenden Stückaktien um 10 % erhöht. Die neuen Aktien wurden zum Preis von je 32,55 € in einem beschleunigten Platzierungsverfahren bei institutionellen Anlegern platziert. Aus der Kapitalerhöhung resultierte ein Anstieg des gezeichneten Kapitals der RWE AG um 157.374.845,44 € und der Kapitalrücklage der RWE AG um 1.843.621.724,51 €. In Höhe von 11.070.500,71 € wurden Transaktionskosten mit den Gewinnrücklagen verrechnet.

Nach dieser teilweisen Ausnutzung des genehmigten Kapitals ist der Vorstand auf der Grundlage des Beschlusses der Hauptversammlung vom 26. April 2018 noch ermächtigt, das Grundkapital der Gesellschaft bis zum 25. April 2023 mit Zustimmung des Aufsichtsrats um bis zu 157.374.848,00 € durch Ausgabe von bis zu 61.474.550 auf den Inhaber lautenden Stückaktien gegen Bar- und / oder Sacheinlage zu erhöhen (genehmigtes Kapital). Das Bezugsrecht der Aktionäre kann in bestimmten Fällen mit Zustimmung des Aufsichtsrats ausgeschlossen werden, nach der teilweisen Ausnutzung des genehmigten Kapitals allerdings nicht mehr für Barkapitalerhöhungen.

Durch Beschluss der Hauptversammlung vom 26. April 2018 wurde die Gesellschaft außerdem ermächtigt, bis zum 25. April 2023 Aktien der Gesellschaft im Umfang von bis zu 10 % des Grundkapitals zum Zeitpunkt der Beschlussfassung dieser Ermächtigung oder – falls dieser Wert geringer ist – zum 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; dabei ist das Bezugsrecht der Aktionäre ausgeschlossen.

Am 31. Dezember 2020 befanden sich keine eigenen Aktien im Bestand.

Im Geschäftsjahr 2020 wurden von der RWE AG 314.808 RWE-Aktien zu einem Anschaffungspreis von 10.633.444,15 € am Kapitalmarkt erworben. Der auf sie entfallende Betrag des Grundkapitals beläuft sich auf 805.908,48 € (0,05 % des gezeichneten Kapitals). Mitarbeiter der RWE AG und der Tochterunternehmen erhielten im Rahmen des Belegschaftsaktienprogramms zur Vermögensbildung insgesamt 314.808 Aktien. Daraus resultierte ein Gesamterlös von 10.516.392,73 €. Der jeweilige Unterschiedsbetrag zum Kaufpreis wurde mit den frei verfügbaren Gewinnrücklagen verrechnet.

Im Vorjahr wurde die zuvor nach IAS 32 als Eigenkapital klassifizierte, durch Konzerngesellschaften begebene Hybridanleihe am 6. Februar 2019 gekündigt. Die Rückzahlung in Höhe von 869 Mio. € erfolgte am 20. März 2019, ohne die Hybridanleihe mit neuem Hybridkapital zu refinanzieren. Die Hybridanleihe hatte einen Kupon von 7 % und eine theoretisch unbegrenzte Laufzeit.

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 – 145 Mio. € (Vorjahr: – 149 Mio. €) und die Anteile anderer Gesellschafter um insgesamt

395 Mio. € (Vorjahr: – 746 Mio. €). Darin enthalten sind nachträgliche Effekte aus dem im Vorjahr erfolgten Erwerb der 23,2 % Minderheitenanteile an den fortgeführten innogy-Aktivitäten (Veränderung der Anteile der Aktionäre der RWE AG am Konzerneigenkapital um – 298 Mio. €) sowie Effekte aus dem Verkauf eines 49-prozentigen Anteils am britischen Offshore-Windpark Humber Gateway (Veränderung der Anteile der Aktionäre der RWE AG am Konzerneigenkapital um 163 Mio. €).

Im **Accumulated Other Comprehensive Income (OCI)** werden die Änderungen der beizulegenden Zeitwerte der erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewerteten Fremdkapitalinstrumente, der Cash Flow Hedges und der Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten sowie die Währungsdifferenzen bei der Umrechnung ausländischer Abschlüsse erfasst.

Zum 31. Dezember 2020 betrug der auf at-Equity-bilanzierte Beteiligungen entfallende Anteil am Accumulated Other Comprehensive Income –29 Mio. € (Vorjahr: –22 Mio. €).

Im Berichtsjahr wurden Unterschiedsbeträge aus der Währungsumrechnung in Höhe von 3 Mio. €, die ursprünglich erfolgsneutral gebucht worden waren, als Ertrag realisiert (Vorjahr: Aufwand von 523 Mio. €).

Gewinnverwendungsvorschlag

Wir schlagen der Hauptversammlung vor, den Bilanzgewinn der RWE AG für das Geschäftsjahr 2020 wie folgt zu verwenden:

Ausschüttung einer Dividende von 0,85 € je dividendenberechtigte Stückaktie.

Dividende	574.787.040,80 €
Gewinnvortrag	25.220,47 €
Bilanzgewinn	574.812.261,27 €

Die für das Geschäftsjahr 2019 ausgeschüttete Dividende belief sich laut Beschluss der Hauptversammlung der RWE AG vom 26. Juni 2020 auf 0,80 € je dividendenberechtigte Aktie. Die Ausschüttung an die Aktionäre der RWE AG betrug 492 Mio. € (Vorjahr: 430 Mio. €).

Anteile anderer Gesellschafter

Unter dieser Position ist der Anteilsbesitz Dritter an den Konzerngesellschaften erfasst.

Von den direkt im Eigenkapital erfassten Erträgen und Aufwendungen (OCI) entfallen die folgenden Anteile auf andere Gesellschafter:

Anteile anderer Gesellschafter am OCI in Mio. €	2020	2019
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen		-138
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen		43
Marktbewertung von Eigenkapitalinstrumenten		-10
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die nicht erfolgswirksam umzugliedern sind		**-105**
Unterschied aus der Währungsumrechnung	-25	267
Marktbewertung von Fremdkapitalinstrumenten		-3
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherungsbeziehung	-17	-29
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen		2
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die zukünftig erfolgswirksam umzugliedern sind	**-42**	**237**
	-42	**132**

(21) Aktienkursbasierte Vergütungen

Für Führungskräfte der RWE AG sowie nachgeordneter verbundener Unternehmen gibt es Long-Term-Incentive-Pläne (LTIP) als aktienkursbasierte Vergütungssysteme mit der Bezeichnung „Strategic Performance Plan" (SPP). 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 (vergütungsrelevantes Nettoergebnis) und berücksichtigt die Entwicklung des Aktienkurses der RWE AG. Die Führungskräfte erhalten bedingt zugeteilte virtuelle 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 vor einer möglichen Auszahlung.

SPP RWE AG	Tranche 2016	Tranche 2017	Tranche 2018	Tranche 2019	Tranche 2020
Laufzeitbeginn	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2018	01.01.2019	01.01.2020
Anzahl bedingt zugeteilter Performance Shares	486.436	1.338.027	883.974	932.889	935.331
Laufzeit	4 Jahre	4 Jahre	4 Jahre	4 Jahre	4 Jahre
Erfolgsziel	Bereinigtes Nettoergebnis	Bereinigtes Nettoergebnis	Bereinigtes Nettoergebnis	Bereinigtes Nettoergebnis	Bereinigtes Nettoergebnis
Obergrenze / Stückzahl Performance Shares	150 %	150 %	150 %	150 %	150 %
Obergrenze / Auszahlungsbetrag	200 %	200 %	200 %	200 %	200 %
Ermittlung der Auszahlung	Der Auszahlungsbetrag errechnet sich aus der festgeschriebenen Anzahl endgültig gewährter Performance Shares multipliziert mit der Summe aus a) dem arithmetischen Mittel der Schlusskurse (mit allen verfügbaren Nachkommastellen) der RWE-Aktie (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 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. Auszahlungsbetrag = (Anzahl endgültig festgeschriebener Performance Shares) x (arithmetisches Mittel des Aktienkurses + gezahlte Dividenden) Der so ermittelte Auszahlungsbetrag ist betragsmäßig auf 200 % des Zuteilungsbetrags begrenzt.				
Wechsel der Unternehmenskontrolle / Fusion	Ein Wechsel der Unternehmenskontrolle (Kontrollwechsel) liegt vor, wenn entweder a) ein Aktionär durch das Halten von mindestens 30 % der Stimmrechte – einschließlich der ihm nach § 30 des Wertpapiererwerbs- und Übernahmegesetzes (WpÜG) zuzurechnenden Stimmrechte Dritter – die Kontrolle i. S. v. § 29 WpÜG erworben hat oder b) mit der RWE AG als abhängigem Unternehmen ein Beherrschungsvertrag nach § 291 AktG wirksam abgeschlossen wurde oder 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 Wertes der RWE AG. In diesem Fall ist lit. a) nicht anwendbar. 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. Alle zum Zeitpunkt des Kontrollwechsels bedingt gewährten Performance Shares verfallen ersatz- und entschädigungslos.				
Form des Ausgleichs	Barvergütung	Barvergütung	Barvergütung	Barvergütung	Barvergütung
Auszahlungszeitpunkt	2020	2021	2022	2023	2024

Der beizulegende Zeitwert der im Rahmen des SPP bedingt zugeteilten Performance Shares umfasste zum Zeitpunkt der Zuteilung die nachfolgend aufgeführten Beträge:

Performance Shares aus dem SPP der RWE AG in €	Tranche 2016	Tranche 2017	Tranche 2018	Tranche 2019	Tranche 2020
Beizulegender Zeitwert pro Stück	13,78	11,62	18,80	19,10	26,41

Die beizulegenden Zeitwerte der Tranchen des SPP der RWE AG ergeben sich aus dem aktuellen Aktienkurs der RWE AG 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 Programmbedingungen festgelegten maximalen Auszahlungsbeträge je bedingt zugeteilter SPP (= Strike der Option), die restlaufzeitbezogenen Diskontierungszinssätze, die Volatilitäten und die erwarteten Dividenden der RWE AG berücksichtigt.

Im abgelaufenen Geschäftsjahr haben sich die Performance Shares wie folgt entwickelt:

Performance Shares aus dem SPP der RWE AG Stück	Tranche 2016	Tranche 2017	Tranche 2018	Tranche 2019	Tranche 2020
Ausstehend zu Beginn des Geschäftsjahres	528.513	1.632.128	1.090.995	932.889	
Zugesagt					935.331
Veränderung[1]		11.503	–2.505	470.643	
Ausgezahlt	–528.513				
Ausstehend zum Ende des Geschäftsjahres		1.643.631	1.088.490	1.403.532	935.331
Auszahlbar am Ende des Geschäftsjahres		1.643.631			

1 Veränderungen betreffen die finale Zuteilung aufgrund von Zielerreichungsgraden oder die nachträgliche Zuteilung bzw. den Verfall von Performance Shares.

Bei den im abgelaufenen Geschäftsjahr ausgeübten Optionen aus dem SPP betrug der gewichtete Durchschnittsaktienkurs am Tag der Ausübung 34,07 €.

Aus dem aktienkursbasierten Vergütungssystem ergaben sich im Berichtszeitraum Aufwendungen von insgesamt 38 Mio. € (Vorjahr: 34 Mio. €). Zum Bilanzstichtag beliefen sich die Rückstellungen für aktienkursbasierte Vergütungen mit Barausgleich auf 85 Mio. € (Vorjahr: 60 Mio. €).

(22) Rückstellungen

Rückstellungen	31.12.2020			31.12.2019		
in Mio. €	Langfristig	Kurzfristig	Gesamt	Langfristig	Kurzfristig	Gesamt
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	3.864		3.864	3.446		3.446
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	6.113	338	6.451	6.355	368	6.723
Bergbaubedingte Rückstellungen	4.729	85	4.814	4.559	59	4.618
	14.706	**423**	**15.129**	**14.360**	**427**	**14.787**
Sonstige Rückstellungen						
Verpflichtungen aus dem Personalbereich (ohne Restrukturierungen)	339	651	990	361	622	983
Verpflichtungen aus Restrukturierungen	624	18	642	591	31	622
Einkaufs- und Verkaufsverpflichtungen	1.366	124	1.490	1.390	116	1.506
Rückstellungen für den Rückbau von Windparks	1.125	11	1.136	948	4	952
Sonstige Rückbau- und Nachrüstungsverpflichtungen	648	70	718	557	77	634
Umweltschutzverpflichtungen	76	2	78	78	2	80
Zinszahlungsverpflichtungen	223		223	281		281
Rückgabeverpflichtungen für CO_2-Emissionsrechte / Zertifikate alternativer Energien		1.332	1.332		771	771
Übrige sonstige Rückstellungen	363	373	736	370	588	958
	4.764	**2.581**	**7.345**	**4.576**	**2.211**	**6.787**
	19.470	**3.004**	**22.474**	**18.936**	**2.638**	**21.574**

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen. Die betriebliche Altersversorgung umfasst beitragsorientierte und leistungsorientierte Versorgungssysteme. Die leistungsorientierten Versorgungszusagen betreffen im Wesentlichen endgehaltsabhängige Versorgungszusagen. Diese unterliegen den typischen Risiken aus Langlebigkeit sowie Inflations- und Gehaltssteigerungen.

In beitragsorientierte Versorgungssysteme sind im Berichtsjahr 32 Mio. € (Vorjahr: 24 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 wie für eine beitragsorientierte 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 folgenden Geschäftsjahr 2021 voraussichtlich Arbeitgeberbeiträge in Höhe von ca. 9 Mio. € (Vorjahresangabe für das Geschäftsjahr 2020: 9 Mio. €) 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 verlangen. Deren Höhe ist u. a. abhängig von der Anzahl der Planteilnehmer, der Höhe des Gehalts und der Altersstruktur der Teilnehmer. Zum 31. Dezember 2020 betrug die Anzahl unserer aktiven Planteilnehmer ca. 600 (Vorjahr: ca. 600).

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 ihnen werden Pensionsverpflichtungen gegenüber dem wesentlichen Teil der Mitarbeiter gedeckt, 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 erfolgt über den branchenweiten Electricity Supply Pension Scheme (ESPS). Nach dem Abschluss der Transaktion mit E.ON sind für RWE für das konventionelle Erzeugungsgeschäft, für die fortgeführten innogy-Aktivitäten und für das von E.ON übernommene Erneuerbare-Energien-Geschäft jeweils eigene zweckgebundene und voneinander unabhängige Sektionen eingerichtet worden. 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. Dazu zählen Investitionen, Rentenzahlungen und Finanzierungspläne. Die Pensionspläne umfassen jeweils die zugehörigen Versorgungsverpflichtungen und das zugehörige Planvermögen für Tochterunternehmen des RWE-Konzerns. Es ist gesetzlich vorgeschrieben, alle drei Jahre eine technische Bewertung der erforderlichen Finanzierung der Pensionspläne durchzuführen. 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 Marktrenditen des Planvermögens.

Die letzten technischen Bewertungen für die RWE-Sektion und die Sektion der fortgeführten innogy-Aktivitäten wurden zum 31. März 2019 durchgeführt. Für die RWE-Sektion ergab sich ein technisches Finanzierungsdefizit von 44,3 Mio. £, das mit einer Zahlung in Höhe von 48,3 Mio. £ zum 31. März 2020 ausgeglichen wurde. Die nächste Bewertung muss bis zum 31. März 2022 stattfinden. Für die Sektion der fortgeführten innogy-Aktivitäten ergab sich ein technisches Finanzierungsdefizit von 103,4 Mio. £. Mit den Treuhändern wurde daraufhin vereinbart, das Defizit durch jährliche Zahlungen in Höhe von 37,5 Mio. £, 36,3 Mio. £, 17,0 Mio. £ und 17,0 Mio. £ in den Jahren 2020 bis 2023 auszugleichen. Mit

den Treuhändern wurde nach Abschluss der Transaktion mit E.ON vereinbart, die nächste Bewertung auf den 31. März 2021 vorzuziehen. Für die Sektion des von E.ON übernommenen Erneuerbare-Energien-Geschäfts wurde zum 31. März 2020 eine Bewertung durchgeführt. Es ergab sich ein Finanzierungsdefizit von 7 Mio. £. Die Trägerunternehmen und die Treuhänder haben vom Bewertungsstichtag 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	31.12.2020		31.12.2019	
in %	Inland	Ausland[1]	Inland	Ausland[1]
Abzinsungsfaktor	0,80	1,30	1,20	2,00
Gehaltssteigerungsrate	2,35	3,00	2,35	3,00
Rentensteigerungsrate	1,00, 1,60 bzw. 1,75	2,10 bzw. 2,90	1,00, 1,60 bzw. 1,75	1,90 bzw. 2,80

1 Betrifft Versorgungszusagen an Beschäftigte des RWE-Konzerns in Großbritannien

Die Methode zur Herleitung des Rechnungszinses für inländische Pensionsverpflichtungen nach IFRS haben wir zum Jahresende angepasst. Beim Bonduniversum wird nunmehr auf Anleihen mit einem Anleihenominal von größer 100 Mio. € abgestellt. Zuvor wurden auch Anleihen mit einem Anleihenominal von größer 50 Mio. € berücksichtigt. Es ergibt sich ein Rechnungszins in Höhe von 0,80 %. Gegenüber der bisherigen Ableitungsmethodik liegt dieser um 10 Basispunkte höher und führt in der Bilanzierung zu einer um rund 180 Mio. € niedrigeren Pensionsverpflichtung. Im Folgejahr führt dies zu einer Verringerung des Dienstzeitaufwands um 5 Mio. € sowie einer Erhöhung des Zinsaufwands um 2 Mio. €.

Zusammensetzung des Planvermögens (Zeitwerte)	31.12.2020				31.12.2019			
in Mio. €	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	1.472	1.449	485	69	1.539	1.519	468	131
Zinstragende Titel	3.785		3.956		3.620	91	3.502	33
Immobilien	1				3			
Mischfonds[3]	645	324	1.509	116	705	375	1.539	160
Alternative Investments	711	542	412		685	438	661	
Sonstiges[4]	56	23	477	85	64	30	407	69
	6.670	**2.338**	**6.839**	**270**	**6.616**	**2.453**	**6.577**	**393**

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 der RWE Gruppe innerhalb des britischen ESPS 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.

Grundlage unserer Kapitalanlagepolitik in Deutschland ist eine detaillierte Analyse des Planvermögens und der Pensionsverpflichtungen und deren Verhältnis zueinander mit dem Ziel, 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 bei RWE liegt auf in- und ausländischen Staatsanleihen. Zur Steigerung der Durchschnittsverzinsung werden auch höherverzinsliche Unternehmensanleihen ins 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 zudem in Produkten investiert, die im Zeitverlauf mit höherer Wahrscheinlichkeit relativ gleichmäßig positive Erträge erzielen. Darunter werden Produkte verstanden, deren Erträge wie die von Rentenanlagen schwanken, die aber dennoch mittelfristig einen Mehrertrag erzielen, sogenannte Absolute-Return-Produkte (u. a. auch Dach-Hedgefonds).

In Großbritannien berücksichtigen wir bei der Kapitalanlage die Struktur der Pensionsverpflichtungen sowie Liquiditäts- und Risikoaspekte. Das Ziel der Anlagestrategie ist hier, den Kapitaldeckungsgrad der Pensionspläne zu erhalten und die vollständige Finanzierung der Pensionspläne über den Zeitablauf sicherzustellen. Um die Finanzierungskosten zu mindern und Überschussrenditen zu erzielen, nehmen wir auch Anlagen mit einem höheren Risiko in unser Portfolio. Der Schwerpunkt der Kapitalanlage liegt auf Staats- und Unternehmensanleihen.

Die Pensionsrückstellungen für Versorgungsansprüche haben sich folgendermaßen verändert:

Veränderung der Pensionsrückstellungen in Mio. €	Barwert der Versorgungsansprüche	Zeitwert des Planvermögens	Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen	Gesamt
Stand: 01.01.2020	**16.486**	**13.193**	**153**	**3.446**
Laufender Dienstzeitaufwand	148			148
Zinsaufwand / Zinsertrag	238	201		37
Vermögensertrag der Fonds abzüglich Zinskomponente		859		-859
Gewinne / Verluste aus Veränderung demografischer Annahmen	-17			-17
Gewinne / Verluste aus Veränderung finanzieller Annahmen	1.435			1.435
Erfahrungsbedingte Gewinne / Verluste	-106			-106
Währungsanpassungen	-352	-361	-10	-1
Arbeitnehmerbeiträge	8	8		
Arbeitgeberbeiträge[1]		245		-245
Rentenzahlungen[2]	-718	-690		-28
Änderungen des Konsolidierungskreises / Umbuchungen	71	62		9
Nachverrechneter Dienstzeitaufwand	8			8
Allgemeine Verwaltungskosten		-8		8
Veränderung des aktivisch ausgewiesenen Nettovermögens			29	29
Stand: 31.12.2020	**17.201**	**13.509**	**172**	**3.864**
Davon: Inland	10.503	6.670		3.833
Davon: Ausland	6.698	6.839	172	31

1 Davon 96 Mio. € Erst- / Nachdotierung von Planvermögen und 149 Mio. € im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit
2 Enthalten im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit

Veränderung der Pensionsrückstellungen in Mio. €	Barwert der Versorgungsansprüche	Zeitwert des Planvermögens	Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen	Gesamt
Stand: 01.01.2019	**14.987**	**11.913**	**213**	**3.287**
Laufender Dienstzeitaufwand	123			123
Zinsaufwand / Zinsertrag	312	262		50
Vermögensertrag der Fonds abzüglich Zinskomponente		1.096		-1.096
Gewinne / Verluste aus Veränderung demografischer Annahmen	-49			-49
Gewinne / Verluste aus Veränderung finanzieller Annahmen	1.272			1.272
Erfahrungsbedingte Gewinne / Verluste	43			43
Währungsanpassungen	308	315	10	3
Arbeitnehmerbeiträge	6	6		
Arbeitgeberbeiträge[1]		157		-157
Rentenzahlungen[2]	-718	-694		-24
Änderungen des Konsolidierungskreises	209	145		64
Nachverrechneter Dienstzeitaufwand	-7			-7
Allgemeine Verwaltungskosten		-7		7
Veränderung des aktivisch ausgewiesenen Nettovermögens			-70	-70
Stand: 31.12.2019	**16.486**	**13.193**	**153**	**3.446**
Davon: Inland	10.041	6.616		3.425
Davon: Ausland	6.445	6.577	153	21

1 Davon 42 Mio. € Erst- / Nachdotierung von Planvermögen und 115 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. €	31.12.2020		31.12.2019	
Veränderung des Rechnungszinses um + 50 / - 50 Basispunkte				
– Inland	-792	903	-734	833
– Ausland	-486	552	-433	489
Veränderung des Gehaltstrends um - 50 / + 50 Basispunkte				
– Inland	-63	65	-55	57
– Ausland	-41	47	-35	41
Veränderung des Rententrends um - 50 / + 50 Basispunkte				
– Inland	-518	569	-489	537
– Ausland	-339	382	-300	407
Erhöhung der Lebenserwartung um ein Jahr				
– Inland		523		482
– Ausland		210		259

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 Pensionsrückstellungen 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 Marktrenditen 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 Nettoposition aus fondsfinanzierten und nicht fondsfinanzierten Versorgungsverpflichtungen.

Die bilanzierte Pensionsrückstellung für fondsfinanzierte und nicht fondsfinanzierte Versorgungsansprüche betrug am Bilanzstichtag 3.265 Mio. € (Vorjahr: 2.889 Mio. €) bzw. 599 Mio. € (Vorjahr: 557 Mio. €).

Der nachverrechnete Dienstzeitaufwand enthielt - wie im Vorjahr - weitgehend Effekte im Zusammenhang mit Restrukturierungsmaßnahmen im Inland sowie aus Abfindungsleistungen in Großbritannien.

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 höher sein können als die Anpassung gemäß der gesetzlichen Anpassungspflicht.

Einige Versorgungspläne im Inland garantieren ein bestimmtes Rentenniveau unter Einbeziehung der gesetzlichen Rente (Gesamtversorgungssysteme). Zukünftige Minderungen des gesetzlichen Rentenniveaus könnten damit für RWE zu höheren Rentenzahlungen führen.

Die gewichtete durchschnittliche Laufzeit der Leistungsverpflichtung (Duration) betrug im Inland 16 Jahre (Vorjahr: 16 Jahre) und im Ausland 17 Jahre (Vorjahr: 15 Jahre).

Im Geschäftsjahr 2021 wird RWE für leistungsorientierte Pläne der fortgeführten Aktivitäten voraussichtliche Zahlungen in Höhe von 240 Mio. € (geplant Vorjahr: 275 Mio. €) als unmittelbare Rentenleistungen und Einzahlungen in das Planvermögen tätigen.

Rückstellungen im Kernenergie- und Bergbaubereich in Mio. €	Stand: 01.01.2020	Zuführungen	Auflösungen	Zinsanteil	Inanspruchnahmen	Stand: 31.12.2020
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	6.723	29	-3	17	-315	6.451
Bergbaubedingte Rückstellungen	4.618	44	-15	212	-45	4.814
	11.341	**73**	**-18**	**229**	**-360**	**11.265**

Die **Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich** werden für die Kernkraftwerke Biblis A und B, Emsland, Gundremmingen A, B und C sowie Lingen und Mülheim-Kärlich in voller Höhe angesetzt. Entsorgungsrückstellungen für das niederländische Kernkraftwerk Borssele werden gemäß dem RWE-Anteil zu 30 % einbezogen.

Die 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 im Wesentlichen bis Anfang der 2040er-Jahre in Anspruch nehmen. Der auf Basis des aktuellen Marktzinsniveaus für risikolose Geldanlagen ermittelte Diskontierungssatz betrug zum Bilanzstichtag 0,0 % (Vorjahr: 0,0 %), die auf Basis von Erwartungen zu den allgemeinen Lohn- und Preissteigerungen und zum Produktivitätsfortschritt abgeleitete Eskalationsrate 1,5 % (Vorjahr: 1,5 %). Der kernenergiespezifische Realabzinsungssatz, also die Differenz zwischen Diskontierungszinssatz und Eskalationsrate, betrug damit – 1,5 % (Vorjahr: – 1,5 %). Eine Erhöhung (Absenkung) dieses Satzes um 0,1 Prozentpunkte würde den Barwert der Rückstellung um rund 45 Mio. € verringern (erhöhen).

Die Zuführungen zu den Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich beruhen auf mengenbedingten Erhöhungen des Verpflichtungsvolumens und liegen – ohne den Zinsanteil – bei 29 Mio. €. Im Vorjahr entfielen 719 Mio. € auf die übernommenen Kernenergieverpflichtungen der E.ON-Tochter PreussenElektra im Rahmen des Erwerbs der Minderheitenanteile an den Kernkraftwerksblöcken in Gundremmingen. Von den Rückstellungsveränderungen wurden 14 Mio. € mit den korrespondierenden Anschaffungskosten der Kernkraftwerke, die sich noch in Betrieb befinden, und den Brennelementen verrechnet. Abgesetzt von den Rückstellungen wurden geleistete Anzahlungen für Dienstleistungen in Höhe von 8 Mio. €. Im Berichtsjahr haben wir überdies Rückstellungen in Höhe von 242 Mio. € für die Stilllegung von Kernkraftwerken in Anspruch genommen. Dafür waren ursprünglich Stilllegungs- und Rückbaukosten in entsprechender Höhe aktiviert worden, und zwar bei den Anschaffungskosten der betreffenden Kernkraftwerke.

Gemäß den Regelungen des Gesetzes zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung verbleibt die Zuständigkeit für die Stilllegung und den Abbau der Anlagen sowie die Verpackung der radioaktiven Abfälle bei den Unternehmen. Der Stilllegungs- und Abbauprozess umfasst dabei alle Tätigkeiten nach der endgültigen Einstellung des Leistungsbetriebs des Kernkraftwerks bis zur Entlassung des Kraftwerksstandorts aus dem Regelungsbereich des Atomgesetzes. Der Antrag auf Stilllegung und Abbau des Kernkraftwerks wird bereits während der Betriebszeit bei der atomrechtlichen Genehmigungsbehörde gestellt, damit die Stilllegungs- und Abbautätigkeiten rechtzeitig nach Ablauf der Berechtigung zum Leistungsbetrieb vorgenommen werden können. Die Rückbautätigkeiten umfassen im Wesentlichen den Abbau und das Entfernen der radioaktiven Kontamination aus den Einrichtungen bzw. Gebäudestrukturen, den Strahlenschutz sowie die behördliche Begleitung der Abbaumaßnahmen und des Restbetriebs.

Wir untergliedern die Rückstellungen für die Entsorgung im Kernenergiebereich deshalb 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. €	31.12.2020	31.12.2019
Restbetrieb	2.707	2.840
Abbau	2.007	2.086
Reststoffbearbeitung und Abfallbehandlung	1.737	1.797
	6.451	**6.723**

Die Rückstellung für den Restbetrieb von Kernkraftwerksanlagen umfasst alle Aktivitäten, die weitgehend unabhängig vom Abbau und von der Entsorgung anfallen, aber für einen sicheren bzw. genehmigungskonformen Anlagenzustand notwendig bzw. behördlich gefordert sind. Neben der Betriebsüberwachung und dem Objektschutz gehören dazu im Wesentlichen die Wartung, wiederkehrende Prüfungen, Instandhaltung, der Strahlen- und Brandschutz sowie die Infrastrukturanpassung.

In der Rückstellung für den Abbau der 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 sowohl die Kosten für die Bearbeitung der radioaktiven Reststoffe mit dem Ziel, sie schadlos zu verwerten, als auch die Kosten für die Behandlung der radioaktiven Abfälle, die während des laufenden Betriebs entstanden sind bzw. beim Abbau entstehen. Darin enthalten sind die verschiedenen Verfahren der Konditionierung, das fachgerechte Verpacken der schwach- und mittelradioaktiven Abfälle in geeignete Behälter sowie deren Transport an die vom Bund mit der Zwischenlagerung beauftragte BGZ Gesellschaft für Zwischenlagerung mbH (BGZ). Darüber hinaus sind auch die Kosten für die Rückführung der aus der Wiederaufarbeitung stammenden Abfälle sowie für die fachgerechte Verpackung abgebrannter Brennelemente, d. h. Kosten für die Anschaffung und Beladung von Transport- und Zwischenlagerbehältern, enthalten.

Im Auftrag des Kernkraftwerksbetreibers bewertet die international renommierte NIS Ingenieurgesellschaft mbH, 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 das fachgerechte Verpacken der beim Abbau entstehenden radioaktiven Abfälle sowie deren Transport zur BGZ. Weitere Kostenschätzungen für die Entsorgung radioaktiver Abfälle basieren auf Verträgen mit ausländischen Wiederaufarbeitungsunternehmen und anderen Entsorgungsbetrieben. Außerdem liegen den Kostenschätzungen 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. €	31.12.2020	31.12.2019
Rückstellung für noch nicht vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen	4.623	4.849
Rückstellung für vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen	1.828	1.874
	6.451	**6.723**

Die Rückstellung für noch nicht vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen umfasst die Kosten des Restbetriebs der laufenden Anlagen sowie die Kosten des Abbaus, der Reststoffbearbeitung und der 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.

Auch die **bergbaubedingten Rückstellungen** sind größtenteils langfristig und decken das am Bilanzstichtag verursachte Verpflichtungsvolumen vollständig ab. Sie werden mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag angesetzt. Die Kostenschätzungen sind in wesentlichen Teilen durch externe Gutachten belegt.

Für die Diskontierung der Inanspruchnahmen der kommenden 30 Jahre orientieren wir uns am aktuellen Marktzinsniveau für risikolose Geldanlagen. Da für darüber hinausgehende Zeiträume keine Marktzinsen vorliegen, wird für die Diskontierung der Inanspruchnahmen über einen Zeitraum von 30 Jahren hinaus ein nachhaltiger langfristiger Zinssatz verwendet. Der durchschnittliche Diskontierungszins liegt wie im Vorjahr bei 2,0 %. Auswirkungen durch das gesunkene Marktzinsniveau wurden durch Änderungen in der zeitlichen Struktur der Zahlungsreihe kompensiert. Der Großteil des Rückstellungswerts entfällt weiterhin auf Inanspruchnahmen in den nächsten 30 Jahren. Die auf Basis aktuell erwarteter Preis- und Kostensteigerungen abgeleitete Eskalationsrate beträgt wie im Vorjahr 1,5 %. Der bergbauspezifische Realabzinsungssatz, also die Differenz zwischen Diskontierungszinssatz und Eskalationsrate, beträgt damit wie im Vorjahr 0,5 %. Eine Erhöhung (Absenkung) des Realabzinsungssatzes um 0,1 Prozentpunkte würde den Barwert der Rückstellung um rund 140 Mio. € verringern (erhöhen).

Im Berichtsjahr wurden den bergbaubedingten Rückstellungen 44 Mio. € zugeführt (ohne Zinsanteil). Grund dafür sind mengenbedingte Erhöhungen des Verpflichtungsvolumens, von denen 16 Mio. € unter dem Posten „Sachanlagen" aktiviert wurden. Die Rückstellungsauflösungen in Höhe von 15 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 212 Mio. €.

Sonstige Rückstellungen in Mio. €	Stand: 01.01.2020	Zuführungen	Auflösungen	Zinsanteil	Änderungen Konsolidierungskreis, Währungsanpassungen, Umbuchungen	Inanspruch-nahmen	Stand: 31.12.2020
Verpflichtungen aus dem Personalbereich (ohne Restrukturierungen)	983	550	-46	1	23	-521	990
Verpflichtungen aus Restrukturierungen	622	90	-36		-21	-13	642
Einkaufs- und Verkaufsverpflichtungen	1.506	242	-95			-163	1.490
Rückstellungen für den Rückbau von Windparks	952	171	-6	113	-92	-2	1.136
Sonstige Rückbau- und Nachrüstungsverpflichtungen	634	110	-89	81	-3	-15	718
Umweltschutzverpflichtungen	80	2	-1	1	-2	-2	78
Zinszahlungsverpflichtungen	281		-58				223
Rückgabeverpflichtungen für CO_2-Emissionsrechte / Zertifikate alternativer Energien	771	1.337	-16		-13	-747	1.332
Übrige sonstige Rückstellungen	958	293	-213	1	-14	-289	736
	6.787	**2.795**	**-560**	**197**	**-122**	**-1.752**	**7.345**

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 2021 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 2021 bis 2038 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 erwarten wir den Großteil der Inanspruchnahme der **Rückstellungen für den Rückbau von Windparks** in den Jahren 2021 bis 2045 und der Rückstellungen für die **sonstigen Rückbau- und Nachrüstungsverpflichtungen** in den Jahren 2021 bis 2060.

(23) Finanzverbindlichkeiten

Finanzverbindlichkeiten	31.12.2020		31.12.2019	
in Mio. €	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Anleihen[1]	549		1.110	
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.528	83	965	391
Sonstige Finanzverbindlichkeiten				
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte		716		400
Übrige sonstige Finanzverbindlichkeiten[2]	1.874	448	1.849	898
	3.951	**1.247**	**3.924**	**1.689**

1 Inkl. gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen
2 Angepasste Werte: aufgrund rückwirkender Anpassung bei der Erstkonsolidierung der übernommenen E.ON-Aktivitäten; siehe dazu Seite 109 im Anhang.

Die folgende Übersicht zeigt Eckdaten der Anleihen des RWE-Konzerns, wie sie sich zum 31. Dezember 2020 darstellten:

Ausstehende Anleihen Emittent	Ausstehender Betrag	Buchwert in Mio. €	Kupon in %	Fälligkeit
RWE AG	12 Mio. €	12	3,5	Oktober 2037
RWE AG	282 Mio. €[1]	281	3,5	April 2075
RWE AG	317 Mio. US $[1]	256	6,625	Juli 2075
Anleihen		**549**		

1 Gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierende Hybridanleihe

Am 4. September 2020 wurde eine zuvor nach IAS 32 als Fremdkapital klassifizierte von der RWE AG begebene Hybridanleihe gekündigt. Die Rückzahlung in Höhe von 539 Mio. € erfolgte am 21. Oktober 2020, ohne die Hybridanleihe mit neuem Hybridkapital zu refinanzieren. Die Hybridanleihe hatte einen Kupon von 2,75 % und eine Laufzeit bis April 2075.

Von den Finanzverbindlichkeiten sind 31 Mio. € (Vorjahr: 39 Mio. €) durch Grundpfandrechte gesichert. In den sonstigen Finanzverbindlichkeiten sind Leasingverbindlichkeiten enthalten.

(24) Ertragsteuerverbindlichkeiten

In den Ertragsteuerverbindlichkeiten sind in Höhe von 939 Mio. € (Vorjahr: 1.174 Mio. €) ungewisse Ertragsteuerpositionen enthalten. Im Wesentlichen beinhaltet diese Position Ertragsteuern für von der Finanzverwaltung noch nicht abschließend veranlagte Jahreszeiträume bzw. für das laufende Jahr.

(25) Übrige Verbindlichkeiten

Übrige Verbindlichkeiten	31.12.2020		31.12.2019	
in Mio. €	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig[1]	Kurzfristig
Verbindlichkeiten aus Steuern		158		129
Verbindlichkeiten im Rahmen der sozialen Sicherheit	1	14	2	17
Derivate	554	8.106	391	10.088
Sonstige übrige Verbindlichkeiten	599	725	469	1.354
	1.154	**9.003**	**862**	**11.588**
Davon: finanzielle Schulden	640	8.414	415	10.303
Davon: nichtfinanzielle Schulden	514	589	447	1.285

1 Angepasste Vorjahreswerte: aufgrund rückwirkender Anpassung bei der Erstkonsolidierung der übernommenen E.ON-Aktivitäten; siehe dazu Seite 109 im Anhang.

Als Verbindlichkeiten im Rahmen der sozialen Sicherheit sind insbesondere die noch abzuführenden Beiträge an Sozialversicherungen ausgewiesen.

In den sonstigen übrigen Verbindlichkeiten sind Vertragsverbindlichkeiten in Höhe von 221 Mio. € (Vorjahr: 269 Mio. €) enthalten.

Zudem entfielen von den sonstigen übrigen Verbindlichkeiten 43 Mio. € (Vorjahr: 46 Mio. €) auf Investitionszuwendungen der öffentlichen Hand, die im Wesentlichen im Zusammenhang mit dem Bau von Windparks gewährt worden sind.

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 in Umlauf befindlichen Aktien geteilt wird; eigene Aktien bleiben dabei unberücksichtigt.

Ergebnis je Aktie		2020	2019
Nettoergebnis für die Aktionäre der RWE AG	Mio. €	995	8.498
Davon: aus fortgeführten Aktivitäten		808	– 691
Davon: aus nicht fortgeführten Aktivitäten		187	9.189
Zahl der in Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt)	Tsd. Stück	637.286	614.745
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stückaktie	€	1,56	13,82
Davon: aus fortgeführten Aktivitäten		1,27	– 1,13
Davon: aus nicht fortgeführten Aktivitäten		0,29	14,95
Dividende je Stückaktie	€	0,85[1]	0,80

1 Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2020, vorbehaltlich der Beschlussfassung der Hauptversammlung am 28. April 2021

(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 sind, abhängig von ihrer Klassifizierung, entweder mit den fortgeführten Anschaffungskosten oder mit dem beizulegenden Zeitwert angesetzt. Finanzinstrumente werden für Zwecke der Bilanzierung den nachfolgenden Kategorien zugeordnet:

- Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente: Die vertraglichen Geldflüsse bestehen ausschließlich aus Zins und Tilgung auf den ausstehenden Kapitalbetrag; für das Finanzinstrument besteht eine Halteabsicht bis zur Endfälligkeit.
- Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Fremdkapitalinstrumente: Die vertraglichen Geldflüsse bestehen ausschließlich aus Zins und Tilgung auf den ausstehenden Kapitalbetrag; für das Finanzinstrument besteht sowohl eine Halte- als auch eine Veräußerungsabsicht.
- Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Eigenkapitalinstrumente: Von der Option, Änderungen des beizulegenden Zeitwertes direkt im Eigenkapital auszuweisen, wird Gebrauch gemacht.
- Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte: Die vertraglichen Geldflüsse aus Fremdkapitalinstrumenten bestehen nicht ausschließlich aus Zins und Tilgung auf den ausstehenden Kapitalbetrag, oder die Option zum Ausweis von Änderungen des beizulegenden Zeitwertes von Eigenkapitalinstrumenten direkt im Eigenkapital wird nicht angewendet.

Auf der Passivseite bestehen die originären Finanzinstrumente im Wesentlichen aus mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewerteten Verbindlichkeiten.

Die zum beizulegenden Zeitwert angesetzten Finanzinstrumente werden anhand des veröffentlichten Börsenkurses bewertet, sofern die Finanzinstrumente an einem aktiven Markt gehandelt werden. Der beizulegende Zeitwert nicht notierter Fremd- und Eigenkapitaltitel wird grundsätzlich auf Basis diskontierter erwarteter Zahlungsströme unter Berücksichtigung makroökonomischer Entwicklungen und Unternehmensplandaten ermittelt. Für die Diskontierung werden aktuelle restlaufzeitkongruente Marktzinssätze herangezogen.

Derivative Finanzinstrumente werden – sofern sie in den Anwendungsbereich von IFRS 9 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 solche nicht vorhanden sind – anhand allgemein anerkannter Bewertungsmodelle. Dabei orientieren wir uns, soweit möglich, an Notierungen auf aktiven Märkten. Sollten auch diese Notierungen nicht vorliegen, fließen unternehmensspezifische Planannahmen in die Bewertung ein. Diese umfassen sämtliche Marktfaktoren, die auch andere Marktteilnehmer für die Preisfestsetzung berücksichtigen würden. Energiewirtschaftliche und volkswirtschaftliche Annahmen werden in einem umfangreichen Prozess und unter Einbeziehung interner und externer Experten ermittelt.

Die Bemessung des beizulegenden Zeitwertes einer Gruppe finanzieller Vermögenswerte und finanzieller Verbindlichkeiten wird auf Basis der Nettorisikoposition pro Geschäftspartner 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 wie folgt definiert:

- Stufe 1: Bewertung mit (unverändert übernommenen) Preisen identischer Finanzinstrumente, 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 2020	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Summe 2019	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3
Übrige Finanzanlagen[1]	4.244	3.659	214	371	4.320	3.853	171	296
Derivate (aktiv)	8.784		8.085	699	12.108		11.443	665
Davon: in Sicherungsbeziehungen	1.634		1.634		2.961		2.961	
Wertpapiere	4.219	1.269	2.950		3.258	1.829	1.429	
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte					9		1	8
Derivate (passiv)	8.660		8.404	256	10.479		9.902	577
Davon: in Sicherungsbeziehungen	1.498		1.498		1.513		1.513	
Zur Veräußerung bestimmte Schulden					4			4

1 Angepasste Vorjahreswerte: aufgrund rückwirkender Anpassung bei der Erstkonsolidierung der übernommenen E.ON-Aktivitäten; siehe dazu Seite 109 im Anhang.

Aufgrund der höheren Anzahl von Preisquotierungen an aktiven Märkten wurden finanzielle Vermögenswerte mit einem beizulegenden Zeitwert von 43 Mio. € (Vorjahr: 24 Mio. €) von Stufe 2 nach Stufe 1 umgegliedert. Gegenläufig wurden wegen einer verminderten Anzahl von Preisquotierungen finanzielle Vermögenswerte mit einem beizulegenden Zeitwert von 93 Mio. € (Vorjahr: 25 Mio. €) von Stufe 1 nach Stufe 2 umgegliedert. Im Vorjahr wurden Derivate mit einem beizulegenden Zeitwert von 44 Mio. € von Stufe 2 nach Stufe 3 umgegliedert.

Die folgende Darstellung zeigt die Entwicklung der nach Stufe 3 zum beizulegenden Zeitwert bilanzierten Finanzinstrumente:

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2020	Stand: 01.01.2020	Änderungen Konsolidierungskreis, Währungsanpassungen, Sonstiges	Veränderungen			Stand: 31.12.2020
in Mio. €			Erfolgswirksam	Erfolgsneutral (OCI)	Zahlungswirksam	
Übrige Finanzanlagen	296	9	–85	98	53	371
Derivate (aktiv)	665	–9	42		1	699
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	8	–9			1	
Derivate (passiv)	577	–8	–313			256
Zur Veräußerung bestimmte Schulden	4	–5			1	

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2019	Stand: 01.01.2019	Änderungen Konsolidierungskreis, Währungsanpassungen, Sonstiges	Veränderungen			Stand: 31.12.2019
in Mio. €			Erfolgswirksam	Erfolgsneutral (OCI)	Zahlungswirksam	
Übrige Finanzanlagen[1]	148	101	–23	–9	79	296
Derivate (aktiv)	156	182	434		–107	665
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	804	–819	–8		31	8
Derivate (passiv)	35	138	432		–28	577
Zur Veräußerung bestimmte Schulden					4	4

1 Angepasste Werte: aufgrund rückwirkender Anpassung bei der Erstkonsolidierung der übernommenen E.ON-Aktivitäten; siehe dazu Seite 109 im Anhang.

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[1] in Mio. €	Gesamt 2020	Davon: auf Finanzinstrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden	Gesamt 2019	Davon: auf Finanzinstrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden
Sonstige betriebliche Erträge / Aufwendungen	356	852	12	12
Beteiligungsergebnis	– 86	– 85	– 34	– 20
	270	**767**	**– 22**	**– 8**

1 Angepasste Vorjahreswerte

Derivative Finanzinstrumente der Stufe 3 umfassen im Wesentlichen Energiebezugs- und Rohstoffverträge, die Handelsperioden betreffen, für die es noch keine aktiven Märkte gibt. Ihre Bewertung ist insbesondere von der Entwicklung der Strom-, Öl- und Gaspreise abhängig. Bei steigenden Marktpreisen erhöht sich bei sonst gleichen Bedingungen der beizulegende Zeitwert, bei sinkenden Marktpreisen verringert er sich. Eine Veränderung der Preisverhältnisse um + / – 10 % würde zu einem Anstieg des Marktwertes um 95 Mio. € (Vorjahr: 61 Mio. €) bzw. zu einem Rückgang um 95 Mio. € (Vorjahr: 61 Mio. €) führen.

Die finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten lassen sich im Berichtsjahr in die Bewertungskategorien nach IFRS 9 mit den folgenden Buchwerten untergliedern:

Buchwerte nach Bewertungskategorien in Mio. €	31.12.2020	31.12.2019
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte	10.573	10.775
Davon: verpflichtend zum beizulegenden Zeitwert bewertet – fortgeführte Aktivitäten	10.573	10.767
Davon: verpflichtend zum beizulegenden Zeitwert bewertet – zur Veräußerung bestimmt		8
Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente	13.366	9.543
Davon: zur Veräußerung bestimmt	2	112
Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Fremdkapitalinstrumente	1.338	1.727
Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Eigenkapitalinstrumente	3.702	4.247
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Verbindlichkeiten	7.163	8.970
Davon: verpflichtend zum beizulegenden Zeitwert bewertet – fortgeführte Aktivitäten	7.163	8.966
Davon: verpflichtend zum beizulegenden Zeitwert bewertet – zur Veräußerung bestimmt		4
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten bewertete Verbindlichkeiten	7.013	7.950
Davon: zur Veräußerung bestimmt	315	311

Die Buchwerte der finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich von IFRS 7 stimmen grundsätzlich mit ihren beizulegenden Zeitwerten überein. Abweichungen gibt es lediglich bei den Finanzverbindlichkeiten. Deren Buchwert beträgt 4.011 Mio. € (Vorjahr: 4.632 Mio. €), der beizulegende Zeitwert 4.281 Mio. € (Vorjahr: 4.798 Mio. €). Davon entfallen 607 Mio. € (Vorjahr: 1.180 Mio. €) auf Stufe 1 und 3.674 Mio. € (Vorjahr: 3.618 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. €	2020	2019
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte und Verbindlichkeiten	3.318	941
Davon: verpflichtend zum beizulegenden Zeitwert bewertet	3.318	941
Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente	-248	137
Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Fremdkapitalinstrumente	-7	38
Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Eigenkapitalinstrumente	193	27
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten bewertete Verbindlichkeiten	-303	-317

Das Nettoergebnis gemäß IFRS 7 umfasst im Wesentlichen Zinsen, Dividenden und Ergebnisse aus der Bewertung von Finanzinstrumenten zum beizulegenden Zeitwert.

Für einen Teil der Investitionen in Eigenkapitalinstrumente wird die Option ausgeübt, Änderungen des beizulegenden Zeitwertes im OCI auszuweisen. Hierbei handelt es sich um strategische Investitionen und andere langfristige Beteiligungen sowie Wertpapiere in Spezialfonds.

Beizulegender Zeitwert von erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewerteten Eigenkapitalinstrumenten in Mio. €	31.12.2020	31.12.2019
Wertpapiere in Spezialfonds		444
Nordsee One GmbH	120	22
E.ON SE	3.582	3.780

Im Berichtsjahr 2020 wurden Dividendenerträge aus diesen Finanzinstrumenten in Höhe von 193 Mio. € (Vorjahr: 27 Mio. €) erfasst, von denen 5 Mio. € (Vorjahr: 5 Mio. €) auf Eigenkapitalinstrumente entfallen, die im selben Jahr veräußert wurden. Im Berichtsjahr wurden außerdem erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Eigenkapitalinstrumente aufgrund der bestehenden Anlagestrategie veräußert. Deren beizulegender Zeitwert bei Ausbuchung belief sich auf 782 Mio. € (Vorjahr: 738 Mio. €). Der daraus entstandene Verlust betrug 18 Mio. € (Vorjahr: Gewinn von 5 Mio. €).

Die folgende Übersicht zeigt diejenigen finanziellen Vermögenswerte und finanziellen Verbindlichkeiten, die gemäß IAS 32 saldiert werden oder einklagbaren Globalverrechnungsverträgen oder ähnlichen Vereinbarungen unterliegen. Die saldierten finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten umfassen im Wesentlichen täglich fällige Sicherheitsleistungen für Börsengeschäfte.

Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten zum 31.12.2020 in Mio. €	Angesetzte Bruttobeträge	Saldierung	Ausgewiesene Nettobeträge	Zugehörige nicht saldierte Beträge		Nettobetrag
				Finanzinstrumente	Erhaltene / geleistete Barsicherheiten	
Derivate (aktiv)	10.111	-9.209	902		-495	407
Derivate (passiv)	8.024	-7.439	585	-267	-310	8

Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten zum 31.12.2019 in Mio. €	Angesetzte Bruttobeträge	Saldierung	Ausgewiesene Nettobeträge	Zugehörige nicht saldierte Beträge		Nettobetrag
				Finanzinstrumente	Erhaltene / geleistete Barsicherheiten	
Derivate (aktiv)	10.381	-9.801	580		-318	262
Derivate (passiv)	9.031	-8.185	846	-119	-727	

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 Energieerzeugungsunternehmen 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.

Wegen der internationalen Präsenz des RWE-Konzerns kommt dem Währungsmanagement eine große Bedeutung zu. Brennstoffe notieren u. a. in britischen Pfund und US-Dollar. Zudem ist RWE in einer Vielzahl verschiedener Währungsräume geschäftlich aktiv. Die Gesellschaften des RWE-Konzerns sind dazu verpflichtet, ihre Fremdwährungsrisiken mit der RWE AG zu sichern. Fremdwährungsrisiken, die aus der Beteiligung und Finanzierung des Erneuerbare-Energien-Geschäfts erwachsen, werden von der RWE Renewables International Participations B.V. abgesichert.

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 Chancen und Risiken aus den Wertänderungen der langfristigen Wertpapiere werden durch ein professionelles Fondsmanagement zentral von der RWE AG verwaltet.

Die weiteren Finanzgeschäfte des Konzerns werden mit einer zentralen Risikomanagement-Software erfasst und von der RWE AG überwacht.

Für Commodity-Geschäfte hat der Bereich Controlling & Risikomanagement der RWE AG Richtlinien aufgestellt. Demnach dürfen Derivate zur Absicherung gegen Preisrisiken eingesetzt werden. Darüber hinaus ist der Handel mit Commodity-Derivaten im Rahmen von Limiten erlaubt. Die Einhaltung dieser Obergrenzen wird täglich überwacht.

Risiken aus Schwankungen der Commodity-Preise sowie 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.

Mit der VaR-Methode ermittelt und überwacht RWE das maximale Verlustpotenzial, das sich mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit innerhalb bestimmter Fristen aus der Veränderung von Marktpreisen 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 unterscheidet bei Zinsrisiken zwischen zwei Risikokategorien: Auf der einen Seite können Zinssteigerungen dazu führen, dass die Kurse von Wertpapieren aus dem RWE-Bestand sinken. Dies betrifft in erster Linie festverzinsliche Anleihen. Zur Bestimmung des Kurswertrisikos wird ein VaR ermittelt. Dieser betrug zum Bilanzstichtag 2,5 Mio. € (Vorjahr: 4,8 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 2020 bei 18,6 Mio. € (Vorjahr: 34,8 Mio. €). RWE ermittelt den CFaR unter der Annahme einer Refinanzierung fälliger Schulden.

Der VaR für Fremdwährungspositionen lag zum 31. Dezember 2020 bei 0,2 Mio. € (Vorjahr: 1,6 Mio. €). Er entspricht der für die interne Steuerung verwendeten Kennzahl, in die auch die Grundgeschäfte aus Cash-Flow-Hedge-Beziehungen eingehen. Zudem bildet der VaR zusätzlich das Risiko zeitlicher Inkongruenzen ab.

Der VaR für die Kurswertrisiken aus Aktien im RWE-Portfolio lag zum 31. Dezember 2020 bei 0 Mio. € (Vorjahr: 3,7 Mio. €).

Bei der RWE Supply & Trading sind der VaR für das Handelsgeschäft und der VaR für das gebündelte Geschäft mit Gas und verflüssigtem Erdgas (LNG) die zentralen internen Steuerungsgrößen für Commodity-Positionen. Der VaR darf hier höchstens 40 Mio. € bzw. 14 Mio. € betragen. Zum 31. Dezember 2020 belief sich der VaR im Handelsgeschäft auf 25,0 Mio. € (Vorjahr: 12,0 Mio. €) bzw. für das gebündelte Gas- und LNG-Geschäft auf 6,7Mio. € (Vorjahr: 4,7 Mio. €).

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 erwogen.

Die Commodity-Risiken der stromerzeugenden Konzerngesellschaften der Segmente Kohle / Kernenergie sowie Wasser / Biomasse / Gas werden gemäß Konzernvorgaben basierend auf der verfügbaren Marktliquidität zu Marktpreisen vom Segment Energiehandel abgesichert. Entsprechend der Vorgehensweise z. B. bei 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 Kohle / Kernenergie sowie Wasser / Biomasse / Gas gemäß einer Konzernvorgabe nicht berechtigt, wesentliche Risikopositionen zu halten. Des Weiteren können Commodity-Preisrisiken in Bezug auf die Erzeugungspositionen aus erneuerbaren Energien und im Gasspeichergeschäft bestehen. Die Commodity-Preisrisiken der erneuerbaren Erzeugungspositionen werden vom Renewables Commodity Management Committee (RES CMC) gesteuert. Die Tochtergesellschaften mit Gasspeichern steuern ihre Positionen aufgrund von Unbundling-Vorschriften ebenfalls selbstständig.

Zu den wichtigsten Instrumenten für die 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 Swapgeschäfte mit Commodities.

Die Laufzeiten der Zins-, Währungs-, Aktien-, Index- und Commodity-Derivate als Sicherungsgeschäfte orientieren sich an der Laufzeit der jeweiligen Grundgeschäfte und liegen damit überwiegend im kurz- bis mittelfristigen Bereich. Bei der Absicherung des Fremdwährungsrisikos von Auslandsbeteiligungen betragen die Laufzeiten bis zu elf 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 IFRS 9 dienen in erster Linie der Reduktion von Währungsrisiken aus Beteiligungen mit ausländischer Funktionalwährung, Marktpreisrisiken von Commodities, Zinsrisiken aus langfristigen Verbindlichkeiten sowie Währungs- und Preisrisiken aus Absatz- und Beschaffungsgeschäften.

Fair Value Hedges haben den Zweck, Marktpreisrisiken von CO_2-Emissionsrechten zu begrenzen. Bei Fair Value Hedges wird sowohl das Derivat als auch das abgesicherte Grundgeschäft (Letzteres hinsichtlich des abgesicherten Risikos) erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert erfasst.

Zur Absicherung des beizulegenden Zeitwertes von Rohstoffpreisrisiken hat RWE die folgenden Sicherungsinstrumente gehalten:

Sicherungsinstrumente in Fair Value Hedges zum 31.12.2020	Fälligkeit		
	1 – 6 Monate	7 – 12 Monate	> 12 Monate
CO_2-Derivate			
Nominalvolumen (in Mio. €)			39
Gesicherter Durchschnittspreis (in € / Tonne)			5,57

Sicherungsinstrumente in Fair Value Hedges zum 31.12.2019	Fälligkeit		
	1 – 6 Monate	7 – 12 Monate	> 12 Monate
CO_2-Derivate			
Nominalvolumen (in Mio. €)			39
Gesicherter Durchschnittspreis (in € / Tonne)			5,57

Cash Flow Hedges werden vor allem zur Absicherung gegen Zinsrisiken aus langfristigen Verbindlichkeiten sowie gegen Währungs- und Preisrisiken aus Absatz- und Beschaffungsgeschäften eingesetzt. Als Sicherungsinstrumente dienen Termin-, Swap- und Optionsgeschäfte mit Devisen und Zinsen sowie Termin-, Future- und Swapgeschäfte mit Commodities. Änderungen des beizulegenden Zeitwertes der Sicherungsinstrumente werden, soweit sie deren effektiven Teil betreffen, so lange im OCI berücksichtigt, bis das Grundgeschäft realisiert wird. Der ineffektive Teil der Wertänderung wird erfolgswirksam erfasst. Bei der Absicherung von Commodities basieren Grund- und Sicherungsgeschäfte auf demselben Preisindex. Daraus entsteht grundsätzlich keine Ineffektivität. Bei der Absicherung von Fremdwährungsrisiken kann eine Ineffektivität aus dem zeitlichen Versatz zwischen der Entstehung des Grund- und dem Abschluss des Sicherungsgeschäfts entstehen. Ebenso kann es zu Ineffektivitäten kommen, wenn die Sicherungsgeschäfte wesentliche Fremdwährungs-Basis-Spreads enthalten. Bei Realisation des Grundgeschäfts geht der Erfolgsbeitrag des Sicherungsgeschäfts aus dem Accumulated Other Comprehensive Income in die Gewinn- und Verlustrechnung ein oder wird mit dem erstmaligen Wertansatz eines Vermögenswertes oder einer Verbindlichkeit verrechnet.

Zur Absicherung künftiger Zahlungsströme bei Fremdwährungsrisiken hat RWE die folgenden Sicherungsinstrumente gehalten:

Sicherungsinstrumente in Cash Flow Hedges zum 31.12.2020	Fälligkeit		
	1 – 6 Monate	7 – 12 Monate	> 12 Monate
Devisenterminkontrakte – Käufe			
Nominalvolumen (in Mio. €)	522	258	234
Durchschnittskurs EUR / USD	1,19	1,19	1,20
Durchschnittskurs EUR / GBP	0,91	0,91	0,92
Durchschnittskurs EUR / CAD	1,54	1,63	1,64
Devisenterminkontrakte – Verkäufe			
Nominalvolumen (in Mio. €)	– 945	– 319	– 447
Durchschnittskurs EUR / USD	1,20	1,21	1,20
Durchschnittskurs EUR / GBP	0,90	0,91	0,91
Durchschnittskurs EUR / CAD	1,55	1,57	

Sicherungsinstrumente in Cash Flow Hedges zum 31.12.2019	Fälligkeit		
	1 – 6 Monate	7 – 12 Monate	> 12 Monate
Devisenterminkontrakte – Käufe			
Nominalvolumen (in Mio. €)	2.276	134	61
Durchschnittskurs EUR / USD	1,15	1,18	1,19
Durchschnittskurs EUR / GBP	0,87	0,89	
Durchschnittskurs EUR / CAD	1,54	1,56	1,64
Devisenterminkontrakte – Verkäufe			
Nominalvolumen (in Mio. €)	– 2.947	– 401	– 112
Durchschnittskurs EUR / USD	1,13	1,18	1,26
Durchschnittskurs EUR / GBP	0,87	0,88	0,86
Durchschnittskurs EUR / CAD	1,51		1,57

Zur Absicherung künftiger Zahlungsströme bei Zinsrisiken hat RWE die folgenden Sicherungsinstrumente gehalten:

Sicherungsinstrumente in Cash Flow Hedges zum 31.12.2020	Fälligkeit		
	1 – 6 Monate	7 – 12 Monate	> 12 Monate
Zinsswaps			
Nominalvolumen (in Mio. £)			1,215
Gesicherter Durchschnittszins (in %)			1,55

Sicherungsinstrumente in Cash Flow Hedges zum 31.12.2019	Fälligkeit		
	1 – 6 Monate	7 – 12 Monate	> 12 Monate
Zinsswaps			
Nominalvolumen (in Mio. £)			808
Gesicherter Durchschnittszins (in %)			1,55

Die kommerzielle Optimierung des Kraftwerkportfolios basiert auf einer dynamischen Sicherungsstrategie. Ausgehend von Änderungen der Marktpreise und der Marktliquidität sowie vom Absatzgeschäft mit Endkunden werden die Grund- und Sicherungsgeschäfte fortwährend angepasst. Commodity-Preise werden dann abgesichert, wenn hierdurch ein positiver Deckungsbeitrag erzielt wird. Der proprietäre Handel mit Commodities ist bezüglich des Risikomanagements hiervon strikt getrennt.

Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten (Net Investment Hedges) dienen der Absicherung gegen Fremdwährungsrisiken aus den Beteiligungen, deren Funktionalwährung nicht der Euro ist. Als Sicherungsinstrumente setzen wir Zins-Währungs-Swaps und andere Währungsderivate ein. Ändert sich der beizulegende Zeitwert der sichernden Zins-Währungs-Swaps, wird dies in der Währungsumrechnungsdifferenz im OCI berücksichtigt.

Zur Absicherung von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten hat RWE die folgenden Sicherungsinstrumente gehalten:

Sicherungsinstrumente in Net Investment Hedges zum 31.12.2020	Fälligkeit		
	1 – 6 Monate	7 – 12 Monate	> 12 Monate
Devisenterminkontrakte – Käufe			
Nominalvolumen (in Mio. €)	277		
Durchschnittskurs EUR / GBP	0,90		
Devisenterminkontrakte – Verkäufe			
Nominalvolumen (in Mio. €)	–5.737		–631
Durchschnittskurs EUR / GBP	0,91		0,63

Sicherungsinstrumente in Net Investment Hedges zum 31.12.2019	Fälligkeit		
	1 – 6 Monate	7 – 12 Monate	> 12 Monate
Devisenterminkontrakte – Verkäufe			
Nominalvolumen (in Mio. €)	– 1.037	– 349	– 631
Durchschnittskurs EUR / GBP	0,90	0,86	0,63

Die in Sicherungsbeziehungen designierten Sicherungsinstrumente hatten folgende Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage:

Sicherungsinstrumente – Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage zum 31.12.2020 in Mio. €	Nominalwert	Buchwert		Änderung des beizulegenden Zeitwertes in der laufenden Periode	Erfasste Ineffektivität
		Aktiv	Passiv		
Fair Value Hedges					
Rohstoffpreisrisiken	39		192	56	
Cash Flow Hedges					
Fremdwährungsrisiken	729		177	–90	
Rohstoffpreisrisiken	2.444[1]	3.020	1.104	614	
Net Investment Hedges					
Fremdwährungsrisiken		6	366	122	67

1 Der angegebene Nettonominalwert setzt sich zusammen aus Käufen in Höhe von 1.086 Mio. € und Verkäufen in Höhe von – 3.530 Mio. €.

Sicherungsinstrumente – Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage zum 31.12.2019 in Mio. €	Nominalwert	Buchwert		Änderung des beizulegenden Zeitwertes in der laufenden Periode	Erfasste Ineffektivität
		Aktiv	Passiv		
Fair Value Hedges					
Rohstoffpreisrisiken	39		135	11	
Cash Flow Hedges					
Zinsrisiken	931		105	69	
Fremdwährungsrisiken	296	52	87	26	
Rohstoffpreisrisiken	–4.125[1]	2.337	1.046	–571	
Net Investment Hedges					
Fremdwährungsrisiken			328	55	35

1 Der angegebene Nettonominalwert setzt sich zusammen aus Käufen in Höhe von 3.494 Mio. € und Verkäufen in Höhe von 7.619 Mio. €.

Die Buchwerte der Sicherungsinstrumente sind in den Bilanzpositionen „Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte" sowie „Übrige Verbindlichkeiten" ausgewiesen.

Die in Sicherungsbeziehungen designierten Grundgeschäfte haben folgende Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage:

Fair Value Hedges zum 31.12.2020	Buchwert		Davon: kumulierte Anpassungen des beizulegenden Zeitwertes		Änderung des beizulegenden Zeitwertes des Berichtsjahres
in Mio. €	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv	
Rohstoffpreisrisiken	231		192		56

Fair Value Hedges zum 31.12.2019	Buchwert		Davon: kumulierte Anpassungen des beizulegenden Zeitwertes		Änderung des beizulegenden Zeitwertes des Berichtsjahres
in Mio. €	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv	
Rohstoffpreisrisiken	174		135		11

Cash Flow Hedges und Net Investment Hedges zum 31.12.2020	Änderung des beizulegenden Zeitwertes in der laufenden Periode	Rücklage für laufende Sicherungsbeziehungen	Rücklage für bereits beendete Sicherungsbeziehungen
in Mio. €			
Cash Flow Hedges			
Zinsrisiken	44	– 50	
Fremdwährungsrisiken	– 78	– 59	– 14
Rohstoffpreisrisiken	– 1.528	3.094	– 11
Net Investment Hedges			
Fremdwährungsrisiken	117	1.275	350

Cash Flow Hedges und Net Investment Hedges zum 31.12.2019	Änderung des beizulegenden Zeitwertes in der laufenden Periode	Rücklage für laufende Sicherungsbeziehungen	Rücklage für bereits beendete Sicherungsbeziehungen
in Mio. €			
Cash Flow Hedges			
Zinsrisiken		– 94	
Fremdwährungsrisiken	67	107	
Rohstoffpreisrisiken	623	4.574	– 15
Net Investment Hedges			
Fremdwährungsrisiken	55	1.151	328

Die Buchwerte der Grundgeschäfte bei Fair Value Hedges sind in der Bilanzposition „Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte" ausgewiesen. Realisationen aus dem OCI sowie etwaige Ineffektivitäten werden in der Gewinn- und Verlustrechnung innerhalb der Positionen ausgewiesen, in denen auch die Grundgeschäfte ergebniswirksam erfasst werden. Dies sind bei Realisationen aus dem OCI die Positionen Umsatzerlöse und Materialaufwand, während Ineffektivitäten in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen erfasst werden. Realisationen und etwaige Ineffektivitäten aus der

Sicherung von Zinsrisiken werden in der Gewinn- und Verlustrechnung innerhalb der Positionen Finanzerträge und Finanzaufwendungen ausgewiesen.

Die Überleitung der Veränderung der Rücklage für Sicherungsbeziehungen bezogen auf die verschiedenen Risikokategorien der bilanziellen Sicherungsbeziehungen ist nachfolgend dargestellt:

Rücklage für Sicherungsbeziehungen 2020 in Mio. €	
Stand: 01.01.2020	**2.979**
Cash Flow Hedges	
Effektiver Teil der Marktwertänderungen	– 1.777
Zinsrisiken	– 35
Fremdwährungsrisiken	37
Rohstoffpreisrisiken	– 1.779
Aus OCI in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliederter Gewinn oder Verlust – Realisation Grundgeschäfte	1.256
Fremdwährungsrisiken	
Rohstoffrisiken	1.256
Als Anpassung der Anschaffungskosten erfasster Gewinn oder Verlust	– 982
Zinsrisiken	
Fremdwährungsrisiken	1
Rohstoffrisiken	– 983
Steuerlicher Effekt der Rücklagenveränderung	412
Net Investment Hedges	
Effektiver Teil der Marktwertänderungen	– 147
Fremdwährungsrisiken	– 147
Verrechnung mit Währungsanpassungen	147
Stand: 31.12.2020	**1.888**

Rücklage für Sicherungsbeziehungen 2019 in Mio. €	
Stand: 01.01.2019	**3.344**
Cash Flow Hedges	
Effektiver Teil der Marktwertänderungen	332
Zinsrisiken	– 53
Fremdwährungsrisiken	– 223
Rohstoffpreisrisiken	608
Aus OCI in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliederter Gewinn oder Verlust – Realisation Grundgeschäfte	136
Fremdwährungsrisiken	– 127
Rohstoffrisiken	263
Als Anpassung der Anschaffungskosten erfasster Gewinn oder Verlust	– 1.267
Zinsrisiken	38
Fremdwährungsrisiken	2
Rohstoffrisiken	– 1.307
Steuerlicher Effekt der Rücklagenveränderung	434
Net Investment Hedges	
Effektiver Teil der Marktwertänderungen	95
Fremdwährungsrisiken	95
Verrechnung mit Währungsanpassungen	– 95
Stand: 31.12.2019	**2.979**

Im Zuge der Reform des bestehenden Regimes zur Ermittlung von Referenzzinssätzen (sog. IBOR-Reform) werden bestehende Referenzzinssätze und deren Ermittlungsmethodiken durch alternative Zinssätze bzw. Methodiken abgelöst. In der EU sowie in Großbritannien geschieht dies voraussichtlich bis zum 31. Dezember 2021. Allerdings bestehen zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Anhangs Unsicherheiten über den genauen Zeitpunkt sowie den Änderungsumfang.

RWE steuert den Prozess des Übergangs auf die neuen Referenzzinssätze durch eine interdisziplinäre Arbeitsgruppe unter der Leitung des Bereichs Finanzen & Kreditrisiko. Im Mittelpunkt ihrer Tätigkeit stehen u. a. Ergänzungen, Modifikationen und Neubewertungen der relevanten Verträge sowie technisch bedingte Systemanpassungen.

Die IBOR-Reform hat für den RWE-Konzern Auswirkungen auf bilanzielle Sicherungsbeziehungen, die der Reduktion von Zinsrisiken aus langfristigen Verbindlichkeiten dienen. Diesen Sicherungsbeziehungen liegen der 1-Monats-GBP-LIBOR sowie der 6-Monats-GBP-LIBOR zugrunde. Sie umfassen zum Stichtag ein Nominalvolumen von 1.366 Mio. €. Es wird davon ausgegangen, dass der Übergang auf jene Referenzzinssätze, die den LIBOR ablösen werden, bis zum Ende des Jahres 2021 und vor Beendigung der betroffenen Sicherungsbeziehungen erfolgt.

RWE hat die im September 2019 veröffentlichten Änderungen an IFRS 9, IAS 39 und IFRS 7 – „Interest Rate Benchmark Reform" ab dem 1. Januar 2020 angewendet. Die Änderungen sehen eine vorübergehende Befreiung vor, spezifische Hedge-Accounting-Anforderungen auf direkt von der IBOR-Reform betroffene Sicherungsbeziehungen anzuwenden. Diese Erleichterungen haben vor allem zur Folge, dass die aus der IBOR-Reform resultierenden Unsicherheiten grundsätzlich nicht zur Beendigung der Bilanzierung von Sicherungsbeziehungen führen. Etwaige Ineffektivitäten der Absicherung werden weiterhin im Gewinn oder Verlust erfasst.

Kreditrisiken. Im Finanz- und Commodity-Bereich unterhält RWE Kreditbeziehungen vorwiegend zu Banken mit guter Bonität und zu anderen Handelspartnern mit überwiegend guter Bonität. Zusätzlich hat RWE im Rahmen von Großprojekten – wie dem Bau von Windparks – Kreditbeziehungen vorwiegend zu Banken und anderen Geschäftspartnern mit guter Bonität. Bei RWE werden Kontrahentenrisiken vor Vertragsabschluss geprüft. RWE begrenzt solche Risiken, indem Limite festgelegt und diese im Laufe der Geschäftsbeziehung angepasst werden, sofern sich die Bonität von Geschäftspartnern ändert. Kontrahentenrisiken werden kontinuierlich überwacht, damit bei Bedarf frühzeitig Gegenmaßnahmen eingeleitet werden können. Zudem ist RWE Kreditrisiken ausgesetzt, weil Kunden möglicherweise ihren Zahlungsverpflichtungen nicht nachkommen. Wir identifizieren diese Risiken durch regelmäßige Analysen der Bonität unserer Kunden und leiten bei Bedarf Gegenmaßnahmen ein.

Aufgrund der Corona-Krise hat sich die wirtschaftliche Situation für viele Unternehmen verschlechtert. Davon können Geschäftspartner, Kontrahenten sowie Kunden von RWE betroffen sein. RWE beobachtet daher kritische Wirtschaftszweige intensiver und agiert mit größerer Vorsicht, wenn neue Geschäfte eingegangen oder bestehende Geschäfte verlängert werden. Falls erforderlich, werden eingeräumte Limite gekürzt.

Um Kreditrisiken zu verringern, verlangt RWE u. a. die Gewährung von Garantien, Barsicherheiten und sonstigen Sicherheitsleistungen. Außerdem schließt RWE Kreditversicherungen gegen Zahlungsausfälle ab. Als Sicherheiten erhaltene Bankgarantien stammen von Finanzinstituten, die mit den erforderlichen guten Ratings bewertet werden. Sicherheiten von Kreditversicherungen werden von Versicherern mit einem Rating im Investment-Grade-Bereich gestellt.

Das maximale bilanzielle Ausfallrisiko ergibt sich aus den Buchwerten der in der Bilanz angesetzten finanziellen Vermögenswerte. Bei Derivaten entsprechen die Ausfallrisiken ihren positiven beizulegenden Zeitwerten. Risiken können sich auch aus finanziellen Garantien und Kreditzusagen ergeben, durch die wir für den Ausfall eines bestimmten Schuldners gegenüber konzernfremden Gläubigern einstehen

müssen. Zum 31. Dezember 2020 betrugen diese Verpflichtungen 163 Mio. € (Vorjahr: 174 Mio. €). Den Ausfallrisiken standen zum 31. Dezember 2020 Kreditversicherungen, finanzielle Garantien, Bankgarantien und sonstige Sicherheitsleistungen in Höhe von 3,6 Mrd. € (Vorjahr: 5,5 Mrd. €) gegenüber. Davon entfallen 0,8 Mrd. € (Vorjahr: 1,1 Mrd. €) auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, 0,6 Mrd. € (Vorjahr: 1,1 Mrd. €) auf Derivate in Sicherungsbeziehungen und 2,2 Mrd. € (Vorjahr: 3,3 Mrd. €) auf sonstige Derivate. Weder im Geschäftsjahr 2020 noch im Vorjahr waren bedeutende Ausfälle zu verzeichnen.

Bei finanziellen Vermögenswerten wird die Risikovorsorge im RWE-Konzern auf Grundlage der erwarteten Kreditverluste bestimmt. Diese werden auf Basis der Ausfallwahrscheinlichkeit, der Verlustquote und der Forderungshöhe bei Ausfall bestimmt. Bei der Ermittlung der Ausfallwahrscheinlichkeit und der Verlustquote stützen wir uns auf historische Daten und zukunftsgerichtete Informationen. Die Forderungshöhe zum Zeitpunkt des Ausfalls finanzieller Vermögenswerte ist der Bruttobuchwert am Bilanzstichtag. Der auf dieser Basis ermittelte erwartete Kreditverlust finanzieller Vermögenswerte entspricht der mit dem ursprünglichen Effektivzinssatz diskontierten Differenz zwischen den vertraglich vereinbarten und den von RWE erwarteten Zahlungen. Die Zuordnung zu einer der unten erläuterten Stufen hat einen Einfluss auf die Höhe der erwarteten Verluste und der zu erfassenden effektiven Zinserträge.

- Stufe 1 – erwarteter Zwölf-Monats-Kreditverlust: Finanzielle Vermögenswerte werden bei Zugang grundsätzlich dieser Stufe zugeordnet – ausgenommen jene, die bereits bei Erwerb oder Ausgabe wertgemindert waren und daher separat betrachtet werden. Die Höhe der Wertminderung ergibt sich aus den für die Gesamtlaufzeit des Finanzinstruments erwarteten Zahlungsströmen, multipliziert mit der Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls innerhalb von zwölf Monaten nach dem Bilanzstichtag. Der für die Bewertung verwendete Effektivzins wird auf Basis des Buchwertes vor Wertminderung (brutto) bestimmt.
- Stufe 2 – erwarteter Kreditverlust über die Gesamtlaufzeit (brutto): Hat sich das Ausfallrisiko in der Zeit zwischen dem Erstansatz und dem Abschlussstichtag wesentlich erhöht, ist der finanzielle Vermögenswert dieser Stufe zuzuordnen. Im Unterschied zu Stufe 1 werden bei der Ermittlung der Wertminderung auch solche Ausfallereignisse berücksichtigt, von denen erwartet wird, dass sie mehr als zwölf Monate nach dem Abschlussstichtag eintreten werden. Der für die Bewertung verwendete Effektivzins wird weiterhin auf den Buchwert vor Wertminderung (brutto) angewendet.
- Stufe 3 – erwarteter Kreditverlust über die Gesamtlaufzeit (netto): Sofern neben den Kriterien für Stufe 2 ein objektiver Hinweis auf eine Wertminderung vorliegt, ist der finanzielle Vermögenswert der Stufe 3 zuzuordnen. Die Wertminderung wird analog zur Stufe 2 berechnet, jedoch wird in diesem Fall der für die Bewertung verwendete Effektivzins auf den Buchwert nach Wertminderung (netto) angewendet.

Im RWE-Konzern werden Risikovorsorgen für finanzielle Vermögenswerte der folgenden Kategorien gebildet:

- Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente,
- Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Fremdkapitalinstrumente.

Bei Fremdkapitalinstrumenten, für die kein wesentlicher Anstieg des Kreditrisikos seit Erstansatz vorliegt, wird eine Risikovorsorge in Höhe der erwarteten Zwölf-Monats-Kreditverluste (Stufe 1) gebildet. Zusätzlich wird ein Finanzinstrument der Stufe 1 des Wertminderungsmodells zugeordnet, wenn das absolute Kreditrisiko zum Bilanzstichtag gering ist. Das Kreditrisiko wird als gering eingestuft, wenn das interne oder externe Rating des Schuldners im Investment-Grade-Bereich liegt. Für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen entspricht die Risikovorsorge den über die Restlaufzeit erwarteten Kreditverlusten (Stufe 2).

Um festzulegen, ob ein Finanzinstrument der Stufe 2 des Wertminderungsmodells zuzuordnen ist, muss am Bilanzstichtag bestimmt werden, ob sich das Kreditrisiko seit der erstmaligen Erfassung des Finanzinstruments wesentlich erhöht hat. Für die Beurteilung ziehen wir quantitative und qualitative Informationen heran, die sich auf unsere Erfahrungen und Annahmen über künftige Entwicklungen stützen. Besondere Bedeutung wird dabei der Branche beigemessen, in der die Schuldner des RWE-Konzerns tätig sind. Unsere Erwartungen stützen sich u. a. auf Studien und Daten von Finanzanalysten und staatlichen Stellen.

Besonderes Augenmerk gilt dabei den folgenden Entwicklungen:

- wesentliche Verschlechterung des internen oder externen Ratings des Finanzinstruments,
- ungünstige Veränderungen von Risikoindikatoren wie Credit Spreads oder schuldnerbezogenen Credit Default Swaps,
- negative Entwicklungen im regulatorischen, technologischen oder wirtschaftlichen Umfeld des Schuldners,
- Gefahr eines ungünstigen Geschäftsverlaufs mit deutlich verringerten operativen Erträgen.

Unabhängig davon wird ein wesentlicher Anstieg des Kreditrisikos und damit eine Zuordnung des Finanzinstruments zur Stufe 2 angenommen, wenn die vertraglich vereinbarten Zahlungen mehr als 30 Tage überfällig sind und keine Informationen vorliegen, die die Annahme eines Zahlungsausfalls widerlegen.

Aus Daten des internen Kreditrisikomanagements leiten wir Schlussfolgerungen zum möglichen Ausfall einer Gegenpartei ab. Deuten interne oder externe Informationen darauf hin, dass die Gegenpartei ihre Verpflichtungen nicht erfüllen kann, werden die betreffenden Forderungen als uneinbringlich eingestuft und der Stufe 3 des Wertminderungsmodells zugeordnet. Beispiele für solche Informationen sind:

- Der Schuldner der Forderung hat offenkundig finanzielle Schwierigkeiten.
- Der Schuldner ist bereits vertragsbrüchig geworden, indem er Zahlungen nicht oder verspätet geleistet hat.
- Dem Kreditnehmer mussten bereits Zugeständnisse gemacht werden.
- Eine Insolvenz oder ein sonstiges Sanierungsverfahren droht.
- Der Markt für den finanziellen Vermögenswert ist nicht mehr aktiv.
- Ein Verkauf ist nur mit einem hohen Abschlag möglich, der die verringerte Bonität des Schuldners widerspiegelt.

Ein Zahlungsausfall und eine damit verbundene Zuordnung des finanziellen Vermögenswertes zur Stufe 3 wird ebenfalls dann angenommen, wenn die vertraglich vereinbarten Zahlungen mehr als 90 Tage überfällig sind und keine Informationen vorliegen, die die Annahme eines Zahlungsausfalls widerlegen. Für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen gehen wir auf Basis unserer Erfahrungen i. d. R. davon aus, dass diese Annahme nicht einschlägig ist.

Ein finanzieller Vermögenswert wird abgeschrieben, wenn Hinweise zu ernsthaften finanziellen Schwierigkeiten der Gegenpartei vorliegen und eine Besserung der Lage unwahrscheinlich ist. Auch im Falle einer Abschreibung ergreifen wir möglicherweise rechtliche und sonstige Maßnahmen, um die vertraglich vereinbarten Zahlungen durchzusetzen.

Für die unter den folgenden Bilanzposten ausgewiesenen finanziellen Vermögenswerte im Anwendungsbereich von IFRS 7 wurden die nachstehenden Wertberichtigungen vorgenommen:

Wertberichtigung finanzieller Vermögenswerte in Mio. €	Stufe 1 – erwarteter Zwölf-Monats-Kreditverlust	Stufe 2 – erwarteter Kreditverlust über die Gesamtlaufzeit	Stufe 3 – erwarteter Kreditverlust über die Gesamtlaufzeit	Summe
Finanzforderungen				
Stand: 01.01.2020	**11**	**3**	**11**	**25**
Neubewertung aufgrund geänderter Bewertungsparameter	–5			–5
Transfer von Stufe 2 in Stufe 1		–3	2	–1
Stand: 31.12.2020	**6**		**13**	**19**

Wertberichtigung finanzieller Vermögenswerte in Mio. €	Stufe 1 – erwarteter Zwölf-Monats-Kreditverlust	Stufe 2 – erwarteter Kreditverlust über die Gesamtlaufzeit	Stufe 3 – erwarteter Kreditverlust über die Gesamtlaufzeit	Summe
Finanzforderungen				
Stand: 01.01.2019	**23**	**6**	**11**	**40**
Neubewertung aufgrund geänderter Bewertungsparameter	4			4
Neu erworbene / ausgegebene finanzielle Vermögenswerte	2	1		3
Zurückgezahlte oder ausgebuchte finanzielle Vermögenswerte	– 18			– 18
Transfer von Stufe 2 in Stufe 1		– 4		– 4
Stand: 31.12.2019	**11**	**3**	**11**	**25**

Für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen wird der erwartete Kreditverlust mithilfe eines vereinfachten Ansatzes unter Berücksichtigung der Gesamtlaufzeit der Finanzinstrumente ermittelt.

Im RWE-Konzern existieren keine Fälle, in denen aufgrund von gehaltenen Sicherheiten der Ansatz einer Risikovorsorge für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen unterblieben ist.

Die folgenden Tabellen zeigen die Entwicklung der Risikovorsorge für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen:

Risikovorsorge für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen in Mio. €	
Stand: 01.01.2020	**32**
Zuführung	13
Änderungen Konsolidierungskreis	– 3
Stand: 31.12.2020	**42**

Risikovorsorge für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen in Mio. €	
Stand: 01.01.2019	**27**
Zuführung	9
Änderungen Konsolidierungskreis	– 4
Stand: 31.12.2019	**32**

Die folgende Tabelle stellt die Bruttobuchwerte der Finanzinstrumente im Anwendungsbereich des Wertminderungsmodells dar:

Bruttobuchwerte finanzieller Vermögenswerte zum 31.12.2020 in Mio. €	Äquivalent zu S&P-Skala	Stufe 1 – erwarteter Zwölf-Monats-Kreditverlust	Stufe 2 – erwarteter Kreditverlust über die Gesamtlaufzeit	Stufe 3 – erwarteter Kreditverlust über die Gesamtlaufzeit	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	Summe
Klasse 1 – 5: geringes Risiko	AAA bis BBB–	11.600	42		2.779	14.421
Klasse 6 – 9: mittleres Risiko	BB+ bis BB–	59		11	153	223
Klasse 10: erhöhtes Risiko	B+ bis B–	19			85	104
Klasse 11: zweifelhaft	CCC bis C				14	14
Klasse 12: Verlust	D			1	37	38
		11.678	**42**	**12**	**3.068**	**14.800**

Bruttobuchwerte finanzieller Vermögenswerte zum 31.12.2019 in Mio. €	Äquivalent zu S&P-Skala	Stufe 1 – erwarteter Zwölf-Monats-Kreditverlust	Stufe 2 – erwarteter Kreditverlust über die Gesamtlaufzeit	Stufe 3 – erwarteter Kreditverlust über die Gesamtlaufzeit	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	Summe
Klasse 1 – 5: geringes Risiko	AAA bis BBB–	7.262	39		3.261	10.562
Klasse 6 – 9: mittleres Risiko	BB+ bis BB–	121	1	12	95	229
Klasse 10: erhöhtes Risiko	B+ bis B–	43	10		67	120
Klasse 11: zweifelhaft	CCC bis C				6	6
Klasse 12: Verlust	D			1	36	37
		7.426	**50**	**13**	**3.465**	**10.954**

Liquiditätsrisiken. Die RWE-Konzerngesellschaften refinanzieren sich i. d. R. bei der RWE AG. Hier besteht das Risiko, dass die Liquiditätsreserven nicht ausreichen, um die finanziellen Verpflichtungen fristgerecht zu erfüllen. Im Jahr 2021 werden Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten in Höhe von 0,1 Mrd. € (Vorjahr: 0,4 Mrd. €) fällig. Zusätzlich sind kurzfristige Schulden zu begleichen. Darüber hinaus werden im Jahr 2021 keine weiteren Kapitalmarktschulden fällig (Vorjahr: 0,5 Mrd. € unter Berücksichtigung des frühestmöglichen Kündigungszeitpunkts der gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierenden Hybridanleihe).

Am 31. Dezember 2020 belief sich der Bestand an flüssigen Mitteln und kurzfristigen Wertpapieren auf 8.993 Mio. € (Vorjahr: 6.450 Mio. €).

Die Kreditlinie der RWE AG wurde im April 2019 auf 5 Mrd. € erhöht. Die darin enthaltenen beiden Tranchen laufen noch bis April 2021 (2 Mrd. €) bzw. April 2024 (3 Mrd. €). Das Commercial-Paper-Programm der RWE AG wurde im Verlauf des Jahres erneuert und erlaubt nun Emissionen bis zu einem Maximalbetrag von 5 Mrd. € (Vorjahr: 5 Mrd. US$). Zum Bilanzstichtag war es - wie im Vorjahr - nicht in Anspruch genommen. Darüber hinaus kann sich die RWE AG in Höhe von 10 Mrd. € im Rahmen eines Debt-Issuance-Programms finanzieren; die ausstehenden Anleihen aus diesem Programm summierten sich bei der RWE AG zum Bilanzstichtag auf 0 Mrd. € (Vorjahr: 0 Mrd. €). Das mittelfristige Liquiditätsrisiko ist daher für den RWE-Konzern 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

		Tilgungszahlungen			Zinszahlungen		
in Mio. €	Buchwerte 31.12.2020	2021	2022 bis 2025	Ab 2026	2021	2022 bis 2025	Ab 2026
Anleihen[1]	549		282	267	27	110	22
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.611	85	140	1.385	26	44	9
Leasingverbindlichkeiten	1.187	86	263	957	22	91	404
Übrige Finanzverbindlichkeiten	1.135	350	324	476	50	149	472
Derivative finanzielle Verbindlichkeiten	8.661	7.857	201	605	20	78	151
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte	716	716					
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	2.687	2.645	82	2			

1 Inkl. gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen unter Berücksichtigung des frühestmöglichen Kündigungszeitpunkts

Tilgungs-/Zinszahlungen für finanzielle Verbindlichkeiten		Tilgungszahlungen			Zinszahlungen		
in Mio. €	Buchwerte 31.12.2019	2020	2021 bis 2024	Ab 2025	2020	2021 bis 2024	Ab 2025
Anleihen[1]	1.110	539		571	44	116	53
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.356	393	70	894	23	90	94
Leasingverbindlichkeiten	1.102	83	244	784	24	89	200
Übrige Finanzverbindlichkeiten[2]	1.645	800	329	541	57	164	508
Derivative finanzielle Verbindlichkeiten	10.479	10.092	85	302	22	64	153
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte	400	400					
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	3.127	3.123	9	4			

1 Inkl. gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen unter Berücksichtigung des frühestmöglichen Kündigungszeitpunkts
2 Angepasste Werte: aufgrund rückwirkender Anpassung bei der Erstkonsolidierung der übernommenen E.ON-Aktivitäten; siehe dazu Seite 109 im Anhang.

Darüber hinaus bestanden zum 31. Dezember 2020 finanzielle Garantien zugunsten konzernfremder Gläubiger in Höhe von insgesamt 110 Mio. € (Vorjahr: 121 Mio. €), die dem ersten Tilgungsjahr zuzuordnen sind. Des Weiteren haben Konzerngesellschaften Kreditzusagen an konzernfremde Unternehmen in Höhe von 53 Mio. € gegeben (Vorjahr: 53 Mio. €), die im Jahr 2021 abrufbar sind.

Weitere Angaben zu den Risiken des RWE-Konzerns sowie zu den Zielen und Prozessen des Risikomanagements finden sich auf Seite 69 ff. im Lagebericht.

(28) Eventualschulden und finanzielle Verpflichtungen

Das Bestellobligo aus erteilten Investitionsaufträgen belief sich zum 31. Dezember 2020 auf 2.071 Mio. € (Vorjahr: 1.989 Mio. €). Dabei handelt es sich im Wesentlichen um Investitionen in Sachanlagevermögen.

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 2020 auf 23,6 Mrd. € (Vorjahr: 27,1 Mrd. €), wovon 0,3 Mrd. € innerhalb eines Jahres fällig waren (Vorjahr: 0,3 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 2020 auf 7,1 Mrd. € (Vorjahr: 7,1 Mrd. €); davon werden 0,3 Mrd. € innerhalb eines Jahres fällig (Vorjahr: 0,2 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 Kraftwerksobjekten, mit Ergebnisabführungsverträgen und zur Abdeckung des nuklearen Haftpflichtrisikos bestehen, ergibt sich für uns eine gesetzliche bzw. vertragliche Haftung.

Mit einer Solidarvereinbarung haben sich die RWE AG und die anderen Muttergesellschaften der deutschen Kernkraftwerksbetreiber verpflichtet, die haftenden Kernkraftwerksbetreiber im nuklearen Schadensfall zur Erfüllung einer Deckungsvorsorge in Höhe von rund 2.244 Mio. € finanziell so auszustatten, dass diese ihren Zahlungsverpflichtungen nachkommen können. Vertragsgemäß beträgt der auf die RWE AG entfallende Haftungsanteil seit dem 1. Januar 2021 37,299 % (bis zum 31. Dezember 2020: 30,452 %), zuzüglich 5 % für Schadensabwicklungskosten.

Im Rahmen der im Geschäftsjahr 2016 erfolgten Konzernumstrukturierung ist ein wesentlicher Teil bis dahin holdingbilanzierter Pensionsverpflichtungen durch Aufhebung der im Innenverhältnis bestehenden Erfüllungsübernahme auf ehemalige Konzerngesellschaften (frühere Tochter innogy SE, Essen, und verbundene Unternehmen) übertragen worden. Die im Außenverhältnis fortbestehenden Schuldbeitrittserklärungen wurden gekündigt. Der Konzern haftet für bis dahin erdiente Ansprüche der dort aktiven und ehemaligen Mitarbeiter in Höhe von 6.404 Mio. €.

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 fünf Segmente untergliedert, die nach funktionalen Kriterien voneinander abgegrenzt sind.

Im Segment Offshore Wind berichten wir über das von RWE Renewables verantwortete Geschäft mit Windkraftanlagen an Meeresstandorten. Die wichtigsten Erzeugungsstandorte liegen in Großbritannien und Deutschland. Die Aktivitäten auf diesem Gebiet beinhalten neben der Stromproduktion auch die Entwicklung und Realisierung von Projekten zum Kapazitätsausbau.

Das Segment Onshore Wind / Solar umfasst unsere Aktivitäten auf dem Gebiet der Windkraft an Land, der Solarenergie und der Batteriespeicher. Auch hier liegt der Fokus, neben der Stromproduktion, auf dem Kapazitätsausbau. Operativ zuständig ist ebenfalls RWE Renewables. Neben den USA befinden sich die wichtigsten Erzeugungsstandorte in Großbritannien, Deutschland, Italien, Spanien, Polen und den Niederlanden sowie für Photovoltaikanlagen in Australien.

Im Segment Wasser / Biomasse / Gas ist das Geschäft mit Laufwasser-, Pumpspeicher-, Biomasse- und Gaskraftwerken gebündelt. Zudem sind die niederländischen Steinkohlekraftwerke Amer 9 und Eemshaven, in denen zunehmend Biomasse mitverbrannt wird, sowie die auf Projektmanagement und Ingenieurdienstleistungen spezialisierte RWE Technology International in diesem Segment enthalten. Die genannten Aktivitäten werden von RWE Generation verantwortet. Die 37,9 %-Beteiligung am österreichischen Energieversorger KELAG wird ebenfalls im Segment Wasser / Biomasse / Gas ausgewiesen.

Im Segment Energiehandel sind der Energie- und Rohstoffhandel, die Vermarktung und Absicherung der Stromposition des RWE-Konzerns sowie das Gas-Midstream-Geschäft zusammengefasst. Verantwortet wird es von RWE Supply & Trading, die auch einige große Industrie- und Geschäftskunden mit Strom und Gas beliefert. Zudem gehören auch Gasspeicher in Deutschland und Tschechien zum Segment Energiehandel.

Das Segment Kohle / Kernenergie umfasst die deutsche Stromerzeugung aus den Energieträgern Braunkohle, Steinkohle und Kernkraft sowie die Braunkohleförderung im Rheinischen Revier. Das Segment enthält ferner die Anteile am niederländischen Kernkraftwerksbetreiber EPZ (30 %) und an URANIT (50 %), die mit 33 % an der auf Uran-Anreicherung spezialisierten Urenco beteiligt ist. Die genannten Aktivitäten und Beteiligungen sind den Konzerngesellschaften RWE Power (Braunkohle, Kernenergie) und RWE Generation (Steinkohle) zugeordnet.

Unter „Sonstige, Konsolidierung“ werden die RWE AG sowie Konsolidierungseffekte erfasst, ferner die Aktivitäten nicht gesondert dargestellter Bereiche. Dazu gehören im Wesentlichen unsere Minderheitsbeteiligungen am deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber Amprion sowie an E.ON, wobei wir die E.ON-Dividende im Finanzergebnis ausweisen.

Segmentberichterstattung Unternehmensbereiche 2020 in Mio. €	Offshore Wind	Onshore Wind / Solar	Wasser / Biomasse / Gas	Energiehandel	Sonstige, Konsolidierung	Kerngeschäft	Kohle / Kernenergie	Konsolidierung	RWE-Konzern
Außenumsatz (inkl. Erdgas- / Stromsteuer)	**332**	**1.855**	**1.059**	**9.789**	**7**	**13.042**	**854**		**13.896**
Konzern-Innenumsatz	959	304	3.144	2.778	-6.803	382	3.075	-3.457	
Gesamtumsatz	1.291	2.159	4.203	12.567	-6.796	13.424	3.929	-3.457	13.896
Bereinigtes EBIT	697	86	283	496	-25	1.537	234		1.771
Betriebliches Beteiligungsergebnis	127	9	53	-57	124	256	95		351
Betriebliches Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	120	-2	52	6	125	301	95		396
Betriebliche Abschreibungen	372	386	338	43		1.139	325		1.464
Außerplanmäßige Abschreibungen		97	561	64		722	1.097		1.819
Bereinigtes EBITDA	**1.069**	**472**	**621**	**539**	**-25**	**2.676**	**559**		**3.235**
Buchwerte at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	1.490	193	655	3	829	3.170	127		3.297
Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	756	1.154	153	43		2.106	183	-4	2.285

Regionen 2020 in Mio. €	Deutschland	Großbritannien	Übriges Europa	Nordamerika	Sonstige	RWE-Konzern
Außenumsatz[1,2]	3.988	3.909	3.958	1.146	687	13.688
Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	5.714	10.812	3.063	2.953	273	22.815

1 Zahlen ohne Erdgas- / Stromsteuer
2 Aufteilung entsprechend der Region, in der die Leistung erbracht wurde

Segmentberichterstattung Unternehmensbereiche 2019 in Mio. €	Offshore Wind	Onshore Wind / Solar	Wasser / Biomasse / Gas	Energiehandel	Sonstige, Konsolidierung	Kerngeschäft	Kohle / Kernenergie	Konsolidierung	RWE-Konzern
Außenumsatz (inkl. Erdgas- / Stromsteuer)	**85**	**1.265**	**1.202**	**9.689**	**7**	**12.248**	**1.029**		**13.277**
Konzern-Innenumsatz	682	271	3.409	3.267	-6.901	728	2.385	-3.113	
Gesamtumsatz	767	1.536	4.611	12.956	-6.894	12.976	3.414	-3.113	13.277
Bereinigtes EBIT	377	59	342	691	-128	1.341	-74		1.267
Betriebliches Beteiligungsergebnis	32	11	53	1	132	229	76		305
Betriebliches Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	19	13	51	34	131	248	75		323
Betriebliche Abschreibungen	237	236	330	40	-1	842	380		1.222
Außerplanmäßige Abschreibungen	272	83	772	88	1	1.216	785		2.001
Bereinigtes EBITDA	**614**	**295**	**672**	**731**	**-129**	**2.183**	**306**		**2.489**
Buchwerte at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	1.622	230	720	3	639	3.214	68	-1	3.281
Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen[1]	492	752	212	29	-3	1.482	281	4	1.767

1 Angepasste Vorjahreswerte; ausschließlicher Ausweis zahlungswirksamer Investitionen

Regionen 2019 in Mio. €	Deutschland	Großbritannien	Übriges Europa	Nordamerika	Sonstige	RWE-Konzern
Außenumsatz[1,2,3]	4.840	5.035	2.852	92	306	13.125
Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	6.457	10.192	3.363	3.500	281	23.793

1 Angepasste Darstellung aufgrund des Austritts Großbritanniens aus der EU; Vorjahreswerte wurden entsprechend angepasst.
2 Zahlen ohne Erdgas- / Stromsteuer
3 Aufteilung entsprechend der Region, in der die Leistung erbracht wurde

Außenumsatz nach Produkten 2020 in Mio. €	Offshore Wind	Onshore Wind / Solar	Wasser / Biomasse / Gas	Energiehandel	Sonstige	Kerngeschäft	Kohle / Kernenergie	RWE-Konzern
Außenumsatz[1]	**332**	**1.855**	**1.056**	**9.597**	**9**	**12.849**	**839**	**13.688**
Davon: Strom	332	1.676	684	8.775	1	11.468	233	11.701
Davon: Gas			5	529		534		534
Davon: Sonstige Erlöse		179	367	293	8	847	606	1.453

1 Zahlen ohne Erdgas- / Stromsteuer

Außenumsatz nach Produkten 2019 in Mio. €	Offshore Wind	Onshore Wind / Solar	Wasser / Biomasse / Gas	Energiehandel	Sonstige	Kerngeschäft	Kohle / Kernenergie	RWE-Konzern
Außenumsatz[1,2]	**85**	**1.265**	**1.200**	**9.554**	**6**	**12.110**	**1.015**	**13.125**
Davon: Strom	85	943	671	8.259	1	9.959	291	10.250
Davon: Gas			22	1.134		1.156		1.156
Davon: Sonstige Erlöse		322	507	161	5	995	724	1.719

1 Zahlen ohne Erdgas- / Stromsteuer
2 Teilweise angepasste Vorjahreswerte

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 fortgeführter Aktivitäten vor Steuern dargestellt:

Überleitung der Ergebnisgrößen in Mio. €	2020	2019
Bereinigtes EBITDA	**3.235**	**2.489**
– Betriebliche Abschreibungen	-1.464	-1.222
Bereinigtes EBIT	**1.771**	**1.267**
+ Neutrales Ergebnis	-121	-1.081
+ Finanzergebnis	-454	-938
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	**1.196**	**-752**

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 umgegliedert. 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. €	2020	2019
Veräußerungsergebnis	13	48
Ergebniseffekte aus der Bewertung von Derivaten und Vorräten	1.886	81
Sonstige	-2.020	-1.210
Neutrales Ergebnis	**-121**	**-1.081**

Weitere Ausführungen zum neutralen Ergebnis finden sich auf Seite 55 f. im Lagebericht.

(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:

- Zins- und Dividendeneinnahmen in Höhe von 281 Mio. € (Vorjahr: 184 Mio. €) und Zinsausgaben in Höhe von 299 Mio. € (Vorjahr: 257 Mio. €),
- gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Erstattungen) in Höhe von –72 Mio. € (Vorjahr: 325 Mio. €),
- das um nicht zahlungswirksame Effekte – insbesondere aus der Equity-Bilanzierung – korrigierte Beteiligungsergebnis in Höhe von 323 Mio. € (Vorjahr: 187 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 fortgeführter Aktivitäten sind Ausschüttungen an RWE-Aktionäre in Höhe von 492 Mio. € (Vorjahr: 430 Mio. €), Ausschüttungen an andere Gesellschafter in Höhe von 30 Mio. € (Vorjahr: 51 Mio. €) und Ausschüttungen an Hybridkapitalgeber in Höhe von 0 Mio. € (Vorjahr: 61 Mio. €) enthalten. Zudem sind im Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit Käufe in Höhe von 485 Mio. € (Vorjahr: 86 Mio. €) und Verkäufe in Höhe von 562 Mio. € (Vorjahr: 0 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:

Finanzverbindlichkeitenspiegel in Mio. €	01.01.2020	Aufnahme / Tilgung	Änderungen des Konsolidierungskreises	Währungseffekte	Marktwertänderungen	Sonstige Veränderungen	31.12.2020
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten	1.689	15	38	15	-276	-234	1.247
Langfristige Finanzverbindlichkeiten	3.924	592	-289	-183		-93	3.951
Sonstige Posten		-546					

Finanzverbindlichkeitenspiegel in Mio. €	01.01.2019[1]	Aufnahme / Tilgung	Änderungen des Konsolidierungskreises	Währungseffekte	Marktwertänderungen	Sonstige Veränderungen	31.12.2019
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten[2]	787	986	6.961	-392	137	-6.790	1.689
Langfristige Finanzverbindlichkeiten	2.330	218	2.468	17		-1.109	3.924
Sonstige Posten		474					

1 Inkl. Erstanwendungseffekt aus IFRS 16 in Höhe von 353 Mio. €
2 Angepasste Werte: aufgrund rückwirkender Anpassung bei der Erstkonsolidierung der übernommenen E.ON-Aktivitäten; siehe dazu Seite 109 im Anhang.

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 45 Mio. € (Vorjahr: 51 Mio. €).

(31) 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	
	2020	2019	2020	2019
Erträge	320	258	182	74
Aufwendungen	187	142	46	45
Forderungen	119	88	49	59
Verbindlichkeiten	134	123	72	7

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 verzinslichen Ausleihungen an Gemeinschaftsunternehmen resultierten im Berichtsjahr Erträge in Höhe von 0 Mio. € (Vorjahr: 2 Mio. €). Von den Forderungen gegenüber Gemeinschaftsunternehmen entfielen am Bilanzstichtag 42 Mio. € auf Finanzforderungen (Vorjahr: 55 Mio. €). Alle Geschäfte wurden zu marktüblichen Bedingungen abgeschlossen, d. h., die Konditionen dieser Geschäfte unterschieden sich grundsätzlich nicht von denen mit anderen Unternehmen. Von den Forderungen werden 124 Mio. € (Vorjahr: 108 Mio. €) und von den Verbindlichkeiten 162 Mio. € (Vorjahr: 10 Mio. €) innerhalb eines Jahres fällig. Die sonstigen Verpflichtungen aus schwebenden Geschäften betrugen 112 Mio. € (Vorjahr: 99 Mio. €).

Darüber hinaus hat der RWE-Konzern keine wesentlichen Geschäfte mit nahestehenden Unternehmen oder Personen getätigt.

Für das Geschäftsjahr 2020 gelten die Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats der RWE AG als Mitglieder des Managements in Schlüsselpositionen für den RWE-Konzern. Im Vorjahr schloss dies bis zum 18. September 2019 auch die Vorstände und die Aufsichtsräte der innogy SE mit ein. Die folgenden Angaben beziehen sich auf die Gesamtvergütungen nach IAS 24.

Das Management in Schlüsselpositionen (Vorstände und Aufsichtsräte) erhielt für das Geschäftsjahr 2020 kurzfristige Vergütungsbestandteile in Höhe von 8.357 Tsd. € (Vorjahr: 16.457 Tsd. €). Außerdem betrugen die aktienbasierten Vergütungen im Rahmen des LTIP SPP 4.731 Tsd. € (Vorjahr: 8.386 Tsd. €) und der Dienstzeitaufwand für Pensionen 595 Tsd. € (Vorjahr: 554 Tsd. €). Für Verpflichtungen gegenüber dem Management in Schlüsselpositionen sind insgesamt 32.959 Tsd. € (Vorjahr: 29.351 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 8.501 Tsd. € (Vorjahr: 7.571 Tsd. €). Darin enthalten ist eine aktienbasierte Vergütung im Rahmen des LTIP SPP mit einem Ausgabezeitwert von 2.934 Tsd. € (111.070 RWE-Performance-Shares). Im Vorjahr wurde eine aktienbasierte Vergütung mit einem Ausgabezeitwert von 2.350 Tsd. € (123.037 RWE-Performance-Shares) gewährt.

Die Bezüge des Aufsichtsrats summierten sich inkl. der Mandatsvergütungen von Tochtergesellschaften im Geschäftsjahr 2020 auf 2.880 Tsd. € (Vorjahr: 3.304 Tsd. €). Für die Arbeitnehmervertreter im Aufsichtsrat bestehen Arbeitsverträge mit den jeweiligen Konzerngesellschaften. Die Auszahlung der Vergütungen folgt den dienstvertraglichen Regelungen.

Im Berichtsjahr wurden keine Kredite oder Vorschüsse an Mitglieder des Vorstands gewährt. Für zwei Arbeitnehmervertreter im Aufsichtsrat bestehen Mitarbeiterdarlehen in Höhe von 2 Tsd. €.

Ehemalige Mitglieder des Vorstands und ihre Hinterbliebenen erhielten 10.962 Tsd. € (Vorjahr: 10.623 Tsd. €), davon 671 Tsd. € (Vorjahr: 651 Tsd. €) von Tochtergesellschaften. Die Pensionsverpflichtungen (Defined Benefit Obligations) gegenüber früheren Mitgliedern des Vorstands und ihren Hinterbliebenen beliefen sich zum Bilanzstichtag auf 145.620 Tsd. € (Vorjahr: 146.568 Tsd. €). Davon entfielen 6.925 Tsd. € (Vorjahr: 6.980 Tsd. €) auf Tochtergesellschaften.

Die Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands und des Aufsichtsrats sind im Anhang auf Seite 226 ff. aufgeführt.

(32) 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. 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 Steuererklärungen 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 M&A-Aktivitäten sowie IT-Projekten enthalten.

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	2020		2019	
in Mio. €	Gesamt	Davon: Deutschland	Gesamt	Davon: Deutschland
Abschlussprüfungsleistungen	10,7	5,8	17,5	12,9
Andere Bestätigungsleistungen	1,2	1,0	2,5	2,3
Steuerberatungsleistungen	1,3	0,2	0,9	0,3
Sonstige Leistungen	2,5	2,5	5,8	5,6
	15,7	**9,5**	**26,7**	**21,1**

(33) Nutzung der Befreiungsvorschrift gemäß § 264 Abs. 3 HGB bzw. § 264b HGB

Die folgenden inländischen Tochtergesellschaften haben im Geschäftsjahr 2020 in Teilen von der Befreiungsvorschrift gemäß § 264 Abs. 3 HGB bzw. § 264b HGB Gebrauch gemacht:

- BGE Beteiligungs-Gesellschaft für Energieunternehmen mbH, Essen,
- GBV Zweiunddreißigste 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 Nuclear Beteiligungs-GmbH, Essen,
- RWE Technology International GmbH, Essen,
- RWE Trading Services GmbH, Essen.

(34) Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Im Zeitraum vom 1. Januar 2021 bis zur Aufstellung des Konzernabschlusses am 5. März 2021 sind folgende wesentliche Ereignisse eingetreten:

Verkauf von 75 % der Anteile an den Onshore-Windparks Stella, Cranell sowie East und West Raymond

Im Januar 2021 wurde der Verkauf von insgesamt 75 % der Anteile an den drei Onshore-Windparks Stella, Cranell sowie East Raymond in Texas abgeschlossen. Dabei wurden 51 % der Anteile an Algonquin Power Fund (America) Inc., USA, einer Tochtergesellschaft von Algonquin Power & Utilities Corp., Kanada, sowie weitere 24 % der Anteile an die britische Investmentgesellschaft Greencoat Capital veräußert. Die zugrunde liegenden Verträge wurden im Dezember 2020 unterzeichnet und umfassen auch die Veräußerung von insgesamt 75 % der Anteile an dem Onshore-Windpark West Raymond, deren Abschluss im zweiten Quartal 2021 erwartet wird.

Die Windparks sind dem Segment Onshore Wind / Solar zugeordnet. Mit Abschluss der Transaktion im Januar 2021 hat RWE die genannten Windparks entkonsolidiert und seine verbleibende 25 %-Beteiligung als at-Equity-Beteiligung bilanziert. RWE erwartet aus der Veräußerung einen Gewinn im mittleren bis hohen zweistelligen Millionen-Euro-Bereich.

RWE ersteigert Nutzungsrechte für neue Windkraftstandorte in der britischen Nordsee

Bei einer Versteigerung von Optionsrechten für die Nutzung neuer Gebiete für Offshore-Windparks hat sich RWE im Februar 2021 zwei benachbarte Standorte in der britischen Nordsee gesichert. Wir dürfen die Areale für die Entwicklung von Projekten mit einem Volumen von bis zu 3.000 MW nutzen. Dafür müssen wir in der Zeit bis zur endgültigen Investitionsentscheidung eine Optionsprämie von jährlich 82.552 £ / MW (zzgl. Inflation) zahlen. Die britische Crown Estate wird für die neuen Standorte zunächst eine Umweltverträglichkeitsprüfung vornehmen. Bei positivem Ergebnis werden wir mit der Projektentwicklung beginnen. Sobald alle erforderlichen Genehmigungen vorliegen, können wir an einer Förderauktion für einen Contract for Difference teilnehmen und anschließend die finale Investitionsentscheidung treffen. An die Stelle der Optionsprämie wird dann eine wesentlich niedrigere Pachtzahlung treten. Bei planmäßigem Projektfortschritt dürften die neuen Windparks gegen Ende dieses Jahrzehnts in Betrieb gehen.

Hohe Ergebniseinbußen durch Jahrhundert-Kälte in Texas

Im Februar 2021 hat eine außergewöhnliche Kältewelle in Teilen der USA zu massiven Beeinträchtigungen der Energieversorgung geführt. Aufgrund von Winterstürmen und Eisregen waren einige RWE-Windparks in Texas für mehrere Tage außer Betrieb. Teilweise hatten wir den Strom dieser Anlagen bereits auf Termin verkauft und mussten uns daher kurzfristig am Spotmarkt eindecken, um unsere Lieferverpflichtungen zu erfüllen. Wegen der angespannten Versorgungslage und regulatorischer Preisvorgaben mussten wir für den zugekauften Strom bis zu 9.000 US$ / MWh zahlen. Dies führte im Segment Onshore Wind / Solar zu Ergebnisbelastungen im niedrigen bis mittleren dreistelligen Millionen-Euro-Bereich.

Bund und Kernkraftwerksbetreiber einigen sich über Entschädigungen für den Atomausstieg

Die Bundesregierung und die deutschen Kernkraftwerksbetreiber haben im März 2021 Einvernehmen über Entschädigungen für den beschleunigten Atomausstieg erzielt. Die Gespräche waren aufgenommen worden, weil das Bundesverfassungsgericht die ursprünglichen gesetzlichen Ausgleichsregelungen für unwirksam erklärt hatte (siehe Seite 39). Im Fall von RWE geht es um nicht nutzbare ErzeugungskonR tingente in Höhe von 25,9 Mio. MWh und um wertlos gewordene Investitionen von rund 40 Mio. €. Der Bund hat uns einen Ausgleich in Höhe von 33,22 € / MWh für die Stromkontingente in Aussicht gestellt. Außerdem soll uns die Hälfte der entwerteten Investitionen erstattet werden. Wir akzeptieren die gefundene Lösung. Sie steht allerdings noch unter dem Vorbehalt einer Umsetzung in entsprechende gesetzliche Regelungen und einen öffentlich-rechtlichen Vertrag zwischen dem Bund und den Kraftwerksbetreibern. Zudem ist eine Beihilfeprüfung durch die EU-Kommission erforderlich. Die Einigung mit dem Bund hatte keinen Einfluss auf den Konzernabschluss 2020.

(35) Erklärung gemäß § 161 AktG

Für die RWE AG ist die nach § 161 AktG vorgeschriebene Erklärung zum Deutschen Corporate Governance Kodex abgegeben und den Aktionären auf der Website der RWE AG[1] dauerhaft und öffentlich zugänglich gemacht worden.

Essen, 5. März 2021

Der Vorstand



Schmitz | Krebber | Müller | Seeger

1 www.rwe.com/entsprechenserklaerung-2020

4.7 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 Abs. 1) HGB zum 31.12.2020

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Aktivabedrijf Wind Nederland B.V., Zwolle/Niederlande		100	10.756	-14.889
Alte Haase Bergwerks-Verwaltungs-Gesellschaft mbH, Dortmund		100	-67.688	-2.359
Amrum-Offshore West GmbH, Düsseldorf		100	2.632	164.990
An Suidhe Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	23.642	662
Anacacho Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	56.363	0
Anacacho Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	123.706	1.727
Andromeda Wind s.r.l., Bozen/Italien		51	10.021	2.443
Avolta Storage Limited, Kilkenny/Irland		100	-486	-194
Belectric Australia Pty. Limited, Melbourne/Australien		100	825	2.148
Belectric Canada Solar Inc., Vancouver/Kanada		100	658	668
Belectric Espana Fotovoltaica S.L., Barcelona/Spanien		100	508	-45
Belectric France S.à.r.l., Vendres/Frankreich		100	57	611
BELECTRIC GmbH, Kolitzheim		100	0	-28.139
Belectric Inversiones Latinoamericana S.L., Barcelona/Spanien		100	32	-13
Belectric Israel Ltd., Be'er Scheva/Israel		100	12.141	544
Belectric Italia s.r.l., Latina/Italien		100	2.725	151
Belectric Photovoltaic India Private Limited, Mumbai/Indien		100	791	160
Belectric Solar & Battery GmbH, Kolitzheim		100	3.094	-7.070
Belectric Solar Ltd., Slough/Großbritannien		100	1.475	144

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
BELECTRIC Solar Power, S.L., Barcelona/Spanien		100	13	–37
BGE Beteiligungs-Gesellschaft für Energieunternehmen mbH, Essen	100	100	201	[1]
Bilbster Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	3.906	269
Blackjack Creek Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Boiling Springs Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Boiling Springs Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	11.205	–59
Bruenning's Breeze Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	62.905	0
Bruenning's Breeze Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	209.819	–5.700
Carl Scholl GmbH, Köln		100	614	33
Carnedd Wen Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	–4.320	–216
Cassadaga Class B Holdings LLC, Wilmington/USA		100	187.242	–4
Cassadaga Wind Holdings LLC, Wilmington/USA		100	187.245	0
Cassadaga Wind LLC, Chicago/USA		100	118.859	–52
Champion WF Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	97.995	–5.669
Champion Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	97.995	–5.669
Cloghaneleskirt Energy Supply Limited, Kilkenny/Irland		100	37	–38
Colbeck's Corner Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	63.755	0
Colbeck's Corner, LLC, Wilmington/USA		100	213.667	–5.189
Cranell Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	57.616	0
Cranell Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	31.223	–63
DOTTO MORCONE S.r.l., Rom/Italien		100	162	–377
Dromadda Beg Wind Farm Limited, Kilkenny/Irland		100	2.118	603
Edgware Energy Limited, Swindon/Großbritannien		100	129	162

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
El Algodon Alto Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Electra Insurance Limited, Hamilton/Bermudas		100	25.696	-2.871
Energies France S.A.S. – Gruppe – (vorkonsolidiert)			33.138	-971[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		
Energy Resources Holding B.V., Geertruidenberg/Niederlande		100	113.117	16.825
Energy Resources Ventures B.V., Geertruidenberg/Niederlande		100	18.708	-68
Farma Wiatrowa Barzowice Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	29.022	13.681
Forest Creek Investco, Inc., Wilmington/USA		100	21.299	0
Forest Creek WF Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	75.081	-4.988
Forest Creek Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	75.081	-4.988
Fri-El Anzi Holding s.r.l., Bozen/Italien		51	7.098	1.700
Fri-El Anzi s.r.l., Bozen/Italien		100	7.806	1.928
Fri-El Guardionara s.r.l., Bozen/Italien		51	10.828	2.339
GBV Zweiunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100	100	17.823.771	[1]
Generación Fotovoltaica De Alarcos, S.L.U., Barcelona/Spanien		100	76	-92
GfV Gesellschaft für Vermögensverwaltung mbH, Dortmund	100	100	133.844	-1.437

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Glen Kyllachy Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	-4.662	-4.712
Grandview Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	88.701	0
Green Gecco GmbH & Co. KG, Essen		51	73.275	4.750
Hardin Class B Holdings LLC, Wilmington/USA		100	92.176	0
Hardin Wind Holdings LLC, Wilmington/USA		100	96.276	-35
Hardin Wind LLC, Chicago/USA		100	115.623	20.662
Harryburn Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	-14	2.274
Hickory Park Solar, LLC, Wilmington/USA		100	-2.344	-2.508
Inadale Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	41.689	-1.133
innogy indeland Windpark Eschweiler GmbH & Co. KG, Eschweiler		51	47.422	3.359
innogy Italia s.p.a., Mailand/Italien		100	16.849	1.083
Inversiones Belectric Chile LTDA, Santiago de Chile/Chile		100	-38	-7.158
INVESTERG – Investimentos em Energias, SGPS, Lda. – Gruppe – (vorkonsolidiert)			23.900	3.638[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		
Kernkraftwerk Lingen Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Lingen (Ems)		100	20.034	[1]
Kernkraftwerke Lippe-Ems Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Lingen (Ems)		100	432.269	[1]
Kernkraftwerksbeteiligung Lippe– Ems beschränkt haftende OHG, Lingen/Ems		100	144.433	18.171
KMG Kernbrennstoff-Management Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Essen		100	696.225	[1]
Knabs Ridge Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	11.886	1.118
Limondale Sun Farm Pty. Ltd., Melbourne/Australien		100	-42.917	-41.013
Little Cheyne Court Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		59	35.874	5.681
MI– FONDS G50, Frankfurt am Main	100	100	1.940.959	84.296

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
ML Wind LLP, Swindon/Großbritannien		51	66.712	7.996
Munnsville Investco, LLC, Wilmington/USA		100	13.100	0
Munnsville WF Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	34.405	– 1.192
Munnsville Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	34.405	– 1.192
Nordsee Windpark Beteiligungs GmbH, Essen		100	15.318	7.231
Panther Creek Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	199.822	0
Panther Creek Wind Farm I&II, LLC, Wilmington/USA		100	341.560	– 1.545
Panther Creek Wind Farm Three, LLC, Wilmington/USA		100	64.545	– 3.506
Park Wiatrowy Dolice Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	526	2.950
Park Wiatrowy Gaworzyce Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	1.041	1.195
Peyton Creek Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	62.959	0
Peyton Creek Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	49.644	– 620
Piecki Sp. z o.o., Warschau/Polen		51	18.826	2.531
Pioneer Trail Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	148.990	4.829
Primus Projekt GmbH & Co. KG, Hannover		100	– 1.921	– 533
Pyron Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	81.539	– 2.076
Radford's Run Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	132.598	0
Radford's Run Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	402.183	15.266
Raymond Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	10.780	0
Raymond Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	53.470	0
Rheinbraun Brennstoff GmbH, Köln		100	82.619	[1]
Rheinische Baustoffwerke GmbH, Bergheim		100	9.236	[1]
Rheinkraftwerk Albbruck-Dogern Aktiengesellschaft, Waldshut-Tiengen		77	32.016	1.757

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Rhenas Insurance Limited, Sliema/Malta	100	100	59.547	75
Rhyl Flats Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		50	132.198	13.822
Roscoe WF Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	147.030	-10.945
Roscoe Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	147.030	-10.945
RV Rheinbraun Handel und Dienstleistungen GmbH, Köln		100	36.694	[1]
RWE & Turcas Güney Elektrik Üretim A.S., Ankara/Türkei		70	164.540	-14.933
RWE Aktiengesellschaft, Essen			7.825.951	580.251
RWE Battery Solutions GmbH, Essen		100	25	[1]
RWE Bergheim Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	25	[1]
RWE Brise Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	226	[1]
RWE Canada Ltd., Saint John/Kanada		100	73.481	-83
RWE Eemshaven Holding II B.V., Geetruidenberg/Niederlande		100	-503.514	-455.118
RWE Energie Odnawialne Sp. z o.o., Szczecin/Polen		100	107.429	50.644
RWE Energy Services, LLC, Wilmington/USA		100	532	1.128
RWE Evendorf Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	25	[1]
RWE Gas Storage CZ, s.r.o., Prag/Tschechien		100	328.785	25.576
RWE Gas Storage West GmbH, Dortmund		100	350.087	[1]
RWE Generation Holding B.V., Geertruidenberg/Niederlande		100	-95.405	-84.542
RWE Generation Hydro GmbH, Essen		100	25	[1]
RWE Generation NL B.V., Geertruidenberg/Niederlande		100	-254.514	-234.090
RWE Generation NL Personeel B.V., Geertruidenberg/Niederlande		100	14.221	1.757
RWE Generation SE, Essen	100	100	264.673	[1]
RWE Generation UK Holdings Limited, Swindon/Großbritannien		100	2.865.311	183.280

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RWE Generation UK plc, Swindon/Großbritannien		100	1.724.080	170.912
RWE Hörup Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hörup		100	26	[1]
RWE Investco EPC Mgmt, LLC, Wilmington/USA		100	393.255	– 11.855
RWE Investco Mgmt II, LLC, Wilmington/USA		100	508.994	3.262
RWE Investco Mgmt, LLC, Wilmington/USA		100	1.540.781	– 43.631
RWE Kaskasi GmbH, Hamburg		100	1.811	– 288
RWE Kings Lynn Limited, Swindon/Großbritannien		100	– 40.658	– 17.304
RWE Lengerich Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Gersten		100	25	[1]
RWE Limondale Sun Farm Holding Pty. Ltd., Melbourne/Australien		100	– 39.205	– 76.304
RWE Lüneburger Heide Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Walsrode		100	25	[1]
RWE Magicat Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	69.735	3.440
RWE Markinch Limited, Swindon/Großbritannien		100	111.190	65.134
RWE Mistral Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	578	[1]
RWE Nuclear Beteiligungs-GmbH, Essen		100	25	[1]
RWE Nuclear GmbH, Essen	100	100	112.689	12.689[1]
RWE Offshore Wind Netherlands B.V., Geertruidenberg/Niederlande		100	49	– 572
RWE Personeel B.V., Geertruidenberg/Niederlande		100	– 9	8
RWE Power Aktiengesellschaft, Köln und Essen	100	100	2.042.043	4.834[1]
RWE Renewables Americas, LLC, Wilmington/USA		100	345.267	– 133.146
RWE Renewables Asset Management, LLC, Wilmington/USA		100	88.138	14.065
RWE Renewables Australia Pty. Ltd., Melbourne/Australien		100	– 23	– 7
RWE Renewables Benelux B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	– 105.482	– 32.676
RWE Renewables Beteiligungs GmbH, Dortmund		100	8.950	1.600

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RWE Renewables Canada Holdings Inc., Vancouver/Kanada		100	753	-644
RWE Renewables Development, LLC, Wilmington/USA		100	99.570	-15.657
RWE Renewables Energy Marketing Australia Pty. Ltd., Melbourne/Australien		100	-3	-3
RWE Renewables Energy Marketing, LLC, Wilmington/USA		100	-246.449	-9.097
RWE Renewables GmbH, Essen		100	1.109	1.084[1]
RWE Renewables GYM 2 Limited, Swindon/Großbritannien		100	-12.124	562
RWE Renewables GYM 3 Limited, Swindon/Großbritannien		100	-12.126	563
RWE Renewables GYM 4 Limited, Swindon/Großbritannien		100	-34.204	3.910
RWE Renewables HoldCo B.V., Geertruidenberg/Niederlande		100	294.381	-29
RWE Renewables Iberia, S.A.U. – Gruppe – (vorkonsolidiert)			162.287	11.322[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		
RWE Renewables Iberia, S.A.U., Barcelona/Spanien		100		
RWE Renewables International Participations B.V., Geertruidenberg/Niederlande		100	-114.300	-114.300
RWE Renewables Ireland Limited, Kilkenny/Irland		100	-5.891	-2.654
RWE Renewables Italia S.r.l., Rom/Italien		100	494.451	30.662
RWE Renewables Management UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	138.042	-1
RWE Renewables O&M, LLC, Wilmington/USA		100	-3.308	13.014
RWE Renewables Poland Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	248.891	19.748
RWE Renewables QSE, LLC, Wilmington/USA		100	-13.528	530
RWE Renewables Services, LLC, Wilmington/USA		100	106.527	-53.859

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RWE Renewables Sweden AB, Malmö/Schweden		100	55.143	9.540
RWE Renewables UK Blyth Limited, Coventry/Großbritannien		100	570	-66
RWE Renewables UK Developments Limited, Coventry/Großbritannien		100	69.331	16.251
RWE Renewables UK Holdings Limited, Swindon/Großbritannien		100	1.744.746	79.459
RWE Renewables UK Humber Wind Limited, Coventry/Großbritannien		51	162.529	52.747
RWE Renewables UK Limited, Coventry/Großbritannien		100	73.526	12.298
RWE Renewables UK London Array Limited, Coventry/Großbritannien		100	111.477	15.521
RWE Renewables UK Offshore Wind Limited, Coventry/Großbritannien		100	54.472	5.347
RWE Renewables UK Operations Limited, Coventry/Großbritannien		100	37.431	5.464
RWE Renewables UK Robin Rigg East Limited, Coventry/Großbritannien		100	72.962	20.987
RWE Renewables UK Robin Rigg West Limited, Coventry/Großbritannien		100	68.527	10.960
RWE Renewables UK Swindon Limited, Swindon/Großbritannien		100	2.274.519	150.823
RWE Renewables UK Wind Limited, Coventry/Großbritannien		100	25.282	10.202
RWE Renewables UK Zone Six Limited, Coventry/Großbritannien		100	0	0
RWE Renouvelables France SAS, La Plaine St. Denis/Frankreich		100	79.136	-2
RWE Seabreeze II GmbH & Co. KG, Essen		100	46.397	-1.655
RWE Slovak Holding B.V., Geertruidenberg/Niederlande	100	100	704.084	-316
RWE Solar Development, LLC, Wilmington/USA		100	45.224	-8.031
RWE Solar NC Lessee LLC, Wilmington/USA		100	13.647	-65
RWE Solar NC Pledgor LLC, Wilmington/USA		100	13.708	0
RWE Solar PV, LLC, Wilmington/USA		100	157.648	-2.906
RWE Sommerland Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Sommerland		100	26	[1]
RWE Süderdeich Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Süderdeich		100	106	[1]

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RWE Supply & Trading Asia-Pacific PTE. LTD., Singapur/Singapur		100	40.476	10.476
RWE Supply & Trading CZ, a.s., Prag/Tschechien		100	330.845	79.983
RWE Supply & Trading GmbH, Essen	100	100	446.778	[1]
RWE Supply & Trading (India) Private Limited, Mumbai/Indien		100	817	107
RWE Supply & Trading Participations Limited, London/Großbritannien		100	13.392	10.087
RWE Supply and Trading (Shanghai) Co. Ltd, Shanghai/China		100	8.123	-1.101
RWE Technology International GmbH, Essen		100	12.463	[1]
RWE Technology Tasarim ve Mühendislik Danismanlik Ticaret Limited Sirketi, Istanbul/Türkei		100	64	1
RWE Technology UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	1.999	325
RWE Titz Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Essen		100	25	[1]
RWE Trading Americas Inc., New York City/USA		100	9.468	768
RWE Trading Services GmbH, Essen		100	5.735	[1]
RWE Wind Karehamn AB, Malmö/Schweden		100	34.319	-187
RWE Wind Onshore Deutschland GmbH, Hannover		100	77.660	[1]
RWE Wind Services Denmark A/S, Rødby/Dänemark		100	8.436	5.692
RWE Windpark Bedburg GmbH & Co. KG, Bedburg		51	75.613	510
RWE Windpark Garzweiler GmbH & Co. KG, Essen		51	13.412	-84
RWE Windparks Deutschland GmbH, Essen		100	24	[1]
RWE Windpower Netherlands B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	4.761	3.602
RWEST Middle East Holdings B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	9.654	33.559
Sand Bluff WF Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	-1.973	-8.828
Sand Bluff Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	-1.882	-8.697
Settlers Trail Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	162.819	-11.820

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Sofia Offshore Wind Farm Holdings Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Sofia Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	-389	-16
Solar Holding India GmbH, Kolitzheim		100	5.926	-7
Solar Holding Poland GmbH, Kolitzheim		100	16	-2
SOLARENGO Energia, Unipessoal, Lda., Cascais/Portugal		100	-151	-70
SRS EcoTherm GmbH, Salzbergen		90	17.194	3.435
Stella Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	83.308	0
Stella Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	207.716	-1.961
Taber Solar 1 Inc., Vancouver/Kanada		100	8.890	-66
Taber Solar 2 Inc., Vancouver/Kanada		100	9.534	-62
Tamworth Holdings, LLC, Raleigh/USA		100	7.367	-2
Tanager Holdings, LLC, Raleigh/USA		100	6.891	3
Tech Park Solar, LLC, Wilmington/USA		100	17.617	686
The Hollies Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	528	-44
Triton Knoll HoldCo Limited, Swindon/Großbritannien		59	92.254	0
Triton Knoll Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	-94.320	-511
Valencia Solar, LLC, Tucson/USA		100	17.594	1.281
Vela Wind Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	138.043	0
West of the Pecos Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	87.811	0
West of the Pecos Solar, LLC, Wilmington/USA		100	124.904	-5.948
West Raymond Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	28.748	0
West Raymond Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	60.577	0
Wind Farm Deliceto s.r.l., Bozen/Italien		100	25.558	2.455

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Windpark Eekerpolder B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-196	-194
Windpark Kattenberg B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	765	245
Windpark Nordsee Ost GmbH, Helgoland		100	256	[1]
Windpark Oostpolderdijk B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-30	30
Windpark Zuidwester B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	8.748	-588
WKN Windkraft Nord GmbH & Co. Windpark Wönkhausen KG, Hannover		100	2.198	182

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Adensis GmbH, Dresden		100	872	322
Agenzia Carboni S.r.l., Genua/Italien		100	207	16
Aktiebolaget Grundstenen 167184, Malmö/Schweden		100		[3]
Alcamo II S.r.l., Mailand/Italien		100	25	-11
Alvarado Solar S.L., Barcelona/Spanien		100	15	-11
Ashwood Solar I, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Auzoberri Desarrollo, S.L.U., Barasoain/Spanien		100	2	-232
Azagra Energy Quel, S.L.U., Barasoain/Spanien		100	1	-383
Baltic Trade and Invest Sp. z o.o., Slupsk/Polen		100	9.309	-5.135
Baron Winds II LLC, Chicago/USA		100	0	0
Baron Winds LLC, Chicago/USA		100	0	0
Belectric International GmbH, Kolitzheim		100	159	-496
BELECTRIC JV GmbH, Kolitzheim		100	53	-2
Belectric Mexico Fotovoltaica S.de R.L. de C.V., Bosques de las Lomas/Mexiko		100	-24	-19
Belectric Polska Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	-136	-42
Belectric SP Solarprojekte 17 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100		[3]
Belectric SP Solarprojekte 18 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100		[3]
Belectric SP Solarprojekte 19 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100		[3]
Belectric SP Solarprojekte 20 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100		[3]
Benbrack Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100		[3]
Big Star Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Blackbeard Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Blackbriar Battery, LLC, Wilmington/USA		100	0	0

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Blueberry Hills LLC, Chicago/USA		100	0	0
BO Baltic Offshore GmbH, Hamburg		98	9	– 4
Bowler Flats Energy Hub LLC, Chicago/USA		100	0	0
Bright Arrow Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Buckeye Wind LLC, Chicago/USA		100	0	0
Burgar Hill Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Bursjöliden Vind AB, Malmö/Schweden		100	585	0
Camaiore Sp. z o.o., Warschau/Polen		100		[3]
Camellia Solar LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Camellia Solar Member LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Cardinal Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Carmagnola Sp. z o.o., Warschau/Polen		100		[3]
Casarano Sp. z o.o., Warschau/Polen		100		[3]
Casey Fork Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Cattleman Wind Farm II, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Cattleman Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Cecina Sp. z o.o., Warschau/Polen		100		[3]
Cercola Sp. z o.o., Warschau/Polen		100		[3]
Cerignola Sp. z o.o., Warschau/Polen		100		[3]
Champaign Wind LLC, Chicago/USA		100	0	0
Ciriè Centrale PV s.a.s. (s.r.l.), Rom/Italien		100	– 4	0
Clavellinas Solar, S.L., Barcelona/Spanien		100	14	– 10
Climagy Photovoltaikprojekt Verwaltungs- GmbH, Kolitzheim		100	28	– 1

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Climagy PV-Sonnenanlage GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	0	-2
Climagy PV-Sonnenanlage Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	29	0
Climagy Sonnenkraft Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	26	-1
Climagy Stromertrag GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-20	-2
Climagy Stromertrag Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	28	0
Clinton Wind, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Clocaenog Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Cordeneos Sp. z o.o., Warschau/Polen		100		[3]
Cordova Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Cormano Sp. z o.o., Warschau/Polen		100		[3]
Cremona Sp. z o.o., Warschau/Polen		100		[3]
Curns Energy Limited, Kilkenny/Irland		70	-643	-142
Decadia GmbH, Essen	100	100	2.290	1.398
E & Z Industrie-Lösungen GmbH, Essen		100	18.074	1.200
Eko-En 1 Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	24	-69
Eko-En 2 Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	417	-98
Eko-En 3 Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	80	-46
Eko-En 4 Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	447	-53
Eko-En 5 Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	4	-2
El Navajo Solar, S.L., Barcelona/Spanien		100	6	-4
Enchant Solar 3 Inc., Vancouver/Kanada		100	0	0
Enchant Solar 4 Inc., Vancouver/Kanada		100	0	0
Eólica de Sarnago, S.A., Soria/Spanien		52	1.583	-17

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
EverPower Maine LLC, Chicago/USA		100	0	0
EverPower Ohio LLC, Chicago/USA		100	0	0
EverPower Solar LLC, Chicago/USA		100	0	0
EverPower Wind Development, LLC, Chicago/USA		100	0	0
Extension Du Parc Eolien De L'Epine Marie Madeleine SAS, Paris/Frankreich		100	1	-28
Extension Du Parc Eolien Des Nouvions SAS, Paris/Frankreich		100	29	-2
Extension Du Parc Eolien Du Douiche SAS, Paris/Frankreich		100	9	-3
Farma Wiatrowa Rozdrazew sp. z o.o., Warschau/Polen		100	-632	-136
Fifth Standard Solar PV, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Flatlands Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Flexilis Power Limited, Kilkenny/Irland		100	0	-1
Florida Solar and Power Group LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Frazier Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Gazules I Fotovoltaica, S.L., Barcelona/Spanien		100	41	-24
Gazules II Solar, S.L., Barcelona/Spanien		100	12	-24
GBV Achtunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen		100	25	[1]
GBV Dreiunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100	100	25	[1]
GBV Einunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100	100	30	[1]
GBV Sechsunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen		100	25	[1]
GBV Siebenunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen		100	25	[1]
GBV Siebte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen		100	100	[1]
Generación Fotovoltaica Castellano Manchega, S.L., Murcia/Spanien		100	36	-29
Generación Fotovoltaica Puerta del Sol, S.L.U., Murcia/Spanien		100	3	0

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Goole Fields II Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Grandview Wind Farm III, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Grandview Wind Farm IV, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Grandview Wind Farm V, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Green Gecco Verwaltungs GmbH, Essen		51	37	1
Haube Wind Sp. z o.o., Slupsk/Polen		100	163	-76
Highland III LLC, Chicago/USA		100	0	0
Horse Thief Wind Project LLC, Chicago/USA		100	0	0
INDI Energie B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-13	-60
INDI Solar-Projects 1 B.V., Utrecht/Niederlande		100	7	-31
Infraestructuras de Aldehuelas, S.A., Barcelona/Spanien		100	428	0
Infrastrukturgesellschaft Netz Lübz mit beschränkter Haftung, Hannover		100	18	-24
Iron Horse Battery Storage, LLC, Wilmington/USA		100	9.689	-306
Jerez Fotovoltaica S.L., Barcelona/Spanien		100	16	-23
Jugondo Desarrollo, S.L.U., Barasoain/Spanien		100	1	-1.186
Kasson Manteca Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Kieswerk Kaarst GmbH & Co. KG, Bergheim		51	2.899	700
Kieswerk Kaarst Verwaltungs GmbH, Bergheim		51	31	0
Kiln Pit Hill Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Lake Fork Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Lampasas Wind LLC, Chicago/USA		100	0	0
Las Vaguadas I Fotovoltaica S.L., Barcelona/Spanien		100	155	-61
Las Vaguadas II Solar S.L., Barcelona/Spanien		100	12	-6

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Lochelbank Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Lorg Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100		[3]
Mahanoy Mountain, LLC, Chicago/USA		100	0	0
Major Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
March Road Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Maricopa East Solar PV 2, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Maricopa East Solar PV, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Maricopa Land Holding, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Maricopa West Solar PV 2, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Maryland Sunlight 1 LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Mason Dixon Wind LLC, Chicago/USA		100	0	0
Morska Farma Wiatrowa Antares sp. z o.o., Warschau/Polen		100	84	-12
Mud Springs Wind Project LLC, Chicago/USA		100	0	0
Muñegre Desarrollo, S.L.U., Barasoain/Spanien		100	2	-201
Nordex Energy Judas, S.L.U., Barasoain/Spanien		100	1	-359
Northern Orchard Solar PV 2, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Northern Orchard Solar PV 3, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Northern Orchard Solar PV, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Nouvions Poste de Raccordement SAS, Paris/Frankreich		100	-2	-2
Novar Two Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Offshore-Windpark Delta Nordsee GmbH, Hamburg		100	246	[1]
Ohio Sunlight 1 LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Oranje Wind Power B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	0	0

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Oranje Wind Power C.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	0	0
Orcoien Energy Orcoien, S.L.U., Barasoain/Spanien		100	13	-215
Owen Prairie Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Painter Energy Storage, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Panther Creek Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Parc Eolien 101 SAS, Paris/Frankreich		100		[3]
Parc Eolien 102 SAS, Paris/Frankreich		100		[3]
Parc Eolien 103 SAS, Paris/Frankreich		100		[3]
Parc Eolien 104 SAS, Paris/Frankreich		100		[3]
Parc Eolien 105 SAS, Paris/Frankreich		100		[3]
Parc Eolien 106 SAS, Paris/Frankreich		100		[3]
Parc Eolien 107 SAS, Paris/Frankreich		100		[3]
Parc Eolien 108 SAS, Paris/Frankreich		100		[3]
Parc Eolien 109 SAS, Paris/Frankreich		100		[3]
Parc Eolien 110 SAS, Paris/Frankreich		100		[3]
Parc Eolien D'Allerey SAS, Paris/Frankreich		100	-23	-48
Parc Eolien De Beg Ar C'hra SAS, Paris/Frankreich		100	28	-2
Parc Eolien De Canny SAS, Paris/Frankreich		100	35	-2
Parc Eolien De Catillon-Fumechon SAS, Paris/Frankreich		100	28	-2
Parc Eolien De Foissy-Sur-Vanne SAS, Paris/Frankreich		100	35	-2
Parc Eolien De Ganochaud SAS, Paris/Frankreich		100	23	-3
Parc Eolien De La Brie Nangissienne SAS, Paris/Frankreich		100	27	-2
Parc Eolien De La Butte Aux Chiens SAS, Paris/Frankreich		100	29	-2

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Parc Eolien De La Cabane Blanche SAS, Paris/Frankreich		100	25	-3
Parc Eolien De La Croix Blanche SAS, Paris/Frankreich		100	29	-2
Parc Eolien De La Jarrie-Audouin SAS, Paris/Frankreich		100	35	-2
Parc Eolien De La Plaine De Beaulieu SAS, Paris/Frankreich		100	35	-2
Parc Eolien De La Voie Corette SAS, Paris/Frankreich		100	-57	-39
Parc Eolien De Langeron SAS, Paris/Frankreich		100	24	-3
Parc Eolien De L'Avre SAS, Paris/Frankreich		100	25	-2
Parc Eolien De Luçay-Le-Libre Et De Giroux SAS, Paris/Frankreich		100	24	-4
Parc Eolien De Martinpuich SAS, Paris/Frankreich		100	5	-6
Parc Eolien De Mesbrecourt-Richecourt SAS, Paris/Frankreich		100	35	-2
Parc Eolien De Nuisement Et Cheniers SAS, Paris/Frankreich		100	35	-2
Parc Eolien De Soudron SAS, Paris/Frankreich		100	35	-2
Parc Eolien De Villeneuve Minervois SAS, Paris/Frankreich		100	35	-2
Parc Eolien Des Ailes Du Gôtinâis SAS, Paris/Frankreich		100	35	-2
Parc Eolien Des Grands Lazards SAS, Paris/Frankreich		100	28	-2
Parc Eolien Des Hauts-Bouleaux SAS, Paris/Frankreich		100	-75	-38
Parc Eolien Des Nouvions SAS, Paris/Frankreich		100	-103	-58
Parc Eolien Des Raisinières SAS, Paris/Frankreich		100	36	-1
Parc Eolien Du Balinot SAS, Paris/Frankreich		100	28	-2
Parc Eolien Du Ban Saint-Jean SAS, Paris/Frankreich		100	27	-2
Parc Eolien Du Bocage SAS, Paris/Frankreich		100	-77	-38
Parc Eolien Du Catesis SAS, Paris/Frankreich		100	-2	-26
Parc Eolien Du Champ Madame SAS, Paris/Frankreich		100	35	-2

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Parc Eolien Du Chemin De Châlons SAS, Paris/Frankreich		100	9	-3
Parc Eolien Du Chemin De Saint-Gilles SAS, Paris/Frankreich		100	-5	-9
Parc Eolien Du Chemin Vert SAS, Paris/Frankreich		100	35	-2
Parc Eolien Du Mirebalais SAS, Paris/Frankreich		100	28	-2
Parc Eolien Du Mont Hellet SAS, Paris/Frankreich		100	35	-2
Parc Eolien Du Mont Herbé SAS, Paris/Frankreich		100	28	-2
Parc Eolien Du Moulin De Thiau SAS, Paris/Frankreich		100	29	-3
Parc Eolien Du Moulin Du Bocage SAS, Paris/Frankreich		100	28	-2
Parc Eolien Du Plateau De La Chapelle-Surchésy SAS, Paris/Frankreich		100	35	-2
Parc Eolien Du Ru Garnier SAS, Paris/Frankreich		100	29	-2
Parc Eolien Les Pierrots SAS, Paris/Frankreich		100	-331	-232
Parc Ynni Cymunedol Alwen Cyfyngedig, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Pawnee Spirit Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Paz 'Éole SAS, Paris/Frankreich		100	28	-2
Pe Ell North LLC, Chicago/USA		100	0	0
Photovoltaikkraftwerk Götz Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	27	-1
Photovoltaikkraftwerk Groß Dölln Infrastruktur GmbH & Co. KG, Templin		100	-18	-2
Photovoltaikkraftwerk Groß Dölln Infrastruktur Verwaltungs-GmbH, Templin		100	29	0
Photovoltaikkraftwerk Reinsdorf GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-29	-2
Photovoltaikkraftwerk Reinsdorf Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	30	0
PI E&P Holding Limited, George Town/Cayman Islands		100	42.240	-4
PI E&P US Holding LLC, New York City/USA		100	41.845	-301
Pinckard Solar LLC, Wilmington/USA		100	0	0

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Pinckard Solar Member LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Pinto Pass, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Pipkin Ranch Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Proyectos Solares Iberia I, S.L., Barcelona/Spanien		100	27	-4
Proyectos Solares Iberia II, S.L., Barcelona/Spanien		100	38	-27
Proyectos Solares Iberia III, S.L., Barcelona/Spanien		100	25	-5
Proyectos Solares Iberia IV, S.L., Barcelona/Spanien		100	26	-4
Proyectos Solares Iberia V, S.L., Barcelona/Spanien		100	26	-4
Pryor Caves Wind Project LLC, Chicago/USA		100	0	0
PT Rheincoal Supply & Trading Indonesia, PT, Jakarta/Indonesien		100	246	-9
Quartz Solar, LLC, Wilmington/USA		100		[3]
Quintana Fotovoltaica S.L.U., Barcelona/Spanien		100	8	-4
RD Hanau GmbH, Hanau		100	0	0
Ribaforada Energy Ribaforada, S.L.U., Barasoain/Spanien		100	1	-213
Roadrunner Crossing Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Rose Rock Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Rowantree Wind Farm Ltd., Swindon/Großbritannien		100	0	0
RWE & Turcas Dogalgaz Ithalat ve Ihracat A.S., Istanbul/Türkei		100	688	67
RWE AUSTRALIA PTY LTD, Brisbane/Australien		100	37	-12
RWE Belgium BVBA, Brüssel/Belgien		100	1.419	-32
RWE Carbon Sourcing North America, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
RWE Czech Gas Grid Holding B.V., Geertruidenberg/Niederlande	100	100	0	1.526
RWE Dhabi Union Energy LLC, Abu Dhabi/Ver. Arab. Emirate		49	33	0

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RWE Eemshydrogen B.V., Geertruidenberg/Niederlande		100		[3]
RWE Energy APAC Co. Ltd., Chengdu/China		100	1.798	-131
RWE Enerji Toptan Satis A.S., Istanbul/Türkei		100	3.243	104
RWE Gas Storage Beteiligungsverwaltungs GmbH, Essen		100	10.989	0
RWE Hillston Sun Farm Holding Pty. Ltd., Melbourne/Australien		100	-231	-59
RWE indeland Windpark Eschweiler Verwaltungs GmbH, Eschweiler		100	54	6
RWE Ingen!us Limited, Swindon/Großbritannien		100	2.537	91
RWE NSW PTY LTD, Sydney/Australien		100	77	-137
RWE Offshore Wind A/S, Rødby/Dänemark		100		[3]
RWE Offshore Wind Holdings LLC, Dover/USA		100	277	-96
RWE Offshore Wind Netherlands Participations I B.V., Geertruidenberg/Niederlande		100	0	0
RWE Offshore Wind Netherlands Participations II B.V., Geertruidenberg/Niederlande		100	0	0
RWE Offshore Wind Netherlands Participations III B.V., Geertruidenberg/Niederlande		100	0	0
RWE Offshore Wind Netherlands Participations IV B.V., Geertruidenberg/Niederlande		100	0	0
RWE Pensionsfonds AG, Essen	100	100	3.872	178
RWE Power Climate Protection GmbH, Essen		100	23	[1]
RWE Principal Investments UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	103	-61
RWE Principal Investments USA, LLC, New York City/USA		100	2.324	13.962
RWE Renewables Australia Holdings Pty Ltd., Brisbane/Australien		100	-219	-406
RWE Renewables Chile SpA, Santiago/Chile		100	1.095	-497
RWE Renewables Denmark A/S, Rødby/Dänemark		100		[3]
RWE Renewables France SAS, Levallois-Perret/Frankreich		100	4.483	1.015
RWE Renewables Japan G.K., Tokyo/Japan		100	-172	-384

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RWE Renewables Korea LLC, Seoul/Südkorea		100		[3]
RWE Renewables Mexico, S. de R.L. de C.V., Ciudad de México/Mexiko		100	1.014	-157
RWE Renewables Services GmbH, Essen		100	25	-6
RWE Renewables Services Mexico, S. de R.L. de C.V., Ciudad de México/Mexiko		100	-3	-3
RWE Renewables Taiwan Ltd., Taipei City/Taiwan		100		[3]
RWE Seabreeze II Verwaltungs GmbH, Essen		100	71	6
RWE Solar Netherlands B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	0	0
RWE Solar Poland Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	-144	-168
RWE Stallingborough Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
RWE Supply & Trading Japan KK, Tokio/Japan		100	-2	0
RWE SUPPLY TRADING TURKEY ENERJI ANONIM SIRKETI, Istanbul/Türkei		100	894	161
RWE Technology International Energy Environment Engineering GmbH, Essen		100	25	[1]
RWE TECNOLOGIA LTDA, Rio de Janeiro/Brasilien		100	94	0
RWE Trading Services Limited, Swindon/Großbritannien		100	1.310	34
RWE Wind Development AS, Oslo/Norwegen		100	3.328	-17
RWE Wind Holding A/S, Rødby/Dänemark		100		[3]
RWE Wind Norway AB, Malmö/Schweden		100	4.228	-2.313
RWE Wind Projects AB, Malmö/Schweden		100	5	1
RWE Wind Service Italia S.r.l., Mailand/Italien		100	-82	-184
RWE Wind Services GmbH, Neubukow		100	2.165	-1.022
RWE Wind Services Norway AS, Oslo/Norwegen		100	1.427	-8
RWE Wind Transmission AB, Malmö/Schweden		100	715	3
RWE Windpark Bedburg Verwaltungs GmbH, Bedburg		51	48	2

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RWE Windpark Garzweiler Verwaltungs GmbH, Essen		100	27	-4
RWE Windpark Papenhagen GmbH & Co. KG, Hannover		100	576	-125
RWE Windpark Papenhagen Verwaltungs GmbH, Hannover		100	33	8
RWEST NA Investments GmbH, Essen		100	40.522	-120
RWEST PI Bras Limited, London/Großbritannien		100	22.135	-926
RWEST PI FRE Holding LLC, New York City/USA		100	2	-13
Santa Severa Centrale PV s.a.s. (s.r.l.), Rom/Italien		100	-152	0
SB Retrofit, LLC, Dallas/USA		100		[3]
Scioto Solar LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Shay Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Snow Shoe Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
SP Solarprojekte 1 Verwaltungs- GmbH, Kolitzheim		100	24	-1
SP Solarprojekte 11 Verwaltungs- GmbH, Kolitzheim		100	29	0
SP Solarprojekte 12 Verwaltungs- GmbH, Kolitzheim		100	29	0
SP Solarprojekte 17 Verwaltungs- GmbH, Kolitzheim		100		[3]
SP Solarprojekte 18 Verwaltungs- GmbH, Kolitzheim		100		[3]
SP Solarprojekte 19 Verwaltungs- GmbH, Kolitzheim		100		[3]
SP Solarprojekte 2 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-5	-2
SP Solarprojekte 2 Verwaltungs- GmbH, Kolitzheim		100	26	0
SP Solarprojekte 20 Verwaltungs- GmbH, Kolitzheim		100		[3]
SP Solarprojekte 3 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-6	-2
SP Solarprojekte 3 Verwaltungs- GmbH, Kolitzheim		100	26	0
Sparta North, LLC, Wilmington/USA		100	0	0

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Sparta South, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Stillwater Energy Storage, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Storage Facility 1 Ltd., Slough/Großbritannien		100	-51	-32
Sun Data GmbH (i.L.), Kolitzheim		100	60	-7
Sunpow 1 Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	0	0
Sunrise Energy Generation Pvt. Ltd., Mumbai/Indien		100	69	3
Sunrise Wind Holdings, LLC, Chicago/USA		100	0	0
Tafalla Energy Tafalla, S.L.U., Barasoain/Spanien		100	1	-213
Terrapin Hills LLC, Chicago/USA		100	0	0
Thor Wind Farm I/S, Rødby/Dänemark		100		[3]
Three Rocks Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Tierra Blanca Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Tipton Wind, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Valverde Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
VDE Komplementär GmbH, Kassel		100	30	-24
VDE Projects GmbH, Kassel		100	16.080	-7.035
Venado Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Versuchsatomkraftwerk Kahl GmbH, Karlstein am Main		80	634	31
Vici Wind Farm II, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Vici Wind Farm III, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Vici Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Villarrobledo Desarrollo 2, S.L.U., Barasoain/Spanien		100	1	-1.186
Vindkraftpark Aurvandil AB, Uppsala/Schweden		100	6	0

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Vindkraftpark Brynhild AB, Uppsala/Schweden		100	4	0
Vortex Energy Deutschland GmbH, Kassel		100	4.397	– 265
Vortex Energy Windpark GmbH & Co. KG, Kassel		100	1.651	– 1.029
West Fork Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Wildcat Wind Farm II, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Wildcat Wind Farm III, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Willowbrook Solar I, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Windpark Bedburg A44n GmbH & Co. KG, Essen		100		[3]
Windpark Bedburg A44n Verwaltungs GmbH, Essen		100		[3]
Windpark Winterlingen–Alb GmbH & Co. KG, Kassel		100	2.501	– 2.606
WIT Ranch Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
WR Graceland Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Zielone Glówczyce Sp. z o.o., Glówczyce/Polen		100	419	– 527

III. Gemeinschaftliche Tätigkeiten	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Greater Gabbard Offshore Winds Limited, Reading/Großbritannien		50	1.062.256	100.186
N.V. Elektriciteits–Produktiemaatschappij Zuid–Nederland EPZ, Borssele/Niederlande		30	81.302	5.609

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

IV. Verbundene Unternehmen von gemeinschaftlichen Tätigkeiten	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Enzee B.V., Borssele/Niederlande		100		[3]

V. Assoziierte Unternehmen von gemeinschaftlichen Tätigkeiten	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
B.V. NEA, Arnhem/Niederlande		28	73.099	1.385

VI. Gemeinschaftsunternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
AS 3 Beteiligungs GmbH, Essen		51[4]	31.308	1.489
AWE-Arkona-Windpark Entwicklungs-GmbH, Hamburg		50	1.073.377	139.732
C-Power N.V., Oostende/Belgien		27	262.772	16.589
Elevate Wind Holdco, LLC, Wilmington/USA		50	138.730	– 94.126
Galloper Wind Farm Holding Company Limited, Swindon/Großbritannien		25	70.218	48.653
Grandview Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		50	256.827	– 9.497
Gwynt y Môr Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		50	– 3.002	– 1.023
Innogy Venture Capital GmbH, Dortmund		75[4]	842	128
Rampion Renewables Limited, Coventry/Großbritannien		60[4]		[3]
Société Electrique de l'Our S.A., Luxemburg/Luxemburg		40	13.396	3.699[2]
TCP Petcoke Corporation, Dover/USA		50	30.952	2.176[2]
URANIT GmbH, Jülich		50	72.136	98.103

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

VII. Assoziierte Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Amprion GmbH, Dortmund	25	25	1.946.300	220.200
ATBERG – Eólicas do Alto Tâmega e Barroso, Lda., Ribeira de Pena/Portugal		40	5.319	468
Belectric Gulf Limited, Abu Dhabi/Ver. Arab. Emirate		49	7.764	1.525
Bray Offshore Wind Limited, Kilkenny/Irland		50	-99	-16
DOTI Deutsche Offshore-Testfeld- und Infrastruktur-GmbH & Co. KG, Oldenburg		26	57.925	-23.919
GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH, Essen		28	45.538	24.960[2]
Grosskraftwerk Mannheim Aktiengesellschaft, Mannheim		40	134.082	6.647
HIDROERG – Projectos Energéticos, Lda., Lissabon/Portugal		32	12.956	1.692
Innogy Renewables Technology Fund I GmbH & Co. KG, Dortmund		78[4]	18.880	670
Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH, Klagenfurt/Österreich		49	918.203	111.525[2]
KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG, Klagenfurt/Österreich		13[5]	917.666	111.723
Kish Offshore Wind Limited, Kilkenny/Irland		50	-119	-16
Magicat Holdco, LLC, Wilmington/USA		20	251.381	-6.840
Mingas-Power GmbH, Essen		40	4.550	3.881
Nysäter Wind AB, Malmö/Schweden		20	49.579	-96.341
PEARL PETROLEUM COMPANY LIMITED, Road Town/Britische Jungferninseln		10[6]	1.748.102	259.854
Rødsand 2 Offshore Wind Farm AB, Malmö/Schweden		20	156.564	16.001
Schluchseewerk Aktiengesellschaft, Laufenburg Baden		50	67.766	2.809
Vliegasunie B.V., De Bilt/Niederlande		75[4]	8.323	1.644

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

VIII. 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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Abwasser-Gesellschaft Knapsack, Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Hürth		33	453	223
Alfred Thiel-Gedächtnis-Unterstützungskasse GmbH, Essen		50	5.113	0
Anemos Ala Segarra, S.L., Reus/Spanien		40		[3]
Ascent Energy LLC, Wilmington/USA		50	83.373	6.656
Awel y Môr Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		60		[3]
CARBON Climate Protection GmbH, Langenlois/Österreich		50	5.106	4.054
CARBON Egypt Ltd. (under liquidation), Kairo/Ägypten		49	-2.127	-253
DBO Energia S.A., Rio de Janeiro/Brasilien		49	15.199	-1.063
Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen AG & Co. oHG, Essen		31	861	350
DOTI Management GmbH, Oldenburg		26	119	0
Dunkerque Eoliennes En Mer SAS, Montpellier/Frankreich		32	10	0
EMDO S.A.S., Paris/Frankreich		30	-12.965	-2.075
Eólica Alta Anoia, S.L., Reus/Spanien		40		[3]
Eólica La Conca, S.L., Reus/Spanien		40		[3]
Eólica La Conca 3, S.L., Reus/Spanien		40		[3]
Eoliennes en mer de Dunkerque (EMD) S.A.S., Paris/Frankreich		30	10	-5
Fassi Coal Pty. Ltd., Rutherford/Australien		47	-10.016	-2.887
First River Energy LLC, Denver/USA		40	-1.291	-7.414
Five Estuaries Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		25		[3]
Focal Energy Photovoltaic Holdings Limited, Nicosia/Zypern		50	1.621	227
Fond du Moulin SAS, Asnières sur Seine/Frankreich		25	35	-2
Gemeinschaftswerk Hattingen Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Essen		52	2.045	-815
GfS Gesellschaft für Simulatorschulung mbH, Essen		33	64	3

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

VIII. 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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Kraftwerk Buer GbR, Gelsenkirchen		50	5.113	0
KSG Kraftwerks-Simulator-Gesellschaft mbH, Essen		33	641	26
KÜCKHOVENER Deponiebetrieb GmbH & Co. Kommanditgesellschaft, Bergheim		50	32	-1
KÜCKHOVENER Deponiebetrieb Verwaltungs-GmbH, Bergheim		50	39	0
LDO Coal Pty. Ltd., Rutherford/Australien		47	-101	74
Limetree Bay Preferred Holdings LLC, Boston/USA		28	14.750	0
London Array Limited, Tunbridge Wells/Großbritannien		30	0	0
Moravske Hidroelektrane d.o.o., Belgrad/Serbien		51	3.532	-6
Netzanbindung Tewel OHG, Cuxhaven		25	588	-39
New England Aqua Ventus, LLC, Los Angeles/USA		50		[3]
North Falls Offshore Wind Farm HoldCo Limited, Swindon/Großbritannien		50	0	0
Parc Eolien De Sepmes SAS, Angers/Frankreich		50		[3]
PV Projects Komplementär GmbH (i.L.), Kolitzheim		50	26	-1
Q-Portal GmbH, Grevenbroich		49		[3]
Rampion Extension Development Limited, Swindon/Großbritannien		50		[3]
Scarweather Sands Limited, Coventry/Großbritannien		50	0	0
TetraSpar Demonstrator ApS, Kopenhagen/Dänemark		33	7.969	-2.124
Toledo PV A.E.I.E., Madrid/Spanien		33	1.330	723
TPG Wind Limited, Coventry/Großbritannien		50	317	726
Umspannwerk Putlitz GmbH & Co. KG, Oldenburg		25	0	-109
Versorium Energy LP, Calgary, Alberta/Kanada		50		[3]
Walden Renewables Development LLC, New York City/USA		76	1.683	-1.045
Windesco Inc, Boston/USA		21	-1.757	-871

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

VIII. 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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Windpark Fresenhede GmbH & Co. KG, Kassel		50	1	– 572
Windpark Herßum– Vinnen Projekt GmbH & Co. KG, Kassel		50	1	– 410
Windpark Rotenburg GmbH & Co. KG, Kassel		50	1	– 847
Windpark Schapen GmbH & Co. KG, Kassel		50	1	– 939
WINDTEST Grevenbroich GmbH, Grevenbroich		38	966	– 308

IX. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
APEP Dachfonds GmbH & Co. KG, München	36	36	121.538	22.134
Chrysalix Energy II U.S. Limited Partnership, Vancouver/Kanada		6	14.906	6.936
Chrysalix Energy III U.S. Limited Partnership, Vancouver/Kanada		5	68.311	– 44.502
Dry Bulk Partners 2013 LP, Grand Cayman/Cayman Islands		23	5.368	– 783
Energías Renovables de Ávila, S.A., Madrid/Spanien		17	595	0
E.ON SE, Essen		15	9.728.400	788.300
Focal Energy Solar Three Ltd., Nicosia/Zypern		8	5.822	648
Glenrothes Paper Limited, Glenrothes/Großbritannien		0	634	0
Globus Steel & Power Pvt. Limited, New Delhi/Indien		18	– 1.428	– 245
High– Tech Gründerfonds II GmbH & Co. KG, Bonn		1	103.211	0

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

IX. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
HOCHTEMPERATUR-KERNKRAFTWERK Gesellschaft mit beschränkter Haftung (HKG) Gemeinsames Europäisches Unternehmen, Hamm		31	0	0
Nordsee One GmbH, Oststeinbek		15	94.283	50.169
Nordsee Three GmbH, Oststeinbek		15	72	-2
Nordsee Two GmbH, Oststeinbek		15	70	-2
OPPENHEIM PRIVATE EQUITY Institutionelle Anleger GmbH & Co. KG, Köln	29	29	158	-190
Parque Eólico Cassiopea, S.L., Oviedo/Spanien		10	73	-1
Parque Eólico Escorpio, S.A., Oviedo/Spanien		10	2.386	0
Parque Eólico Leo, S.L., Oviedo/Spanien		10	312	0
PEAG Holding GmbH, Dortmund	12	12	17.942	785
Promocion y Gestion Cáncer, S.L., Oviedo/Spanien		10	92	-1
SET Fund II C.V., Amsterdam/Niederlande		6	22.570	-2.915
Stem Inc., Milbrae/USA		6	-20.413	-51.014
Sustainable Energy Technology Fund C.V., Amsterdam/Niederlande		48	22.287	6.884
Technologiezentrum Jülich GmbH, Jülich		5	1.955	165
Transport- und Frischbeton-Gesellschaft mit beschränkter Haftung & Co. Kommanditgesellschaft Aachen, Aachen		17	390	122
Trinkaus Secondary GmbH & Co. KGaA, Düsseldorf	43	43	1.025	-33
UMBO GmbH, Hamburg		10	4.413	2.925
Umspannwerk Lübz GbR, Lübz		18	27	8
Versorgungskasse Energie (VVaG) i.L., Hannover		0	51.729	0
Versorium Energy Ltd., Calgary/Kanada		15		[3]

1 Ergebnisabführungsvertrag; abführungsgesperrte Beträge
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
5 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
6 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

Anteilsveränderungen mit Wechsel des Beherrschungsstatus	Anteil 31.12.2020 in %	Anteil 31.12.2019 in %	Veränderung
Zugänge verbundener Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
RWE Battery Solutions GmbH, Essen	100		100
RWE Kings Lynn Limited, Swindon/Großbritannien	100		100
RWE Renewables HoldCo B.V., Geertruidenberg/Niederlande	100		100
RWE Renewables Management UK Limited, Swindon/Großbritannien	100		100
RWE Renouvelables France SAS, La Plaine St. Denis/Frankreich	100		100
Vela Wind Holdco, LLC, Wilmington/USA	100		100
Abgänge verbundener Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
BELECTRIC PV Dach GmbH, Sömmerda		100	– 100
Georgia Biomass Holding LLC, Savannah/USA		100	– 100
Georgia Biomass LLC, Savannah/USA		100	– 100
innogy Slovensko s.r.o., Bratislava/Slowakei		100	– 100
Jurchen Technology GmbH, Kitzingen		100	– 100
Jurchen Technology India Private Limited, Mumbai/Indien		100	– 100
NRW Pellets GmbH, Erndtebrück		100	– 100
Transpower Limited, Dublin/Irland		100	– 100
Východoslovenská distribucná, a.s., Košice/Slowakei		100	– 100
Východoslovenská energetika a.s., Košice/Slowakei		100	– 100
Východoslovenská energetika Holding a.s., Košice/Slowakei		49[1]	– 49

1 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

Anteilsveränderungen ohne Wechsel des Beherrschungsstatus	Anteil 31.12.2020 in %	Anteil 31.12.2019 in %	Veränderung
Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
Nordsee Windpark Beteiligungs GmbH, Essen	100	90	10
RWE Renewables UK Humber Wind Limited, Coventry/Großbritannien	51	100	– 49

4.8 Organe (Teil des Anhangs)

Stand: 5. März 2021

Aufsichtsrat

(Ende der Amtszeit: Hauptversammlung 2021)

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)[1]
- Siemens AG[1]

Frank Bsirske[2]
Isernhagen
Stellvertretender Vorsitzender
Ehem. Vorsitzender der ver.di - Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft
Geburtsjahr: 1952
Mitglied seit 9. Januar 2001

Mandate:
- Deutsche Bank AG[1]

Michael Bochinsky[2]
Grevenbroich
Stellvertretender Gesamtbetriebsratsvorsitzender der RWE Power AG
Geburtsjahr: 1967
Mitglied seit 1. August 2018

Sandra Bossemeyer[2]
Duisburg
Betriebsratsvorsitzende der RWE AG
Schwerbehindertenvertreterin
Geburtsjahr: 1965
Mitglied seit 20. April 2016

Martin Bröker[2]
Bochum
Leiter Corporate IT & SAP der RWE AG
Geburtsjahr: 1966
Mitglied seit 1. September 2018

- Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten i. S. d. § 125 AktG
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen i. S. d. § 125 AktG

1 Börsennotiertes Unternehmen
2 Vertreter der Arbeitnehmer
3 Konzerninternes Mandat

Anja Dubbert[2]
Essen
Business Development Manager
Mitglied des Betriebsrats der RWE Supply & Trading GmbH
Geburtsjahr: 1979
Mitglied seit 27. September 2019

Matthias Dürbaum[2]
Heimbach
Vorsitzender des Betriebsrats Tagebau Hambach
Geburtsjahr: 1987
Mitglied seit 27. September 2019

Ute Gerbaulet
Düsseldorf
Persönlich haftende Gesellschafterin der Bankhaus Lampe KG
Geburtsjahr: 1968
Mitglied seit 27. April 2017

Mandate:
- NRW.Bank AöR

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:
- Consolidated Contractors Group S.A.L.

Mag. Dr. h. c. Monika Kircher
Krumpendorf, Österreich
Selbstständige Unternehmensberaterin
Geburtsjahr: 1957
Mitglied seit 15. Oktober 2016

Mandate:
- Andritz AG[1]
- Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH (Vorsitz)
- KELAG-Kärntner Elektrizitäts AG
- Siemens AG Österreich

Harald Louis[2]
Jülich
Gesamtbetriebsratsvorsitzender der RWE Power AG
Geburtsjahr: 1967
Mitglied seit 20. April 2016

Mandate:
- RWE Power AG[3]

- Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten i. S. d. § 125 AktG
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen i. S. d. § 125 AktG

1 Börsennotiertes Unternehmen
2 Vertreter der Arbeitnehmer
3 Konzerninternes Mandat

Dagmar Mühlenfeld
Mülheim an der Ruhr
Oberbürgermeisterin a. D. der Stadt Mülheim an der Ruhr
Geschäftsführerin der JUNI gGmbH (Junior-Uni Ruhr)
Geburtsjahr: 1951
Mitglied seit 4. Januar 2005

Peter Ottmann
Nettetal
Geschäftsführer des Verbands der kommunalen RWE-Aktionäre GmbH
Rechtsanwalt
Landrat a. D. Kreis Viersen
Geburtsjahr: 1951
Mitglied seit 20. April 2016

Günther Schartz
Wincheringen
Landrat des Landkreises Trier-Saarburg
Geburtsjahr: 1962
Mitglied seit 20. April 2016

Mandate:
- A.R.T. Abfallberatungs- und Verwertungsgesellschaft mbH (Vorsitz)
- Kreiskrankenhaus St. Franziskus Saarburg GmbH (Vorsitz)
- Sparkassenverband Rheinland-Pfalz
- Sparkasse Trier (Vorsitz)
- Trierer Hafengesellschaft mbH
- Zweckverband Abfallwirtschaft Region Trier

Dr. Erhard Schipporeit
Hannover
Selbstständiger Unternehmensberater
Geburtsjahr: 1949
Mitglied seit 20. April 2016

Mandate:
- BDO AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
- Hannover Rück SE[1]
- HDI Haftpflichtverband der Deutschen Industrie VVaG
- Talanx AG[1]

Dr. Wolfgang Schüssel
Wien, Österreich
Bundeskanzler a. D. der Republik Österreich
Geburtsjahr: 1945
Mitglied seit 1. März 2010

Mandate:
- Adenauer Stiftung (Vorsitzender des Kuratoriums)
- PJSC LUKOIL[1]

• Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten i. S. d. § 125 AktG
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen i. S. d. § 125 AktG

1 Börsennotiertes Unternehmen
2 Vertreter der Arbeitnehmer
3 Konzerninternes Mandat

Ullrich Sierau
Dortmund
Oberbürgermeister a. D. der Stadt Dortmund
Geburtsjahr: 1956
Mitglied seit 20. April 2011

Ralf Sikorski[2]
Hannover
Stellvertretender Vorsitzender der IG Bergbau, Chemie, Energie
Geburtsjahr: 1961
Mitglied seit 1. Juli 2014

Mandate:
- CHEMIE Pensionsfonds AG
- Lanxess AG[1]
- Lanxess Deutschland GmbH
- RAG AG
- RWE Generation SE[3]
- RWE Power AG[3]
- KSBG Kommunale Verwaltungsgesellschaft GmbH

Marion Weckes[2]
Dormagen
Referatsleiterin „Börsennotierte Unternehmen und Corporate Governance“ im Institut für Mitbestimmung und Unternehmensführung der Hans-Böckler-Stiftung
Geburtsjahr: 1975
Mitglied seit 20. April 2016

Leonhard Zubrowski[2]
Lippetal
Konzernbetriebsratsvorsitzender der RWE AG
Geburtsjahr: 1961
Mitglied seit 1. Juli 2014

Mandate:
- RWE Generation SE[3]

- Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten i. S. d. § 125 AktG
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen i. S. d. § 125 AktG

1 Börsennotiertes Unternehmen
2 Vertreter der Arbeitnehmer
3 Konzerninternes Mandat

Ausschüsse des Aufsichtsrats

Präsidium des Aufsichtsrats
Dr. Werner Brandt (Vorsitz)
Frank Bsirske
Sandra Bossemeyer
Anja Dubbert
Matthias Dürbaum
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel
Dagmar Mühlenfeld
Dr. Wolfgang Schüssel

Vermittlungsausschuss nach § 27 Abs. 3 MitbestG
Dr. Werner Brandt (Vorsitz)
Frank Bsirske
Dr. Wolfgang Schüssel
Ralf Sikorski

Personalausschuss
Dr. Werner Brandt (Vorsitz)
Frank Bsirske
Harald Louis
Peter Ottmann
Dr. Wolfgang Schüssel
Leonhard Zubrowski

Prüfungsausschuss
Dr. Erhard Schipporeit (Vorsitz)
Michael Bochinsky
Mag. Dr. h. c. Monika Kircher
Ullrich Sierau
Ralf Sikorski
Marion Weckes

Nominierungsausschuss
Dr. Werner Brandt (Vorsitz)
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel
Peter Ottmann

Strategie- und Nachhaltigkeitsausschuss
Dr. Werner Brandt (Vorsitz)
Frank Bsirske
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel
Günther Schartz
Ralf Sikorski
Leonhard Zubrowski

Vorstand

Dr. Rolf Martin Schmitz (Vorstandsvorsitzender bis 30. April 2021)
Vorsitzender des Vorstands der RWE AG seit 15. Oktober 2016
Mitglied des Vorstands der RWE AG seit 1. Mai 2009, bestellt bis 30. Juni 2021,
Amtsniederlegung zum 30. April 2021
Arbeitsdirektor der RWE AG vom 1. Mai 2017 bis 31. Oktober 2020

Konzernressorts:
- Corporate Transformation
- Interne Revision & Compliance
- Konzernkommunikation & Energiepolitik
- Recht & Versicherung
- Unternehmensentwicklung

Mandate:
- E.ON SE[1]
- RWE Generation SE[2] (Vorsitz)
- RWE Renewables GmbH[2]
- RWE Supply & Trading GmbH[2]
- TÜV Rheinland AG
- Jaeger Grund GmbH & Co. KG (Jaeger Gruppe, Vorsitz)
- Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH
- KELAG-Kärntner Elektrizitäts AG

Dr. Markus Krebber (Finanzvorstand bis 30. April 2021)
Vorsitzender des Vorstands der RWE AG ab 1. Mai 2021
Mitglied des Vorstands der RWE AG seit 1. Oktober 2016, bestellt bis 30. Juni 2026

Konzernressorts:
- Controlling & Risikomanagement
- Investor Relations
- Portfolio Management / Mergers & Acquisitions
- Rechnungswesen
- Unternehmensstrategie

Mandate:
- RWE Generation SE[2]
- RWE Power AG[2]
- RWE Renewables GmbH[2] (Vorsitz)
- RWE Supply & Trading GmbH[2] (Vorsitz)

- Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten i. S. d. § 125 AktG
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen i. S. d. § 125 AktG

1 Börsennotiertes Unternehmen
2 Konzerninternes Mandat

Dr. Michael Müller (Finanzvorstand ab 1. Mai 2021)
Mitglied des Vorstands der RWE AG seit 1. November 2020, bestellt bis 31. Oktober 2023
Geschäftsführer und CFO der RWE Supply & Trading GmbH vom 1. September 2016 bis 30. April 2021 (seit 1. November 2020 in Personalunion)

Konzernressorts:
- Business Services
- Finanzen & Kreditrisiko
- Steuern

Mandate:
- Amprion GmbH
- RWE Generation SE[2]
- RWE Power AG[2]

Zvezdana Seeger (Personalvorständin)
Mitglied des Vorstands der RWE AG seit 1. November 2020, bestellt bis 31. Oktober 2023
Arbeitsdirektorin der RWE AG seit 1. November 2020

Konzernressorts:
- IT
- Personal

Mandate:
- RWE Pensionsfonds AG[2] (Vorsitz)
- RWE Power AG[2] (Vorsitz)

- Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten i. S. d. § 125 AktG
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen i. S. d. § 125 AktG

1 Börsennotiertes Unternehmen
2 Konzerninternes Mandat

Der nachfolgend wiedergegebene Bestätigungsvermerk umfasst auch einen „Vermerk über die Prüfung der für Zwecke der Offenlegung erstellten elektronischen Wiedergaben des Abschlusses und des Lageberichts nach § 317 Abs. 3b HGB" („ESEF-Vermerk"). Der dem ESEF-Vermerk zugrunde liegende Prüfungsgegenstand (zu prüfende ESEF-Unterlagen) ist nicht beigefügt. Die geprüften ESEF-Unterlagen können im Bundesanzeiger eingesehen bzw. aus diesem abgerufen werden.

4.9 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 Konzernbilanz zum 31. Dezember 2020, der Konzerngesamtergebnisrechnung, der Konzerngewinn- und Verlustrechnung, der Konzerneigenkapitalveränderungsrechnung und der Konzernkapitalflussrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2020 sowie dem Konzernanhang, 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 2020 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 2020 sowie seiner Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2020 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 2020 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:

❶ Werthaltigkeit der Geschäfts- oder Firmenwerte
❷ Änderungen in der Segmentberichterstattung
❸ Wertberichtigungen auf Sachanlagen

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:

❶ **Werthaltigkeit der Geschäfts- oder Firmenwerte**

① Im Konzernabschluss der RWE Aktiengesellschaft werden unter dem Bilanzposten „Immaterielle Vermögenswerte" Geschäfts- oder Firmenwerte in Höhe von € 2,6 Mrd (4,2 % der Konzernbilanzsumme) (im Vorjahr € 2,5 Mrd bzw. 4,0 % 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 grundsätzlich 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 wurde kein Wertminderungsbedarf festgestellt. 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 beizulegenden Zeitwerts abzüglich Kosten der Veräußerung 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 Vermögenswerte" enthalten.

❷ Änderungen in der Segmentberichterstattung

① Die gesetzlichen Vertreter der RWE Aktiengesellschaft haben im Geschäftsjahr 2020 die interne Steuerung und Berichterstattung verändert. Die separat berichteten Aktivitäten „Fortgeführte innogy-Aktivitäten" und „Übernommene E.ON-Aktivitäten" wurden aufgelöst und die Erzeugungsaktivitäten nach Maßgabe des verwendeten Energieträgers neu aufgegliedert. Es werden die fünf Segmente (1) Offshore Wind, (2) Onshore Wind / Solar, (3) Wasser / Biomasse / Gas, (4) Energiehandel und (5) Kohle / Kernenergie unterschieden, wobei die Segmente (1) bis (4) das Kerngeschäft bilden. Entsprechend war eine Neuabgrenzung der ausgewiesenen Segmente in der Segmentberichterstattung des Konzerns vorzunehmen und die Zuordnung der Geschäfts- oder Firmenwerte auf zahlungsmittelgenerierende Einheiten bzw. Gruppen von zahlungsmittelgenerierenden Einheiten anzupassen. Für den von IFRS 8 geforderten „Management Approach" zur Abgrenzung von Segmenten und für die Zuordnung der Geschäfts- oder Firmenwerte sind in hohem Maße Ermessensentscheidungen zu treffen. Die Anpassungen in der Segmentberichterstattung und die Zuordnung der Geschäfts- oder Firmenwerte auf zahlungsmittelgenerierende Einheiten bzw. Gruppen von zahlungsmittelgenerierenden Einheiten 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. Zudem haben wir die angewendete Methodik zur Reallokation der Geschäfts- oder Firmenwerte nachvollzogen und die Entscheidungsebene des Vorstands zur Allokation von Ressourcen hinterfragt. Darüber hinaus haben wir die zur Darstellung der neuen Segmente erforderlichen Anpassungen in den Konsolidierungsbuchungen und den Vergleichsangaben nachvollzogen. Aus unserer Sicht wurden die Neuabgrenzung der berichtspflichtigen Segmente und die Zuordnung der Geschäfts- und Firmenwerte auf zahlungsmittelgenerierende Einheiten bzw. Gruppen von zahlungsmittelgenerierenden Einheiten nachvollziehbar dokumentiert und insgesamt sachgerecht umgesetzt.

③ Die Segmentberichterstattung des RWE-Konzerns ist im Anhang im Abschnitt „Sonstige Angaben" im Unterpunkt „(29) Segmentberichterstattung" enthalten.

❸ Wertberichtigungen auf Sachanlagen

① Im Konzernabschluss der RWE Aktiengesellschaft wurden Kraftwerksanlagen, Veredelungsanlagen bzw. Tagebauanlagen (im Folgenden „Sachanlagen" genannt) in den Segmenten „Kohle / Kernenergie" und „Wasser, Biomasse, Gas" in Höhe von € 1,6 Mrd bedingt durch negative langfristige Annahmen zu Absatzpreisen und -mengen außerplanmäßig wertberichtigt. Die Werthaltigkeit der Sachanlagen wurde anhand ihrer beizulegenden Zeitwerte abzüglich Kosten der Veräußerung, die ihre Nutzungswerte übersteigen, überprüft. Die beizulegenden Zeitwerte der jeweiligen Sachanlagen werden von der Gesellschaft jeweils als Barwerte der künftigen Zahlungsmittelströme mittels Discounted-Cashflow-Modellen ermittelt. Dabei werden die von den gesetzlichen Vertretern erstellten und vom Aufsichtsrat zur Kenntnis genommenen Planungsrechnungen für die kommenden drei Jahre (Mittelfristplanung) zugrunde gelegt und anhand langfristiger Annahmen hinsichtlich Strom-, Kohle-, Gas- und CO_2-Zertifikatspreisen sowie geplanten Einsatzzeiten fortgeschrieben. Das Ergebnis dieser Bewertungen ist in hohem Maße abhängig davon, wie die gesetzlichen Vertreter die künftigen Zahlungsmittelzuflüsse einschätzen sowie von den verwendeten Diskontierungszinssätzen, Wachstumsraten und weiteren Annahmen. Die Bewertungen sind daher mit wesentlichen Unsicherheiten behaftet, sodass dieser Sachverhalt im Rahmen unserer Prüfung von besonderer Bedeutung war.

② Bei unserer Prüfung haben wir unter anderem das methodische Vorgehen zur Überprüfung der Werthaltigkeit des Sachanlagevermögens 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 Überprüfung der Werthaltigkeit

bilden. Die Angemessenheit der bei den Berechnungen verwendeten künftigen Zahlungsmittelzuflüsse haben wir unter anderem durch Abgleich dieser Angaben mit der Mittelfristplanung sowie durch Abstimmung mit allgemeinen und branchenspezifischen Markterwartungen hinsichtlich Strom-, Kohle-, Gas- und CO_2-Zertifikatspreisen sowie den geplanten Einsatzzeiten beurteilt. Ferner haben wir auf Basis der Mittelfristplanung die Bewertung der Werthaltigkeit der Sachanlagen anhand der uns vorgelegten Nachweise nachvollzogen. Mit der Kenntnis, dass bereits relativ kleine Veränderungen des verwendeten Diskontierungszinssatzes wesentliche Auswirkungen auf die Höhe der auf diese Weise ermittelten beizulegenden Zeitwerte haben können, haben wir auch die bei der Bestimmung des verwendeten Diskontierungszinssatzes herangezogenen Parameter beurteilt und das Berechnungsschema nachvollzogen. 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 Wertberichtigungen auf Sachanlagen sind im Anhang im Abschnitt „Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung" im Unterpunkt „(5) Abschreibungen" 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 2.7 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 uns durchgeführten Arbeiten den Schluss ziehen, dass eine wesentliche falsche Darstellung dieser sonstigen Informationen vorliegt, sind wir verpflichtet, über diese Tatsache zu berichten. Wir haben in diesem Zusammenhang nichts zu berichten.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsrats für den Konzernabschluss und den Konzernlagebericht

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Konzernabschlusses, der den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften in allen wesentlichen Belangen entspricht, und dafür, dass der Konzernabschluss unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig bestimmt haben, um die Aufstellung eines Konzernabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist.

Bei der Aufstellung des Konzernabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu beurteilen. Des Weiteren haben sie die Verantwortung, Sachverhalte in Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit, sofern einschlägig, anzugeben. Darüber hinaus sind sie dafür verantwortlich, auf der Grundlage des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu bilanzieren, es sei denn,

es besteht die Absicht den Konzern zu liquidieren oder der Einstellung des Geschäftsbetriebs oder es besteht keine realistische Alternative dazu.

Außerdem sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Aufstellung des Konzernlageberichts, der insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Vorkehrungen und Maßnahmen (Systeme), die sie als notwendig erachtet haben, um die Aufstellung eines Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit den anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften zu ermöglichen, und um ausreichende geeignete Nachweise für die Aussagen im Konzernlagebericht erbringen zu können.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses des Konzerns zur Aufstellung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts.

Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Konzernabschluss als Ganzes frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist, und ob der Konzernlagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss sowie mit den bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnissen in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt, sowie einen Bestätigungsvermerk zu erteilen, der unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht beinhaltet.

Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit § 317 HGB und der EU-APrVO unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung sowie unter ergänzender Beachtung der ISA durchgeführte Prüfung eine wesentliche falsche Darstellung stets aufdeckt. Falsche Darstellungen können aus Verstößen oder Unrichtigkeiten resultieren und werden als wesentlich angesehen, wenn vernünftigerweise erwartet werden könnte, dass sie einzeln oder insgesamt die auf der Grundlage dieses Konzernabschlusses und Konzernlageberichts getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Adressaten beeinflussen.

Während der Prüfung üben wir pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung. Darüber hinaus

- identifizieren und beurteilen wir die Risiken wesentlicher – beabsichtigter oder unbeabsichtigter – falscher Darstellungen im Konzernabschluss und im Konzernlagebericht, planen und führen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken durch sowie erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zu dienen. Das Risiko, dass wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist bei Verstößen höher als bei Unrichtigkeiten, da Verstöße betrügerisches Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen bzw. das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.

- gewinnen wir ein Verständnis von dem für die Prüfung des Konzernabschlusses relevanten internen Kontrollsystem und den für die Prüfung des Konzernlageberichts relevanten Vorkehrungen und Maßnahmen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit dieser Systeme abzugeben.

- beurteilen wir die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte und damit zusammenhängenden Angaben.

- ziehen wir Schlussfolgerungen über die Angemessenheit des von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die bedeutsame Zweifel an der Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen können. Falls wir zu dem Schluss kommen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, im Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Konzernabschluss und im Konzernlagebericht aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser jeweiliges Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch dazu führen, dass der Konzern seine Unternehmenstätigkeit nicht mehr fortführen kann.

- beurteilen wir die Gesamtdarstellung, den Aufbau und den Inhalt des Konzernabschlusses einschließlich der Angaben sowie ob der Konzernabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse so darstellt, dass der Konzernabschluss unter Beachtung der IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und der ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt.

- holen wir ausreichende geeignete Prüfungsnachweise für die Rechnungslegungsinformationen der Unternehmen oder Geschäftstätigkeiten innerhalb des Konzerns ein, um Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht abzugeben. Wir sind verantwortlich für die Anleitung, Überwachung und Durchführung der Konzernabschlussprüfung. Wir tragen die alleinige Verantwortung für unsere Prüfungsurteile.

- beurteilen wir den Einklang des Konzernlageberichts mit dem Konzernabschluss, seine Gesetzesentsprechung und das von ihm vermittelte Bild von der Lage des Konzerns.

- führen wir Prüfungshandlungen zu den von den gesetzlichen Vertretern dargestellten zukunftsorientierten Angaben im Konzernlagebericht durch. Auf Basis ausreichender geeigneter Prüfungsnachweise vollziehen wir dabei insbesondere die den zukunftsorientierten Angaben von den gesetzlichen Vertretern zugrunde gelegten bedeutsamen Annahmen nach und beurteilen die sachgerechte Ableitung der zukunftsorientierten Angaben aus diesen Annahmen. Ein eigenständiges Prüfungsurteil zu den zukunftsorientierten Angaben sowie zu den zugrunde liegenden Annahmen geben wir nicht ab. Es besteht ein erhebliches unvermeidbares Risiko, dass künftige Ereignisse wesentlich von den zukunftsorientierten Angaben abweichen.

Wir erörtern mit den für die Überwachung Verantwortlichen unter anderem den geplanten Umfang und die Zeitplanung der Prüfung sowie bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger Mängel im internen Kontrollsystem, die wir während unserer Prüfung feststellen.

Wir geben gegenüber den für die Überwachung Verantwortlichen eine Erklärung ab, dass wir die relevanten Unabhängigkeitsanforderungen eingehalten haben, und erörtern mit ihnen alle Beziehungen und sonstigen Sachverhalte, von denen vernünftigerweise angenommen werden kann, dass sie sich auf unsere Unabhängigkeit auswirken, und die hierzu getroffenen Schutzmaßnahmen.

Wir bestimmen von den Sachverhalten, die wir mit den für die Überwachung Verantwortlichen erörtert haben, diejenigen Sachverhalte, die in der Prüfung des Konzernabschlusses für den aktuellen Berichtszeitraum am bedeutsamsten waren und daher die besonders wichtigen Prüfungssachverhalte sind. Wir beschreiben diese Sachverhalte im Bestätigungsvermerk, es sei denn, Gesetze oder andere Rechtsvorschriften schließen die öffentliche Angabe des Sachverhalts aus.

Sonstige gesetzliche und andere rechtliche Anforderungen

Vermerk über die Prüfung der für Zwecke der Offenlegung erstellten elektronischen Wiedergaben des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts nach § 317 Abs. 3b HGB

Prüfungsurteil

Wir haben gemäß § 317 Abs. 3b HGB eine Prüfung mit hinreichender Sicherheit durchgeführt, ob die in der beigefügten Datei RWE_AG_KA+KLB_ESEF-2020-12-31.zip enthaltenen und für Zwecke der Offenlegung erstellten Wiedergaben des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts (im Folgenden auch als „ESEF-Unterlagen“ bezeichnet) den Vorgaben des § 328 Abs. 1 HGB an das elektronische Berichtsformat („ESEF-Format“) in allen wesentlichen Belangen entsprechen. In Einklang mit den deutschen gesetzlichen Vorschriften erstreckt sich diese Prüfung nur auf die Überführung der Informationen des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts in das ESEF-Format und daher weder auf die in diesen Wiedergaben enthaltenen noch auf andere in der oben genannten Datei enthaltene Informationen.

Nach unserer Beurteilung entsprechen die in der oben genannten beigefügten Datei enthaltenen und für Zwecke der Offenlegung erstellten Wiedergaben des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts in allen wesentlichen Belangen den Vorgaben des § 328 Abs. 1 HGB an das elektronische Berichtsformat. Über dieses Prüfungsurteil sowie unsere im voranstehenden „Vermerk über die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts“ enthaltenen Prüfungsurteile zum beigefügten Konzernabschluss und zum beigefügten Konzernlagebericht für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2020 hinaus geben wir keinerlei Prüfungsurteil zu den in diesen Wiedergaben enthaltenen Informationen sowie zu den anderen in der oben genannten Datei enthaltenen Informationen ab.

Grundlage für das Prüfungsurteil
Wir haben unsere Prüfung der in der oben genannten beigefügten Datei enthaltenen Wiedergaben des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit § 317 Abs. 3b HGB unter Beachtung des Entwurfs des IDW Prüfungsstandards: Prüfung der für Zwecke der Offenlegung erstellten elektronischen Wiedergaben von Abschlüssen und Lageberichten nach § 317 Abs. 3b HGB (IDW EPS 410) und des International Standard on Assurance Engagements 3000 (Revised) durchgeführt. Unsere Verantwortung danach ist im Abschnitt „Verantwortung des Konzernabschlussprüfers für die Prüfung der ESEF-Unterlagen" weitergehend beschrieben. Unsere Wirtschaftsprüferpraxis hat die Anforderungen an das Qualitätssicherungssystem des IDW Qualitätssicherungsstandards: Anforderungen an die Qualitätssicherung in der Wirtschaftsprüferpraxis (IDW QS 1) angewendet.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsrats für die ESEF-Unterlagen
Die gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft sind verantwortlich für die Erstellung der ESEF-Unterlagen mit den elektronischen Wiedergaben des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts nach Maßgabe des § 328 Abs. 1 Satz 4 Nr. 1 HGB und für die Auszeichnung des Konzernabschlusses nach Maßgabe des § 328 Abs. 1 Satz 4 Nr. 2 HGB.

Ferner sind die gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig erachten, um die Erstellung der ESEF-Unterlagen zu ermöglichen, die frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – Verstößen gegen die Vorgaben des § 328 Abs. 1 HGB an das elektronische Berichtsformat sind.

Die gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft sind zudem verantwortlich für die Einreichung der ESEF-Unterlagen zusammen mit dem Bestätigungsvermerk und dem beigefügten geprüften Konzernabschluss und geprüften Konzernlagebericht sowie weiteren offenzulegenden Unterlagen beim Betreiber des Bundesanzeigers.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung der Erstellung der ESEF-Unterlagen als Teil des Rechnungslegungsprozesses.

Verantwortung des Konzernabschlussprüfers für die Prüfung der ESEF-Unterlagen
Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob die ESEF-Unterlagen frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – Verstößen gegen die Anforderungen des § 328 Abs. 1 HGB sind. 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 – Verstöße gegen die Anforderungen des § 328 Abs. 1 HGB, planen und führen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken durch sowie erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen.

- gewinnen wir ein Verständnis von den für die Prüfung der ESEF-Unterlagen relevanten internen Kontrollen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit dieser Kontrollen abzugeben.

- beurteilen wir die technische Gültigkeit der ESEF-Unterlagen, d. h. ob die die ESEF-Unterlagen enthaltende Datei die Vorgaben der Delegierten Verordnung (EU) 2019 / 815 in der zum Abschlussstichtag geltenden Fassung an die technische Spezifikation für diese Datei erfüllt.

- beurteilen wir, ob die ESEF-Unterlagen eine inhaltsgleiche XHTML-Wiedergabe des geprüften Konzernabschlusses und des geprüften Konzernlageberichts ermöglichen.

- beurteilen wir, ob die Auszeichnung der ESEF-Unterlagen mit Inline XBRL-Technologie (iXBRL) eine angemessene und vollständige maschinenlesbare XBRL-Kopie der XHTML-Wiedergabe ermöglicht.

Übrige Angaben gemäß Artikel 10 EU-APrVO

Wir wurden von der Hauptversammlung am 26. Juni 2020 als Konzernabschlussprüfer gewählt. Wir wurden am 8. Juli 2020 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 5. März 2021

PricewaterhouseCoopers GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Markus Dittmann	Ralph Welter
Wirtschaftsprüfer	Wirtschaftsprüfer

4.10 Informationen zum Abschlussprüfer

Der Konzernabschluss der RWE AG und ihrer Tochtergesellschaften für das Geschäftsjahr 2020 – bestehend aus Konzernbilanz, Konzerngewinn- und -verlustrechnung sowie Konzerngesamtergebnisrechnung, Konzerneigenkapitalveränderungsrechnung, Konzernkapitalflussrechnung und Konzernanhang – wurde von der PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft geprüft.

Verantwortlicher Wirtschaftsprüfer bei der PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft für RWE ist letztmals Ralph Welter. Er hat diese Funktion in sieben Abschlussprüfungen wahrgenommen.

05
Weitere Informationen

5.1	Fünfjahresübersicht	243
5.2	Impressum	244
5.3	Finanzkalender	245



Rekultivierungsgebiet bei Erftstadt

5.1 Fünfjahresübersicht

Fünfjahresübersicht des RWE-Konzerns[1]		2020	2019	2018	2017	2016
Außenumsatz (ohne Erdgas- / Stromsteuer)	Mio. €	13.688	13.125	13.406	13.822	43.590
Bereinigtes EBITDA	Mio. €	3.235	2.489	1.538	2.149	5.403
Bereinigtes EBIT	Mio. €	1.771	1.267	619	1.170	3.082
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	1.196	-752	49	2.056	-5.807
Nettoergebnis / Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	995	8.498	335	1.900	-5.710
Ergebnis je Aktie	€	1,56	13,82	0,54	3,09	-9,29
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	4.125	-977	4.611	-3.771	2.352
Free Cash Flow	Mio. €	1.132	-2.053	3.439	-4.439	809
Langfristiges Vermögen	Mio. €	34.461	35.768	18.595	45.694	45.911
Kurzfristiges Vermögen	Mio. €	27.207	28.241	61.513	23.365	30.491
Bilanzielles Eigenkapital	Mio. €	17.971	17.467	14.257	11.991	7.990
Langfristige Schulden	Mio. €	27.280	26.937	20.007	36.774	39.646
Kurzfristige Schulden	Mio. €	16.417	19.605	45.844	20.294	28.766
Bilanzsumme	Mio. €	61.668	64.009	80.108	69.059	76.402
Eigenkapitalquote	%	29,1	27,3	17,8	17,4	10,5
Nettoschulden	Mio. €	4.432	7.159	19.339	20.227	22.709
Mitarbeiter zum Jahresende[2]		19.498	19.792	17.748	59.547	58.652
CO_2-Ausstoß	Mio. Tonnen	68,9	88,1	118,0	131,8	148,3

1 Die Vergleichbarkeit der Zahlen unterschiedlicher Geschäftsjahre ist zum Teil durch Anpassungen der Berichtsweise beeinträchtigt.
2 Umgerechnet in Vollzeitstellen

5.2 Impressum

RWE Aktiengesellschaft
RWE Platz 1
45141 Essen

Telefon +49 201 5179-0
Telefax +49 201 5179-5299
E-Mail contact@rwe.com

Investor Relations
Telefon +49 201 5179-3112
Telefax +49 201 5179-420042
Internet www.rwe.com/ir
E-Mail invest@rwe.com

Konzernkommunikation
Telefon +49 201 5179-5009
Telefax +49 201 5179-5290

Satz und Produktion
MPM Corporate Communication Solutions, Mainz
www.mpm.de

Fotografie
André Laaks, Essen

Lektorat
Textpertise Heike Virchow, Hamburg

RWE ist Mitglied im DIRK – Deutscher Investor Relations Verband e. V.

Geschäftsberichte, Zwischenberichte und Zwischenmitteilungen sowie weitere Informationen über RWE finden Sie im Internet unter www.rwe.com.

Der Geschäftsbericht ist am 16. März 2021 in deutscher und englischer Sprache veröffentlicht worden. Der Konzernabschluss und der Konzernlagebericht erscheinen auch im Bundesanzeiger. Die dort veröffentlichten Fassungen sind allein maßgeblich.

Zukunftsbezogene Aussagen. Der vorliegende 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 §§ 289 f und 315d HGB.

Finanzkalender 2021/2022

28. April 2021	Virtuelle Hauptversammlung
29. April 2021	Ex-Dividende-Tag
03. Mai 2021	Dividendenzahlung
12. Mai 2021	Zwischenmitteilung über das erste Quartal 2021
12. August 2021	Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2021
11. November 2021	Zwischenmitteilung über die ersten drei Quartale 2021
15. März 2022	Bericht über das Geschäftsjahr 2021
28. April 2022	Hauptversammlung
29. April 2022	Ex-Dividende-Tag
03. Mai 2022	Dividendenzahlung
12. Mai 2022	Zwischenmitteilung über das erste Quartal 2022
11. August 2022	Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2022
10. November 2022	Zwischenmitteilung über die ersten drei Quartale 2022

Die virtuelle Hauptversammlung und alle Veranstaltungen zur Veröffentlichung von Finanzberichten werden live im Internet übertragen.
Die Aufzeichnungen sind mindestens zwölf Monate lang abrufbar.