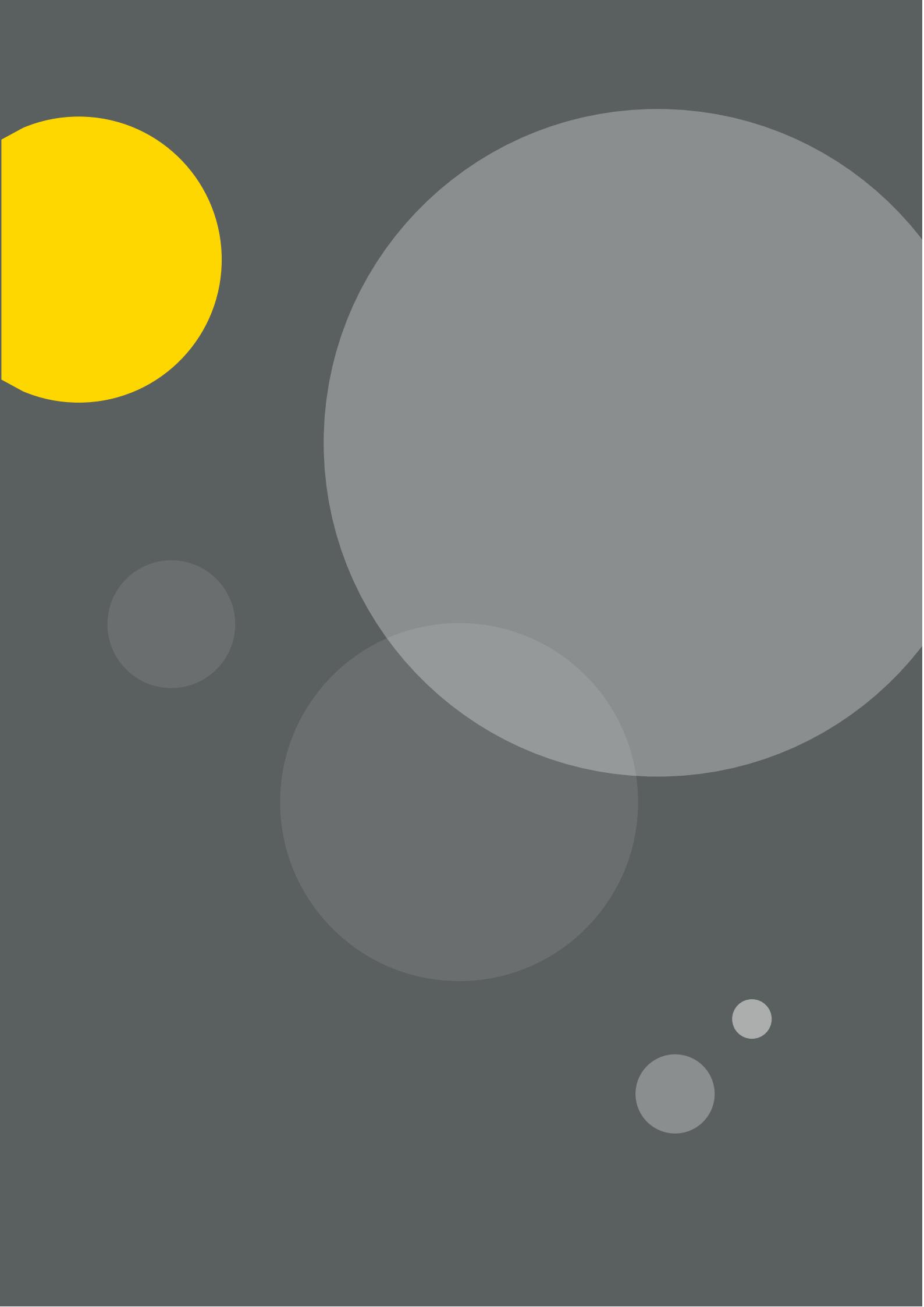


Finanzbericht 2023

EWE



Zusammengefasster Konzernlagebericht

- 2 Geschäfts- und Rahmenbedingungen
- 20 Unternehmenssituation im EWE-Konzern
- 33 Nichtfinanzielle Konzernerklärung
- 34 Bericht über die voraussichtliche Entwicklung mit ihren wesentlichen Chancen und Risiken
- 63 Unternehmenssituation der EWE Aktiengesellschaft

Konzernabschluss

- 70 Gewinn- und Verlustrechnung des EWE-Konzerns
- 71 Gesamtergebnisrechnung des EWE-Konzerns
- 72 Bilanz des EWE-Konzerns
- 74 Eigenkapitalveränderungsrechnung des EWE-Konzerns
- 76 Kapitalflussrechnung des EWE-Konzerns
- 78 Anhang zum Konzernabschluss der EWE Aktiengesellschaft

Weitere Informationen

- 205 Versicherung der gesetzlichen Vertreter
- 206 Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers
- 215 Bericht des Aufsichtsrats

Geschäfts- und Rahmenbedingungen

Der EWE-Konzern

Organisation und Grundlagen der Berichterstattung

Wir sind ein Energiekonzern mit Kernaktivitäten in den Bereichen Energie, Elektromobilität, Telekommunikation sowie Informationstechnologie (IT). Neben dem Betrieb von Energienetzen sind wir ebenfalls im Bereich der Speicherung und Erzeugung mit dem Schwerpunkt Erneuerbarer Energien tätig und nutzen das gemeinsame Potential von Energie, Telekommunikation und IT. Der EWE-Konzern umfasst die EWE Aktiengesellschaft (im Folgenden auch EWE AG), eine Aktiengesellschaft deutschen Rechts, als Muttergesellschaft und ihre Tochterunternehmen. Der Sitz unseres Unternehmens befindet sich in Deutschland mit der Konzernzentrale in Oldenburg. Im Geschäftsjahr 2023 beschäftigt der Konzern im Durchschnitt 10.845 Mitarbeitende (Vorjahr: 10.185 Mitarbeitende).

Beschreibung der Geschäftstätigkeit

Segment Erneuerbare Energien

Im Bereich Erneuerbare Energien planen, bauen und betreiben wir Onshore-Windenergieanlagen zur regenerativen Energieerzeugung, teilweise im Rahmen von Beteiligungs- bzw. Partnermodellen. Unsere Kompetenz im Bau und Betrieb von Windparks vermarkten wir international. Mit dem Betrieb von Windenergieanlagen sind wir zudem im Offshore-Bereich tätig.

Während die Erzeugungskapazität (inklusive anteiliger Kapazitäten aus at-equity einbezogenen Beteiligungen) zum 31. Dezember 2022 2.568,1 Megawatt betrug, liegt sie zum 31. Dezember des abgelaufenen Geschäftsjahres bei 2.588,3 Megawatt.

Segment Infrastruktur

Im Bereich Netze betreiben wir Strom- und Erdgasnetze im Ems-Weser-Elbe-Gebiet sowie Erdgasnetze in Brandenburg, auf Rügen und in Nordvorpommern von insgesamt 143,2 Tsd. km Netzlänge (Vorjahr: 142,6 Tsd. km). Aufgrund der sehr geringen Störanfälligkeit gehören unsere Verteilnetze zu den sicheren Netzen in Europa. Während die durchschnittliche Stromausfallzeit laut der Bundesnetzagentur im Jahr 2022 pro Kunde und Jahr in Deutschland bei rund 12,2 Minuten lag, betrug die Ausfallzeit beim EWE-Konzern rund 5,79 Minuten und liegt im Jahr 2023 bei 5,93 Minuten. Hinzu kommt der Betrieb eines weit verzweigten Telekommunikationsnetzes von 65,0 Tsd. km (Vorjahr: 60,8 Tsd. km). Der Breitbandausbau in der ländlich geprägten Region im Nordwesten Deutschlands wird kontinuierlich vorangetrieben.

Im Bereich Gasspeicher errichten, erwerben und betreiben wir Anlagen zur Lagerung sowie zur Ein- und Ausspeicherung von gasförmigen und flüssigen Energieträgern, wie Hochdruckerdgas, Wasserstoff, Flüssiggas und Druckluft und erbringen alle hierzu gehörenden Dienstleistungen. In diesem Bereich betreiben wir insgesamt 37 Kavernen (Vorjahr: 37 Kavernen) an norddeutschen Standorten sowie in Rüdersdorf bei Berlin und vermarkten Speicherkapazitäten. Mit einer Speicherkapazität von 2,0 Mrd. Kubikmetern (Vorjahr: 2,0 Mrd. Kubikmetern) sind wir einer der großen Gasspeicherbetreiber im deutsch-europäischen Erdgasmarkt.

Für die Gestaltung der Energiewende und den breiten Einsatz von grünem Wasserstoff werden nicht nur Erzeugungsanlagen benötigt. Ein ebenfalls entscheidendes Element sind Speichermöglichkeiten in großem Maßstab. Am Standort Huntorf will die EWE GASSPEICHER GmbH, Oldenburg (EWE GASSPEICHER), daher eine Salzkaverne, in der bisher Erdgas gespeichert wird, auf Wasserstoff umrüsten und an das

überregionale Wasserstoffnetz anbinden. Die Möglichkeit der bedarfsgerechten Ein- und Auslagerung von umweltfreundlichem Wasserstoff stärkt die Versorgungssicherheit der Region, da so die volatile Verfügbarkeit erneuerbarer Energien und eine schwankende Nachfrage ausgeglichen werden können. Der Kavernenspeicher wird Platz für bis zu 70 Gigawattstunden Wasserstoff bieten. Das entspricht in etwa der Gesamtheit aller Stromspeicher, die heute in Deutschland vorhanden sind.

Segment Markt

Der Bereich Energie und Telekommunikation kombiniert den Vertrieb von Energie- und Telekommunikationsprodukten. Der Fokus des Energie- und Telekommunikationsvertriebs liegt überwiegend im Nordwesten Deutschlands, in Teilen Brandenburgs und auf Rügen sowie in Ostwestfalen-Lippe. Bundesweit betreuen wir Geschäftskunden im Bereich Telekommunikation sowie Privatkunden im Energiebereich. Mit dem Aufbau neuer Geschäftsaktivitäten, wie Stromspeicher, Contracting-Lösungen, Elektromobilität und Energie-Audits, befinden wir uns im langfristigen Wandel zu einem Dienstleister, für den sich neben den klassischen Produkten Strom, Gas, Wärme sowie Telekommunikation in den Feldern kundenspezifische Services und Lösungen neue Geschäftsmöglichkeiten eröffnen.

Der Bereich Handel bündelt Dienstleistungen im Rahmen der Beschaffung und Vermarktung von Strom und Gas. Darüber hinaus optimiert der Bereich Handel das gesamte Energieportfolio des EWE-Konzerns und bietet seinen Kunden und Partnern ein breites Dienstleistungsspektrum, z. B. im Portfolio- und Bilanzkreismanagement. Der Bereich Handel unterstützt zudem bundesweit Betreiber von Wind- und Solarparks bei der Direktvermarktung ihres Stroms. Weiterhin dient der Bereich Handel als Marktzugang für die Vertriebs- und Erzeugungsaktivitäten unseres Konzerns.

Mit der Glasfaser NordWest GmbH & Co. KG, Oldenburg (Glasfaser NordWest), haben die EWE AG und die Telekom Deutschland GmbH, Bonn, im Jahr 2020 ein Joint Venture gegründet, mit dem Ziel, in den kommenden zehn Jahren das Glasfasernetz im Nordwesten Deutschlands auszubauen. Für den EWE-Konzern stellt dies eines der größten Infrastrukturprojekte in der Geschichte des Unternehmens dar und schafft eine langfristig nutzbare Infrastruktur. Darüber hinaus beteiligt sich der EWE-Konzern in der Region über die EWE TEL GmbH, Oldenburg (EWE TEL), und die EWE NETZ GmbH, Oldenburg (EWE NETZ), am geförderten Glasfaserausbau.

Da eine gut ausgebauten Ladeinfrastruktur die Basis für eine noch stärker wachsende Elektromobilität ist, arbeitet die EWE Go GmbH, Oldenburg (EWE Go), an neuen Mobilitätskonzepten und bündelt Wissen, Produkte und Services rund um die Mobilität. Mit über 2.000 Ladepunkten betreibt EWE Go das größte öffentliche Ladenetz für Elektrofahrzeuge im Nordwesten Deutschlands. Dieses wird vollständig mit Ökostrom versorgt. Zudem hat die EWE Go eine Partnerschaft mit dem Essener Infrastruktur-Konzern HOCHTIEF aufgebaut und die Projektgesellschaft EWE Go HOCHTIEF Ladepartner GmbH & Co. KG, Oldenburg, gegründet. Das Gemeinschaftsunternehmen erhielt im abgelaufenen Geschäftsjahr im Rahmen einer deutschlandweiten Ausschreibung zur Errichtung von Ladeparks den Zuschlag in zwei von sechs Regionen. Damit wird das Gemeinschaftsunternehmen in Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen, Hamburg, Bremen, sowie in Teilen von Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein mit dem Bau von insgesamt 850 Ladepunkten an 96 Standorten zum Ausbau des Deutschlandnetzes beitragen.

Segment swb

Dieses Segment bündelt im Wesentlichen unsere Geschäftsaktivitäten in den Städten Bremen und Bremerhaven. swb ist mit ihren Tochtergesellschaften in den Bereichen Strom, Erdgas, Wärme und Telekommunikation tätig. Darüber hinaus werden einige Trinkwassernetze und das Abwassergeschäft im Nordwesten Deutschlands betrieben. Dieses Segment beinhaltet ebenfalls die ausschließlich bei swb vorhandene tendenziell abnehmende „konventionelle Erzeugung und Entsorgung“.

Segment Sonstiges

Der Bereich Informationstechnologie, der vor allem von der BTC Business Technology Consulting AG, Oldenburg (BTCAG), repräsentiert wird, beinhaltet unser ganzheitlich ausgerichtetes IT-Beratungsangebot, insbesondere für die Branchen Energie, Telekommunikation, Öffentlicher Sektor, Industrie und Dienstleistungen. Unsere Kernkompetenzen sind Beratung, Systemintegration sowie Applikations- und Systemmanagement. Ein Fokus liegt dabei auf Softwareprodukten mit Bezug zur Energiewirtschaft.

Des Weiteren entwickeln wir segmentübergreifend, über eine Vielzahl von Innovationsaktivitäten in unterschiedlichen Reifegraden, ein Portfolio mit neuen Geschäftsmodellen mit stark digitalem Schwerpunkt und erschließen ergänzend zu unserem Stammgeschäft mit weiteren Angeboten zusätzliche Zielgruppen und Märkte. Diese Aktivitäten betreffen Bereiche wie Mobilität, dezentrale Erzeugung und Speicherung genauso wie datengetriebene Geschäftsmodelle in der Plattform-Ökonomie. Ergänzend beteiligen wir uns an Start-ups und erreichen über eine intensive Zusammenarbeit mit diesen eine wechselseitige Stärkung.

Darüber hinaus sind die ausländischen Aktivitäten in Polen mit der Verteilung und dem Verkauf von Erdgas zentraler Bestandteil unserer Geschäftstätigkeit im Segment Sonstiges.

Konzern-Zentralbereich

Die EWE AG führt als Holding den EWE-Konzern. Ihre Aufgaben liegen in der strategischen und marktübergreifenden Weiterentwicklung der Segmente sowie in der strategischen Planung und Sicherstellung der Finanzierung. Zudem erbringt die EWE AG zentrale Serviceleistungen für Konzerngesellschaften.

Internes Steuerungssystem

Wir sind überzeugt, dass nachhaltiger Erfolg nur dann entstehen kann, wenn wir sowohl in wirtschaftlicher als auch ökologischer und sozialer Hinsicht positive Beiträge leisten. Unser Ziel ist es, bis 2035 klimaneutral zu sein. In diesem Sinne ist auch unsere Wachstumsoffensive insbesondere durch Investitionen in erneuerbaren Energien wie Windkraft oder Wasserstoff geprägt. Zusätzlich investieren wir in den Ausbau der Infrastruktur in unserem Netzgebiet. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf der Integration von Energie- und WärmeverSORGUNG.

Auf Basis der strategischen Ausrichtung nutzt der EWE-Konzern ein mehrstufiges Steuerungssystem, welches die Dezentralisierung von unternehmerischer Verantwortung ermöglicht. Das interne Steuerungssystem unterscheidet zwischen der Konzern- und Segmentebene. Basis für die internen Berichtsstrukturen und die externe Berichterstattung (Segmentberichterstattung) bilden die operativen Segmente „Erneuerbare Energien“, „Infrastruktur“, „Markt“ sowie „swb“ und „Sonstiges“. Die internen und externen Berichterstattungen basieren auf dem gleichen Managementinformationssystem; so dass die Nutzung einer einheitlichen Datenbasis für unterschiedliche Berichtsanlässe und die inhaltliche Deckungsgleichheit der Informationen zwischen den Berichtsebenen und innerhalb einer Berichtsebene gewährleistet ist.

Die EWE AG als Muttergesellschaft hat zur Messung und Steuerung der Unternehmensleistung Wertziele definiert, die eine langfristige Sicherung des Unternehmenserfolgs gewährleisten. Integrale Bestandteile dieses übergeordneten Ziels sind ein wertschaffendes, nachhaltiges Wachstum, die Sicherstellung einer angemessenen Finanzierung und die Stabilisierung des externen Ratings. Die Wertziele des EWE-Konzerns werden durch entsprechende Kennzahlen abgebildet. Portfolioentscheidungen und die Allokation des Kapitals obliegen dem Vorstand im Einklang mit dem Aufsichtsrat und den Anteilseignern der EWE AG. Unsere Investitionsvorhaben werden über den internen Zinsfuß (Internal Rate of Return) bewertet und nur dann freigegeben, wenn die erwartete Projektrendite eine gewisse Untergrenze nicht unterschreitet.

Für die operative Steuerung verwendet EWE ein konzernweites Planungs- und Controllingsystem, das einen um-fassenden Einblick in die finanzielle Entwicklung ermöglicht. Auf Grundlage der Zielvorgaben des Vorstands wird einmal jährlich eine Mittelfristplanung und ein Langfristtrend erstellt, welche die prognostizierte Entwicklung der Finanzkennzahlen verdeutlicht. Nach Abschluss der Planung werden die Ergebnisse dem Aufsichtsrat durch den Vorstand präsentiert.

Für die operative Steuerung von zentraler Bedeutung ist das operative Ergebnis vor Zinsen und Steuern, welches durch die führende Steuerungskennzahl Operatives EBIT repräsentiert wird. Das Operative EBIT stellt hierbei das EBIT, angepasst um Sondereffekte, dar. Hierunter fallen Bewertungseffekte aus Finanzinstrumenten, belastende Absatzverträge mit gegenüberstehenden derivativen Beschaffungsgeschäften, Wertminderungen und Wertaufholungen, Effekte aus Veränderungen im Konsolidierungskreis, aus Restrukturierungsmaßnahmen sowie aus unregelmäßig wiederkehrenden, die Vergleichbarkeit beeinflussenden, Sachverhalten.

Auf Ebene der operativen Segmente wird primär die maßgebende Steuerungsgröße Operatives EBIT durch spezifische Kennzahlen ergänzt. Darüber hinaus bilden insbesondere die Investitionen und deren Verteilung auf die einzelnen Segmente einen weiteren Fokus innerhalb der Konzernsteuerung. Durch die Berücksichtigung von nichtfinanziellen Kennzahlen lassen wir explizite Nachhaltigkeitsindikatoren in die Steuerung unserer Geschäfte einfließen.

Wir bewerten unsere finanzielle Situation anhand des operativen Cashflows sowie des Investitions-Cashflows. Ein weiterer Faktor sind unsere Rating-Kennzahlen. Rating-Kennzahlen ermöglichen uns eine systematische und objektive Analyse, da sie unterschiedliche Faktoren wie Liquidität, Verschuldung, Rentabilität und Risiko berücksichtigen.

Forschung und Entwicklung

Im Netz-Bereich engagiert sich der EWE-Konzern seit vielen Jahren in innovativen Forschungs- und Entwicklungsprojekten, die für das Management und den Betrieb der Strom- und Gasnetze neue Perspektiven eröffnen. So wurden im Geschäftsjahr 2023 die vier Innovationsprojekte „Wärmewende Nordwest“, „ANaPlanPlus“ „Redispatch 3.0“ und „unit-e²“ fortgesetzt und mit dem Projekt „WARAN“ ein weiteres Projekt gestartet, welches sich mit der Kopplung der Sektoren Strom und Wärme durch ein digitalisiertes Gesamtsystem beschäftigt. Das Gesamtvolumen der laufenden Forschungs- und Entwicklungsprojekte der EWE NETZ liegt bei ca. 6,1 Mio. Euro.

Durch die Möglichkeit Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen, ist die Sektorkopplung von Strom und Wärme einer der wirksamsten Hebel, um fossile Energieträger zu substituieren und die Klimaziele der nächsten Jahre und Jahrzehnte zu erreichen. Das Verbundprojekt „WARAN“, an dem neben der EWE NETZ auch die be.storaged GmbH, Oldenburg, sowie die BTC AG beteiligt sind, hat sich daher zum übergeordneten Ziel gesetzt, genau diese Sektorkopplung und die damit verbundenen Potenziale umfassend zu beleuchten, technisch vorzubereiten und in Reallaboren zu erproben. Das intelligente Messsystem (iMSys) als etablierte und zentrale Säule der Digitalisierung der Energiewende wird im Rahmen des Projektes für den Mess- und Steuerungseinsatz im Wärmesektor wesentlich weiterentwickelt, und die gesamte zugehörige Prozesskette an den Stand des Stromsektors angepasst.

Im Rahmen des Projektes „Wärmewende Nordwest“ werden unterschiedliche innovative und technologische Facetten der Wärmewende auf Gebäude-, Campus-, Quartiers- und kommunaler Ebene im Nordwesten um die Region Oldenburg/Bremen praktisch erforscht, umgesetzt und in ihrem Zusammenspiel demonstriert. Die EWE NETZ ist hier im Forschungsfeld „Klimafreundliche Wärmeversorgung Kommune“ aktiv und prüft gemeinsam mit kommunalen Partnern, wie eine zukünftige klimafreundliche Wärmever-

sorgung gestaltet werden kann. Aktuell werden dabei die Auswirkungen dezentraler Elektrolyseure auf das bestehende Energiesystem untersucht und potenzielle Vorteile hinsichtlich Effizienz, Flexibilität und Nachhaltigkeit identifiziert. Eine besondere Berücksichtigung findet hierbei die Nutzung der Abwärme von Elektrolyseuren und die mögliche Einbindung in die Kommunale Wärmeplanung (KWP).

Über die Sektorenkopplung werden zukünftig auch unsere Strom- und Gasnetze zusammenwachsen und müssen spartenübergreifend optimiert werden. Zusammen mit dem Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE) und der Universität Kassel beschäftigen wir uns daher im Projekt „ANaPlanPlus“ mit der automatisierten Netzausbauplanung für die kombinierte Betrachtung von Strom- und Gasnetzen unter Einbeziehung von grünen Gasen wie Wasserstoff oder Biomethan.

Das Projekt „Redispatch 3.0“ soll die Integration von Anlagen aus der Niederspannung sowie die Zusammenarbeit und den Informationsaustausch zwischen Verteilnetzbetreiber (VNB) und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verbessern und den Redispatch 2.0 weiterentwickeln. Ziele sind höhere Anteile erneuerbarer Energien durch eine höhere Auslastung in den Stromnetzen, Senken von Betriebs- und Investitionskosten bei VNB sowie die Förderung netzdienlicher Beiträge dezentraler Anlagen, insbesondere in der Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Das Projekt soll vorliegende Konzepte zum Redispatch 2.0 weiterentwickeln und die erarbeiteten Ansätze pilotmäßig umsetzen, testen und auswerten.

Das Projekt „unit-e²“ liefert einen essenziellen Beitrag auf dem Weg zur Digitalisierung und stellt einen Baustein auf dem Weg zum Verteilnetzbetreiber der Zukunft (DSO 2.0) dar. Unter Federführung der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) werden in einem Konsortium mit namhaften Partnern wie zum Beispiel VW, Mercedes, Viessmann oder den Stadtwerken München Konzepte zum netzdienlichen Steuern von Flexibilitäten in der Niederspannungsebene entwickelt und erprobt. Im Rahmen von unit-e² wird EWE NETZ die zentrale Rolle des VNB im Zusammenspiel der Markakteure vertreten, um die diversen und differenzierten Restriktionen der Nieder- und Mittelspannungsnetze bestmöglich im Gesamtsystem zu berücksichtigen. Hier kommt den Verteilnetzbetreibern zukünftig eine zentrale Rolle zu, stellen sie doch die direkte Verbindung zu den Haushalten dar und können damit entscheidend die Akzeptanz für die Energiewende vor Ort ermöglichen. Neben der EWE NETZ ist als weiterer Partner aus dem EWE-Konzern die EWE Go beteiligt, die in diesem dynamischen Arbeitsumfeld an neuen, zukunftsweisenden und innovativen Ideen mitwirken, um die Mobilität der Zukunft voranzutreiben.

Marktaktivierung

Die Bedeutung von Wasserstoff für ein klimaneutrales Europa hat auch im Jahr 2023 weiter zugenommen. Mit den nationalen und europäischen Wasserstoffstrategien wurde im Jahr 2020 ein wichtiger politischer Grundstein gelegt. Erste Maßnahmen der Strategien befinden sich in der Vorbereitung oder bereits in der Umsetzung. Beispielsweise wurden erste Förderbescheide für IPCEI (Important Project of Common European Interest)-Projekte im Bereich Wasserstoff erteilt. Im Jahr 2023 gab es mit der Novellierung der nationalen Wasserstoff-Strategie weitere richtungsweisende politische Entscheidungen im Bereich Wasserstoff. Durch den Krieg in der Ukraine und die daraus folgende Energiekrise steigt weiterhin die Notwendigkeit, Wasserstoff als Substitution für Erdgas und zur Sicherung der Versorgung zu etablieren. Die LNG-Anbindung in Wilhelmshaven und von dort aus in Richtung Leer wurde bereits unter Berücksichtigung einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft errichtet. Groß angelegte Infrastrukturen wie Transportleitungen und große unterirdische Speicher werden unerlässlich sein, um von Wasserstoffregionen zu einer europäischen Wasserstoffwirtschaft zu gelangen.

Die politischen und energiewirtschaftlichen Entwicklungen des Jahres 2023 bestärken die Sichtweise der EWE auf den notwendigen Markthochlauf für grünen Wasserstoff als wichtiges Element auf dem Weg zur Klimaneutralität. Wasserstoff stellt zudem ein zentrales Thema in der Wachstumsstrategie des

Konzerns dar und bietet die Grundlage, von künftigen Marktpotenzialen sowie neuen Wertschöpfungsopportunitäten profitieren zu können.

Das Ziel des EWE-Konzerns und seinen Partnern ist es, im ersten Schritt in verschiedenen Wasserstoffprojekten Erfahrungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette im Industriemaßstab zu sammeln, um diese in nächsten Schritten zu skalieren und zu etablieren.

Mit dem Projekt „Clean Hydrogen Coastline“ strebt der EWE-Konzern an, im Nordwesten Deutschlands die Wasserstoff-Technologie über alle Wertschöpfungsstufen hinweg durch unterschiedliche Teilprojekte marktrelevant in das Energiesystem zu integrieren. Unter Koordinierung der deutschen Bundesregierung haben etwa 40 europäische Projekte Anfang des Jahres 2022 bei der Kommission eine Notifizierung als IPCEI beantragt. Dabei wird ein europäischer Gesamtansatz verfolgt, der durch Integration von Erzeugung, Pipelineinfrastruktur und Wasserstoffspeicher die Grundlage einer europäischen Wasserstoffwirtschaft legen soll. Nach Prüfung durch die Kommission wurde Mitte Februar 2024 aus Brüssel die Fördererlaubnis für das Projekt „Clean Hydrogen Coastline“ mit seinen vier Teilprojekten erteilt. Damit kann jetzt mit der Ausstellung der nationalen Förderbescheide gerechnet werden.

Die Projektpartner können mit der positiven Förderbescheidung von „Clean Hydrogen Coastline“ die Vorteile des Nordwesten Deutschlands optimal nutzen. Diese Region bietet durch ihre geographische Lage und ihre wirtschaftlichen sowie infrastrukturellen Gegebenheiten beste Voraussetzung für eine zielgerichtete Integration der Wasserstofftechnologie in das bestehende Energiesystem. Für die Erzeugung von Wasserstoff stehen hohe Stromerzeugungskapazitäten durch Windkraft im On- und Offshore-Bereich zur Verfügung, beispielsweise an den Netzknoten Emden und Diele. Zudem steht mit den Industriestandorten in Niedersachsen, Bremen, Hamburg und Nordrhein-Westfalen ein Absatzmarkt für grünen Wasserstoff bereit. Durch vorhandene grenzüberschreitende Infrastrukturen zur Speicherung und zum Transport von grünem Wasserstoff – hier insbesondere der Anschluss an die Niederlande und Dänemark – gelingt zudem die Verbindung von wesentlichen europäischen Standorten zur Erzeugung und Verwendung des Energieträgers Wasserstoff. Wichtige Voraussetzung dafür sind die entsprechenden regulatorischen Rahmenbedingungen, für die sich der EWE-Konzern stark engagiert. Erst durch eine geeignete Kombination aus staatlicher Förderung und passendem regulatorischen Rahmen können Großprojekte, wie beispielsweise „Clean Hydrogen Coastline“, umgesetzt werden.

Weiterhin ist die Wasserstofftechnologie durch erste Markt- und Entwicklungsprojekte über die gesamte Wertschöpfung bereits im EWE-Konzern etabliert.

Die EWE GASSPEICHER hat den Standort Huntorf mit einem Elektrolyseur zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativem Strom mit einer dazugehörigen Wasserstofftankstelle ausgestattet. Der vor Ort erzeugte grüne Wasserstoff wird in oberirdischen Speichern gelagert. Eine Wasserstoff-Tankstelle auf dem Gelände ermöglicht die Betankung einer kleinen EWE-eigenen Brennstoffzellen-Fahrzeugflotte.

In Rüdersdorf in der Nähe von Berlin testet die EWE GASSPEICHER in Zusammenarbeit mit dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Köln (DLR), die Kavernenspeicherung von Wasserstoff. Der Bau einer Testkaverne ist abgeschlossen und befindet sich derzeit im Testbetrieb. Die Förderung des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV) erfolgt im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie.

Im Rahmen des Projekts „HyBit“ (Hydrogen for Bremen's industrial transformation) wollen die EWE GASSPEICHER, die swb Erzeugung AG & Co. KG, Bremen, und ArcelorMittal Bremen GmbH, Bremen, den Umbau der Stahlerzeugung mit Wasserstoff am Standort Bremen-Mittelsbüren ermöglichen. Das vom Land Bremen geförderte Projekt befindet sich derzeit in der technischen Umsetzung.

Das Joint Venture Turneo GmbH, Oldenburg, errichtet derzeit Wasserstoff-Erzeugungskapazitäten für die maritime und landseitige Anwendung in Cuxhaven. Die Inbetriebnahme der Anlage ist im vierten Quartal 2023 erfolgt.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Marktentwicklung

Die Geschäftsentwicklung des EWE-Konzerns ist im Geschäftsjahr 2023 von energie- und telekommunikationswirtschaftlichen sowie von allgemeinen weltwirtschaftlichen Entwicklungen geprägt.

Energiemarkt und -preise

Die internationalen Preise für Rohstoffe, insbesondere für Öl, Gas und Kohle sowie die Preise für CO₂-Zertifikate sind maßgeblich für die Preisentwicklung an den Strom- und Gasmärkten verantwortlich. Im Folgenden werden die Preisverläufe beschrieben. Konkrete Preisnennungen beziehen sich immer auf Tagesschlusskurse.

Im Jahr 2023 haben gleich mehrere Faktoren auf die Energiemarkte eingewirkt. Zu Beginn war es vor allem der noch andauernde Krieg in der Ukraine und der damit verbundene erste Winter unter neuen energiewirtschaftlichen Voraussetzungen, wie zum Beispiel die weitgehende Loslösung von Russland als bisher wichtigsten Lieferanten für Rohöl, Erdgas und Kraftwerkskohle für Deutschland. Dann ging es um die negativen allgemeinwirtschaftlichen Folgen des Krieges, welche die Brennstoff- und Stromnachfrage in der Industrie spürbar sinken ließ. Hinzu kamen (mit 56,03 Prozent der Gesamtstromerzeugung 2023 in Deutschland laut der Bundesnetzagentur) eine relativ auskömmliche Einspeisung erneuerbarer Energien und ein vierter Quartal mit milden Temperaturen, die zusammen für eine niedrige Nachfrage nach fossilen Brennstoffen für die Stromproduktion sorgten. Seit Anfang Oktober des vergangenen Jahres rückten die Spannung im Mittleren Osten in den Fokus der Märkte.

Der grundsätzlich führende Indikator für die Rohstoff- und Energiemarkte ist der Rohölmarkt. Insgesamt herrschte hier eine große Nervosität wegen globaler Rezessionssorgen einerseits und freiwilligen Produktionskürzungen der OPEC-plus-Gruppe andererseits. Der Brent Frontmonatskontrakt bewegte sich an der Intercontinental Exchange (ICE) im ersten Halbjahr 2023 in einer Spanne zwischen ungefähr 70,00 und 90,00 USD/bbl. Seinen Jahrestiefstand erreichte er mit 71,84 USD/bbl am 12. Juni 2023. Im Sommer gab es unter anderem Spekulationen um Pläne, die strategische US-Rohölreserve mit einer größeren Menge aufzufüllen. Hinzu kamen immer wieder ungeplante Lieferausfälle in einzelnen Produktionsländern. Dies führte bis Ende September 2023 zu steigenden Preisen bis zur Jahreshöchstmarke von 96,55 USD/bbl am 27. September 2023. Nach einem kurzen Zwischentief sorgten Anfang Oktober des vergangenen Jahres die Attacke der Hamas auf Israel und die darauffolgenden Reaktionen wieder für eine kurze Rallye. Danach bewegten sich die Preise insgesamt wieder abwärts, waren jedoch „anfällig“ für jede Nachricht rund um die Krise im Mittleren Osten. Vor allem die Sicherheit der Schifffahrtsrouten stand nach Attacken der jemenitischen Huthi-Rebellen auf kommerzielle Öltanker im Mittelpunkt. In der letzten Handelswoche des Jahres 2023 entspannten sich die Preise wieder etwas und der Brent Frontmonat schloss das Jahr mit 77,04 USD/bbl.

Der Strommarkt wurde fast ausschließlich von den Entwicklungen in den Märkten für Gas-, Kohle- und Emissionszertifikate geprägt. Der Frontjahreskontrakt für Strom (Grundlast) in Deutschland (Base Cal 24) als Leitindex schloss am 2. Januar 2023 an der Energiebörsse EEX (European Energy Exchange) bei 214,27 EUR/MWh, was gleichzeitig der höchste Schlusskurs des abgelaufenen Jahres war. Nachdem er bis Anfang März 2023 auf das Niveau von 130,00 EUR/MWh gesunken war, bewegte er sich bis Ende Oktober des Jahres zwischen rund 120,00 und 160,00 EUR/MWh seitwärts. Danach sank er weiter bis auf seinen

Jahrestiefstand bei 86,62 EUR/MWh am 19. Dezember 2023. Der letzte Jahresschlusskurs lag bei 95,75 EUR/MWh.

Der Gasmarkt startete an der EEX mit dem TTF-Frontjahreskontrakt Cal 24 bei 75,50 EUR/MWh in das Jahr 2023. Wie im Rohölmarkt, war auch dies der Jahreshöchstpreis. Im weiteren Verlauf sank der Preis und oszillierte dann bis Anfang Dezember 2023 zwischen 42,00 und 62,00 EUR/MWh. Im Dezember des Jahres sank er bis auf das Jahrestief bei 34,10 EUR/MWh am 19. Dezember 2023. Aus dem Jahr ging der Kontrakt mit 36,40 EUR/MWh.

Der Frontjahreskontrakt für Kraftwerkskohle (API2 Cal 24) startete an der ICE bei 172,70 USD/t ins Jahr 2023. Am 20. Januar des Jahres wurde der Höchstpreis mit 178,01 USD/t erreicht. In der Folge sank der Preis bei hoher Volatilität bis auf den niedrigsten Schlusskurs bei 92,08 USD/t am 30. Mai 2023. Über den Sommer konnte eine insgesamt leicht steigende Bewegung bis Mitte Oktober des Jahres beobachtet werden. Im restlichen Jahresverlauf 2023 zeigte sich der Markt wieder fallend und der Kontrakt schloss das Jahr mit 97,64 USD/t ab.

Der Markt für CO₂-Emissionen – hier der EUA Dec 24 – eröffnete das Jahr 2023 an der ICE mit einem Schlusskurs bei 90,33 EUR/t. Es folgte die saisonal nicht untypische Preisrallye im ersten Quartal des Jahres, in der der Jahreshöchstpreis bei 105,14 EUR/t am 27. Februar 2023 erreicht wurde. Bis Mitte Dezember 2023 herrschte dann eine eher gedämpfte Marktstimmung vor und die Preise sanken bis auf den niedrigsten Preis des Jahres bei 69,22 EUR/t am 15. Dezember des Jahres. Zuletzt konnte sich der Kontrakt wieder deutlich erholen und schloss das Jahr bei 80,37 EUR/t.

Gemäß der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB), einem von sieben Verbänden der deutschen Energiewirtschaft und drei auf dem Gebiet der energiewirtschaftlichen Forschung tätigen Instituten gegründeten Verein, ist der Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2023 auf ein historisches Tief gefallen. Die AGEB rechnet mit einem Rückgang um 7,9 Prozent auf 368,2 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten (Mio. t SKE). Damit liegt der Verbrauch an Primärenergien in Deutschland um mehr als ein Viertel unter dem bisherigen Höchststand von 1990, teilte die AGEB mit.

Den größten Einfluss auf den Rückgang des Energieverbrauchs hatte die zurückgehende wirtschaftliche Leistung in Deutschland. Vor allem die energieintensiven Industriezweige verzeichneten Produktionsrückgänge, was spürbare Auswirkungen auf den Energieverbrauch hat. Von der im Jahresverlauf gegenüber dem Vorjahr leicht wärmeren Witterung ging nach Berechnungen der AGEBC nur ein schwacher verbrauchssenkender Effekt aus. Witterungsbereinigt hätte sich der Energieverbrauch um etwa 7,4 Prozent vermindert. Der einzige verbrauchssteigernde Effekt ging 2023 von der demographischen Entwicklung aus. Durch den Zuzug von 1,35 Millionen Personen wuchs die Gesamtbevölkerung auf knapp 85,5 Millionen Menschen.

Der Erdgasverbrauch verringerte sich im Jahr 2023 um 4,3 Prozent auf 90,1 Mio. t SKE. Der Nachfragerückgang betraf sowohl die Industrie wie auch private Haushalte und den Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Zur Stromerzeugung wurde gegenüber dem Vorjahr etwas mehr Erdgas (plus 1 Prozent) eingesetzt. Die Erzeugung von Fernwärme aus Erdgas verminderte sich um 2 Prozent. Die Witterung hatte nur einen eher geringen Einfluss auf die Verbrauchsentwicklung. Vielmehr geht der Verbrauchsrückgang vorrangig auf Einsparungen bei den Verbrauchern zurück.

Der Verbrauch an Steinkohle nahm im Berichtszeitraum um 16,9 Prozent auf 32,0 Mio. t SKE ab. Die Kraftwerke reduzierten ihren Brennstoffeinsatz um gut 30 Prozent. Der Primärenergieverbrauch von Braunkohle lag 2023 mit 31,1 Mio. t SKE um 21,9 Prozent unter dem Niveau des Vorjahrs. Die Lieferungen von Braunkohle an die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung sanken um 23 Prozent. Die Stromerzeugung aus Braunkohle blieb um rund 25 Prozent unter dem Vorjahresergebnis. Ursachen dieser Entwicklung waren der allgemeine Rückgang des Stromverbrauchs in Deutschland, die Verringerung weiterer Erzeugungskapazitäten im

Zuge des schrittweisen Kohleausstiegs, die angestiegene Stromproduktion aus Windenergieanlagen sowie erhöhte Stromimporte aus dem benachbarten Ausland.

Die Stromerzeugung aus Kernenergie ging 2023 um knapp 80 Prozent zurück. Der starke Rückgang ist auf den Streckbetrieb der letzten drei Kernkraftwerke und deren endgültige Stilllegung zum 15. April 2023 zurückzuführen. Seit diesem Zeitpunkt leistet die Kernenergie in Deutschland keinen Beitrag mehr zur Energieversorgung.

Im Berichtszeitraum wurden 9,2 Milliarden Kilowattstunden (Mrd. kWh) Strom mehr aus dem Ausland importiert als exportiert. Damit wurde Deutschland erstmals seit 2002 wieder Netto-Importeur von Strom. Die Ausfuhren sanken im Jahr 2023 gegenüber dem Vorjahr um 24 Prozent, die Importe stiegen dagegen um 38 Prozent an.

Der Beitrag der erneuerbaren Energien erhöhte sich 2023 insgesamt um 2,3 Prozent auf 72,3 Mio. t SKE. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wuchs um etwa 5 Prozent. Wichtigste Ursache dieser Entwicklung war die vor allem in der zweiten Jahreshälfte deutlich höhere Stromproduktion der Windenergieanlagen an Land (plus 15 Prozent). Bei der Solarenergie gab es trotz eines starken Zubaus bei den Photovoltaikanlagen nur einen leichten Zuwachs bei der Stromproduktion (plus 1 Prozent). Die Stromerzeugung aus Wasserkraft erhöhte sich um 11 Prozent. Die Biomasse, auf die mehr als Hälfte des gesamten Primärenergieverbrauchs der erneuerbaren Energien entfällt, blieb um 4 Prozent hinter dem Vorjahreswert zurück.

Der Energiemix der deutschen Energieversorgung wird weiterhin von einem breiten Energieträgerangebot geprägt. Als Resultat der energie- und klimapolitischen Beschlüsse und Vorgaben kommt es allerdings zu einer stetigen Veränderung bei den Anteilen der einzelnen Energieträger. Im Jahr 2023 reduzierte sich die Kernkraft nach Auslaufen des Streckbetriebs der drei verbliebenen Anlagen mit ihrem Anteil auf eine marginale Restgröße. Die Steinkohle verminderte ihren Anteil am Energiemix um knapp einen Prozentpunkt und die Braunkohle um 1,5 Prozentpunkte. Leichte Anteilserhöhungen gab es dagegen beim Mineralöl und beim Erdgas mit jeweils 0,9 Prozentpunkten. Mit knapp zwei Prozentpunkten konnten die erneuerbaren Energien ihren Beitrag zum Energiemix am stärksten ausweiten.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen nahmen nach Schätzung der AGEB im Jahr 2023 infolge des gesunkenen Gesamtverbrauchs insbesondere bei den fossilen Energieträgern um gut 10 Prozent ab. Dies entspricht einer Reduktion in der Größenordnung von 66 Millionen Tonnen (Mio. t).

Die Angaben zu den Energieverbräuchen wurden aktuell verfügbaren Marktanalysen entnommen. Analog dem Vorjahr kann es zu einem späteren Zeitpunkt zur Konkretisierung der laut der Studien genannten Schätzwerte durch die AGEB kommen.

Telekommunikationsmarkt

Die folgenden Angaben basieren auf der 25. TK-Marktanalyse Deutschland 2023 von DIALOG CONSULT / VATM mit Stand November 2023. Die Vorjahreswerte sind in dieser Veröffentlichung aktualisiert, woraus sich eventuelle Abweichungen zu den Angaben des Konzernlageberichts des Vorjahres ergeben.

Der Umsatz im deutschen Gesamtmarkt für Telekommunikationsdienstleistungen betrug im Jahr 2023 rund 60,2 Mrd. Euro und liegt damit rund 0,1 Mrd. Euro über dem Niveau des Vorjahres (Vorjahr: 60,1 Mrd. Euro). Hiervon entfallen circa 27,6 Mrd. Euro (45,8 Prozent) (Vorjahr: 27,5 Mrd. Euro) auf Dienste im Mobilfunkumfeld und rund 32,6 Mrd. Euro (54,2 Prozent) (Vorjahr: 32,6 Mrd. Euro) auf das Festnetz inkl. der Kabelnetze. Das Wachstum in 2023 ist – wie bereits in den Vorjahren – durch den Zuwachs an Datendiensten begründet.

Das Umsatzvolumen Festnetz sank sowohl bei der Telekom Deutschland GmbH, Bonn (TDG), leicht von 16,6 Mrd. Euro im Jahr 2022 auf rund 16,5 Mrd. Euro im Jahr 2023 als auch bei den Kabelnetzbetreibern von 5,8 Mrd. Euro im Jahr 2022 auf 5,7 Mrd. Euro im Jahr 2023. Die alternativen Anbieter verzeichneten einen Umsatzanstieg von 0,2 Mrd. Euro auf 10,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 10,2 Mrd. Euro) in der Berichtsperiode. Auch im Mobilfunkbereich konnten alle Marktteilnehmer, also TDG und deren Wettbewerber, ihre Umsätze steigern. Bei der TDG liegt der Umsatz bei 8,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 8,7 Mrd. Euro). Der Wettbewerb steigerte das Volumen von 2022 mit 18,8 Mrd. Euro auf 19,0 Mrd. Euro in der aktuellen Berichtsperiode.

Vergleicht man die Bereiche, in denen die Umsätze generiert werden, so ist für den Gesamtmarkt zu erkennen, dass bei der TDG entgegen der Entwicklung bei alternativen Anbietern im Geschäftskundenumfeld das Umsatzniveau gehalten werden konnte. Für die TDG bedeutet dies rund 12,9 Mrd. Euro (Vorjahr: 12,9 Mrd. Euro) und 8,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 8,7 Mrd. Euro) für die Wettbewerber. Im Privatkundensegment ergibt sich ein entgegengesetztes Bild. Der Umsatz der TDG sank im vergangenen Geschäftsjahr um rund 0,2 Mrd. Euro auf 12,2 Mrd. Euro (Vorjahr: 12,4 Mrd. Euro). Die Wettbewerber konnten ihren Umsatz um rund 0,6 Mrd. Euro auf 26,7 Mrd. Euro steigern (Vorjahr: 26,1 Mrd. Euro). Damit liegt der Anteil der TDG am Privatkundengeschäft in Deutschland bei rund 31,3 Prozent. Im Geschäftskundenumfeld liegt der Anteil der TDG bei rund 60,6 Prozent. Neben dem stärker werdenden Wettbewerb wachsen die Umsätze im Privatkundensegment (PK) im Wesentlichen aufgrund der steigenden Nachfrage nach hohen Bandbreiten und der Entwicklung hin zur „Gigabit-Gesellschaft“.

Die aktuellen Investitionen entfallen mehrheitlich auf den Ausbau der Glasfasernetze. Das Gesamtvolumen wuchs um rund 0,5 Mrd. Euro von 13,1 Mrd. Euro im Jahr 2022 auf rund 13,6 Mrd. Euro im Jahr 2023 an. Mit rund 4,9 Mrd. Euro dieses Volumens investierte die TDG etwas mehr als im Vorjahr (Vorjahr: 4,7 Mrd. Euro). Die Wettbewerber investierten mit 8,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 8,4 Mrd. Euro) mehr als die TDG und mehr als im Vorjahr.

Politische und regulatorische Rahmenbedingungen

Europäische Ebene

Europäischer Green Deal

Zu Beginn der Legislaturperiode (2019-2024) hat die Europäische Kommission den europäischen „Green Deal“ als eine Top-Priorität vorgestellt. Dieser beinhaltet einen Fahrplan für die wichtigsten Strategien und Maßnahmen, um den Kontinent bis zum Jahr 2050 klimaneutral zu gestalten. Dieses Ziel der Klimaneutralität findet sich in allen künftigen Gesetzesvorschlägen wieder, so auch in dem im zweiten Halbjahr 2021 vorgelegten „Fit für 55“-Paket für die Energiewirtschaft sowie mit dem „REPowerEU“-Plan vom Mai 2022. Das Paket sieht eine Trias von verschärften Klimazielen, marktorientierten Maßnahmen und ordnungsrechtlichen Vorschriften vor. Die hiermit verbundenen Einzelmaßnahmen haben Auswirkung auf nahezu die gesamte Geschäftstätigkeit des EWE-Konzerns. Die Europäische Kommission wird voraussichtlich Anfang 2024 ihre Klimaziele bis zum Jahr 2040 vorlegen. Da bereits im Juni 2024 EU-Wahlen abgehalten werden, wird die Zielsetzung auch als Richtwert für die zukünftige Kommission gelten.

Europäischer Emissionshandel

Anfang Juni 2023 ist die im Rahmen von „Fit für 55“ nachgeschärzte Richtlinie zum EU-Emission Trading System (EU-ETS) in Kraft getreten. Sie beinhaltet u.a. eine Anhebung des sogenannten linearen Reduktionsfaktors zur Senkung der Gesamtmenge verfügbarer Zertifikate, zunächst von derzeit 2,2 Prozent auf 4,3 Prozent im Jahr 2024 und ab 2028 auf 4,4 Prozent sowie eine Anpassung der Marktstabilitätsreserve. Die Richtlinie sieht auch eine Ausweitung des Anwendungsbereiches des ETS vor, u. a. auf Anlagen zur Verbrennung von Siedlungsabfällen. Darüber hinaus ist die Einführung eines neuen Emissionshandels für Gebäude und Straßenverkehr (ETS2) ab 2027 geplant, dazu die Einführung eines Klimafonds. Emissions-

intensive Kohlekraftwerke erhalten keine freien Zuteilungen mehr. Für die Umsetzung des EU-ETS ist neben nationalen Maßnahmen auch die Festlegung zahlreicher Detailregelungen durch die EU-Kommission über delegierte Rechtsakte erforderlich.

Energieeffizienzrichtlinie

Die Energieeffizienzrichtlinie ist am 10. Oktober 2023 in Kraft getreten. Sie umfasst u. a. die EU-weit verbindliche Verringerung des Energieverbrauchs bis 2030 um 11,7 Prozent im Vergleich zum Referenzszenario 2020, eine Anhebung der jährlichen nationalen Einsparverpflichtung auf 1,9 Prozent im Jahr 2030, die Pflicht zur kommunalen Wärmeplanung für Kommunen ab einer bestimmten Einwohnerzahl sowie die Verschärfung der Definition für effiziente Fernwärmesysteme ab 2028, um bis zum Jahr 2050 schrittweise vollständig klimaneutrale Fernwärme zu erreichen. Sie verpflichtet die Mitgliedsstaaten, zahlreiche Vorgaben, z.B. zur Wärmeplanung und WärmeverSORGUNG, zu Energieaudits und Energiemanagement in Unternehmen, zu Rechenzentren oder zur Verbrauchsdatenerfassung umzusetzen.

Delegierter Rechtsakt zu den Strombezugskriterien für erneuerbaren Wasserstoff

Am 10. Juli 2023 ist die Delegierte Verordnung zur Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr in Kraft getreten. Der delegierte Rechtsakt regelt, unter welchen Voraussetzungen Wasserstoff, der mit Einsatz von erneuerbarem Strom erzeugt wird, als vollständig erneuerbare betrachtet werden und somit auf die Erneuerbaren-Energien-Ziele angerechnet werden kann. Die Kriterien gelten zwar vorerst nur für im Verkehrsbereich eingesetzte Kraftstoffe, eine Ausweitung auf alle Anwendungsbereiche ist jedoch anzunehmen. Die Regelungen sind für alle Aktivitäten im Wasserstoff-Bereich des EWE-Konzerns von Bedeutung.

Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR)

Die Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe sieht vor, dass in den kommenden Jahren in ganz Europa mehr Ladestationen und Tankstellen für alternative Kraftstoffe errichtet werden. Ziel ist die Dekarbonisierung des Verkehrssektors. Die Verordnung legt spezifische Ziele für den Aufbau von Schnellladepunkten und Wasserstofftankstellen vor, die bis 2025 oder 2030 zu erreichen sind. Die AFIR-Verordnung wurde am 13. September 2023 im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht worden und trat am zwanzigsten Tag danach in Kraft. Die Verordnung betrifft im EWE-Konzern die EWE Go sowie die EWE GASSPEICHER, die EWE NETZ, EWE VERTRIEB und die swb.

Gigabit Recommendation

Die EU-Kommission hat die seit langem geplante Gigabit Recommendation zur Regulierung des Zugangs zu Telekommunikationsnetzen im Fall einer marktbeherrschenden Stellung verabschiedet. Die Empfehlung wurde auf Very High Capacity-Netze ausgerichtet. Im Fokus steht der Zugang zur baulichen Infrastruktur der als marktbeherrschend bewerteten Unternehmen, d. h. zu den Leerrohren. Gleichzeitig wird die Regulierungsintensität bei den Entgelten unter bestimmten Umständen begrenzt. In Ergänzung des neuen Kodex für die elektronische Kommunikation (EECC) wird für die Migration von Kupfernetzen zu Glasfasernetzen empfohlen, dass nicht nur die Netze der marktbeherrschenden Anbieter, sondern auch dritter von der Abschaltung der Kupfernetze profitieren können.

Europäische Maßnahmen zur Stärkung der Erneuerbaren Energien

Auf europäischer Ebene wurde die bereits 2022 beschlossene „EU-Notfallverordnung“ auf den Zeitraum bis Juni 2025 verlängert. Anschließend gelten nahtlos die gleichwertigen Beschleunigungsmaßnahmen aus der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED III), die im September 2023 beschlossen wurde. Der Ausbau von erneuerbaren Energien und entsprechender Netzinfrastruktur wird damit dauerhaft und europaweit als von „überragendem öffentlichen Interesse“ definiert. In ausgewiesenen Windenergiegebieten entfallen damit Umweltverträglichkeitsprüfungen und es greifen weitere Erleichterungen für die Planung und das

Repowering. Diese Maßnahmen haben einen dauerhaften und positiven Einfluss auf das Geschäft von ALTERRIC.

Die EU-Kommission legte zudem im Herbst 2023 ein „Wind Power Package“ mit zahlreichen Maßnahmenvorschlägen vor. Unter anderem sollen europäische Anlagenhersteller stärker finanziell unterstützt werden und Ausschreibungsdesigns sollen auf europäischer Ebene standardisiert und digitalisiert werden. Damit verbunden ist eine anlaufende politische Diskussion über die Einführung von qualitativen und / oder Pre-Qualifikationskriterien in den Ausschreibungen.

Einigung auf europäischer Ebene zum Strommarktdesign

Zur zukünftigen Ausgestaltung der Strom- und Energiemärkte gab es im Dezember 2023 eine Grundsatz-einigung auf europäischer Ebene. Im Trilog-Verfahren verständigten sich Kommission, Rat und Parlament darauf, dass zweiseitige Differenzverträge (CfD) oder „gleichwertige Regelungen mit den gleichen Auswirkungen“ das Standard-Modell für die öffentliche Förderung von erneuerbaren Energien werden sollen. Alternativ bleibt aber eine wettbewerbliche Finanzierung über Power-Purchasing-Agreements (PPAs) erlaubt. Die Vorschriften für CfD sollen für Neuanlagen nach einer Übergangsfrist von drei Jahren nach Inkrafttreten der Verordnung gelten – also voraussichtlich im Jahr 2027. Eine allgemeine Erlösabschöpfung für erneuerbare Energien soll es laut der Einigung auf europäischer Ebene nicht dauerhaft geben. Im Rahmen der Energiekrise wurde eine solche Regelung im Oktober 2022 beschlossen; in Deutschland ließ die Bundesregierung die Erlösabschöpfung aber Ende Juni 2023 auslaufen. Konkrete Auswirkungen dieser Grundsatzeinigungen auf das Geschäft von ALTERRIC können erst im Verfahren der Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht beurteilt werden.

Bundesebene

Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Zum 1. Januar 2024 sind umfangreiche Änderungen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) final in Kraft getreten. Ziel der Novelle ist es, zur Erreichung der Klimaziele den Anteil von erneuerbaren Energien in der Wärmeversorgung von Gebäuden zu erhöhen. So soll auf einen im Jahr 2045 klimaneutralen Gebäudebestand hingearbeitet werden. Ab dem 1. Januar 2024 wird der Anteil von 65 Prozent erneuerbarer Energien (oder unvermeidbarer Abwärme) für die mit einer neuen Heizungsanlage bereitgestellte Wärme vorgeschrieben. Zunächst gilt diese Vorgabe nur verpflichtend für Neubauten in Neubaugebieten, ab 2026 schrittweise in allen anderen Gebieten. Für Bestandsheizung ändert sich zunächst nichts, sie darf weiter betrieben und repariert werden. Für Gasheizungen, die nach dem 19. April 2023 bestellt und installiert wurden, kann für eine Übergangszeit zunächst weiter Erdgas als Brennstoff genutzt werden, ab 2029, gestaffelt bis 2040, muss die bereitgestellte Wärme anteilig aus Biomasse oder grünem oder blauen Wasserstoff erzeugt werden. Grundsätzlich stehen aber eine Vielzahl von Energieträgern zur Verfügung, um die 65 Prozent erneuerbarer Energien-Pflicht zu erfüllen: Anschluss an ein Wärmenetz (Fernwärme), elektrische Wärmepumpe, Stromdirektheizung, Solarthermische Anlage, gasförmige, flüssige Biomasse oder feste Biomasse, Hybridheizung, Wasserstoff, unvermeidbare Abwärme. Das GEG betrifft das Geschäft der EWE VERTRIEB und EWE NETZ sowie das der swb.

Gesetze für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz)

Das Wärmeplanungsgesetz (WPG) ist am 1. Januar 2024 in Kraft getreten. Es verpflichtet den Bund und die Länder, eine unverbindliche Wärmeplanung zu erarbeiten, wie sie ihre Heizinfrastruktur klimaneutral umbauen wollen. Ziel ist eine bessere Planungssicherheit für Hauseigentümer sowie beteiligte Kommunen und Unternehmen. Die Umsetzung der kommunalen Wärmeplanung orientiert sich an der Größe der Kommunen: Städte mit mehr als 100.000 Einwohnern sollen bis spätestens 30. Juni 2026, Kommunen mit weniger als 100.000 Einwohnern sollen bis spätestens 30. Juni 2028 eine abgeschlossene Wärmeplanung vorlegen. Im Zusammenspiel mit dem GEG soll mit dem Wärmeplanungsgesetz ein zielorientierter Über-

gang hin zu einer klimaneutralen Wärmeversorgung realisiert werden. Das Gesetz betrifft – wie auch das GEG – das Geschäft der EWE VERTRIEB und EWE NETZ sowie das der swb.

Wind-an-Land-Strategie der Bundesregierung und Gesetzesinitiativen aus diesem Kontext

Auf Bundesebene wurde im Mai 2023 von der Bundesregierung eine umfassende Wind-an-Land-Strategie vorgelegt, die in einem Dialog mit Akteuren aus der Branche entwickelt wurde. Auch ALTERRIC war an den „Windgipfeln“ beteiligt. Ein Teil der Maßnahmen aus dieser Strategie wurde im Jahr 2023 bereits wie folgt beschlossen:

- Eine Novelle des Baugesetzbuches (BauGB) mit einer Gemeindeöffnungsklausel, die es Kommunen ermöglicht, Windenergiegebiete per Zielabweichungsverfahren auszuweisen. Diese Regelung unterstützt das Geschäft von ALTERRIC in Kommunen, die der Windenergie bereits positiv gegenüberstehen. Die Notwendigkeit eines Zielabweichungsverfahrens stellt aber weiterhin eine bürokratische Hürde dar.
- Eine Länderöffnungsklausel im Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG), die es Ländern ermöglicht, mehr Flächen und frühere Stichtage als im WindBG vorgesehen, gesetzlich festzulegen. Von dieser Möglichkeit machten die Länder in 2023 nur zögerlich Gebrauch. Kein Bundesland hat bislang angekündigt, mehr als die vorgesehenen Mindestflächen für die Windenergie ausweisen zu wollen und nur wenige, insgesamt für den Windenergieausbau weniger bedeutsame, Bundesländer wollen die Fristen aus dem WindBG vorziehen. Damit stellt der Mangel an (vor 2030 bereitstehenden) Flächen für das Geschäft von ALTERRIC mittelfristig eine Herausforderung dar.
- Ein Handlungsleitfaden für Behörden zur Umsetzung der Beschleunigungsregeln im § 6 WindBG. Diese Maßnahme soll der bestehenden Herausforderung entgegenwirken, dass zahlreiche zuständige Behörden die neuen Regelungen noch nicht oder nur zögerlich anwenden. Parallel zum Leitfaden des Bundes ergriffen die Bundesländer durch Schulungen, Erlasse und Personalaufstockungen in unterschiedlicher Intensität Maßnahmen. Auch wenn die Genehmigungsgeschwindigkeit in einigen Bundesländern insgesamt noch zögerlich an Tempo gewinnt, sind diese Entwicklungen insgesamt positiv für das Geschäft von ALTERRIC.
- Erleichterungen für die Planungen von erneuerbaren Energien an Straßen durch das „Gesetz zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren im Verkehrsbereich“. Diese Gesetzesnovelle hat einen moderat positiven Einfluss auf das Geschäft von ALTERRIC.
- Ein Teilbeschluss des Bundestages im Dezember 2023 von windenergierelevanten und zeitkritischen Maßnahmen aus dem „Solarspaket 1“: Dieser beinhaltet zum einen eine Verlängerung der zum Jahresende 2023 auslaufenden Frist zur Umsetzung der bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung. Zum anderen eine Verlängerung der Umsetzungsfrist für bezuschlagte EEG-Projekte auf 36 Monate. Allerdings mit Opt-Out-Option, sodass bezuschlagte Altprojekte auch nach ursprünglich kürzerer Frist die Pönale zahlen können, um erneut an Ausschreibungen teilzunehmen. Beide Teilbeschlüsse sind positiv für ALTERRIC.

Anpassungsnovelle Energiepreisbremsen

Das Gesetzespaket zur „Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsgesetzes, zur Änderung des Strompreisbremsegesetzes sowie zur Änderung weiterer energiewirtschaftlicher und sozialrechtlicher Gesetze“, das am 23. Juni 2023 vom Bundestag und am 7. Juli 2023 vom Bundesrat beschlossen wurde, enthält u.a. zwei relevante und positive Regelungen für die Windenergie. Neben der oben beschriebenen Länderöffnungsklausel WindBG werden die Regelungen zur Aussetzung der Auflagen zur Absenkung der Leistung bei Nacht zwecks Schallreduzierung und zur Abschaltung bei Schattenschlag durch eine Verlängerung des § 31k des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BlmSchG) wieder eingeführt. Diese waren Mitte April 2023 ausgelaufen und werden nach Inkrafttreten des Gesetzes (Ende Juli) bis Mitte April 2024 fortgeführt.

Die Auswirkungen für ALTERRIC sind positiv, weil sich dadurch Abschaltzeiten verringern und insgesamt mit vorhandenen Anlagen eine höhere Strommenge erzeugt und vermarktet werden kann.

Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW)

Am 27. Mai 2023 ist das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) in Kraft getreten. Hierin wird ein gesetzlicher Fahrplan für den Rollout und die Nutzung intelligenter Messsysteme mit verbindlichen Zielen und Zeitrahmen festgeschrieben. Die Rolloutfristen orientieren sich dabei vorrangig am Zieljahr 2030, um bis dahin die erforderliche digitale Infrastruktur für ein weitgehend klimaneutrales Energiesystem bereitzustellen. Im Rahmen des „agilen Rollouts“ entfällt das Erfordernis der Marktanalyse und Markterklärung durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), es kann sofort mit zertifizierten Geräten gestartet werden. Die Messentgelte für Verbraucher und Kleinanlagenbetreiber für ein intelligentes Messsystem werden auf 20 Euro / Jahr gedeckelt. Als Ausgleich werden die Netzbetreiber stärker an der Kostentragung beteiligt. Zudem wird auch die Einführung dynamischer Stromtarife beschleunigt: Alle Stromversorger müssen diese ab 2025 verpflichtend anbieten. Im EWE-Konzern sind mit den Netzgesellschaften, dem Center Innovation, BEENIC, den Vertriebsgesellschaften und EWE Go gleich mehrere Bereiche von dem Gesetz betroffen.

Energiepreisbremsen und Abschöpfung von Überschusserlösen

Am 16. Dezember 2022 hat der Bundesrat zum einen das „Gesetz zur Einführung von Preisbremsen für leistungsgebundenes Erdgas und Wärme und zur Änderung weiterer Vorschriften“ (GasPBG) sowie weiter das „Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse und zur Änderung weiterer energierechtlicher Bestimmungen“ (StromPBG) bestätigt. Kern dieser Gesetze sind die ab Anfang 2023, teils auch später mit Rückwirkung, geltenden Preisbremsen für Erdgas-, Wärme- und Stromlieferungen. Anders als noch bei der sogenannten Winterhilfe (Erdgas-Wärme-Soforthilfegesetz (EWSG)) gelten diese Preisbremsen zunächst für sämtliche Kunden, gleich welcher Größe und welchen Energiebezuges. Das Wesentliche der Regelungen ist ein Kontingent von 80 Prozent für Privatkunden und kleine Gewerbekunden, bzw. von 70 Prozent für größere Kunden bezogen auf einen historischen Verbrauch. Für dieses Kontingent wird ein maximaler Arbeitspreis festgelegt. Etwaige Differenzmengen zum vertraglichen Arbeitspreis rechnen die Energieversorger mit dem Bund ab. Für den das Kontingent übersteigenden Anteil gilt weiterhin der vertraglich vereinbarte Arbeitspreis. Auf diese Weise soll eine Entlastung der Kunden mit einer im Angesicht der gegenwärtigen physischen Angebotssituation von Erdgas erwünschten Energieeinsparung erreicht werden.

Teil des StromPBG ist auch ein Abschöpfungsmechanismus für inframarginale Stromerzeuger. Dieser im Kern auf der EU-Notfallverordnung (EU) 2022/1854 basierende Mechanismus setzt für verschiedenste Stromerzeugungstechnologien Erlösobergrenzen fest. Differenzen zwischen diesen Erlösobergrenzen und den eigentlichen Erlösen werden durch den Markteingriff abgeschöpft. Die auf diese Weise abgeschöpften Erlöse sollen vom Bund zur Finanzierung der Strompreisbremse eingesetzt werden. Die Preisbremsen gelten zunächst bis Ende 2023, die Erlösabschöpfung zunächst bis 30. Juni 2023. Eine Verlängerung der Abschöpfung über den 30. Juni 2023 hinaus hat die Bundesregierung abgelehnt. Somit ist die Erlösabschöpfung in Deutschland zur Mitte des Jahres 2023 ausgelaufen. Die Preisbremsen haben vornehmlich Auswirkungen auf das Geschäft von EWE VERTRIEB GmbH, Oldenburg. Die Erlösabschöpfung wirkte sich hingegen vor allem bei den Windkraftaktivitäten, d. h. bei ALTERRIC sowie den Offshore-Gesellschaften und im Bereich der Müllverbrennung aus.

Verordnung zur Änderung der Emissionshandelsverordnung 2030 (EHV 2030)

Die Verordnung zur Änderung der Emissionshandelsverordnung 2030 ist am 25. Februar 2023 in Kraft getreten. Die Verordnung regelt die Berichterstattung für Emissionen, die bei der Verbrennung von Biokraftstoffen sowie Bio- und Biomasse-Brennstoffen entstehen. Damit wird der rechtliche Rahmen für die Anerkennung von nachhaltiger Biomasse im Europäischen Emissionshandel (EU-ETS) für flüssige Biobrennstoffe und Biokraftstoffe fortgesetzt und auf feste und gasförmige Biomasse-Brennstoffe erweitert. Auch EWE hat notwendige Schritte zur Anerkennung der Biobrennstoffe eingeleitet.

Verordnung zur Kompensation doppelt bilanzierte Brennstoffemissionen nach Brennstoffemissions-handelsgesetz (BEHG)

Am 1. Februar 2023 ist die BEHG-Doppelbilanzierungsverordnung in Kraft getreten. Sie regelt das Antragsverfahren für die nachträgliche Kompensation doppelt belasteter Brennstoffemissionen in EU-ETS-Anlagen. EWE hat die Anträge für die betroffenen Anlagen bereits gestellt.

Energieeffizienzgesetz

Am 18. November 2023 ist das Energieeffizienzgesetz in Kraft getreten. Unternehmen mit einem durchschnittlichen Gesamtenergieverbrauch von mehr als 7,5 GWh pro Jahr haben demnach bis zum 18. Juli 2025 Zeit, ein Umweltmanagementsystem nach DIN EN ISO 50001 oder EMAS einzuführen. Das Gesetz definiert zudem erstmals Effizienzstandards für Rechenzentren ab einer Nennanschlussleistung von 300 kW. EWE-Gesellschaften verfügen im Rahmen des konzernweiten Energiemanagements über die geforderten Managementsysteme. EWE VERTRIEB unterstützt Kunden und Kundinnen dabei.

EuGH-Umsetzungsgesetz und zum Aufbau eines nationalen Wasserstoff-Kernnetzes

Das Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften ist am 29. Dezember 2023 in Kraft getreten. Dadurch werden die Netzzugangs- und Netzentgeltverordnungen für Gas und Strom sowie die Anreizregulierungsverordnung nacheinander bis spätestens 31. Dezember 2028 außer Kraft treten. Damit erhält die Bundesnetzagentur (BNetzA), wie von der Europäischen Kommission und dem Europäischen Gerichtshof gefordert, weitreichende Befugnisse, die Netzentgelt- und Netzzugangsregulierung selbst zu gestalten. Daneben tritt auch die gesetzliche Grundlage für die Planung und Genehmigung eines Wasserstoff-Kernnetzes in Kraft. EWE verfolgt die damit verbundenen Änderungen mit großem Interesse und wird sich darauf einstellen.

Förderung des Breitbandausbaus

Der Bund stellt weiter umfangreiche Fördermittel für den Breitbandausbau in solchen Gebieten zur Verfügung, in denen ein eigenwirtschaftlicher Ausbau nicht zu erwarten ist. Die derzeit bundesweit verfügbaren Mittel von 3 Mrd. Euro pro Jahr können durch Mittel von Bundesländern und Kommunen ergänzt werden. Zur Feststellung des Förderbedarfs werden weiter lediglich Markterkundungsverfahren eingesetzt, d.h. die Anfrage einer verbindlichen Ausbauusage für einen kurzen Zeitraum. Die einhellig von der TK-Branche geforderte Begrenzung der Förderung auf ein realistisches, den eigenwirtschaftlichen Ausbau nicht gefährdendes Maß, etwa durch objektive Ermittlung des Potenzialanalyse für den eigenwirtschaftlichen Ausbau im Zeitraum bis 2030, ist weiterhin nicht umgesetzt.

Universaldienst

Die BNetzA ist weiter damit befasst, die neuen gesetzlichen Vorgaben zum Universaldienst umzusetzen. Die Anforderungen an diese mittels Umlage von allen Netzbetreibern zu finanzierenden Universaldienstanschlüsse, wie zum Beispiel die Mindestbandbreite, waren zuvor erstmals durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) unter Beteiligung von Bundestag und Bundesrat bestimmt worden. Das Risiko, dass die EU-rechtlich als Mindestversorgung konzipierte Regelung zu einer Maximalversorgung umgedeutet wird, war dabei zunächst nicht eingetreten. Die Konkretisierungsmaßnahmen der BNetzA sind von den Verwaltungsgerichten vielfach als rechtswidrig bewertet worden.

Diensteanbieterverpflichtung Mobilfunk

Im Rechtsstreit um die Diensteanbieterverpflichtung im Mobilfunkbereich hat sich EWE TEL in der Revisionsinstanz durchgesetzt. EWE TEL hatte dagegen geklagt, dass die BNetzA den Mobilfunknetzbetreibern bei der Vergabe von Mobilfunkfrequenzen keine Pflicht mehr auferlegt hatte, Mitbewerbern wie EWE TEL den Weiterverkauf von Mobilfunk zu ermöglichen. Die Klage von EWE TEL und anderen Unternehmen gegen diese Entscheidung hatte das Verwaltungsgericht Köln als unzulässig abgewiesen, weil EWE TEL nicht klagebefugt sei. Die Beschwerde der EWE TEL gegen die Nichtzulassung der Revision war erfolgreich. Das Bundesverwaltungsgericht entschied, dass EWE TEL klagebefugt ist, und verwies die

Sache deshalb an das Verwaltungsgericht Köln zurück. Dort muss geklärt werden, ob es im Verwaltungsverfahren zu einem Verstoß gegen die EU-rechtlich garantierte Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörde gekommen ist. Denn laut Bundesverwaltungsgericht bestehen Anhaltspunkte dafür, dass das BMVI in der zurückliegenden Legislaturperiode in erheblichem Umfang versucht hat, auf die Behördenentscheidung Einfluss zu nehmen. Die BNetzA hatte keine Diensteanbieterverpflichtung auferlegt, weil sie entgegen ihrer vorherigen Rechtsauffassung überraschend keine klare Rechtsgrundlage gesehen hatte. Im aktuellen Telekommunikationsgesetz, das möglicherweise bei einer Neubescheidung zugrunde gelegt werden müsste, ist die Rechtsgrundlage ausführlicher dargestellt. Im Zuge einer neuerlichen Vergabe von exklusiven Frequenznutzungsrechten an Mobilfunknetzbetreiber für die Zeit ab 2026 hat die BNetzA auf Basis dieser Neuregelung über die Auferlegung einer Diensteanbieter- und MVNO-Verpflichtung zu entscheiden.

Entgelte für die Teilnehmeranschlussleitung

Die monatlichen Überlassungsentgelte für Teilnehmeranschlussleitungen (TAL), die EWE TEL an die TDG entrichtet, sind für den Zeitraum bis 2032 und damit bis zum voraussichtlichen Ende der Nutzung von Kupferleitungen rechtskräftig genehmigt worden. Ziel ist, in der anstehenden Phase der Migration von Kupfer- zu Glasfasernetzen für Vorhersehbarkeit und Rechtssicherheit zu sorgen. Das Entgelt liegt bei einem Wert leicht unter dem bis 2022 geltenden Niveau; nach 5 Jahren wird es einmalig um 4 Prozent steigen.

Umstellung von L- auf H-Gas

Aufgrund der sinkenden L-Gas-Aufkommen in Deutschland und den Niederlanden läuft im EWE-Versorgungsgebiet derzeit die Umstellung von dem niedrigkalorischen L-Gas auf das hochkalorische H-Gas. Hierdurch wird auch zukünftig die Versorgungssicherheit in den bisher mit L-Gas versorgten Markträumen sichergestellt. Im EWE-Netzgebiet läuft die Marktraumumstellung seit 2018 und bis voraussichtlich Ende 2027.

Beschwerdeverfahren gegen regulatorische Entscheidungen

Im Oktober 2021 hat die BNetzA die Eigenkapitalzinssätze für Elektrizitäts- und Gasnetzbetreiber für die 4. Regulierungsperiode festgelegt. Trotz erheblicher Kritik aus der Branche wurden die Zinssätze weiter gekürzt. Infolgedessen hat EWE NETZ Beschwerde gegen die Beschlüsse vor dem OLG Düsseldorf eingereicht. Am 30. August 2023 hat das OLG Düsseldorf in mehreren Musterverfahren die Eigenkapitalzins-Festlegungen aufgehoben. Hiergegen hat die BNetzA jedoch Rechtsbeschwerde zum BGH eingereicht, sodass die OLG-Entscheidungen nicht rechtskräftig sind.

Im August 2023 hat die BNetzA eine neue Festlegung für die Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes im Kapitalkostenaufschlag für Elektrizitäts- und Gasverteilernetzbetreiber veröffentlicht. Hierdurch wird Netzbetreibern für ihre Investitionen ab 2024 mit 4,17 Prozent (variabel) ein höherer Zinssatz zugestanden als für Bestandsanlagevermögen bis einschließlich 2023 (Gas 2,03 / Strom 1,71 Prozent). Seitens der Branche wird kritisiert, dass der neue Zinssatz erst ab dem 1. Januar 2024 gilt und damit weder Bestandsanlagen noch Investitionen des Jahres 2023 inkludiert sind. Die EWE NETZ hat daher Beschwerde gegen die Festlegung vor dem OLG Düsseldorf eingereicht.

Der sogenannte X-Generell (allgemeiner sektoraler Produktivitätsfaktor) stellt einen Korrekturterm für den Verbraucherpreisindex (VPI) dar und beträgt aufgrund einer pauschalen Festlegung durch die BNetzA für die 3. Regulierungsperiode pro Jahr 0,49 Prozent im Gassektor bzw. 0,90 Prozent im Stromsektor. Dies bedeutet, dass die BNetzA davon ausgeht, dass die effizienten Netzkosten in der 3. Regulierungsperiode um 0,90 Prozent bzw. 0,49 Prozent stärker sinken als die durchschnittlichen Kosten in der Gesamtwirtschaft. EWE NETZ vertritt die in der Branche geteilte Meinung, dass für die 3. Regulierungsperiode ein BNetzA X-Generell von größer null Prozent für den Strom- und Gassektor nicht hergeleitet und begründet werden kann und hat daher Beschwerde gegen die Festlegungen beim OLG Düsseldorf eingelegt. In

mehreren Musterverfahren hat das OLG Düsseldorf die Festlegungen der BNetzA zum X-Generell Strom und Gas aufgehoben. Hiergegen hat die BNetzA Rechtsbeschwerde zum Bundesgerichtshof eingereicht. Zwischenzeitlich hat der BGH die vorherigen Entscheidungen des OLG Düsseldorf aufgehoben und die Beschwerden mehrerer Netzbetreiber zurückgewiesen. Da jedoch einige Netzbetreiber Verfassungsbeschwerde beim Bundesverfassungsgericht eingereicht haben, werden die Verfahren von EWE NETZ fortgeführt bzw. offen gehalten.

Aufgrund der aus Sicht von EWE NETZ unsachgerechten Ermittlung der Effizienzwerte wurde im Jahr 2020 gegen die Festlegung der Erlösobergrenzen Gas für die 3. Regulierungsperiode beim OLG Düsseldorf geklagt. Das OLG Düsseldorf hat die Beschwerde von EWE NETZ zurückgewiesen und damit den von der BNetzA durchgeführten Effizienzvergleich Gas für die 3. Regulierungsperiode für rechtmäßig erklärt. Da EWE NETZ weiterhin von der Rechtswidrigkeit des Effizienzvergleichsverfahrens überzeugt ist, wurde eine Rechtsbeschwerde beim BGH in Karlsruhe eingereicht. Mit Entscheidung vom 26. September 2023 hat der BGH sich der Kritik von EWE NETZ in wesentlichen Teilen angeschlossen und bestätigt, dass der von der BNetzA durchgeführte Effizienzvergleich den objektiven strukturellen Unterschieden der einbezogenen Netzbetreiber nicht hinreichend Rechnung trägt. Die BNetzA ist nun dazu verpflichtet, den Effizienzwert für EWE NETZ unter Beachtung der Rechtsauffassung des BGH neu festzulegen.

Aufgrund unterschiedlicher Rechtsauffassungen zur Berücksichtigung von Umsatzsteuernachzahlungen auf den Gemeinderabatt, des Umfangs des Gemeinderabatts und der Umbasierung des Verbraucherpreisindexes hat EWE NETZ mehrere Beschwerden gegen Beschlüsse zum Regulierungskonto beim OLG Düsseldorf eingereicht. Mit der Entscheidung aus September 2021 ist das OLG Düsseldorf der Rechtsauffassung der BNetzA gefolgt. Dagegen hat EWE NETZ Rechtsbeschwerde beim BGH eingereicht. Nach der mündlichen Verhandlung im Dezember 2023 hat der BGH die Rechtsbeschwerde von EWE NETZ zurückgewiesen und damit die Rechtsauffassung der BNetzA bestätigt.

Wegenutzungsvertragsverfahren im Jahr 2023

In den Vergabeverfahren um die Wegenutzungsrechte Strom und / oder Gas der Städte Wittmund (Landkreis Wittmund) und Fürstenwalde (Landkreis Oder-Spree) sowie den Gemeinden Groß Kiesow (Landkreis Vorpommern-Greifswald) und Hammah (Landkreis Stade) sind nach Beschlüssen der kommunalen Gremien zwischenzeitlich langfristige Verträge zwischen den Kommunen und EWE NETZ geschlossen worden.

Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastruktur („KANU“)

Mit der Festlegung vom 8. November 2022 zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastruktur („KANU“) änderte die BNetzA die Vorgaben zu kalkulatorischen Nutzungsdauern im Gasbereich. Zu beachten ist, dass die Festlegung nur Investitionen in Erdgasleitungsinfrastruktur betrifft, die ab dem Jahr 2023 aktiviert werden. Die Festlegung räumt den Gasnetzbetreibern ein Wahlrecht zur Verkürzung der Nutzungsdauer ein, welches die vollständige kalkulatorische Abschreibung bis 2045 ermöglicht. Durch die Wahlmöglichkeit sollen Gasnetzbetreiber die Möglichkeit erhalten, neue Investitionen bis zum geplanten Gasausstieg 2045 über die Erlösobergrenze vollständig zu refinanzieren.

Dementsprechend ergibt sich z.B. für Investitionen in Erdgasleitungen im Jahr 2023, für die bisher gemäß Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) mindestens eine Nutzungsdauer von 45 Jahren vorgeschrieben war, die Möglichkeit, die Leitungen über 21 Jahre gemäß Nutzungsdauerverkürzung abzuschreiben. Verwaltungsgebäude sind von dieser Änderung ausgenommen, zudem ändert sich für Anlagengruppen mit ohnehin kürzerer Nutzungsdauer und für Bestandsanlagen durch die Neuregelung nichts.

Umsetzung des EuGH-Urteils zur Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden

Die in Deutschland durch den Gesetz- und Verordnungsgeber umfangreich vorstrukturierte Regulierung verstößt gegen europäisches Recht. Die nationale Regulierungsbehörde muss unabhängig vom Gesetzgeber sein. Daraus folgt, dass die nötigen Rechte durch den Gesetzgeber an die BNetzA übertragen werden und das EnWG in Teilen anzupassen ist. Die aktuellen gesetzlichen Grundlagen zum Netzzugang (GasNZV / StromNZV) und der Bestimmung von Netzentgelten (GasNEV / StromNEV) werden ebenso wie die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) schrittweise aufgehoben. Die bisherigen Verordnungsermächtigungen werden durch Festlegungskompetenzen der nationalen Regulierungsbehörde ersetzt. Aktuell wird konsultiert, wie die Regulierungssystematik unter Führung der BNetzA konkret ausgestaltet werden soll.

Landesebene

Regionale Härtefallfonds bleiben ungenutzt

Der im Januar 2023 vom niedersächsischen Sozialministerium eröffnete Weg, regionale Härtefallfonds aufzulegen, die zu einem Drittel aus Landesmitteln gespeist werden, ist in den Folgemonaten kaum genutzt worden. Gedacht waren diese Fonds, um Strom-, Fernwärme- oder Gassperren zu verhindern. Bedürftige Kunden sollten Hilfen aus den Fonds beantragen, die je einem Drittel von der Kommune, dem Land und dem regionalen Grundversorger getragen werden sollten. EWE hatte auf der Basis der Landesvorgaben Verfahrensvorschläge erarbeitet, wie entsprechende Fälle mit den Kommunen, in denen EWE-Grundversorger ist, abgewickelt werden können. Mit acht Kommunen wurden Gespräche geführt. Mit der Stadt Emden und dem Kreis Cuxhaven wurden Abmachungen geschlossen. Anerkannte Härtefälle gab es indessen nicht.

Zweite Novelle des Niedersächsischen Klimagesetzes

Die Novelle des Niedersächsischen Klimaschutzgesetzes verschärft einige Fristen für das Erreichen von Klimazielen und setzt darüber hinaus einen Schwerpunkt auf das Thema Photovoltaik (PV). Die verpflichtende PV-Installation bei Dächern soll ab 2025 auch bei grundlegenden Dachsanierungen gelten (bislang nur bei Neubauten). Ab 2025 soll Parkplatz-PV bei Neubau und Sanierung bereits ab einer Stellplatzzahl von 25 gelten (bislang 50). Freiflächen-PV soll nur noch auf Flächen mit einem Bodenwert unter 50 erlaubt sein. Ansonsten soll Agri-Photovoltaik (Agri-PV), ein Verfahren zur gleichzeitigen Nutzung von Flächen für die landwirtschaftliche Pflanzenproduktion (Photosynthese) und die Photovoltaik-Stromproduktion zum Zuge kommen. Es ist eine weitere Zunahme an PV-Aufträgen zu erwarten, was sich u.a. auf das Geschäft von EWE VERTRIEB und EWE NETZ auswirkt. Das Gesetz trat am 12. Dezember 2023 in Kraft.

Bremisches Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus von Anlagen zur Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie

Zur Erreichung der Bremer Klimaschutzziele und zur Hebung der Stromerzeugungspotenziale aus solarer Strahlungsenergie insbesondere im urbanen Raum verabschiedete der Bremer Senat im Mai 2023 eine Pflicht zur Installation von PV-Anlagen. Diese Pflicht trifft Neubauten, für die eine Baugenehmigung ab Juli 2025 beantragt wird sowie Bestandsgebäude, deren Dach nach dem 1. Januar 2024 grundlegend saniert wird. Für diese gilt eine zweijährige Umsetzungsfrist. Ausnahmen bestehen unter anderem für Dächer mit einer Bruttofläche unter 50 m², starke Verschattungen und Holz-, Reet- und Strohdächer. Durch die sogenannte Solardachpflicht ist nach einer verstärkten Nachfrage nach PV-Anlagen sowohl im Privat- als auch im Gewerbe- und Industrikundensegment in Bremen zu rechnen. Dies würde sich auf das Vertriebsgeschäft von swb auswirken.

Unternehmenssituation im EWE-Konzern ¹⁾

Gesamtbeurteilung des Geschäftsverlaufs

Sowohl für die interne Steuerung als auch für die externe Kommunikation der aktuellen und künftigen Ergebnisentwicklung unseres Konzerns kommt der nachhaltigen Ertragskraft des operativen Geschäfts besondere Bedeutung zu. Als Kennzahl zur Abbildung und Steuerung der operativen Ertragslage dient das Operative EBIT als bereinigte Ergebnisgröße. Zur Berechnung des Operativen EBIT wird das EBIT um Sondereffekte wie Bewertungseffekte aus Finanzinstrumenten, belastende Absatzverträge mit gegenüberstehenden derivativen Beschaffungsgeschäften, Wertminderungen und Wertaufholungen, Effekte aus Veränderungen im Konsolidierungskreis, aus Restrukturierungsmaßnahmen sowie aus unregelmäßig wiederkehrenden, die Vergleichbarkeit beeinflussenden Sachverhalten, bereinigt.

Die Prognoseerwartungen für den EWE-Konzern für das Geschäftsjahr 2023 konnten, außer im Segment Erneuerbare Energien, erfüllt bzw. übererfüllt werden.

Prognoseabweichungen

Operatives EBIT in Mio. Euro	2022	Ziel 2023	2023	Erreichung in %
Segment Erneuerbare Energien	210,7	-35 % bis -10 %	93,3	-55,7
Segment Infrastruktur	329,6	-15 % bis 0 %	339,9	3,1
Segment Markt	85,7	+110% bis +140%	573,2	>100
Segment swb	99,7	-10 % bis +15 %	113,0	13,3
Segment Sonstiges	-10,8	n.a. *	-21,2	
Konzern-Zentralbereich	-50,2	-	-70,9	
EWE-Konzern	664,7	+5 % bis +10 %	1.027,3	54,6

* Negative Effekte im Bereich Innovationen werden durch positive Ergebnisbeiträge teilweise kompensiert. Technisch ist aufgrund des negativen Ergebnisses im Jahr 2022 die Angabe einer prozentualen Abweichung nicht möglich. Wir erwarten ein negatives einstelliges Ergebnis.

Das Segment Erneuerbare Energien liegt, aufgrund deutlich reduzierter Marktpreise für Strom sowie erforderlicher Wertminderungen von at-equity bilanzierter Offshore Windparks, unterhalb unserer Prognoseerwartung.

Die Prognoseerwartungen wurden im Segment Markt deutlich übertroffen, insbesondere die Handelsaktivitäten waren hier prägend. Im Strom und Gasmarkt gab es in den Jahren 2022 und 2023 große Marktvolatilitäten, die im Energiehandel genutzt wurden, um positive Ergebnisse zu erzielen.

Im Segment Sonstiges werden infolge reduzierter Aufträge und erhöhter Kostenstrukturen, insbesondere im Bereich der Innovation, weiterhin negative Ergebnisse erzielt, welche nur teilweise durch positive Effekte im IT-Bereich und durch die polnischen Aktivitäten kompensiert werden konnten.

¹⁾ Vorjahreswerte angepasst, vgl. Tz. 2 des Anhangs zum Konzernabschluss der EWE Aktiengesellschaft

Ertragslage

Insgesamt blickt der Vorstand der EWE AG trotz des schwierigen Marktumfelds auf eine positive operative Geschäftsentwicklung im Geschäftsjahr 2023 zurück. Das Konzern-Periodenergebnis in Höhe von -541,9 Mio. Euro liegt unter dem Ergebnis des Vorjahres (425,2 Mio. Euro).

Das Konzern-Periodenergebnis ist im Berichtszeitraum maßgeblich durch einen stark negativen Netto-Überhang der Bewertungseffekte im Bereich der Derivate geprägt, während dieser im Vergleichszeitraum das Periodenergebnis positiv beeinflusste. Zudem prägen Wertminderungen infolge des gestiegenen Zinsniveaus das Periodenergebnis. Diese Effekte konnten nur geringfügig durch gestiegene Umsatzerlöse sowie höhere Zinserträge kompensiert werden.

In der folgenden Tabelle ist die Überleitung zum Konzern-Periodenergebnis dargestellt:

in Mio. Euro	2023	2022
Operatives EBIT	1.027,3	664,7
Derivate	-1.901,0	185,3
Belastende Absatzverträge mit gegenüberstehenden derivativen Beschaffungsgeschäften	579,4	-87,2
Fair Value Bewertung übrige Finanzinstrumente	-0,8	-72,6
Wertaufholungen		47,8
Wertminderungen	-312,6	-208,6
Beteiligungen	-13,4	30,3
Nachträglicher Verkaufserlös im Zusammenhang mit der Veräußerung einer ehemals at-equity bilanzierten Finanzanlage		14,2
Sonstiges	-1,3	-0,1
EBIT	-622,4	573,8
Zinsergebnis	-73,8	-12,7
Ertragsteuern	154,3	-135,9
Periodenergebnis	-541,9	425,2

Wesentliche Entwicklungen in der Gewinn- und Verlustrechnung

In 2023 erwirtschaftete der EWE-Konzern einen Umsatz (ohne Strom- und Energiesteuer) von 10.005,1 Mio. Euro (Vergleichszeitraum: 8.605,1 Mio. Euro). Das entspricht einer Zunahme in Höhe von 1.400,0 Mio. Euro (16,3 Prozent) gegenüber dem Vergleichszeitraum aufgrund der Entwicklung der Energiepreise. Der Materialaufwand ist aufgrund der im laufenden Jahr negativen Nettogröße aus Bewertungseffekten von Derivaten und belastenden Absatzverträgen mit gegenüberstehenden derivativen Beschaffungsgeschäften sowie der Entwicklung der Energiepreise mit 8.500,4 Mio. Euro (Vergleichszeitraum: 5.999,6 Mio. Euro) ebenfalls deutlich angestiegen.

Der Personalaufwand hat sich aufgrund der Entwicklung der Mitarbeitendenzahlen sowie Tarifsteigerungen und Inflationsausgleichsprämien gegenüber dem Vergleichszeitraum um 9,5 Prozent auf 994,3 Mio. Euro erhöht.

Der Saldo aus sonstigen betrieblichen Erträgen und sonstigen betrieblichen Aufwendungen (einschließlich Bestandsveränderungen und aktivierte Eigenleistungen) beläuft sich auf -121,9 Mio. Euro und liegt damit deutlich über dem Saldo des Geschäftsjahres 2022 (-251,7 Mio. Euro). Ursächlich hierfür ist der Anstieg der aktivierte Eigenleistungen im Zusammenhang mit dem Bau der 70 km langen Erdgas-Pipeline für den LNG-Import.

Die Abschreibungen liegen im abgelaufenen Geschäftsjahr mit -913,1 Mio. Euro deutlich über dem Vergleichszeitraum (-844,6 Mio. Euro). Ursächlich sind insbesondere die aufgrund von Marktpreis- und Zinssatzänderungen erfolgten Wertminderungen auf im Wesentlichen Stromversorgungsanlagen (112,4 Mio. Euro), Projektrechte (122,0 Mio. Euro) und Immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmter Nutzungsdauer (60,9 Mio. Euro). Detaillierte Angaben können dem Anlagespiegel und dem Segmentbericht im Anhang entnommen werden.

Das Beteiligungsergebnis beträgt im abgelaufenen Geschäftsjahr -61,3 Mio. Euro und verschlechterte sich damit deutlich (Vergleichszeitraum: -3,9 Mio. Euro). Die negative Veränderung ist im Wesentlichen auf ein um -96,3 Mio. Euro schlechteres Ergebnis aus at-equity bilanzierten Finanzanlagen sowie dem Entkonsolidierungsverlust aus dem Abgang der Eigensonne GmbH in Höhe von -34,7 Mio. Euro zurückzuführen. Gegenläufig reduzierten sich die Aufwendungen aus der Fair Value Bewertung von Fremdkapitalinstrumenten um 67,2 Mio. Euro.

Veränderte Zinssätze sind ursächlich für einen Anstieg der Zinsaufwendungen bei den Personalrückstellungen sowie den anderen Rückstellungen und führen im Wesentlichen zu einer entsprechenden Verschlechterung des Zinsergebnisses (Berichtszeitraum: -73,8 Mio. Euro; Vergleichszeitraum: -12,7 Mio. Euro).

in Mio. Euro	2023	2022	Veränderung in %
Umsatzerlöse (ohne Strom- und Energiesteuer)	10.005,1	8.605,1	16,3
Materialaufwand	-8.500,4	-5.999,6	-41,7
Personalaufwand	-994,3	-908,4	-9,5
Sonstige Erträge und Aufwendungen ¹⁾	-121,9	-251,7	51,6
Wertminderungsaufwendungen / -erträge gemäß IFRS 9.5.5	-36,5	-23,1	-58,0
Abschreibungen	-913,1	-844,6	-8,1
Beteiligungsergebnis	-61,3	-3,9	<-100
EBIT	-622,4	573,8	<-100
Zinsergebnis	-73,8	-12,7	<-100
Ergebnis vor Ertragsteuern	-696,2	561,1	<-100
Ertragsteuern	154,3	-135,9	>100
Periodenergebnis	-541,9	425,2	<-100
Davon entfallen auf:			
Eigentümer des Mutterunternehmens	-536,5	408,0	<-100
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-5,4	17,2	<-100
	-541,9	425,2	<-100

¹⁾ inklusive Bestandsveränderungen und andere aktivierte Eigenleistungen

Entwicklung der Segmente

Das Operative EBIT und der Außenumsatz der Segmente zeigen folgende Entwicklung:

in Mio. Euro	Außenumsatz			Operatives EBIT		
	2023	2022	Veränderung in %	2023	2022	Veränderung in %
Segment Erneuerbare Energien	417,4	463,9	-10,0	93,3	210,7	-55,7
Segment Infrastruktur	982,6	1.024,3	-4,1	339,9	329,6	3,1
Segment Markt	6.534,5	5.466,9	19,5	573,2	85,7	>100
Segment swb	1.715,5	1.353,1	26,8	113,0	99,7	13,3
Segment Sonstiges	353,2	294,9	19,8	-21,2	-10,8	-96,3
Konzern-Zentralbereich	1,9	2,0	-5,0	-70,9	-50,2	-41,2
Gesamt	10.005,1	8.605,1	16,3	1.027,3	664,7	54,6

Segment Erneuerbare Energien

in Mio. Euro	2023	2022
Operatives EBIT	93,3	210,7
Derivate	77,4	25,6
Fair Value Bewertung übrige Finanzinstrumente	-0,2	-0,1
Wertaufholungen		47,8
Wertminderungen	-288,3	-201,6
Beteiligungen		20,6
EBIT	-117,8	103,0

Im Segment Erneuerbare Energien liegt der externe Umsatz im Berichtszeitraum mit 417,4 Mio. Euro (Vorjahr: 463,9 Mio. Euro) um 10,0 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Die Stromerzeugungsmenge des Offshore-Windparks RIFFGAT wird wie im Vorjahr konzernintern über EWE TRADING vermarktet. Entsprechend ist der externe Umsatz des Segments vollständig auf ALTERRIC zurückzuführen. Der Umsatzrückgang bei ALTERRIC ist im Wesentlichen auf das deutlich geringere Strompreisniveau trotz gestiegener Strommengen zurückzuführen. Gegenläufig wirken sich die Strompreissicherungsgeschäfte und die Biogaserzeugung positiv auf die Umsatzerlöse aus. Der Anteil des Segments am Gesamtumsatz des Konzerns beläuft sich auf 4,2 Prozent (Vorjahr: 5,4 Prozent).

Das Operative EBIT beträgt 93,3 Mio. Euro (Vorjahr: 210,7 Mio. Euro) und ist geprägt durch ein geringeres Strompreisniveau. Zudem belastet eine geringere Stromerzeugungsmenge beim Offshore-Windpark RIFFGAT das Operative EBIT.

Die Beteiligungsergebnisse der beiden at-equity konsolidierten Offshore-Windparks alpha ventus und TWB II weisen eine deutlich negative Entwicklung auf. Nach einer Wertaufholung im Vorjahr führen bei alpha ventus eine Wertminderung infolge gesunkener Strompreiserwartungen sowie gesunkener Umsatzerlöse aufgrund des Laufzeitendes der EEG-Hochvergütungsphase zu einem negativen Ergebnis. Bei TWB II belasten insbesondere eine Wertminderung sowie Ertragsverluste und zusätzliche Kosten in

Verbindung mit der Rotorlageraustauschkampagne das Ergebnis. Die EBIT-Entwicklung ist im Wesentlichen auf Wertminderungen von Projektrechten und Windparks im Bereich Onshore sowie des Offshore-Windparks RIFFGAT infolge gesunkenen Strompreiserwartungen zurückzuführen. Positiv wirken Bewertungseffekte aus Strompreissicherungsgeschäften.

Im Berichtszeitraum wurden Investitionen Höhe von 163,2 Mio. Euro getätigt. Dabei handelt es sich um Auszahlungen für eigenentwickelte Projekte Onshore in Deutschland, Frankreich und Griechenland.

Segment Infrastruktur

in Mio. Euro	2023	2022
Operatives EBIT	339,9	329,6
Wertminderungen	-1,1	-2,5
Sonstiges	-1,8	-0,1
EBIT	337,0	327,0

Im Segment Infrastruktur verzeichnen wir gegenüber dem Vorjahreszeitraum einen externen Umsatzrückgang (-4,1 Prozent) auf 982,6 Mio. Euro (Vorjahr: 1.024,3 Mio. Euro). Insbesondere bei den Verteilnetzen ist ein Umsatzrückgang von rund 53 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahreszeitraum zu verzeichnen. Im Wesentlichen beruht dies auf ergebnisneutralen Erlösen im Zusammenhang mit der Mehr- und Minderabrechnung im Gasbereich. Beim Gastransportnetz ist ein externer Umsatzrückgang von rund 12 Mio. Euro zu verzeichnen, der auf erhöhte „AMELIE“-Ausgleichszahlungen an die anderen Fernleitungsnetzbetreiber zurückzuführen ist, die im Umsatz saldiert werden. Höhere Umsatzerlöse von rund 23 Mio. Euro ergeben sich dagegen aus der Vermarktung der Erdgasspeicher infolge gestiegener Entgelte. Der Anteil des Segments am Gesamtumsatz des Konzerns beträgt 9,8 Prozent (Vorjahr: 11,9 Prozent).

Das Operative EBIT erhöht sich auf 339,9 Mio. Euro (Vorjahr: 329,6 Mio. Euro). Bei den Verteilnetzen führt die krisenbedingte Reduzierung des Verbrauchsverhaltens der Kunden sowie eine milder Witterung zu einem Rückgang der energiewirtschaftlichen Rohmarge Gas. Darüber hinaus belasten gestiegene Personalkosten das Ergebnis. Der Ergebnisanstieg bei den Gastransportnetzen resultiert aus höheren Netznutzungsentgelten, infolge der Fertigstellung der LNG-Leitung Wilhelmshaven-Leer. Gestiegene Aufwendungen für betriebliche Energieverbräuche bei den Erdgasspeichern konnten durch höhere Umsatzerlöse kompensiert werden. Insgesamt ergibt sich ein positiver Ergebniseffekt.

Im Berichtszeitraum wurden Investitionen in Höhe von 573,9 Mio. Euro getätigt. Dabei handelt es sich bei den Verteilnetzen im Wesentlichen um einen Anstieg der Investitionen im Bereich Biogas und in das Stromnetz (starke Ausbauerfordernisse aufgrund des Anstiegs Erneuerbarer Energien) während im Verteilgasnetz rückläufige Investitionen zu verzeichnen waren. Ferner kommt der Kauf des Wasserwerks Cuxhaven hinzu. Im Geschäftsbereich Großspeicher und Wasserstoff sind die Investitionen im Wesentlichen infolge des im Bau befindlichen Elektrolyseurs am Kraftwerksstandort Bremen-Mittelsbüren gestiegen. Die weiteren Investitionen betreffen betriebsnotwendige Ersatzinvestitionen sowie den Anschluss der GWL-Leitung der Speicherstandorte Jemgum und Nüttermoor. Bei den Gastransportnetzen sind die Investitionen durch den Bau der LNG-Leitung Wilhelmshaven-Leer angestiegen.

Segment Markt

in Mio. Euro	2023	2022
Operatives EBIT	573,2	85,7
Derivate	-2.081,8	336,8
Belastende Absatzverträge mit gegenüberstehenden derivativen Beschaffungsgeschäften	579,4	-87,2
Wertminderungen	-19,5	-3,0
Beteiligungen	0,6	
Sonstiges	-1,6	-0,5
EBIT	-949,7	331,8

Im Segment Markt verzeichnen wir gegenüber dem Vorjahreszeitraum einen externen Umsatzanstieg um 19,5 Prozent auf 6.534,5 Mio. Euro (Vorjahr: 5.466,9 Mio. Euro). Die Umsatzerlöse sind insbesondere im Energievertrieb gestiegen. Dazu haben vor allem die gestiegenen Börsenpreise für Strom und Erdgas beigetragen, die sowohl im Privat- als auch im Geschäftskundensegment zu einer Umsatzsteigerung führen. Der Anteil des Segments am Gesamtumsatz des Konzerns beträgt 65,3 Prozent (Vorjahr: 63,5 Prozent).

Das Operative EBIT erhöht sich auf 573,2 Mio. Euro (Vorjahr: 85,7 Mio. Euro). Auf dem Strom und Gasmarkt gab es in den Jahren 2022 und 2023 große Marktvolatilitäten. Durch die Optimierung der Gas- und Stromportfolios konnte EWE im laufenden Geschäftsjahr positive Handelsergebnisse realisieren. Weitere positive Ergebnisse entstehen bei der Vermarktung von Erneuerbaren Energien und durch Marktpreis bedingte Neubewertungen von Rückstellungen.

Im Energievertrieb fällt das operative EBIT gegenüber dem Vorjahr geringer aus. Dies ist u.a. auf die Sparten Strom und Gas zurückzuführen, die wie im Vorjahr durch die hohe Preisvolatilität an den Beschaffungsmärkten beeinflusst wurden. Die Sparte Wärme ist insbesondere durch geringere Strom- und Wärmeerlöse, höhere Bezugskosten für Biogas und die Bildung einer Rückstellung für biogasbetriebene Contractinganlagen geprägt. Ergebnisbelastend wirken sich außerdem die höheren Aufwendungen zur Bearbeitung der weiterhin hohen Anzahl von Kundenanfragen aus. Ein gegenläufiger Effekt resultiert aus einer einmaligen zusätzlichen Marge im Geschäftskundensegment, die aus im Jahr 2022 abgeschlossenen Terminmarktgeschäften zur Vermarktung von im virtuellen Kraftwerk erzeugten Strommengen erzielt wird. Im Telekommunikationsvertrieb liegt das Ergebnis unter dem Vorjahreswert, vor allem aufgrund eines deutlich schwächeren operativen Geschäfts, einmaliger Personalaufwendungen sowie dem Entfall von Einmaleffekten aus der Auflösung einer Rückstellung im Zusammenhang mit den Teilnehmeranschlussleitungen.

Im Geschäftsfeld Mobilität liegt das operative Ergebnis über dem Vorjahresergebnis. Die Umsatzerlöse, insbesondere im Segment öffentliches Laden, erhöhten sich gegenüber dem Vorjahr. In Folge der gestiegenen Geschäftsaktivitäten und des intensiven Ausbaus an bundesweiter öffentlicher Ladeinfrastruktur erhöhen sich sowohl die Abschreibungen und die sonstigen betrieblichen Aufwendungen. Durch den höheren Stromabsatz an der eigenen Ladeinfrastruktur erhöhen sich die Aufwendungen für die Strombeschaffung in den Materialaufwendungen. Negativ auf das Segmentergebnis wirkt unter anderem der Bewertungseffekt eines Zinsderivats bei der at-equity bilanzierten Glasfaser NordWest.

Das EBIT ist im Wesentlichen durch ein negatives Ergebnis aus derivativen Finanzinstrumenten geprägt. In den derivativen Finanzinstrumenten spiegelt sich die Marktpreisentwicklung auf den Rohstoff- und Energiemärkten wider. Demgegenüber stehen positive Verträge aus Gas- und Stromabsatzgeschäften. Bei den Wertminderungen handelt es sich im Wesentlichen um zinsinduzierte Abschreibungen bei diversen Beteiligungen im Segment.

Im Berichtszeitraum wurden Investitionen Höhe von 146,9 Mio. Euro getätigt. Während im Energievertrieb die Investitionen, die insbesondere auf technische Anlagen sowie Betriebs- und Geschäftsausstattung entfallen, im Vorjahresvergleich nahezu konstant sind, erhöhen sich die Investitionen im Telekommunikationsvertrieb. Dies ist vor allem auf das im Rahmen des Glasfaserausbau zu entrichtende Infrastrukturentgelt zurückzuführen. Darüber hinaus wurden Einzahlungen in die htp GmbH, Hannover, zur Umsetzung des Glasfaserausbau getätigt. Im Bereich der Mobilität erhöhen sich die Investitionen in öffentliche Ladeinfrastruktur durch die zunehmenden Geschäftsaktivitäten.

Segment swb

in Mio. Euro	2023	2022
Operatives EBIT	113,0	99,7
Derivate	112,8	-178,2
Fair Value Bewertung übrige Finanzinstrumente	-3,1	-46,2
Wertminderungen	-0,8	-1,4
Beteiligungen	23,0	
Nachträglicher Verkaufserlös im Zusammenhang mit der Veräußerung einer ehemals at-equity bilanzierten Finanzanlage		14,2
Sonstiges		0,5
EBIT	244,9	-111,4

Im Segment swb liegt der externe Umsatz im Berichtszeitraum mit 1.715,5 Mio. Euro (Vorjahr: 1.353,1 Mio. Euro) mit einem Anstieg um 26,8 Prozent über Vorjahresniveau. Der Anstieg der Umsatzerlöse resultiert im Wesentlichen aus der Strom- und Gasvermarktung. Im Strombereich waren ein großer Treiber die erhöhten Handelsgeschäfte, die aber zugleich auch zu einem höheren Materialaufwand führten. In den Vertriebsgesellschaften konnte der Umsatz dank Kundenzugewinnen und markbedingten Preissteigerungen verbessert werden. Negativ wirkte sich die milde Witterung und das durch die Energiekrise geänderte Verbrauchsverhalten der Kunden aus. Der Anteil des Segments am Gesamtumsatz des Konzerns beläuft sich auf 17,2 Prozent (Vorjahr: 15,7 Prozent).

Das Operative EBIT beträgt 113,0 Mio. Euro (Vorjahr: 99,7 Mio. Euro). Die Verbesserung im Vergleich zum Vorjahr ist im Wesentlichen auf die swb Erzeugung zurückzuführen. Die angestiegenen Preise für Strom und die daraus folgenden deutlich höheren Spreads der konventionellen Erzeugungsanlagen haben zu einer erheblichen Ergebnisverbesserung geführt. Gegenläufig senken der Einmaleffekt aus dem Verkauf von Kavernengas durch wesernetz aus dem Vorjahr und das schlechtere Ergebnis im Vertriebsbereich insbesondere aufgrund von negativen Margeneffekten im Verhältnis zum letzten Jahr sowie erhöhte Wertminderungsaufwendungen aufgrund einer Insolvenz das Operative EBIT.

Das EBIT ist im Wesentlichen durch ein positives Derivateergebnis und dem Verkauf der Beteiligung an den Stadtwerken Soltau GmbH & Co. KG, Soltau, geprägt.

Im Berichtszeitraum wurden Investitionen in Höhe von 222,1 Mio. Euro getätigt. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um Auszahlungen in die regelmäßige Erhaltung und Erweiterung der Netze und Anlagen (101,5 Mio. Euro). Davon entfielen auf das Stromnetz 47,9 Mio. Euro und auf das Gasnetz 24,4 Mio. Euro. Weitere Investitionen erfolgten in das Wasser- und in das Wärmenetz, zudem wurde in Sekundärtechnik, Betriebs- und Geschäftsausstattung und den Umbau der eigenen Betriebsstätten investiert. Das Jahr 2023 war außerdem geprägt durch die Großinvestitionen in eine neue Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (BHKW) am Kraftwerksstandort Hastedt, das im März 2023 in Betrieb genommen wurde und den Bau der Fernwärmeverbindungsleitung zwischen den Versorgungsgebieten Horn-Lehe und Bremen-Ost. Nach Fertigstellung der Fernwärmeverbindungsleitung soll das BHKW mehr als die Hälfte des heute bestehenden Fernwärmebedarfs decken.

Segment Sonstiges

in Mio. Euro	2023	2022
Operatives EBIT	-21,2	-10,8
Derivate	-9,4	1,1
Wertminderungen	-2,5	-0,1
Beteiligungen	-34,7	
Sonstiges	-0,3	
EBIT	-68,1	-9,8

Im Segment Sonstiges verzeichnen wir einen externen Umsatzanstieg in Höhe von 58,3 Mio. Euro auf 353,2 Mio. Euro (Vorjahr: 294,9 Mio. Euro). Der IT-Bereich konnte aufgrund der erstmaligen Einbeziehung der GP+S Consulting GmbH, Bad Homburg vor der Höhe, im Rahmen der Vollkonsolidierung sowie durch Wachstum insbesondere in der Energiebranche höhere Umsatzerlöse erzielen. Fernen tragen gestiegene Umsatzerlösen der polnischen Gesellschaften aufgrund von Margeneffekten in der Stromsparte sowie das Umsatzwachstum der Eigensonne GmbH, Berlin, im Bereich Innovationen zu der positiven Veränderung bei. Der Anteil am Gesamtumsatz des Konzerns beträgt damit 3,5 Prozent (Vorjahr: 3,5 Prozent).

Das EBIT ist im Wesentlichen durch die Insolvenz und der damit verbundenen Entkonsolidierung der Tochtergesellschaft Eigensonne GmbH negativ geprägt.

Im Berichtszeitraum wurden Investitionen Höhe von 27,7 Mio. Euro getätigt. Dabei handelt es sich im IT-Bereich im Wesentlichen um Auszahlungen für IT-Systeme und IT-Infrastruktur sowie den Erwerb einer Beteiligung. Im Innovationsbereich sind die Investitionen geprägt durch strategische Start-Up-Beteiligungen sowie Speicherlösungen. In Polen sind die Investitionen geprägt durch Gasnetzverdichtungen und Gasnetzerneuerungen.

Konzern-Zentralbereich

in Mio. Euro	2023	2022
Operatives EBIT	-70,9	-50,2
Fair Value Bewertung übrige Finanzinstrumente	2,5	-26,3
Wertminderungen	-0,4	
Beteiligungen	-2,3	9,7
Sonstiges	2,4	
EBIT	-68,7	-66,8

Der Konzern-Zentralbereich generiert nur in einem geringen Umfang Umsatzerlöse.

Das Operative EBIT beläuft sich auf -70,9 Mio. Euro (Vorjahr: -50,2 Mio. Euro). Es resultiert aus der Holdingfunktion der EWE AG und den dort zugeordneten sonstigen Beteiligungen.

Das EBIT enthält Sachverhalte vor allem aus Konsolidierungs- und Bewertungseffekten.

Im Berichtszeitraum wurden Investitionen Höhe von 17,5 Mio. Euro getätigt. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um Auszahlungen für Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte, was hauptsächlich aus dem Bau sowie der Instandhaltung von Immobilien und dem Kauf von Lizenzen im IT-Bereich resultiert.

Vermögenslage

Aktiva	31.12.2023	in %	31.12.2022	in %
in Mio. Euro				
Langfristiges Vermögen	10.076,5	63,8	11.133,8	54,7
Kurzfristiges Vermögen	5.712,6	36,2	9.226,6	45,3
davon zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	30,0			
Summe Aktiva	15.789,1	100,0	20.360,4	100,0

Passiva	31.12.2023	in %	31.12.2022	in %
in Mio. Euro				
Eigenkapital	3.870,4	24,5	4.641,7	22,8
Langfristige Schulden	6.194,5	39,2	8.733,6	42,9
Kurzfristige Schulden	5.724,2	36,3	6.985,1	34,3
davon zur Veräußerung gehaltene Verbindlichkeiten	27,3			
Summe Passiva	15.789,1	100,0	20.360,4	100,0

Aufgrund seiner Geschäftstätigkeit weist der EWE-Konzern eine hohe Anlagenintensität mit entsprechender Kapitalbindung auf. Die Finanzierung des langfristigen Vermögens erfolgt durch Eigen- und langfristiges Fremdkapital. Die Bilanzsumme des EWE-Konzerns beträgt zum Stichtag 15.789,1 Mio. Euro und liegt damit deutlich unter Vorjahresniveau (20.360,4 Mio. Euro).

Der Anteil des langfristigen Vermögens gemessen an der Bilanzsumme ist mit 63,8 Prozent (Vorjahr: 54,7 Prozent) gestiegen. Die dominierenden Größen im langfristigen Vermögen sind neben den Sachanlagen mit 7.222,1 Mio. Euro (Vorjahr: 6.827,7 Mio. Euro) die immateriellen Vermögenswerte mit 1.368,6 Mio. Euro (Vorjahr: 1.583,0 Mio. Euro) sowie sonstige finanzielle Vermögenswerte 900,0 Mio. Euro (Vorjahr: 1.949,2 Mio. Euro).

Der Anstieg des Sachanlagevermögen ist maßgeblich durch geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau (31. Dezember 2023: 804,9 Mio. Euro, Vorjahr: 420,0 Mio. Euro) geprägt. Dieser Anstieg resultiert aus dem Bau einer Anbindungsleitung des LNG-Terminals in Wilhelmshaven an die Speicher Jemgum und Nüttermoor, der Entwicklung von Windenergieanlagen, dem Bau von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität, sowie der Erstellung von Versorgungsnetzen und technischen Anlagen in den Bereichen Strom, Gas und Telekommunikation.

Veränderungen der immateriellen Vermögenswerte resultieren insbesondere aus planmäßigen Abschreibungen (99,9 Mio. Euro) und Wertminderungen (122,0 Mio. Euro) auf Konzessionen und ähnliche Rechte sowie Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmter Nutzungsdauer (60,9 Mio. Euro). Die sonstigen langfristigen finanziellen Vermögenswerte sind mit 900,0 Mio. Euro um 1.049,2 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahr gesunken. Ursächlich sind im Wesentlichen die Bewertungs- und Mengeneffekte von Derivaten zum Stichtag (-1.063,0 Mio. Euro). Die Anteile an at-equity bilanzierten Unternehmen sind bedingt durch ein negatives laufendes Ergebnis sowie Wertminderungen mit 221,9 Mio. Euro um -61,0 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahr gesunken.

Das kurzfristige Vermögen verringert sich um -3.514,0 Mio. Euro auf 5.712,6 Mio. Euro, womit es einen Anteil von 36,2 Prozent (Vorjahr: 45,3 Prozent) an der Bilanzsumme hat. Das Vorratsvermögen ist zum Stichtag mit 720,5 Mio. Euro bewertet (Vorjahr: 779,2 Mio. Euro). Ursächlich für den Rückgang ist insbesondere die Bewertung der Gasvorräte aufgrund gesunkenener Gaspreise. Die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen erhöhen sich stichtagsbedingt auf 2.358,3 Mio. Euro (Vorjahr: 2.086,1 Mio. Euro). Die kurzfristigen sonstigen finanziellen Vermögenswerte sind mit 1.642,7 Mio. Euro um -2.927,7 Mio. Euro geringer (Vorjahr: 4.570,4 Mio. Euro). Ursächlich sind insbesondere die Bewertungs- und Mengeneffekte von Derivaten zum Stichtag (-2.088,3 Mio. Euro), geringere geleistete Sicherheiten im Energiehandel (-558,2 Mio. Euro) sowie eine Abnahme im Bereich der Wertpapiere (-300,1 Mio. Euro). Liquide Mittel sind stichtagsbedingt um -843,9 Mio. Euro auf 530,4 Mio. Euro gesunken.

Auf der Passivseite liegt die Eigenkapitalquote mit 24,5 Prozent leicht über Vorjahresniveau (Vorjahr: 22,8 Prozent).

Die langfristigen Schulden nehmen mit 6.194,5 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahr um -2.539,1 Mio. Euro ab. Die langfristigen sonstigen finanziellen Verbindlichkeiten sind zum Stichtag mit 1.112,6 Mio. Euro um -1.508,9 Mio. Euro geringer als im Vorjahr. Ursächlich sind im Wesentlichen Bewertungs- und Mengeneffekte von Derivaten (-1.518,8 Mio. Euro). Gegenläufig wirkt die Veränderung langfristiger Gesellschafterdarlehen (23,7 Mio. Euro). Bei den langfristigen Rückstellungen ist ein Rückgang in Höhe von -278,7 Mio. Euro zu verzeichnen. Während die Pensionsrückstellungen zinsbedingt um 76,4 Mio. Euro und die Rekultivierungs-, Rückbau- und Entfernungsrückstellungen um 24,3 Mio. Euro steigen, vermindern sich die Drohverlustrückstellungen insbesondere für belastende Absatzverträge mit gegenüberstehenden derivativen Beschaffungsgeschäften um -395,2 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahr. Die langfristigen Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten verringern sich aufgrund der Rückzahlung von Darlehen von 977,4 Mio. Euro im Vorjahr auf 842,9 Mio. Euro zum 31. Dezember 2023.

Die kurzfristigen Schulden sind mit 5.724,2 Mio. Euro um -1.260,9 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahr gesunken. Die Veränderung in den sonstigen finanziellen Verbindlichkeiten auf 2.743,4 Mio. Euro (Vorjahr: 4.164,5 Mio. Euro) resultiert im Wesentlichen aus den Bewertungs- und Mengeneffekten von Derivaten (-1.367,8 Mio.

Euro), der Tilgung kurzfristiger Gesellschafterdarlehen (-103,5 Mio. Euro) sowie erhaltenen Sicherheiten im Energiehandel (-16,4 Mio. Euro). Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen reduzieren sich stichtagsbedingt von 1.973,3 Mio. Euro im Vorjahr auf 1.653,7 Mio. Euro zum 31. Dezember 2023. Die Summe der kurzfristigen Rückstellungen liegt mit 153,2 Mio. Euro unter dem Wert des Vorjahres (336,3 Mio. Euro), was im Wesentlichen auf den Rückgang einer Drohverlustrückstellung für belastende Absatzverträge mit gegenüberstehenden derivativen Beschaffungsgeschäften zurückzuführen ist (-197,1 Mio. Euro). Gegenläufig wirken die kurzfristigen Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, welche sich im Wesentlichen aufgrund der Aufnahme eines Darlehens von 176,9 Mio. Euro im Vorjahr auf 349,4 Mio. Euro zum 31. Dezember 2023 erhöhen.

Die zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten beziehen sich auf eine Vereinbarung über den Verkauf der vollkonsolidierten Anteile an der Gabrielsberget Nord Vind AB, Malmö, Schweden.

Finanzlage

in Mio. Euro	2023	2022	Veränderung in %
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	266,6	1.495,0	-82,2
Cash Flow aus Investitionstätigkeit	-976,4	-587,4	-66,2
Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit	-128,6	-552,5	76,7
Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds	-838,4	355,1	<-100
Wechselkurs-, konsolidierungskreis- und bewertungsbedingte Änderungen des Finanzmittelfonds	-1,0	3,7	<-100
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	1.381,5	1.022,7	35,1
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	542,1	1.381,5	-60,8

Aufgrund unserer Wachstumsstrategie benötigen wir in hohem Umfang langfristig verfügbare Finanzmittel. Aber auch kurzfristig können erhebliche Liquiditätsbedarfe auftreten, beispielsweise für die Besicherung von Termingeschäften. Ein zentrales Element der Finanzierung für den EWE-Konzern ist der Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit. Dieser lag im Geschäftsjahr 2023 bei 266,6 Mio. Euro und damit unter dem Wert des Vorjahrs (1.495,0 Mio. Euro). Die Veränderungen der Forderungen und sonstiger Aktiva (2.023,2 Mio. Euro), ein zahlungsunwirksames Ergebnis aus derivativen Finanzinstrumenten (1.901,0 Mio. Euro) sowie Abschreibungen (913,1 Mio. Euro) erhöhen den Cash Flow, während vor allem die Veränderung der Verbindlichkeiten und sonstigen Passiva (-3.523,7 Mio. Euro) sowie ergebniswirksame Auflösungen von Rückstellungen (-474,6 Mio. Euro) diesen senken.

Im Berichtsjahr ergibt sich ein Cash Flow aus Investitionstätigkeit von -976,4 Mio. Euro, was eine Steigerung der Investitionen von 389,0 Mio. Euro bedeutet. Der Cash Flow ist maßgeblich geprägt von Investitionen in das Sachanlagevermögen (-975,4 Mio. Euro) und das immaterielle Anlagevermögen (-77,8 Mio. Euro).

Der Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit beträgt -128,6 Mio. Euro (Vorjahr: -552,5 Mio. Euro). Den Einzahlungen aus der Aufnahme von Finanzverbindlichkeiten in Höhe von 317,2 Mio. Euro stehen Auszahlungen für die Tilgung von Finanzverbindlichkeiten in Höhe von -335,2 Mio. Euro gegenüber, so dass sich ein Netto-Wert von -18,0 Mio. Euro ergibt (Vorjahr: -344,8 Mio. Euro). Zudem sind die Zahlungen der (Vorjahres-)Dividenden an die Anteilseigner der EWE AG sowie an Gesellschafter ohne beherrschenden Einfluss in Höhe von -71,2 Mio. Euro in dem Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit enthalten.

Die finanzielle Flexibilität des EWE-Konzerns wird durch verschiedene Instrumente abgesichert. Darunter befinden sich syndizierte, revolvierende Kreditfazilitäten über 1.950,0 Mio. Euro (Vorjahr: 2.850,0 Mio. Euro). Die Laufzeiten der verschiedenen Kreditfazilitäten enden im Juni 2024, August 2026 und Juni 2027. Eine Verlängerung der im Juni 2024 auslaufenden syndizierten Linie über 1.000,0 Mio. Euro ist nicht geplant. Alle Kreditlinien dienen grundsätzlich der allgemeinen Betriebsmittelfinanzierung. Zum 31. Dezember 2023 wurden von diesen Kreditfazilitäten 189,2 Mio. Euro (Vorjahr: 14,4 Mio. Euro) in Anspruch genommen.

Die zum Bilanzstichtag zur Verfügung stehenden bilateralen Kreditlinien betrugen insgesamt 679,0 Mio. Euro (Vorjahr: 517,1 Mio. Euro). Von diesem Betrag wurden 214,3 Mio. Euro (Vorjahr: 161,2 Mio. Euro) in Anspruch genommen.

Einen weiteren wesentlichen Bestandteil der Finanzierung stellen Anleihen und Bankverbindlichkeiten dar. Zum 31. Dezember 2023 sind in Euro notierte, unbesicherte Anleihen mit einem Nominalvolumen von 1.100,0 Mio. Euro (Vorjahr: 1.100,0 Mio. Euro) ausstehend. Darin enthalten ist ein Green Bond in Höhe von 500,0 Mio. Euro, den die EWE AG im Juni 2021 emittiert hat. Die vorgenannten Anleihen sind 2028 bzw. 2032 fällig. Die Bankverbindlichkeiten des EWE-Konzerns belaufen sich auf 1.192,3 Mio. Euro (Vorjahr: 1.154,3 Mio. Euro) und betreffen überwiegend Projektfinanzierungen im Segment Erneuerbare Energien und Schulscheindarlehen und Namensschuldverschreibungen der EWE AG. Die Projektfinanzierungen haben Laufzeiten, welche zwischen 2024 und 2042 enden. Die Schulscheindarlehen und Namensschuldverschreibungen sind zwischen 2024 bzw. 2032 fällig.

Nichtfinanzielle Angaben und Leistungsindikatoren

Entwicklung der Mitarbeitendenzahlen

Im Geschäftsjahr 2023 waren in unserem Konzern im Durchschnitt 10.845 Mitarbeitende (Vorjahr: 10.185 Mitarbeitende) beschäftigt. Der Anstieg gegenüber dem Vorjahr resultiert aus einem Personalaufbau in den Wachstumsfeldern.

Anzahl Mitarbeitende nach Segmenten	2023	2022
Erneuerbare Energien	434	330
Infrastruktur	2.072	1.986
Markt	2.720	2.534
swb	2.253	2.260
Sonstiges	2.647	2.363
Konzern-Zentralbereich	720	712
Gesamt	10.845	10.185

Im Geschäftsjahr 2023 beschäftigte EWE konzernweit durchschnittlich 441 Auszubildende (Vorjahr: 444 Auszubildende) in diversen Ausbildungsberufen und dualen Studiengängen. Zudem stellt der EWE-Konzern jährlich bedarfsgerecht Hochschulabsolvierende als Trainees ein. 2023 waren durchschnittlich 10 Trainees (Vorjahr: 12 Trainees) beschäftigt. Sie werden in einem zweijährigen Programm systematisch auf ihre späteren Aufgaben als Fach- und Führungskräfte des EWE-Konzerns vorbereitet.

Frauenquote

Der EWE-Konzern hat ein großes Interesse, den Anteil von Frauen in Führungspositionen zu steigern und in den kommenden Jahren weiter auszubauen. EWE möchte Frauen und Männern bei der Besetzung von Führungspositionen die gleichen Chancen bieten. Es gibt beispielsweise ein spezielles Förderprogramm für weibliche Führungskräfte und Potenzialträgerinnen, um mehr Frauen für die Führung zu ermutigen und die Frauenquote in Führungspositionen zu erhöhen. In unseren Stellenanzeigen und Recruiting-Ansprachen legen wir auf eine genderbewusste oder genderinklusive Schriftsprache Wert. Des Weiteren unterstützt die betriebseigene Kindertagesstätte durch ein umfangreiches Betreuungsangebot die Vereinbarkeit von beruflicher Karriere und Familie.

Vor diesem Hintergrund wurden 2017 auf Grundlage des Gesetzes zur gleichberechtigten Teilhabe von Frauen und Männern an Führungspositionen in der Privatwirtschaft und im öffentlichen Dienst Zielquoten festgelegt.

Resultierend aus unserem klaren Bekenntnis zu mehr Vielfalt und den verschiedenen Fördermaßnahmen werden einige der Zielquoten bereits übertroffen. Diese Erfolge sind Motivation für alle Beteiligten, unsere Frauenquote unabhängig von der gesetzlichen Zielquote auch weiterhin konstant zu steigern.

Zielquoten für den Aufsichtsrat bzw. Vorstand der EWE AG

	Frauenquote (Stichtag 31.12.2023)	Zielfrauen- quote bis 30.06.2027	Festgelegt durch:
Gremium bzw. Führungsebene			
Aufsichtsrat	20,0 %	20,0 %	Aufsichtsrat
Vorstand	20,0 %	20,0 %	EWE AG

Zielquoten für die oberen Führungsebenen der EWE AG

	Frauenquote (Stichtag 31.12.2023)	Zielfrauen- quote bis 30.06.2027	Festgelegt durch:
Führungsebene			
Abteilungsleitung	17,6 %	21,0 %	Vorstand
Gruppenleitung	18,8 %	30,0 %	EWE AG

Nichtfinanzielle Konzernerklärung

Die nichtfinanzielle Konzernerklärung für das Geschäftsjahr 2023 wird in einem gesonderten zusammengefassten nichtfinanziellen Konzernbericht innerhalb der gesetzlichen Frist auf der Internetseite

www.ewe.com/de/investor-relations/publikationen

für zehn Jahre nach der Veröffentlichung bereitgestellt. Der gesonderte nichtfinanzielle Konzernbericht wird mit dem gesonderten nichtfinanziellen Bericht der EWE AG zusammengefasst.

Bericht über die voraussichtliche Entwicklung mit ihren wesentlichen Chancen und Risiken

Prognosebericht

Entwicklung der politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen

Europäische Ebene

„Fit für 55“-Paket

Zur Umsetzung des europäischen Green Deal, dessen Maßnahmen Auswirkungen auf nahezu alle Bereiche des EWE-Konzerns haben, müssen verschiedene Richtlinien und Verordnungen an das neue EU-Klimaziel von mindestens 55 Prozent weniger Emissionen bis 2030 angepasst werden. Der EWE-Konzern ist bei allen aufgeführten Maßnahmen betroffen, da das „Fit für 55“-Paket als integriertes Maßnahmenpaket zu betrachten ist, bei dem die einzelnen Komponenten ineinander verzahnt sind und einander bedingen.

Reduzierung der Methanemissionen im Energiesektor: Die EU-Kommission hat im Dezember 2021 eine Verordnung zur Reduzierung der Methanemissionen im Energiesektor vorgeschlagen. Hierfür sollen zum einen Vorgaben für die Quantifizierung, Meldung und Überprüfung von Emissionen festgelegt werden. Darüber hinaus sollen die Betreiber der Gasinfrastruktur zur engmaschigen Erkennung von Leckagen und deren kurzfristiger Reparatur (LDAR) verpflichtet werden. Vorgesehen ist zudem ein Verbot des Ablassens (Venting) und des Abfackelns von Erdgas (Flaring) für viele Anwendungsbereiche. Im November 2023 haben EU-Parlament und Rat in einer Trilog-Sitzung eine Einigung erzielt, so dass die Verordnung im Jahr 2024 in Kraft tritt. Der EWE-Konzern wird auf verschiedenen Erdgas-Wertschöpfungsstufen davon betroffen sein.

Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive – RED III): Der EU-Ministerrat hat am 9. Oktober 2023 die Novelle der Erneuerbare-Energien-Richtlinie beschlossen. Ein Großteil der Vorschriften muss von den Mitgliedsstaaten innerhalb von 18 Monaten umgesetzt werden. Für einzelne Vorgaben gilt eine kürzere Frist: Mitgliedsstaaten müssen innerhalb von sechs Monaten solche Gebiete, die bisher schon für Erneuerbare Energien ausgewiesen wurden, zu „Beschleunigungsgebieten“ zu erklären. Die Regelungen außerhalb der Beschleunigungsgebiete müssen schon bis zum 1. Juli 2024 umgesetzt werden. Die Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren werden das Geschäft der ALTERRIC deutlich vereinfachen.

Gas- und Wasserstoffpaket: Ziel der Überarbeitung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie und -Verordnung aus 2009 ist es, den Rechts- und Regulierungsrahmen für den Hochlauf erneuerbarer und CO₂-armer Gase zu aktualisieren und auf Wasserstoff zu erweitern. Kernpunkte sind die Anpassung der Verbraucherrechte an die aktualisierte Strom-Richtlinie, Entflechtungsregelungen für Wasserstoffnetzbetreiber, die schrittweise Anwendung der Gasmarktregeln auf Wasserstoff sowie Vorgaben zur Netzplanung und Organisation der Wasserstoffnetzbetreiber. Folglich sind im EWE-Konzern vor allem die Bereiche Großspeicher und Wasserstoff, sowie die Netzgesellschaften betroffen. Die am 1. Juni 2023 gestartete Trilog-Verhandlungen wurden bis Jahresende 2023 abgeschlossen, die formalen Bestätigungen erfolgen im ersten Quartal 2024. Im Nachgang folgt die Umsetzung in den Mitgliedsstaaten.

Gebäudeenergieeffizienz-Richtlinie (EPBD): Das Europäische Parlament und der Rat haben sich am 8. Dezember 2023 vorläufig über die Gebäudeenergieeffizienz-Richtlinie geeinigt. Die überarbeitete Richtlinie zielt darauf ab, den Gebäudebestand in der gesamten Union zu dekarbonisieren. Sie enthält eine Reihe von Maßnahmen, die die EU-Mitgliedstaaten dabei unterstützen, die Energieeffizienz von Gebäuden

strukturell zu verbessern. Im Mittelpunkt stehen dabei insbesondere Gebäude mit der geringsten Energieeffizienz. Zudem enthält die überarbeitete EPBD Maßnahmen, die Renovierungen erleichtern sollen sowie die Verbreitung nachhaltiger Mobilitätslösungen verbessern soll. Zudem werden Nullemissionsgebäude zum Standard bei neuen Gebäuden. Die erzielte vorläufige Einigung muss nun vom Europäischen Parlament und vom Rat noch förmlich angenommen werden, bevor die neuen Rechtsvorschriften im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht werden und in Kraft treten.

„REPowerEU“-Plan

Der delegierte Rechtsakt zu den Strombezugskriterien für erneuerbaren Wasserstoff zur Umsetzung von Artikel 27 Absatz 3 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) ist am 10. Juli 2023 in Kraft getreten. Der delegierte Rechtsakt legt Kriterien fest, wann erneuerbare Kraftstoffe nicht biologischen Ursprungs (RFNBOs) als erneuerbar im Sinne der RED II gelten und somit auf die Erneuerbare-Energien-Ziele angerechnet werden können. Die Kriterien gelten zwar vorerst nur für im Verkehrsbereich eingesetzte RFNBOs, eine Ausweitung auf alle Anwendungsbereiche ist geplant. Die Regelungen sind besonders von Bedeutung für alle Aktivitäten im Wasserstoff-Bereich des EWE-Konzerns.

Maßnahmenpaket zum nachhaltigen Finanzwesen

Die Europäische Kommission veröffentlichte am 24. Mai 2018 ein Maßnahmenpaket zum nachhaltigen Finanzwesen. Mit diesem Paket möchte die EU den Übergang zu einer CO₂-armen, ressourceneffizienteren sowie nachhaltigeren Wirtschaft unterstützen. Ein zentrales Instrument zur Erreichung dieses Ziels ist die EU-Taxonomie. Als Klassifizierungssystem für ökologisch nachhaltige Wirtschaftsaktivitäten ermöglicht sie es Unternehmen, Investoren und politischen Entscheidungsträgern, Kapitalströme gezielt in nachhaltige Investitionen zu lenken. Mit der EU-Taxonomie werden sechs Umweltziele verfolgt: 1. Klimaschutz; 2. Anpassung an den Klimawandel; 3. Nachhaltige Nutzung und Schutz von Wasser- und Meeresressourcen; 4. Übergang zur Kreislaufwirtschaft; 5. Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung und 6. Schutz und Wiederherstellung der Biodiversität. Für das Geschäftsjahr 2023 liegen erstmalig für alle Umweltziele detaillierte Bewertungskriterien vor verbunden mit der Berichtspflicht für kapitalmarktorientierte Unternehmen mit mehr als 500 Beschäftigten. Die Inhalte für die Umweltziele 3 bis 6 wurden im Rahmen der sogenannten Taxo 4 durch die im Juni 2023 veröffentlichten delegierten Rechtsakte der Europäischen Union ergänzt. Für die Umweltziele 1 und 2 werden neben den Anteilen der taxonomiefähigen („eligible“) auch die Anteile der taxonomiekonformen („aligned“) Wirtschaftstätigkeiten an Umsatz, Investitionen (CapEx) und Betriebsausgaben (OpEx) auf Aktivitätsebene offengelegt. Bedingt durch die bereits erwähnten erweiterten Umfänge wird dieses Vorgehen im Berichtsjahr 2023 auch auf neu hinzugekommene Wirtschaftstätigkeiten der Umweltziele 1 und 2 angewendet. Für die Umweltziele 3 bis 6 hat die Europäische Union für das Berichtsjahr 2023 lediglich eine Taxonomiefähigkeits-Prüfung der neuen Wirtschaftstätigkeiten gefordert. EWE hat sich dementsprechend entschieden auf die Konformitäts-Prüfungen für diese Tätigkeiten in diesem Berichtsjahr zu verzichten.

Artificial Intelligence Act

Mit dem „Artificial Intelligence Act“ (Entwurf vom 21. April 2021) wird ein EU-weiter Rechtsrahmen für den Bereich Künstliche Intelligenz (KI) geschaffen. Es handelt sich hierbei um einen risikobasierten Ansatz: Die Verordnung sieht vor, vier feste Kategorien für die Risikoeinstufung von KI zu etablieren und diese an bestimmte Anforderungen vor allem für Anbieter und Anwender zu knüpfen, insbesondere KI-Systeme mit „unannehmbarem Risiko“ grundsätzlich zu verbieten. Der EWE-Konzern ist sowohl als Anbieter als auch als Anwender von KI-Systemen in verschiedenen Bereichen von der Regulierung betroffen und muss Prozesse einführen, die der Compliance gerecht werden. Die Trilog-Verhandlungen wurden im Dezember 2023 abgeschlossen, mit einer Veröffentlichung im Amtsblatt und somit Inkrafttreten kann im ersten Halbjahr 2024 gerechnet werden. Im EWE-Konzern wird jeder Bereich, der KI entwickelt oder anwendet, von dem Gesetz betroffen sein.

Data Act / Datengesetz der EU

Durch die „Verordnung über harmonisierte Vorschriften für einen fairen Datenzugang und eine faire Datennutzung“ (kurz: Data Act) erhalten Nutzer von Produkten das Recht, vom Hersteller Zugriff auf die von ihnen durch die Nutzung erzeugten Daten zu erhalten und diese auch mit einem Dritten zu teilen. Dies kann die Datenbasis für digitale Geschäftsmodelle von EWE verbessern. Des Weiteren soll der Anbieterwechsel von Cloud- und Edge-Diensten erleichtert werden, was EWE als Nutzer solcher Dienste in eine bessere Position gegenüber Anbietern bringen könnte. In Krisenfällen, wie z.B. Pandemien, sollen öffentliche Stellen Zugang zu Daten von Unternehmen erhalten, die für die Bewältigung der Situation erforderlich sind. Die Verordnung wurde am 22. Dezember 2023 im Amtsblatt der EU verkündet und trat am 11. Januar 2024 in Kraft; sie wird nach einer grundsätzlichen Übergangsfrist von 20 Monaten ab dem 12. September 2025 EU-weit direkt anwendbares Recht werden. Die Regelungen zum Cloud-Wechsel gelten ab dem 12. September 2027. Im EWE-Konzern wird jede Gesellschaft, die KI entwickelt oder anwendet, von dem Gesetz betroffen sein.

ePrivacy-Verordnung

Ziel der Verordnung über die Achtung des Privatlebens und den Schutz personenbezogener Daten in der elektronischen Kommunikation (ePrivacy-Verordnung) ist es, die bisherigen Bestimmungen zum Persönlichkeitsschutz im Bereich der elektronischen Kommunikation an die rechtlichen Vorgaben der EU-Datenschutzgrundverordnung (EU-DSGVO) anzugeleichen. Zudem soll auch die Datenverarbeitung in Unternehmen geregelt werden. Als Energieversorgungsunternehmen fällt der EWE-Konzern in dessen Anwendungsbereich u.a. durch die Sammlung und Weiterverarbeitung von Daten über Endgeräte, wie z.B. Smart Meter-Daten. Die Verhandlungen im ordentlichen Gesetzgebungsverfahren befinden sich seit geraumer Zeit in der finalen Phase (Trilog-Verhandlungen zwischen Parlament, Rat und Kommission).

Delegierte Verordnung über die erste Phase der Einführung eines gemeinsamen Bewertungssystems der Union für Rechenzentren

Die Ermächtigung für diesen delegierten Rechtsakt ist in der Energie-Effizienz-Richtlinie enthalten. In Artikel 33 Absatz 3 dieser Richtlinie ist ein gemeinsames Bewertungssystem angelegt, mit dem Hinweis, damit die Nachhaltigkeit von Rechenzentren zu bewerten. Ziel des Bewertungssystems ist es, Vergleiche zwischen Rechenzentren zu ermöglichen und damit Effizienzmaßnahmen in neuen oder bestehenden Rechenzentren anzureizen. In ihrem Verordnungsvorschlag von Dezember 2023 stellt die Kommission dabei auf die Themen Energie- und Wasserverbrauch, Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energien sowie Abwärme ab. EWE wird den weiteren Verlauf des verordnungsgebenden Verfahrens beobachten, um sich mit den eigenen Rechenzentren und etwaigen Rechenzentrumsdienstleistungen dahingehend einzustellen.

F-Gase-Verordnung

Die Europäische Kommission hat im April 2022 einen Entwurf zur Revision der F-Gase-Verordnung vorgelegt. Mit der Novellierung der europäischen F-Gase-Verordnung sollen u.a. die Vorschriften für die Verwendung von stark klimaschädlichen Gasen wie Schwefelhexafluorid (SF₆) in elektrischen Schaltanlagen verschärft werden. Dazu gab es im Oktober 2023 eine Einigung im Trilog-Verfahren. Auf Basis dieser Grundlage sind in 2024 die Beschlüsse von Rat und Parlament zu erwarten. EWE wird von den Ergebnissen betroffen sein, insbesondere im Bereich der Verteilnetze.

Reform des europäischen Strommarktdesigns

Am 14. Dezember 2023 wurde im Trilog-Verfahren eine vorläufige Einigung zur Reform des europäischen Strommarktdesigns erzielt. Der rechtsverbindliche Beschluss und der Start der folgenden nationalen Umsetzung werden für das erste Quartal 2024 erwartet. Eines der Kernanliegen für die Überprüfung der bestehenden Regelungen waren die Folgen des Russland-Ukraine auf die Energiepreise für Endkunden. Diese stärker gegen Preisvolatilitäten zu schützen war ein Haupttreiber. Die erwarteten Änderungen werden sich entlang der Strom-Wertschöpfungskette auf sämtliche Bereiche auswirken.

Ablösung der Kostensenkungsrichtlinie durch den Gigabit Infrastructure Act

Die europäische Richtlinie für den Zugang zu Leerrohren (als Richtlinie zur Senkung der Kosten des Breitbandausbaus bezeichnet) aus 2014 soll durch die neue Rechtsverordnung „Gigabit Infrastructure Act“ abgelöst werden. Mit der Regelung werden Mitnutzungs- und Mitverlegungsrechte hinsichtlich öffentlicher Versorgungsnetze für Zwecke des Breitbandausbaus vorgegeben. Bereits die bisherige Richtlinie war umstritten, weil zum einen der Beitrag solcher Regelungen zur Senkung von Ausbaukosten fraglich ist und zum anderen getätigte und neue Investitionen in den Ausbau von Glasfasernetzen gefährdet werden. Anbieter, die solche Netze eigenwirtschaftlich errichtet haben und errichten, öffnen diese zwar typischerweise auch für Wettbewerber, indem sie Vorleistungen auf der Ebene von Telekommunikationsdiensten anbieten; dieses Prinzip des Open Access ist auch Teil des Geschäfts der EWE TEL. Die EU-Kommission präferiert aber Vorleistungen mit niedrigster Wertschöpfung, insbesondere Rohrsysteme (sogenannte Leerrohre), die das Vorleistungsgeschäft und die Netzauslastung unterlaufen. Im Ergebnis würde durch weitgehende Mitverlegungs- und Mitnutzungszwänge ein ineffizienter Mehrfachausbau („Überbau“) forcier. EWE TEL hat deshalb vorgeschlagen, dass Mitverlegung und Mitnutzung nur dann erzwungen werden können, wenn kein fairer Open Access gewährt wird. Es zeichnet sich ab, dass die Neuregelung als europäische Rechtsverordnung ergeht, so dass eine Umsetzung durch ein nationales Gesetz nicht mehr erforderlich ist. Zudem haben sich die Gesetzgebungsorgane der EU darauf verständigt, dass Telekommunikationsanbieter unter bestimmten Voraussetzungen den Rohrzugang ablehnen können, wenn sie eine tragfähige Alternative in Form von Bitstrom-Vorleistungen anbieten. Die Verabschiedung der Verordnung steht noch aus.

Bundesebene

Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts in Sachen „Zweites Nachtragshaushaltsgesetz 2021“

Das Bundesverfassungsgericht hat am 15. November 2023 entschieden, dass das Zweite Nachtragshaushaltsgesetz 2021 mit dem Grundgesetz unvereinbar und damit nichtig ist. Die Entscheidung hat weitreichende Auswirkungen auf die künftige Gestaltung der Wirtschafts- und Finanzpolitik der Bundesregierung und stellt auch Energieversorger vor Unsicherheiten und Herausforderungen. Im Nachgang hierzu hat der Bundestag am 2. Februar 2024 den Haushalt für das Jahr 2024 beschlossen. Die Kürzungen betreffen u.a. den Klima- und Transformationsfonds (KTF), der verschiedene Bereiche unterstützt, darunter den Ausbau Erneuerbarer Energien, die Elektromobilität, die Wasserstoffwirtschaft sowie die energetische Gebäudesanierung. Der Beschluss zum Haushaltfinanzierungsgesetz durch den Bundesrat steht noch aus und ist für das erste Halbjahr 2024 angesetzt. Mit diesem Gesetz sollen Einsparungen und Mehreinnahmen im Haushalt organisiert werden.

Die Auswirkungen möglicher Einsparungen, insbesondere im Bereich öffentlicher und privater Investitionen, könnten erhebliche gesamtwirtschaftliche Konsequenzen haben, was zu Unsicherheiten und Einschränkungen bei Unternehmen führen kann. EWE monitort diesen Prozess innerhalb der betroffenen Bereiche und begleitet diesen zusätzlich mit einer Task Force.

Richtlinie zur Förderung von klimaneutralen Produktionsverfahren in der Industrie durch Klimaschutzverträge

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz hat das erste Gebotsverfahren für Klimaschutzverträge verschoben. Demnach sollen Unternehmen mit dem effizientesten und emissionsärmsten Angebot den Zuschlag für den Abschluss eines Klimaschutzvertrages erhalten. Damit soll der Umstieg auf klimafreundliche Technologien unterstützt werden: Durch Zuschüsse zu den Betriebskosten und den Investitionskosten sollen die Mehrkosten gegenüber konventionellen Technologien ausgeglichen werden. Die Verträge sollen eine Laufzeit von 15 Jahren haben. Für die zu fördernden Verfahren werden Mindestanforderungen definiert, z.B. an den verwendeten Wasserstoff, den genutzten Strom, die Nutzung von Biomasse sowie Anlagen unvermeidbarer Prozessemisionen. Die aufgeschobene Förderrichtlinie ist

sowohl für das Produkt- und Dienstleistungsportfolio von EWE relevant als auch für eigene Transformationsinvestitionen, beispielsweise in Wasserstofftechnologien.

Bundes-Immissionsschutzgesetz

Mit dem Gesetz zur Verbesserung des Klimaschutzes beim Immissionsschutz, zur Beschleunigung immissionsschutzrechtlicher Genehmigungsverfahren und zur Umsetzung von EU-Recht wird das Klima als ausdrückliches Schutzgut aufgenommen. Damit einhergehend soll das Gesetz durch vereinfachte Genehmigungsverfahren zu einem schnelleren Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen, wie etwa bei der Windkraft aber auch bei der Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse, beitragen. Mit einem Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens wird in 2024 gerechnet. Über das Unternehmen ALTERRIC ist EWE im Ausbau der Erzeugung von Windstrom an Land aktiv. Ebenso plant EWE diverse Vorhaben, um den Wasserstoffhochlauf voranzutreiben.

Bundes-Immissionsschutzverordnung

Mit der Verordnung zur Neufassung der 37. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes sollen die Vorgaben aus dem Delegierten Rechtsakt zu den Strombezugskriterien für erneuerbaren Wasserstoff umgesetzt werden. Mit einem Abschluss des verordnungsgebenden Verfahrens wird 2024 gerechnet. Die Regelungen sind für alle Aktivitäten im Wasserstoff-Bereich des EWE-Konzerns von Bedeutung.

Entwurf eines Gesetzes zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung („Solarpaket 1“)

Im Juni 2023 wurde ein Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) zum sogenannten „Solarpaket 1“ für eine Konsultationsphase veröffentlicht. Das Gesetz enthält zahlreiche, grundsätzlich positive, Maßnahmen, die den Ausbau von Photovoltaik auf Dächern und Freiflächen fördern sollen. Auch für die Windenergie enthält das Paket einige relevante Regelungen. Realisierungsfristen (§ 36e EEG) und Pönalefristen (§ 55 EEG) sollen für Wind an Land um jeweils drei Monate verlängert werden. Für die Verlegung und den Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anschlussleitungen werden gegen Entschädigung Duldungspflichten aufgenommen, die auch für Überfahrt und Überschwenkung bei Errichtung von Windenergieanlagen (WEA) gelten. Diese Duldungspflichten hätten für die Projekte von ALTERRIC eine erhebliche Beschleunigungswirkung. Die Frist zur Ausstattung von Anlagen mit einer bedarfsgerechten Nachkennzeichnung (BNK) soll zudem um ein Jahr auf den 31. Dezember 2024 verlängert werden. Als Zwischenschritt sollen Betreiber bis spätestens 31. Dezember 2023 einen Antrag auf Zulassung bei der jeweiligen Luftfahrtbehörde nachweisen.

Da sich der Beschluss des „Solarpaket 1“ verzögert, wurde im Dezember 2023 ein Teil der Regelungen aus dem Gesetzespaket herausgelöst und im Bundestag separat beschlossen (Verlängerung Realisierungs- und Pönalefristen sowie Fristverlängerung für die Implementierung einer bedarfsgesteuerten Nachkennzeichnung (BNK). Insbesondere auch, weil die rückwirkende Verlängerung der Realisierungs- und Pönalefristen auf Antrag des Vorhabenträgers (Opt-Out) zurückgenommen werden kann, bewertet ALTERRIC diesen Teilbeschluss als sehr positiv. Dadurch haben ältere Projekte potenziell auch die Möglichkeit, schneller an einer erneuten Ausschreibung teilzunehmen und eine höhere Vergütung zu sichern.

Open Access und Kupfer-Glas-Migration

Die Gigabitstrategie der Bundesregierung bewertet Open Access (d.h. den wechselseitigen Netzzugang der Telekommunikationsanbieter) als wichtigen Beitrag für den erfolgreichen Netzausbau. Im Gigabitforum der BNetzA wird dazu weiter an marktweiten Erklärungen, Standardisierungen und Best-Practice-Sammlungen gearbeitet, allerdings begrenzt auf die Festnetze und nicht, wie von Festnetzanbietern gefordert, auch für die Mobilfunknetze. Gleichzeitig befasst sich das Gigabitforum mit der Ausgestaltung der Kupfer-Glas-Migration.

Telekommunikations-Netzausbauugesetz (TK-NABEG)

Mit dem geplanten Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus von TK-Netzen plant die Bundesregierung unter anderem, den Netzausbau durch die Erklärung eines besonderen öffentlichen Interesses zu unterstützen. Sie will zudem das Instrument des Infrastruktur-Atlas bei der BNetzA ersetzen durch ein Gigabit-Grundbuch, um für potenzielle Mieter von TK-Infrastrukturen die Recherche von Leitungen zu erleichtern. Wesentliche Teile der TK-Industrie bewerten dies als ineffizient und zudem unvereinbar mit dem gesellschaftlichen Ziel, Infrastruktur zu schützen, und den entsprechend ausgeweiteten gesetzlichen Anforderungen.

Landesebene

Niedersächsisches Wind-an-Land-Gesetz in der parlamentarischen Beratung

Das Windenergiebeschleunigungsgesetz wurde vor der Sommerpause 2023 von der Landesregierung zur Verbändebeteiligung vorgelegt und in einer überarbeiteten Version im Herbst 2023 in den Landtag eingebracht. Mittlerweile hat auch eine Anhörung im zuständigen Umweltausschuss stattgefunden. Das Gesetz soll voraussichtlich im 1. Halbjahr 2024 vom Landtag verabschiedet werden. Das Gesetz besteht aus zwei Teilen: dem Niedersächsischen Windflächenbedarfsgesetz (NWindBGUG) als Artikel 1 sowie dem Niedersächsischen Erneuerbaren-Energien-Vor-Ort-Beteiligungsgesetz (NEEBetG) als Artikel 2.

Artikel 1 des Gesetzes legt die Ausweisung von 2,2 Prozent der Landesfläche für Windenergienutzung bis 2026 fest, weist den Trägern der Regionalplanung konkrete Teilflächenziele zu und legt eine Evaluation im Jahr 2026 fest. Werden regionale Teilflächenziele bis dahin nicht erreicht, ist eine Anhebung anderer Teilflächenziele bis zu einem Maximalwert von 4,0 Prozent möglich, um das Gesamtziel von landesweit 2,2 Prozent erreichen zu können. Allerdings ist die Nicht-Erreichung der Flächenziele durch die Landkreise bis 2026 nicht mehr mit den Konsequenzen aus dem WindBG verbunden (Privilegierung). Dies könnte dazu führen, dass sich einige Landkreise bewusst bis Ende 2032 mit der Flächenausweisung Zeit lassen, was das Geschäft von ALTERRIC negativ beeinflussen würde.

In Artikel 2 der aktuellen Version des Gesetzes werden Anlagenbetreiber zur Zahlung einer Akzeptanzabgabe von 0,2 Cent je Kilowattstunde an die jeweilige Kommune verpflichtet. Zusätzlich soll ein „Angebot zur weiteren finanziellen Beteiligung“ gemacht werden, was einem wirtschaftlichen Ertrag in der Höhe einer 20-prozentigen gesellschaftsrechtlichen Beteiligung entspricht. Diese Formulierung entspricht einer unrealistischen Beteiligungserwartung und ist zudem nicht geeignet, um die unterschiedlichen Risiken anderer, potenziell möglicher Beteiligungsformen abzubilden. ALTERRIC wäre von diesem Gesetzentwurf insgesamt durch zusätzliche Kosten, Rechtsunsicherheiten und Bürokratieaufwand negativ betroffen. Daher begrüßt EWE die Regelungen in Artikel 1, sieht die Regelungen in Artikel 2 allerdings wegen des hohen bürokratischen Aufwands skeptisch.

Fördermittel

Die Landesregierung hat für das Jahr 2024 50 Mio. Euro Fördermittel für den Ausbau von Glasfasernetzen im Landshaushalt eingeplant. Die Mittel, die zur Ergänzung von Mitteln des Bundes vorgesehen sind und damit den Anteil der Kommunen an den Ausbaukosten in Fördergebieten reduzieren, waren zwischenzeitlich nicht mehr geplant gewesen.

Wegenutzungsverträge

Bei Verlust eines Wegenutzungsrechts ist nach § 46 Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) das betroffene Versorgungsnetz an den neuen Netzbetreiber gegen eine wirtschaftlich angemessene Vergütung zu verkaufen. Dadurch gehen den Netzesellschaften die auf das Netz entfallenden Erlöse verloren. Aufgrund der wirtschaftlichen Bedeutung erfolgt fortlaufend eine intensive Beobachtung der Entwicklungen und Auswirkungen von auslaufenden Wegenutzungsverträgen im EWE-Konzern.

In den Vergabeverfahren um die Wegenutzungsrechte Strom und Gas in den Gemeinden Groß Meckelsen, Hamersen, Kalbe, Klein Meckelsen, Lengenbostel, Sittensen, Tiste, Vierden, Wohnste (alle Samtgemeinde Sittensen, Landkreis Rotenburg) und Asendorf (Landkreis Harburg) sowie in der Stadt Emden befindet sich EWE NETZ in konkreten Verhandlungen beziehungsweise die Behandlung und Beschlussfassung durch die kommunalen Gremien steht in Kürze bevor.

Des Weiteren haben auch die Vergabeverfahren für Wegenutzungsverträge für Strom und / oder Gas in den Gemeinden Worpswede (Landkreis Osterholz-Scharmbeck), Spiekeroog (Landkreis Wittmund), Gramzow und Zichow (Landkreis Uckermark) sowie Süderholz (Landkreis Vorpommern-Rügen) begonnen.

Stromnetzentgelte steigen im Jahr 2024 deutlich an

Der ursprünglich an die Übertragungsnetzbetreiber zugesagte Zuschuss über 5,5 Mrd. Euro wurde von der Bundesregierung aufgrund der Haushaltsslage im Dezember 2023 gestrichen. In der Folge haben die Übertragungsnetzbetreiber ihre Netzentgelte Mitte Dezember 2023 deutlich erhöht. EWE NETZ wird daher im Jahr 2024 über 87 Mio. Euro mehr für die Nutzung vorgelagerter Netze zahlen müssen als noch im Oktober 2023 geplant. Bereits für das Jahr 2024 eingeplant waren zudem Mehrkosten für Strom zum Ausgleich technisch bedingter Netzverluste. Durch diese Effekte bedingt werden die Stromnetzentgelte im Jahr 2024 deutlich ansteigen. Im Gassektor bleiben die im Oktober 2023 veröffentlichten Netzentgelte für das Jahr 2024 unverändert.

Bremer Landeswärmegesetz

Im Koalitionsvertrag zur 21. Legislaturperiode wurde ein Landeswärmegesetz angekündigt. Darin sollen das Gebäudeenergiegesetz auf Landesebene ergänzt und die Kommunale Wärmeplanung verbindlich festgestellt werden. Geplante Inhalte sind unter anderem eine Nutzungspflicht erneuerbarer Energien für Eigentümer von Bestandsgebäuden und Betreibern von sogenannten Gebäudeketten. Wärmepumpen und Fernwärme sollen dabei als erneuerbarer Anteil anerkannt werden. Die Prüfung zur Notwendigkeit eines Bremer Landeswärmegesetzes ist für Mai 2024 geplant. Mit einer Entscheidung über die Implementierung ist also frühestens ab Sommer 2024 zu rechnen.

Erwartete Branchenentwicklung

Ukraine-Krieg

Der Energiesektor war im Jahr 2023 weiterhin beeinflusst von den Ereignissen seit Beginn des Ukraine-Krieges am 24. Februar 2022. Seit Anfang September 2022 wurden die russischen Gasimporte nach Deutschland über Northstream 1 eingestellt. Über die Ukraine (Transgas-Pipeline) wird jedoch nach wie vor auf niedrigem Niveau Gas aus Russland in die EU importiert. Zusätzliche Importe aus Norwegen, Belgien und den Niederlanden konnten im Verlauf des Jahres 2023 die fehlenden russischen Importe größtenteils ausgleichen. Zusätzlich wurde mit Inbetriebnahme der ersten mobilen LNG-Terminals in Wilhelmshaven und Lubmin seit Beginn des Jahres 2023 zunehmend Flüssigerdgas (LNG) importiert. Weitere mobile Terminals in Brunsbüttel und Stade werden bis Januar 2024 zu einer Gesamtimportkapazität für LNG von 30 Mrd. Kubikmeter beitragen. Dies entspricht 50 Prozent der vor dem Ukrainekrieg importierten Menge aus Russland. Die zur Verfügung stehende Importkapazität wurde im Jahr 2023 allerdings nur zu einem geringen Teil genutzt. Vor diesem Hintergrund gilt aktuell weiterhin die am 23. Juni 2022 von der Bundesregierung ausgerufene Alarmstufe des Notfallplans Gas.

Mit dem Ausfall der russischen Gasimporte kam es im Jahr 2022 zu erheblichen Anstiegen der Großhandelspreise im Strom- und Gassektor. Seit Oktober 2022 ist eine Beruhigung der Energiemarkte und damit verbunden sind sinkende Großhandelspreise festzustellen. Im Verlaufe des Jahres 2023 fielen die Preise im Spot- und Terminmarkt zwar unter Vorkrisenniveau (Beginn des Jahres 2022), allerdings liegen sie weiterhin deutlich über dem Niveau der Vorjahre 2018 bis 2021.

Um einer Gasmangelsituation im Winter 2022/2023 entgegenzuwirken hat die Bundesregierung bereits im April 2022 das sogenannte Gaspeichergesetz beschlossen. Die laut Gaspeichergesetz vorgeschriebenen Mindestfüllstände wurden im Jahr 2023 vorzeitig erreicht und sogar deutlich übertroffen. Bis Anfang März 2023 wurde zwar überwiegend ausgespeichert, trotzdem betrug der Gesamtspeicherfüllstand in Deutschland Mitte Februar 2023 noch über 70 Prozent. Das gesetzliche Füllstandsziel von mindestens 40 Prozent zum 1. Februar 2023 wurde somit übererfüllt. Zum Ende des ersten Halbjahres 2023 lag der Füllstand bereits bei rund 80 Prozent. Das gesetzliche Füllstandsziel zum 1. September 2023 von 75 Prozent wurde somit ebenfalls übererfüllt. Die Speicherfüllstände in Deutschland betragen am 12. Dezember 2023 noch 91,6 Prozent und lagen damit auf Vorjahresniveau. Anfang Februar 2024 wurde das Speicherfüllstandsziel von 40 Prozent mit über 70 Prozent wiederum deutlich überschritten. Engpässe bei der Gasversorgung sind daher im weiteren Verlauf des Jahres unwahrscheinlich.

Zur Vermeidung von Gasmangellagen hat die Bundesregierung im April 2022 den Bau neuer LNG-Importterminals in Wilhelmshaven, Stade, Lubmin und Brunsbüttel beschlossen, um die Importabhängigkeit von russischen Gasimporten schnell und deutlich zu reduzieren. Bereits zum 16. Dezember 2022 konnte das mobile Terminal in Wilhelmshaven feierlich eröffnet werden. Mit der Inbetriebnahme der LNG-Importterminals in Lubmin und Brunsbüttel zu Beginn des Jahres 2023 wurden weitere Importkapazitäten für LNG geschaffen. Geringere Nachfrage im Industrie- und Gebäudesektor im Vergleich zum durchschnittlichen Verbrauch der Jahre 2017-2021 und zusätzlicher LNG-Import haben die Gasmarktsituation im Jahr 2023 deutlich entspannt.

Für russische Kohle wurde von der EU ein Embargo mit Wirkung zum 11. August 2022 beschlossen. Es folgte ein Öl-Embargo am 5. Dezember 2022 mit Wirkung zum 5. Februar 2023. Hiernach werden alle Ölimporte in die EU per Schiff gestoppt. Für Importe per Pipeline sind Ausnahmen möglich. Deutschland hat bereits mit Wirkung zum 1. Januar 2023 sämtliche Importe aus Russland gestoppt. Diese Maßnahmen hatten im Jahr 2023 nur moderate Auswirkungen auf die globalen Preise von Kohle und Öl.

Der Ukraine-Krieg hat damit den Fokus auf die Energiesicherheit und insbesondere die Gasversorgungssicherheit gelegt und stellt die Branche vor große Herausforderungen. Die Lieferketten für Kohle, Öl und Gas waren kurzfristig neu zu gestalten, LNG-Import-Infrastrukturen sind so schnell wie möglich zu bauen und an das deutsche Erdgassystem anzubinden. Mit dem LNG-Beschleunigungsgesetz hat die Bundesregierung im Juli 2022 die Voraussetzung geschaffen, um die erforderlichen Genehmigungsprozesse zu verkürzen. EWE hat mit dem Bau einer 70 km langen Anbindungsleitung des geplanten LNG-Terminals in Wilhelmshaven an die Gaspeicher in Jemgum und Nüttermoor bis Ende 2023 kurzfristig einen Beitrag zur sicheren Gasversorgung der Region geleistet.

Unabhängig von den Herausforderungen durch den Ukraine-Krieg sind die Ziele der Energiewende zu bewältigen. Die Gasversorgung mittels LNG kann daher nur eine Übergangslösung sein, um kurzfristig eine sichere Erdgasversorgung ohne russische Gasimporte zu ermöglichen. Erdgas ist spätestens bis 2045 durch alternative CO₂-freie Energieträger wie grüner Wasserstoff oder Biomethan zu ersetzen. Die durch den Ukraine-Krieg bedingten Gaspreiserhöhungen und Versorgungsengpässe dürften den Druck zur Neuausrichtung der Geschäftsmodelle zusätzlich erhöhen. Im Strom- und Industriesektor bietet sich aus heutiger Sicht ein Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff aufgrund fehlender Alternativen an. Im Gebäudessektor wird wahrscheinlich Erdgas zunehmend durch grünen Strom als Energieträger für hocheffiziente Wärmepumpen verdrängt. Erdgasversorger wie der EWE-Konzern, die ihren Gasabsatz prioritär in diesem Sektor generieren, sind somit besonders gefordert, ihre Geschäftsmodelle anzupassen.

Energiewende

Im April 2021 hat die Europäische Kommission ein umfassendes Maßnahmenpaket angenommen, das dazu beitragen soll, in der Europäischen Union mehr Investitionen in nachhaltige Tätigkeiten zu lenken. Die beschlossenen Maßnahmen umfassen unter anderem eine Verordnung zur EU-Klimataxonomie, die

die Investitionen in eine nachhaltige dekarbonisierte Wirtschaft fördern und so maßgeblich zur Klimaneutralität Europas bis 2050 beitragen sollen. Ende 2022 wurde der Beschluss gefasst, dass Investitionen in Gas- und Kernkraftwerke sowie Gasinfrastrukturen als nachhaltig gelten. Damit dürfte ein wesentliches Hemmnis für zukünftige Investitionen in diesen Bereichen beseitigt worden sein. Bei der Investition in Gasinfrastrukturen wird die zukünftige Nutzung für Wasserstoff eine entscheidende Rolle spielen. Um die Ambitionssteigerung des Übereinkommens von Paris zu erfüllen, hat die Europäische Union mit dem neuen EU-Klimagesetz ihre klimapolitischen Zielsetzungen für 2030 (netto minus 55 Prozent gegenüber 1990) und Klimaneutralität um die Jahrhundertmitte im Frühjahr 2021 verschärft und gesetzlich festgelegt.

Ein Urteil des Bundesverfassungsgerichtes im März 2021 führte zur ersten Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes (veröffentlicht am 18. August 2021). Der verschärfte Zielpfad für die Minderung der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 ist dort wie folgt festgelegt: Minderung der Treibhausgasemission bis 2030 um mindestens 65 Prozent, bis 2040 um mindestens 88 Prozent, bis 2045 um 100 Prozent (Netto-Treibhausgasneutralität) und nach 2050 sollen negative Treibhausgasemissionen erreicht werden. Die Sektorziele für die Jahre 2020 bis 2030 wurden entsprechend dem Gesamtminderungsziel von 65 Prozent bis 2030 angepasst. Im Juni 2023 hat das Bundeskabinett allerdings eine Änderung des Klimaschutzgesetzes beschlossen, nach der die verbindlichen Sektorziele zu Gunsten des Gesamtziels aufgehoben werden sollen.

Seit Anfang 2022 wird gemäß Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) erstmals ein CO₂-Preis für Benzin, Diesel, Heizöl und Erdgas für Gebäudewärme und Verkehr eingeführt. Der Einstiegspreis nach dem BEHG beträgt 25 Euro je Tonne CO₂. Das entspricht etwa 7,0 Cent je Liter Benzin, 7,9 Cent je Liter Diesel und Heizöl sowie 0,6 Cent je Kilowattstunde für Erdgas jeweils bereits inklusive Mehrwertsteuer. Wenn auch die mit den 25 Euro pro Tonne CO₂ verbundenen Klimaschutz-Effekte gering ausfallen werden, ist eine weitere Verteuerung fossiler Energieträger infolge der bereits verabschiedeten Steigerung des CO₂-Preises auf 55 Euro je Tonne im Jahr 2025 zu erwarten. Trotz der vorab geführten politischen Diskussion über eine weitere Anhebung ist laut Koalitionsvereinbarung der neuen Regierung eine weitere Steigerung des CO₂-Preises in den betroffenen Sektoren zumindest bis zum Jahr 2026 nicht zu erwarten. Mit Blick auf die aktuell hohen Energiepreise wurde die für den 1. Januar 2023 geplante Erhöhung um 5 Euro je Tonne CO₂ sogar durch Änderungsbeschluss am 20. Oktober 2022 auf den 1. Januar 2024 verschoben. Zugleich werden die für die Jahre 2024 und 2025 vorgesehenen Festpreise im Vergleich zur ursprünglichen Fassung jeweils um 10 Euro abgesenkt. Der für das Jahr 2026 festgelegte Preiskorridor, der den Übergang von gesetzlichen Festpreisen in den Zertifikatehandel erleichtern soll, erfährt dagegen keine Anpassung.

Bereits im Jahr 2021 führte aber nicht nur die CO₂-Bepreisung gemäß BEHG zu höheren Endkundenpreisen für Gas, sondern insbesondere der stark gestiegene Großhandelspreis sowie die niedrigen Speicherfüllstände zu Beginn des Winters 2021/2022. In der Folge stiegen in der zweiten Jahreshälfte 2021 auch die Strompreise. Mit Beginn des Ukraine-Krieges im Februar 2022 haben sich diese noch einmal deutlich erhöht. Die zwischenzeitlich hohen Preise haben die Lenkungswirkung einer CO₂-Abgabe auf Erdgas deutlich übertroffen. Durch den seit Oktober 2022 feststellbaren Verfall des Gaspreises nimmt die Bedeutung des CO₂-Preises für den erforderlichen Energieträgerwechsel von Erdgas auf Strom oder grüne Gase allerdings wieder zu. Zwar haben sich im Jahr 2023 die Strom- und Gaspreise an den Börsen deutlich reduziert, jedoch blieben die Endkundenpreise für Strom deutlich (etwa Faktor 3) über dem Gaspreisniveau. Sollte sich dieser Trend fortsetzen muss der Umstieg von Gas auf den Energieträger Strom im Gebäudebestand durch geeignete Förderinstrumente weiter angereizt werden.

Neben diesen jüngsten Energiemarktentwicklungen in Folge des Ukraine-Kriegs werden die aktuellen richtungsweisenden politischen und rechtlichen Entscheidungen zum Klimaschutz für die Energiewirtschaft eine deutlich schnellere Reduktion des Einsatzes fossiler Energieträger als bisher und eine Beschleunigung der Transformation des Energiesystems hin zu erneuerbaren Energien und alternativen Energieträgern erfordern. Zudem wird eine schnellere Verschiebung von Arbeitsplätzen der konventio-

nellen Energieerzeugung hin zu Unternehmen in Bereichen der regenerativen Energien, Wasserstofftechnologien und zu gänzlich neuen Geschäftsmodellen notwendig.

Die Umsetzung der Pariser Klimaschutzziele 2030 erfordert einen hohen jährlichen Zubau erneuerbarer Energien, aber auch den Ausbau der Netze und Energiespeicher. Zudem müssen die Sektoren Verkehr, Wärme und Industrie vor dem Hintergrund sektoraler Klimaschutzziele in den Transformationsprozess einbezogen werden. Diese Umgestaltung ist nur durch einen hohen Standardisierungs- und Automatisierungsgrad zu erreichen. Neuere Studien (z.B. die Studie der Deutschen Energieagentur (dena) „Aufbruch Klimaneutralität“ aus Oktober 2021) sowie die aktuellen Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) aus 2022 haben ergeben, dass das Ziel der Klimaneutralität die Entwicklung und den Hochlauf von negativen Emissionstechnologien erforderlich macht, um nicht vermeidbare Treibhausgasemissionen aus industriellen Prozessen oder der Landwirtschaft zu kompensieren. Negative Emissionstechnologien könnten auch im Rahmen der Energieerzeugung aus Abfall eine relevante Rolle einnehmen.

Markt und Wettbewerb

Das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt (BIP) ist im Jahr 2022 laut Berechnungen des Statistischen Bundesamtes um 1,9 Prozent höher als im Vorjahr. Im Vergleich zum Jahr 2019, dem Jahr vor Beginn der COVID-19-Pandemie, war das BIP 2022 trotz einer schwierigen gesamtwirtschaftlichen Lage infolge des Ukraine-Krieges (extreme Energiepreiserhöhungen, Lieferengpässe, Fachkräftemangel etc.) noch um 0,6 Prozent höher. Die führenden Wirtschaftsforschungsinstitute erwarteten laut Gemeinschaftsdiagnose vom April 2023 im Auftrag des BMWK noch einen Anstieg des Bruttoinlandsprodukts um nur 0,3 Prozent im Jahr 2023 und um 1,5 Prozent im Jahr 2024. Laut Pressekonferenz des Statistischen Bundesamtes vom 15. Januar 2024 sank das das Bruttoinlandsprodukt demgegenüber um 0,3 Prozent. Jüngste Prognosen des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) aus dem Dezember 2023 erwarten im Jahr 2024 ein deutlich verringertes Wachstum des BIP um nur 0,6 Prozent. Das Wirtschaftswachstum für das Jahr 2024 wird damit voraussichtlich wie bereits im Vorjahr hinter den Erwartungen zurückbleiben.

Im Jahresdurchschnitt 2022 betrug die Inflationsrate 7,9 Prozent. Treiber für diesen enormen Preisanstieg waren vor allem die hohen Energie- und Nahrungsmittelpreise. Die Jahresteuerungsrate ohne Berücksichtigung von Energie und Nahrungsmitteln lag 2022 bei +4,0 Prozent und damit nur etwa halb so hoch wie die Gesamtinflationsrate. Die Verbraucherpreise in Deutschland haben sich laut statistischem Bundesamt im Jahresdurchschnitt auch im Jahr 2023 weiter erhöht und lagen um 5,9 Prozent über dem Vorjahr. Für das kommende Jahr erwartet die deutsche Bundesbank laut Prognose aus Dezember 2023 eine Inflationsrate von unter 3 Prozent. Der Trend sinkender Inflationsraten setzt sich demnach fort.

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland reduzierte sich im Jahr 2022 laut Analyse der AGEB um insgesamt 4,7 Prozent. Für das Jahr 2023 sank dieser sogar nochmals um 7,9 Prozent unter den Wert des Vorjahreszeitraums auf 2998 TWh. Damit liegt der Verbrauch an Primärenergien in Deutschland um mehr als ein Viertel unter dem bisherigen Höchststand von 1990. Die Hauptursache für den Rückgang des Verbrauches sieht die AGEB in der zurückgehenden wirtschaftlichen Leistung infolge der verzeichneten Produktionsrückgänge der energieintensiven Industrie.

Die Wettbewerbsintensität und der Margendruck in der Energiewirtschaft sind weiterhin anhaltend und durch ein hohes Maß an Konkurrenz im Bereich von Standard- und Bündelprodukten über alle Kundensegmente gekennzeichnet. Zunehmend drängen auch Wettbewerber aus anderen Branchen sowie Kunden in Form von Energiegemeinschaften in den Energiesektor ein. Im Ergebnis führt dies zu einem steigenden Wettbewerb im deutschen Energiesektor und wird u.a. den Wettbewerbs- und Kostendruck in der Branche weiter erhöhen. Der anhaltende Trend zur Selbstversorgung und Autarkie von Kunden reduziert die Bedeutung des konventionellen Energieversorgers und erfordert zur Kompensation neue Geschäftsmodelle.

Der Transformationsbedarf bei den konventionellen Geschäftsmodellen der Energiewirtschaft im Strom- und Wärmesektor wird weiter zunehmen. Neue, überwiegend digitale und plattformbasierte Geschäftsmodelle rücken zunehmend in den Fokus der Energiewirtschaft. Digitale Schnittstellen und Internet-Plattformen bringen Konsumenten und Produzenten zusammen und sind damit auch für Energieversorger eine attraktive Option zur Steigerung des Absatzes. Sie sind in vielen Bereichen des Handels längst zum Standard geworden. Strom und Gas bilden hier keine Ausnahme. Sie lassen sich ebenfalls gut über digitale Plattformen vermarkten wie auch andere Güter.

Die fortschreitende Energiewende führt zu einer steigenden Vernetzung der Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie, wodurch zunehmend übergreifende Geschäftsmodelle mit deutlich steigender Komplexität erforderlich werden. Damit verbunden ist ein steigender Bedarf an Digitalisierung und Partnerschaften mit branchenfremden Unternehmen, um ganzheitliche Kundenlösungen anbieten zu können. Zudem erfordert der bestehende Kostendruck eine hohe Skalierbarkeit von Geschäftsmodellen. Zur Erzielung eines volkswirtschaftlichen Optimums wird eine integrierte Planung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen zunehmend an Bedeutung gewinnen.

Entwicklungen im politischen und regulatorischen Umfeld erhöhen zusätzlich zu den Folgen des Ukraine-Kriegs den Veränderungsdruck insbesondere im Wärmemarkt. Zu nennen sind hier die CO₂-Bepreisung der Energieträger Heizöl und Erdgas sowie das aktuell diskutierte Gebäudeenergiegesetz. In der Folge wird der Absatz von Strom als alternativer Energieträger im Wärmemarkt voraussichtlich zunehmen. Mit der Abschaffung der EEG-Umlage im Juli dieses Jahres kann sich der Trend einer steigenden Elektrifizierung des Wärmemarktes verstärken, sobald sich die aktuell hohen Strompreise im Vergleich zu den Gaspreisen wieder normalisieren. Andererseits eröffnet die nationale Wasserstoffstrategie neue Perspektiven für die Gaswirtschaft insbesondere im Industrie- und Verkehrssektor.

Die Bundesregierung ist überdies in Zukunft verpflichtet, für die Einhaltung des jährlichen Emissionszieles zu sorgen. Dabei steht das Gesamtziel im Fokus. Der individuelle Beitrag der Sektoren – also in der Energiewirtschaft, der Industrie, im Gebäudebereich und im Verkehr – wird jährlich von der Bundesregierung festgelegt. Dies wird zwangsläufig u. a. den Bedarf nach entsprechenden Dienstleistungen, Produkten und Lösungen im Energiesektor erhöhen. Hieraus ergeben sich für die Branche zahlreiche Chancen, die es zu nutzen gilt.

Strom

Trotz der weitgehenden Normalisierung der Gasversorgungslage und der Gaspreise in 2023 nach dem russischen Gaslieferstopp im Jahr 2022 geraten – vor dem Hintergrund der zu erwartenden steigenden CO₂-Preise für fossile Energieträger – alternative Energieträger wie Strom oder Wasserstoff in den Fokus. Mit zunehmender Elektrifizierung des Energiesystems durch mehr Elektromobilität, Wärmewende und einen politisch forcierten Ausbau der grünen Wasserstoffproduktion bedarf es zudem einer an die steigenden Strombedarfe angepassten Erhöhung der Zubau-Ziele für die erneuerbaren Energieträger sowie einem an die steigende Nachfrage gekoppelten Ausbau der Stromnetze auf allen Spannungsebenen. Das derzeitige Ausbautempo der erneuerbaren Energien und der Netze hält mit dem wachsenden Strombedarf aber nicht Schritt. Die aktuelle politische Debatte sowie die neuen Ziele der Bundesregierung scheinen eine Trendwende einzuleiten. Diese gilt es aber noch durch geeignete Maßnahmen zu untermauern. Beispielsweise müssen die Genehmigungsverfahren beschleunigt und die Akzeptanz in der Bevölkerung insbesondere für Wind Onshore und Netzausbau deutlich erhöht werden, um die erforderlichen Ausbauraten zu erreichen. Darüber hinaus sind die Ausbaureserven für Wind Offshore zu nutzen und der Ausbau der Photovoltaik Dach- und Freiflächenanlagen zu erhöhen.

Mit der im Koalitionsvertrag verankerten deutlichen Erhöhung des Ausbauziels auf 200 Gigawatt bis 2030 für Photovoltaik und einer Erhöhung der geplanten Ausbaukapazitäten für Wind-Offshore auf 70 Gigawatt im Jahr 2045 hat die Bundesregierung ein deutliches Signal für einen beschleunigten Ausbau der erneuer-

baren Energien zur Erreichung der ambitionierten Ziele bis 2030 / 2045 bereitet. Zudem erfordern Material- und Lohnkostensteigerungen eine angemessene Anpassung der Preisdeckel im Rahmen von Ausschreibungen im Bereich der erneuerbaren Energien. Zum Jahresende erhöhte die Bundesnetzagentur (BNetzA) die bestehenden Preisdeckel um 25 Prozent. Im Jahr 2023 wurde laut BNetzA mit 6.377 Megawatt (MW) nahezu die doppelte Menge an Wind-Onshore Anlagen gegenüber dem Jahr 2022 (3.225 MW) bezuschlagt, jedoch lag das tatsächliche Ausschreibungsvolumen bei rund 9.827 MW.

Darüber hinaus steht neben dem Ausstieg aus der Kernenergie am 15. April 2023 der Kohleausstieg fest. Laut Koalitionsvertrag soll der Kohleausstieg bereits im Jahr 2030 statt bisher 2038 angestrebt werden. Der Bundestag hat daher im Dezember 2022 für den vorgezogenen Braunkohleausstieg in Nordrhein-Westfalen gestimmt. Ob ein vorgezogener Kohleausstieg bis 2030 für ganz Deutschland gelingen wird, bleibt mit Blick auf den Importstopp von russischem Erdgas infolge des Ukraine-Kriegs abzuwarten. Bei einem um acht Jahre vorgezogenen Kohleausstieg sind mit Blick auf die Versorgungssicherheit und benötigten Vorlaufzeiten für eine Realisierung kurz- bis mittelfristig bedarfsgerechte Back-up-Kapazitäten an Gaskraftwerken aufzubauen. Da der derzeit bestehende Energy only Markt (EOM) dies nicht gewährleisten kann bedarf es angemessener Rahmenbedingungen. Die Bundesregierung beabsichtigt, diese im Rahmen einer Kraftwerkstrategie zu entwickeln, um sicherzustellen, dass auch zukünftig ausreichend Back-up-Kraftwerke zur Verfügung stehen.

Der dynamischere Ausbau der erneuerbaren Energien führt allerdings infolge von Kannibalisierungseffekten zu einem Verfall der Marktwerte und könnte die notwendige Investitionsbereitschaft und damit die Erreichung der Ziele gefährden. Einen Beitrag zur Stabilisierung der Marktwerte könnte der beschleunigte Ausbau zusätzlicher flexibler Nachfrage wie Batteriespeicher oder Power-to-Gas Anlagen liefern. Denkbar wäre auch eine deutliche Steigerung der CO₂-Preise im EU-ETS Handel, um einen Preisverfall der erneuerbaren Energiepreise zu kompensieren, da Gaskraftwerke bis 2030 und darüber hinaus bei dem aktuellen Strommarktdesign preissetzend für die Großhandelspreise im Strom bleiben dürften. Allerdings wird in politischen Kreisen vor dem Hintergrund der Strompreisentwicklungen eine Anpassung des Strommarktdesigns diskutiert.

Kritisch ist weiterhin der schleppende Übertragungsnetzausbau, der zu erheblichen Ineffizienzen im Strommarkt in den vergangenen zehn Jahren geführt hat und speziell auch die Netzgebiete des EWE-Konzerns durch hohe Abregelungen der subventionierten Windeinspeisung belastet. Dem entgegen wirkt der geplante Ausbau von Power-to-Gas Anlagen, die im Fall von Netzengpässen oder fehlender Abnahme als zusätzliche Flexibilitätspotenziale zur Verfügung stehen könnten. Dabei kann ein wirtschaftlicher Betrieb von Power-to-Gas Anlagen nur über eine angemessene Auslastung aber nicht allein über die Überschussstrommengen im Rahmen von Netzengpässen erreicht werden. Power-to-Gas Anlagen lösen damit nicht das Problem von Netzengpässen. Eine weitere Verzögerung des Übertragungsnetzausbau durch Power-to-Gas Anlagen gefährdet das Erreichen der Klimaschutzziele.

Die zunehmend fehlende Akzeptanz in der Bevölkerung zur Errichtung neuer Windenergieanlagen an Land und nach wie vor lang andauernde Genehmigungsverfahren belasten weiterhin die Windenergiebranche und gefährden den notwendigen Ausbau von Wind-Onshore. Das Windflächenbedarfsgesetz zur Erhöhung und Beschleunigung des Ausbaus von Windenergieanlagen an Land wurde im Juli 2022 verabschiedet. Ziel des Windflächenbedarfsgesetzes ist eine Ausweisung von 2 Prozent der Gesamtfläche der Bundesrepublik Deutschlands für den Bau von Windenergieanlagen bis spätestens 2032 – bisher sind es lediglich 0,5 Prozent. Demnach müssen dem Entwurf zufolge in Brandenburg, Hessen, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz, Sachsen-Anhalt und Thüringen jeweils 2,2 Prozent der Fläche für Windkraft nutzbar machen. Dagegen gilt für Baden-Württemberg, Bayern, Nordrhein-Westfalen und das Saarland eine Vorgabe von lediglich 1,8 Prozent. Die anderen Flächenländer liegen dazwischen. Für die Stadtstaaten Berlin, Hamburg und Bremen gilt eine Mindestfläche von lediglich 0,5 Prozent ihres Gebiets.

Die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien wird weiterwachsen und konventionelle Kraftwerke ersetzen. Damit verbunden ist mit Blick auf die Versorgungssicherheit zwangsläufig eine ausreichende Kapazität von Back-up-Kraftwerken. Dabei lag der Fokus bis zum Februar 2022 auf dem Ausbau von Gaskraftwerken im Zuge des geplanten Kohleausstieges. Die unsichere Gasversorgungslage infolge des russischen Importstopps im September 2022 führte zur Anpassung des sogenannten Energiesicherungsgesetzes aus 1975 und einem Beschluss zur Bereithaltung von Ersatzkraftwerken zur Reduzierung des Gasverbrauchs im Stromsektor. Mit den Gesetzesänderungen sollte der Einsatz von Gas im Stromsektor begrenzt werden. Befristet sollten dazu Erzeugungskapazitäten im Bereich Kohle und Öl reaktiviert oder länger betrieben werden. Dazu wurden das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und Energiesicherheitsgesetz (EnSiG) geändert. Zudem wurden umweltrechtliche Erleichterungen für den Brennstoffumstieg geschaffen. Durch die genannten kurzfristigen Gegenmaßnahmen zur Gaseinsparung im Stromsektor, weitere Einsparungen bei den Verbrauchern sowie zusätzliche LNG Importe konnte die Gasversorgungslage im Laufe des Jahres 2023 weitgehend stabilisiert werden, so dass nunmehr die Frage ausreichender Gaskraftwerkskapazitäten erneut in den Fokus gerät. Mit Blick auf die Klimazielerreicherung sind diese zukünftig mit Wasserstoff zu betreiben. Die aktuelle Einigung der Bundesregierung mit der EU über die Leitplanken einer Förderung wasserstofffähiger Gaskraftwerke ist ein weiterer wichtiger Beitrag zur Versorgungssicherheit. Damit kann der notwendige Ausbau steuerbarer Gaskraftwerkskapazitäten bei gleichzeitigem Ausstieg aus Kohle gelingen. Unklar sind bisher die konkreten Förderbedingungen. Leider ist die für das Jahr 2023 dafür notwendige Kraftwerkstrategie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz in Folge der Haushaltsskrie auf das Jahr 2024 verschoben worden. Die Bundesregierung hat am 5. Februar 2024 erste Eckpunkte einer Kraftwerkstrategie veröffentlicht. Neben einer Förderung wird danach zusätzlich die Einführung eines Kapazitätsmarktes in 2028 erwogen.

Die volatile dezentrale Stromproduktion über Photovoltaik und Wind-Onshore, der Ausbau Wind-Offshore sowie die Sektorenkopplung bedingen darüber hinaus einen massiven Netzausbau, insbesondere auf der Verteilnetzebene, sowie technische Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität (Smart Grids). Die zunehmende Volatilität der Energieerzeugung erhöht den Bedarf an Flexibilität zur Netzstabilität. Zu den Flexibilitätsoptionen gehören ein Stromgroßhandel mit 15-Minuten-Produkten, KWK-Anlagen, Stromspeicher, regionale Flexibilitätsmärkte, Demand-Side-Management und die Europäisierung des Stromhandels über Marktkopplung und Diversifizierung des erneuerbaren Energien-Portfolios in Europa. Als weitere sinnvolle Flexibilitätsoptionen kommen Power-to-Gas und Power-to-Heat, also die Wandlung von grünem Strom zu Wasserstoff, Erdgas oder Wärme in Betracht. Der Bedarf an Flexibilität wird damit weiter steigen, wohingegen die jeweiligen Marktanteile offen sind. Ein relevanter Marktanteil für Stromspeicher-, Power-to-Gas- und Power-to-Heat-Anwendungen bedingt neben einer Kostendegression im Bereich der Anlagentechnik eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen und Anreize.

Gas und Wärme

Zur Erreichung der Klimaschutzziele ist der Ersatz fossiler Energieträger und damit auch Erdgas zwingend notwendig. Als Ersatz für Erdgas kommen sogenannte „Grüne Gase“ wie Biomethan, synthetisches Methan und Wasserstoff in Betracht. Wasserstoff und Biomethan werden zur Erreichung der Klimaschutzziele unter Berücksichtigung verfügbarer Mengen und bestehender sektorspezifischer Preisniveaus mittelfristig in erster Linie der Industrie als Rohstoff oder Energieträger sowie dem Verkehrssektor vorbehalten bleiben. Mittelfristig ist ein Wasserstoffeinsatz auch in der Stromerzeugung wahrscheinlich. Für einen schnellen Ersatz von Erdgas im Wärmemarkt zeichnen sich mittelfristig insbesondere im unsanierten Altbau kaum Alternativen ab. Allerdings wird die zunehmende, durch Fördermittel angereizte, energetische Sanierung von Gebäuden, der Einsatz neuer technischer Alternativen wie Hybridwärmepumpen bzw. Hochtemperaturwärmepumpen die Nachfrage nach fossilem Erdgas und klimaneutralen Gasen mittel- bis langfristig deutlich reduzieren. Damit verbunden ist die Frage nach dem zukünftigen Bedarf an Gasnetzen und deren alternativer Nutzung für den Transport von Wasserstoff für den Wärmemarkt.

Auf langfristige Sicht werden Wasserstofftechnologien aber insbesondere im Industrie- und Verkehrssektor sowie der Stromerzeugung stetig bedeutender. Es sollten Lösungen für Herausforderungen der Erzeugung, des Transports und der benötigten Infrastruktur gezielt entwickelt und gefördert werden.

Mit zunehmender Elektrifizierung im Neubau und im Gebäudebestand werden die Auswirkungen der Energiewende und des Ukraine-Kriegs auf die Erdgasnachfrage voraussichtlich in den kommenden Jahren spürbar werden. Hieran wird auch die ab 2021 über das Klimaschutzgesetz eingeführte zusätzliche nationale CO₂-Besteuerung für Erdgas bis 2026 einen Beitrag leisten. Durch das Klimaschutzgesetz müssen jedoch unter anderem ölbefeuerte Heizkessel in Deutschland ausgetauscht werden. Weitere Veränderungen über das bundesdeutsche Klimaschutzgesetz hinaus zeichneten sich bereits auf deutscher und europäischer Ebene ab. Dazu gehören beispielsweise die Ende 2022 vorgestellten Maßnahmen im Rahmen des EU-Gaspakets zum Einsatz von Wasserstoff und Biogas bzw. der Green Deal der EU mit dem Ziel einer Treibhausgasneutralität bis 2050. Der viel diskutierte deutsche Gesetzentwurf aus dem Jahr 2023, der bei einem Heizungstausch ab 2024 einen Einsatz von 65 Prozent erneuerbare Energien forderte, fand keine Mehrheit. Stattdessen wurde ein Gesetz zur kommunalen Wärmeplanung verabschiedet, wonach die Kommunen bis spätestens 2028 Pläne zu verabschieden haben, die über die zukünftige Wärmeversorgung Klarheit schaffen. Im Fokus stehen dabei die Frage nach einer zukünftigen Wärmeversorgung über Nah- und Fernwärmennetze bzw. die Zukunft der dezentralen Gasversorgung zum Betrieb von Gasbrennwertkesseln über grüne Gase. Im Kern wird damit die weitere Dekarbonisierung (auch des Wärmesektors) auf deutscher und europäischer Ebene einschließlich der Anpassung der klimapolitischen Ziele für 2030 und 2050 eingeführt werden, jedoch ist durch die Frist bis 2028 im Bereich der kommunalen Wärmeplanung mit einer deutlichen Verzögerung bei der Umsetzung zu rechnen.

Neben energetischer Sanierung von Bestandsgebäuden und einer zunehmenden Elektrifizierung im Neubausektor kommt alternativ auch ein Einsatz von Wasserstoff, Biomethan oder synthetischem Methan in Betracht. Dessen Einsatz im Wärmemarkt ist aber vor dem Hintergrund der derzeit absehbaren vergleichsweise hohen Herstellkosten und bestehender technischer Alternativen wie Wärmepumpen in Einfamilienhäusern sowie Großwärmepumpen bei der Fern- und Nahwärmeverversorgung unsicher. Ein Gaseinsatz im Rahmen von KWK-Quartierslösungen, also der Kopplung von Strom- und Wärmeerzeugung in Verbindung mit Nah- oder Fernwärmennetzen ist nicht auszuschließen, wird aber im Vergleich zu heute eine eher untergeordnete Bedeutung haben. Darüber werden flexible Elektroheizkessel und Geothermie eine relevante Rolle in Fernwärmesystemen einnehmen.

Im Einfamilienhausbestand wird daher über 2030 hinaus Erdgas als Energieträger dominieren. Gleichwohl wird durch eine zunehmende Besteuerung Erdgas für Kunden teurer werden, wodurch der Druck im Wärmemarkt zu emissionsärmeren Lösungen steigt – insbesondere im Neubausektor. Insgesamt wird sich der Erdgasabsatz im Wärmemarkt daher langfristig deutlich reduzieren.

Die Liquidität des deutschen Gasmarktes war bislang trotz zurückgehender deutscher und niederländischer Gasproduktionen durch zusätzliche Importe aus Russland gewährleistet. Bereits im Juni 2022 hat Russland trotz bestehender Verträge einseitig den Import über die Gaspipeline Northstream 1 auf 40 Prozent der Kapazität eingeschränkt und dies mit den westlichen Sanktionen der EU aufgrund des Ukraine-Krieges begründet. Es folgten eine weitere Reduzierung auf 20 Prozent Ende Juli und ein Importstopp am 2. September 2022. Zur Sicherstellung der Gasversorgung mussten die russischen Importe so schnell wie möglich ersetzt werden. Neben zusätzlichen Importen aus Norwegen, Belgien und den Niederlanden kommen kurzfristig zusätzliche LNG-Importe in Betracht. Mit Blick auf begrenzte Transportkapazitäten von bestehenden Importterminals in den Niederlanden, Belgien, Frankreich oder Spanien sowie fehlender eigener LNG-Importinfrastruktur hat die Bundesregierung daher im Jahr 2022 den Bau neuer Importterminals in Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Stade und Lubmin sowie deren Anbindung an das deutsche Erdgassystem forciert. Zum Ende des Jahres 2022 wurden bereits zwei mobile Terminals in Betrieb genommen und seit Anfang 2023 werden erste LNG Mengen in das deutsche Erdgasnetz einge-

speist Ein alternativer Import von Wasserstoff oder aber die weitergehende Elektrifizierung des Wäremarktes wirken demgegenüber eher langfristig.

Verkehr

Der positive Trend alternativer Antriebe (Battery Electric Vehicle (BEV), Hybrid Plug-In (PHEV)) hält weiterhin an. Auf Basis aktueller amtlicher Zahlen sind zum 1. Juli 2023 auf deutschen Straßen 1.170.632 Elektrofahrzeuge (BEV) zugelassen. Der Gesamtbestand von Personenkraftwagen aller Antriebsarten ist im gleichen Zeitraum um 0,7 Prozent auf jetzt erstmals über 49 Mio. gestiegen (49.038.145 Pkw). Damit steigt der Anteil von Elektro-Pkw (BEV) im Gesamtbestand von 1,6 Prozent auf 2,4 Prozent. Einschließlich Plug-in Hybrider Fahrzeuge (PHEV) stieg der Anteil im gleichen Zeitraum auf 3,7 Prozent. Bei den Neuzulassungen betrug der Anteil der Elektroautos 17,7 Prozent (BEV) bzw. 13,7 Prozent (PHEV). Trotz des Wachstums Elektrofahrzeugbestandes ist das Ziel der Bundesregierung von 15 Mio. reinen Elektrofahrzeugen im Jahr 2030 in Deutschland mit dem derzeitigen Markthochlauf nicht erreichbar. Der Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur nimmt weiter an Fahrt auf: Das Ladesäulenregister der BNetzA enthält 85.072 Normalladepunkte und 20.507 Schnellladepunkte, die am 1. September 2023 in Betrieb waren. An den Ladepunkten können gleichzeitig insgesamt 3,71 GW Ladeleistung bereitgestellt werden. Laut Vorjahres-Zahlen der BNetzA vom 1. November 2022 waren in Deutschland insgesamt 72.091 Ladesäulen im Betrieb gemeldet. Davon waren 60.229 Normalladepunkte, also mit einer Ladeleistung bis 22 kW, und 11.862 Schnellladepunkte mit einer Leistung ab 22 kW.

Ein weiterhin dynamischer Markthochlauf der E-Mobilität wird vor dem Hintergrund weiterhin hoher Herstellkosten und aus Kundensicht nicht ausreichender Ladeinfrastruktur in den kommenden Jahren maßgeblich von Subventionen in Kauf und Betrieb der Fahrzeuge sowie den subventionierten Aufbau von Lade- und H₂-Tankstelleninfrastruktur abhängen. Mit der verringerten Förderung der E-Mobilität im Jahr 2023, den vergleichsweise hohen prognostizierten Strompreisen und hoher Inflation ist ein weiterer dynamischer Hochlauf wie bisher unsicher.

Der Fokus der Entwicklungen wird absehbar auf batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen oder Plug-in-Hybridfahrzeugen liegen. Aus heutiger Perspektive wird aber über eine reine Elektrifizierungsstrategie allein keine ausreichende Treibhausgasminderung des Verkehrssektors erreicht werden können und auch zukünftig noch Bedarf für gasförmige und flüssige Kraftstoffe insbesondere im Schwerlast-, Schiffs- oder Flugverkehr bestehen. Ob die nationale Wasserstoffstrategie mittelfristig zu relevanten Marktanteilen von Wasserstoff-Antrieben im Mobilitätssektor führt, hängt insbesondere vom Engagement der Hersteller zur Entwicklung serienerreifer Wasserstofffahrzeuge sowie dem Ausbau der erforderlichen wettbewerblichen Wasserstoffproduktion und -infrastruktur ab. Mit Blick auf das in der EU geplante „Verbrennerverbot“ für Pkw ab 2035 zeichnet sich ab, dass sich Wasserstoff als Energieträger in der Mobilität neben synthetischen Kraftstoffen für den Schiffs- oder Luftverkehr etablieren wird.

Kundenzentrierung

Anhaltender Margendruck, der durch hohe Energiepreise in Folge des Ukraine-Kriegs verstärkte Trend zur Eigenerzeugung und die Etablierung ausgereifter technischer Lösungen zur Erhöhung des Autarkie- und Effizienzgrades setzten den klassischen Vertrieb von Strom und Gas auch 2023 zunehmend unter Druck. Die Bedürfnisse von Endkunden und Konsumenten, die gleichzeitig Produzenten sind (sogenannte „Prosumer“), über die reine Energieversorgung hinaus, geraten zunehmend in den Fokus. Zu einem erweiterten Produktpotential können neben regionalen Produkten für grünen Strom und grünes Gas beispielsweise Angebote zur Energieeffizienz, Stromspeicherung, Elektromobilität, Smart-Home-Anwendungen, Telekommunikation, grüne Wärme etc. angeboten werden. Die Unternehmen des Energievertriebs entwickeln sich damit weg vom reinen Energielieferanten zum nachhaltigen Gesamtdienstleister für Fragen rund um Gebäudetechnik, Energie und Verkehr. Somit geht es in der Energiewirtschaft darum, dem Kunden nicht nur marktfähige Produkte anzubieten, sondern ihn als Partner zu begreifen, der nicht nur Strom abnimmt, sondern auch herstellt.

Digitalisierung

Die notwendige Transformation zur Digitalisierung der Energiewirtschaft in Folge zusätzlicher Anforderungen im Rahmen der Energiewende und der Arbeitswelt ist weiter fortgeschritten. Zu den wesentlichen Handlungsfeldern der digitalen Transformation in der Energiewirtschaft gehören sich ändernde Geschäftsmodelle, der Kunde sowie das digitale Unternehmen. Notwendige Instrumente wie u. a. Prozessautomation, digitale Kommunikation mit Kunden, unter Mitarbeitern und mit Dienstleistern sowie Big Data Analyse gewinnen an Bedeutung für den wirtschaftlichen Erfolg.

Die mit der Digitalisierung der Mitarbeiterkommunikation verbundene zunehmende Verlagerung der Arbeit zum Mobilen Arbeiten infolge der COVID-19-Pandemie stößt zunehmend an Grenzen. Mehr Präsenz im Büro und direkte Zusammenarbeit geraten wieder mehr in den Fokus interner Diskussionen in den Energieunternehmen.

Die Anforderungen an Netzstabilität sowie die Steuerbarkeit von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern werden im Rahmen der Energiewende weiterwachsen und nur über weitgehende Automation der Prozesse erfüllt werden können.

Künstliche Intelligenz kann ein weiterer Baustein der digitalen Transformation der Energiebranche werden. Mögliche Anwendungsfelder Künstlicher Intelligenz werden bei der Steuerung von Stromnetzen (Smart Grids), dezentraler Stromerzeugungsanlagen („virtuelle Kraftwerke“) und Batteriespeichern (Flexibilität), dem Ladesäulenmanagement oder im Stromhandel (Wetter – und Bedarfsprognosen) in Betracht gezogen.

Mit fortschreitender Digitalisierung wachsen die Anforderungen an IT-Architekturen, IT- und Datensicherheit. Der damit verbundene Trend zu Cloud basierten IT-Lösungen erhöht die Gefahr von vermehrten Hackerattacken. Diesem gilt es durch höhere Aufwendungen für Informations- und Datensicherheit zu begegnen.

Zunehmender Vernetzungs- und Datenaustauschbedarf von Markakteuren, Kunden und Dienstleistern erfordert einen weiterhin zügigen Ausbaubedarf an Glasfasernetzen, um ausreichend hohe und schnelle Übertragungskapazitäten sicherzustellen.

Erwartete Entwicklung im EWE-Konzern

Erwartete Entwicklung im EWE-Konzern

Die Prognose für den EWE-Konzern und seiner Segmente wurde auf Erfahrungen der Vergangenheit, einer konsequenten Umsetzung der EWE-Strategie sowie bestmöglicher Einschätzung der zukünftigen Entwicklungen erstellt. Den Veränderungen des energiewirtschaftlichen Marktumfeldes in Form von zunehmenden Autarkiestreben bei Strom und Gas, dem Ziel der Klimaneutralität sowie der Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung der Energiewende für unsere Kunden stellt sich EWE. So forciert EWE – teilweise in Zusammenarbeit mit Partnerunternehmen – den Ausbau erneuerbaren Energien, insbesondere in den Bereichen Ladeinfrastruktur für Elektromobilität, dem Wärmesektor und der Verteil- und Transportnetze einschließlich des Bereichs Telekommunikation. Der schnelle Ausbau der Flüssigerdgas-Infrastruktur im Nordwesten unterstreicht unser großes Engagement.

Mit dem am 15. November 2023 ergangenen Urteil hat das Bundesverfassungsgerichts (BVerfG) entschieden, dass das Zweite Nachtragshaushaltsgesetz 2021 mit dem Grundgesetz unvereinbar und damit nichtig ist. Die Entscheidung hat weitreichende Auswirkungen auf die künftige Gestaltung der Wirtschafts- und Finanzpolitik der Bundesregierung und stellt auch Energieversorger vor Unsicherheiten und Herausforderungen. EWE monitort und begleitet diesen Prozess mit einer eigens eingerichteten Task Force.

Für unsere Kunden mussten wir die Preise erhöhen. Zum Ende des Jahres 2023 sind die staatlichen Preisbremsen für Strom und Gas sowie Wärme ausgelaufen. Für Erdgas steigt die Mehrwertsteuer zum 1. März 2024 von 7 Prozent auf 19 Prozent. Zudem haben die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, Tennet und Transnet BW mitgeteilt, dass die Stromnetzentgelte ab dem 1. Januar 2024 von derzeit 3,12 Cent je Kilowattstunde auf 6,43 Cent je Kilowattstunde erhöht werden, da aufgrund des BVerfG-Urteils ein möglicher Zuschuss in Höhe von 5,5 Mrd. Euro bei den Netzentgelten nicht zur Auszahlung kommen wird.

Von dieser Prognose sind Belastungen aus rechtlichen Themen ausgeschlossen. Prognostiziert wird unsere um nicht planbare Sondereffekte bereinigte Steuerungsgröße Operatives EBIT.

in Mio. Euro	2024	2023
Segment Erneuerbare Energien	+5% bis +30%	93,3
Segment Infrastruktur	-10% bis -5%	339,9
Segment Markt	-85% bis -80%	573,2
Segment swb	-10% bis +15%	113,0
Segment Sonstiges	n.a. *	-21,2
Konzern-Zentralbereich	-	-70,9
Operatives EBIT, EWE-Konzern	-45% bis -40%	1.027,3

* Negative Effekte im Bereich Innovationen werden durch positive Ergebnisbeiträge teilweise kompensiert. Technisch ist aufgrund des negativen Ergebnisses im Jahr 2023 die Angabe einer prozentualen Abweichung nicht möglich. Wir erwarten ein negatives einstelliges Ergebnis.

Erwartete Entwicklung im Segment Erneuerbare Energien

Für das Geschäftsjahr 2024 erwarten wir im Segment Erneuerbare Energien eine Ergebnisverbesserung gegenüber dem Vorjahr. Dies ist im Wesentlichen auf Offshore zurückzuführen. Hier entlasten der Entfall der Wertminderungen der at-equity bilanzierten Offshore-Windparks sowie geringere Abschreibungen infolge der Wertminderungen im Geschäftsjahr 2023 das Ergebnis. Des Weiteren wirkt der erwartete Abschluss der Instandsetzungskampagne für den Offshore-Windpark TWB II zur Mitte des Jahres 2024 positiv. Für den Bereich Onshore erwarten wir, aufgrund der höheren Personalkosten und des Entfalls der periodenfremden Effekte des Jahres 2023, welche insbesondere aus Abregelungen resultieren, eine Verringerung des Operativen EBIT.

Im Segment Erneuerbare Energien sind für 2024 Investitionen für eigenentwickelte Windparkprojekte von rund 687 Mio. Euro sowie Akquisen von rund 20 Mio. Euro vorgesehen. Dies bedeutet einen deutlichen Anstieg gegenüber dem Vorjahr. Die Investitionen sind vornehmlich in Deutschland geplant (rund 85 Prozent).

Erwartete Entwicklung im Segment Infrastruktur

Für das Geschäftsjahr 2024 erwarten wir für das Segment Infrastruktur gegenüber dem Jahr 2023 ein geringeres Operatives EBIT. Im Rahmen der Vermarktung der Gaspeicher wird ein geringeres Preisniveau erwartet. Die Umsatzerlöse reduzieren sich leicht. Es fallen darüber hinaus höhere Aufwendungen für betriebliche Energieverbräuche an. Bei den Gastransportnetzen hingegen wird von einem ansteigenden Ergebnis ausgegangen, da die LNG-Leitung regulatorisch berücksichtigt wird. Auch bei den Verteilnetzen rechnen wir für 2024 mit einem höheren Operativen EBIT. Wesentlicher Grund für diese Ergebnisverbesserung sind neben dem Wegfall belastender Sondereffekte aus 2023 vor allem positive Wirkungen in den Erlösobergrenzen Strom und Gas (im Wesentlichen Nachholeffekt aus 2022 bezüglich dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten). Darüber hinaus wird auch im Telekommunikationsgeschäft insbesondere durch

den von 2023 in die Folgejahre verschobenen Ausbau für EWE TEL und Glasfaser NordWest ein höheres Ergebnis erwartet.

Im Segment Infrastruktur sind für 2024 Investitionen von rund 732 Mio. Euro geplant, davon entfallen rund 455 Mio. Euro auf den Bereich der Energienetze. Dies bedeutet einen Anstieg von über 100 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahr. Die zusätzlichen Investitionen resultieren insbesondere aus einem deutlichen Anstieg des Anschlusses von Biogaseinspeiseanlagen sowie einem höheren Ressourcenbedarf für den TK-Glasfaserausbau. Darüber hinaus sorgt in 2024 weiterhin die Entwicklung von erneuerbaren Energien für einen anhaltend hohen Ausbaubedarf der Stromnetze. Im Bereich der Großspeicher erwarten wir ebenfalls deutlich höhere Investitionen von rund 247 Mio. Euro, insbesondere durch Berücksichtigung von geförderten Wasserstoff-Projekten sowie dem Anschluss der GWL-Leitung an die Speicherstandorte Jemgum und Nüttermoor. Die Inbetriebnahme für Jemgum wird für Anfang 2024 erwartet. Bei den Gastransportnetzen reduzieren sich die Investitionen auf rund 29 Mio. Euro, da die LNG-Leitung Wilhelmshaven-Leer Anfang 2024 fertiggestellt und in Betrieb genommen wird.

Erwartete Entwicklung im Segment Markt

Die Energiekrise und der damit verbundene Anstieg der Energiepreise haben in unserem Segment Markt zu größeren Schwankungen in den Jahren 2022 und 2023 geführt. Für das Geschäftsjahr 2024 erwarten wir eine geringere Volatilität und damit einhergehend eine bessere Planbarkeit. Mit den oben beschriebenen politischen Unsicherheiten erwarten wir ein gegenüber 2023 für unser Segment Markt deutlich reduziertes Operatives EBIT. Das Ergebnis im Bereich Energiehandel wird gegenüber dem Jahr 2023 rückläufig sein. Das Ergebnis 2023 war durch die einmaligen sehr hohen Handelsergebnisse außerordentlich hoch. Für 2024 erwarten der Energiehandel normalisierte Handelsergebnisse, die in der Summe zu deutlichen Abweichungen gegenüber 2023 führen werden. Die Ergebnisse im Energiehandel liegen aber trotz der Abweichung zum Jahr 2023 immer noch über den langfristigen Erwartungen des Managements.

Der deutliche Rückgang der Energiepreise an den Beschaffungsmärkten in Kombination mit der Beschaffungsstrategie der EWE führt zu einer nachteiligen Preispositionierung des Energievertriebs am Markt. Infolgedessen ergibt sich eine hohe Wechselbereitschaft der Privatkunden zu preisgünstigeren Wettbewerbern. Dies führt zu Kundenverlusten, die sich im Laufe des kommenden Jahres voraussichtlich reduzieren werden. Zudem gehen wir davon aus, dass die eingeleitete Wärmewende, die sich in der Elektrifizierung der Wärmeversorgung widerspiegelt, auf die Entwicklung des Gasprivatkundenbestands auswirken wird. Aufgrund des Entfalls von negativen Einmaleffekten, die 2023 aufgrund von Preiseffekten entstanden sind, gehen wir im kommenden Jahr von steigenden Roherträgen in den Sparten Strom und Gas aus. In der Sparte Energiedienstleistungen erwarten wir einen Zuwachs durch den Ausbau des Wärmepumpengeschäfts. Daneben wird mit rückläufigen Aufwendungen im Kundenservice aufgrund einer sinkenden Anzahl von Kundenanfragen gerechnet. Im Telekommunikationsvertrieb wird ein Wachstum bei den FTTH-Produkten erwartet. Der Entfall negativer Effekte im operativen Geschäft trägt zur Ergebnisverbesserung bei.

Durch die Reduzierung der staatlichen Förderungen für elektrisch betriebene Fahrzeuge werden die Neuzulassungen im Jahr 2024 unter den langfristigen Marktprognosen liegen. Hierbei wird erwartet, dass dies kein nachhaltiger Effekt auf den langfristigen Bestand an elektrischen Fahrzeugen in Deutschland aufweisen wird. Die Intensität des bundesweiten Aufbaus von öffentlicher Ladeinfrastruktur, insbesondere Schnellladeinfrastruktur wird auch im Jahr 2024 weiter zunehmen. Dies wird unter anderem in einem zunehmenden Wettbewerb um attraktive Standorte zwischen den Ladeinfrastruktur-Betreibern und steigenden Standortkosten resultieren. Das Ergebnis im Geschäftsfeld Mobilität wird weiterhin durch die Geschäftsaktivitäten in dem Bereich öffentliche Ladeinfrastruktur geprägt. Durch die insgesamt im Markt noch nicht ausreichende Auslastung des Ladeinfrastruktur-Portfolios und die hohen Abschreibungen des investitionsintensiven Geschäfts wird ein negatives Jahresergebnis im Jahr 2024 erwartet. Darüber

hinaus ist geplant, die ersten Ladeparks aus der Ausschreibung zum Deutschlandnetz im Joint Venture mit Hochtief umzusetzen.

Im Segment Markt sind für 2024 Investitionen von rund 179 Mio. Euro geplant. Durch neu akquirierte Standortpartner und Einzelstandorte ist ein im Vergleich zum Vorjahr steigendes Investitionsvolumen geplant. Darüber hinaus ist ein Gesellschafterdarlehen für die im Rahmen der Ausschreibung zum Deutschlandnetz gegründeten Gesellschaften berücksichtigt. Im Telekommunikationsvertrieb werden höhere Investitionen vor allem durch technische Erweiterungen und beim Energievertrieb, insbesondere eine Zunahme bei stromgeführten Wärmeanlagen erwartet.

Erwartete Entwicklung im Segment swb

Der swb-Konzern erwartet im Geschäftsjahr 2024 ein höheres operatives Jahresergebnis als im Jahr 2023. Dies liegt vor allem an besseren Ergebnissen der swb Erzeugung und der wesernetz, gegenläufig wirkt vor allem das niedrige prognostizierte Ergebnis der Vertriebsgesellschaften.

Aufgrund der weitgehend gesicherten höheren Spreads in der Stromvermarktung des Kohleblocks sowie der Vermarktung der Strommengen aus der Anlage des GuD, welche während des gesamten Jahres 2023 stillstand, bleibt das operative Ergebnis aus Elektrizität, trotz der unterjährigen Stilllegung von Block 15, im Vergleich zum Berichtsjahr stabil. Der Wegfall des negativen Effekts aus der Bewertung der Kohlebestände im Berichtsjahr 2023 führt dann dazu, dass sich das Ergebnis aus Elektrizität in Summe im Jahr 2024 deutlich verbessert. In Hinblick auf das Jahr 2024 erwartet wesernetz einen deutlichen Anstieg des Ergebnisses, insbesondere durch Mehrerlöse im Wärmege schäft und steigende Netzentgelten aufgrund höherer Erlösobergrenzen. Dem gegenüber steht eine erwartete Mehrbelastung des operativen Geschäfts im Wesentlichen durch weiteren Personalbedarf sowie Beratungs- und Fremdleistung, die im Rahmen der Transformation im Stromsektor und des Wärmeausbaus erforderlich wird. Zudem werden höhere Abschreibungen als Resultat des gestiegenen Investitionsaufkommens der letzten Jahre erwartet. Das operative Ergebnis im Vertriebsbereich wird geringer ausfallen als im Jahr 2023. Dies liegt vor allem an diversen periodenfremden Effekten sowie sonstigen betrieblichen Erträgen, die das Jahr 2023 positiv beeinflusst haben.

Im Segment swb sind für das Jahr 2024 Bruttoinvestitionen von rund 254 Mio. Euro geplant. Das Jahr 2024 ist dabei geprägt von höheren Investitionen in die Netzinfrastruktur, aufgrund der anstehenden Energiewende. Auch die Investitionstätigkeiten bei der swb Entsorgung werden im Jahr 2024 im Vergleich zum Berichtsjahr 2023 aufgrund einer Vielzahl von Projekten zur Sicherstellung der Zukunftsfähigkeit der Großanlagen, wie der Erneuerung des Gewebefilters MHKW sowie der Löschanlage MKK, ansteigen. Nach dem investitionsreichen Jahr 2023, in dem das BHKW in Betrieb genommen wurde, sinkt die Investitionssumme bei der swb Erzeugung im Geschäftsjahr 2024.

Erwartete Entwicklung im Segment Sonstiges

Strukturelle Veränderungen innerhalb des Innovationsbereichs führen gegenüber dem Geschäftsjahr 2023 zu einer Ergebnisverbesserung im Jahr 2024. Einmalaufwendungen für Maßnahmen zur Umsetzung und Realisierung eines wettbewerbsfähigen Ambitionsniveaus und zur Unterstützung der Konzern-Wachstumsstrategie belasten das Ergebnis im IT-Bereich. In Polen wird für 2024 ein Operatives EBIT auf Normalniveau erwartet.

Die geplanten Investitionen für das Segment Sonstiges belaufen sich für 2024 auf rund 30 Mio. Euro und betreffen unter anderem Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen im IT-Bereich. Darüber hinaus wird der Investitionspfad bei Speicherlösungen und strategischen Start-Up-Beteiligungen fortgesetzt. Investitionen in Polen sind geprägt durch Netzverdichtungen und -erneuerungen.

Risiko- und Chancenbericht

Grundsätze des Risiko- und Chancenmanagements

Das Risikomanagementsystem (RMS) des EWE-Konzerns dient der Früherkennung, Bewertung und Steuerung interner und externer Risiken. Das Interne Kontrollsyste (IKS) unterstützt die Einhaltung von Gesetzen und interner und externer Vorgaben (Compliance), sichert wesentliche Geschäftsprozesse ab und gewährleistet eine ordnungsgemäße Berichterstattung. RMS und IKS werden im EWE-Konzern in Methode und Durchführung unter einem einheitlichen Ansatz als integriertes Risikomanagement (iRM) umgesetzt.

Risiken sind mögliche zukünftige Entwicklungen oder Ereignisse, die zu einer für den EWE-Konzern negativen oder positiven Zielabweichung führen können (Risiko im engeren Sinne bzw. Chance). Diese Zielabweichungen können sich im strategischen Bereich, im Finanzbereich, im operativen Bereich und im Rechts- und Compliance-Bereich inklusive der Finanzberichterstattung ergeben. Neben den finanziellen Zielabweichungen können sich Risiken auch auf die Reputation, die Strategie oder Prozesse des EWE-Konzerns auswirken.

Der grundlegende risikopolitische Rahmen für die Geschäftstätigkeit des EWE-Konzerns wird durch die Risikostrategie festgelegt. Neben Leitlinien für die Steuerung der Risiken werden darin Vorgaben zur Bestimmung des Risikoneigung sowie eindeutige Risikolimite zur Sicherstellung der Risikotragfähigkeit des EWE-Konzerns definiert. Den Bestand des EWE-Konzerns gefährdende Risiken dürfen grundsätzlich nicht bewusst eingegangen werden.

Ein regelmäßiges Berichtswesen an die Entscheidungs- und Aufsichtsgremien sorgt für hohe Transparenz hinsichtlich des aktuellen Risikoprofils und der Wirksamkeit des IKS sowie für die kontinuierliche Überwachung der risikopolitischen Vorgaben im EWE-Konzern.

Wesentliche Merkmale des RMS und IKS

Der iRM-Prozess erfolgt in Anlehnung an die international anerkannten Rahmenwerke des Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO Enterprise Risk Management – Integrated Framework bzw. Internal Control – Integrated Framework).

Die Schwerpunkte des iRM-Prozesses liegen auf der jährlichen Risikoinventur, die parallel zur Planung stattfindet, sowie der Wirksamkeitsbeurteilung der Kontroll- und Risikosteuerungsmaßnahmen zum Jahresende. Im Rahmen der Risikoinventur werden in allen Gesellschaften des EWE-Konzerns die wesentlichen Risiken der Geschäftstätigkeit ermittelt und auf Konzernebene zusammengefasst. Über einen Eilmeldeprozess für neue Risiken und die monatliche Aktualisierung von Fokusrisiken wird sichergestellt, dass wesentliche unterjährige Veränderungen im Risikoinventar zeitnah erfasst werden.

Zur Sicherstellung der Wirksamkeit von Kontrollen und Risikosteuerungsmaßnahmen findet jährliche eine Selbstbeurteilung der Wirksamkeit statt. Für unwirksame Kontrollen werden Schwachstellen dokumentiert, deren Behebung in der Folge regelmäßig überwacht wird. Daneben wird für einen nach spezifischen Kriterien ausgewählten Anteil aller Kontrollen eine Drittbeurteilung durchgeführt, mit der die Kontrollselbstbeurteilung ergänzt und bestätigt wird. Die Behebung identifizierter Unwirksamkeiten einzelner Kontrollen wird dokumentiert und regelmäßig berichtet.

Die systematische Risikoidentifikation ist über die Vorgabe von vier Risikotypen (Strategische Risiken, Finanzrisiken, Operative Risiken und Compliance-/ Rechtsrisiken), die sich wiederum in zwölf Risikofeldern aufteilen, angelegt. Fragenkataloge und Pflichtvorgaben für Risiken und Kontrollen zu den einzelnen

Risikofeldern unterstützen die Gesellschaften bei der Risikoidentifikation. Hierbei werden auch mit Sozial- und Umweltfaktoren verbundene Risiken und Chancen für EWE sowie die ökologischen und sozialen Auswirkungen der Unternehmensaktivität systematisch identifiziert. Die Bewertung der Risiken erfolgt anhand der Bruttoeintrittswahrscheinlichkeit und der Bruttoschadenshöhe für jedes einzelne Geschäftsjahr der mittelfristigen Unternehmensplanung. Die Steuerung der Risiken erfolgt über Kontrollen und Risikosteuerungsmaßnahmen, die zu jedem Risiko dokumentiert werden. Durch Berücksichtigung der Minderungswirkung der Kontrollen ergibt sich die Nettobewertung des Risikos. Darauf wird der Expected Shortfall 95 Prozent (ES95) als zentrale Kennzahl zur Bewertung und Einordnung der Risiken ermittelt.

Der ES95 verbindet die Eintrittswahrscheinlichkeit mit allen potentiellen Schadenshöhen eines Risikos zu einer einheitlichen Kennzahl. Dazu wird das Risiko auf denjenigen Schaden normiert, den das Risiko im Schnitt bei Überschreitung des Value-at-Risk zum 95 Prozent Konfidenzniveau annimmt.

Einzelrisiken werden unter Anwendung statistischer Verfahren zu einer Wahrscheinlichkeitsverteilung des Gesamtrisikos des EWE-Konzerns aggregiert. Das Gesamtrisiko des EWE-Konzerns wird über verschiedene Niveaus des Value-at-Risk der Risikotragfähigkeit gegenübergestellt, um sicherzustellen, dass diese die Risikotragfähigkeit nicht überschreiten. Die Risikotragfähigkeit wird über einen Rating-orientierten Ansatz aus der Finanzierung- und Zahlungsfähigkeit des EWE-Konzerns abgeleitet.

Die Energiehandelsaktivitäten im EWE-Konzern unterliegen darüber hinaus gesonderten Risikorichtlinien, die spezifisch auf den Energiehandel ausgerichtete Instrumente zur Risikomessung und -steuerung festlegen.

Die interne Revision verifiziert im Rahmen ihrer Prüfungen regelmäßig die Managementbeurteilung und Funktionsfähigkeit der wesentlichen Risiken und Kontrollen bei den von ihr geprüften Prozessen. Das letzte interne Audit des Risikomanagementsystems erfolgte im vierten Quartal 2017. Für die Geschäftsjahre 2019 bis 2020 hat der EWE-Konzern seine Corporate Governance Systeme durch eine externe Wirtschaftsprüfungsgesellschaft nach den IDW Prüfungsstandards 980 Compliance Management System, 981 Risikomanagementsystem, 982 Internes Kontrollsystem und 983 Internes Revisionssystem prüfen lassen. Bestandteile des iRM sind regelmäßig Teil interner Audits.

Der Vorstand der EWE AG hat Umfang und Ausrichtung des iRM anhand der unternehmensspezifischen Gegebenheiten ausgestaltet. Dennoch kann selbst ein angemessen eingerichtetes und funktionsfähiges Risikomanagementsystem keine absolute Sicherheit für die Identifikation und Steuerung von Risiken gewährleisten. Es sind keine Sachverhalte bekannt, die auf eine Unwirksamkeit des RMS hindeuten.

Im nachfolgenden Abschnitt werden Risiken, die wesentliche negative Auswirkungen auf unsere Geschäfts-, Vermögens-, Finanz- und Ertragslage sowie unsere Reputation haben können, in den einzelnen Risikotypen beschrieben. Chancen sind oftmals die Gegenposition der entsprechenden Risiken und werden den gleichen Kategorien zugeordnet und in diesen berichtet.

Ausgehend vom ES95 lassen sich die Risiken in die folgenden Schadenstufen einordnen:

Schadenstufe	in Mio. Euro
gering	< 15
moderat	15 - 60
mittelschwer	60 - 150
hoch	150 - 400
katastrophal	> 400

Es wurden keine Risiken finanziell in der Risikostufe „katastrophal“ bewertet. Ein Risiko („Fördermittel Telekommunikation“) wurde in der Risikostufe „hoch“ in der Kategorie „Compliance- und Rechtsrisiken und -chancen“ bewertet.

Risiken und Chancen

Aktuelle Krisenlage

Das Risikoumfeld hat sich mit Beginn der COVID-19-Pandemie und ihren Auswirkungen auf die Wirtschaft, gefolgt von der Energiemarktkrise, dem Russland-Ukraine-Krieg, hoher Inflation sowie der Zinswende insbesondere für Unternehmen der Energiewirtschaft stark verändert. Damit einher gehen neben den makroökonomischen oder marktgetriebenen Risiken auch wesentliche regulatorische oder politische Risiken, wie das Bundesverfassungsgerichtsurteil zum Bundeshaushalt bzw. Wirtschaftsstabilisierungs- sowie Klimatransformationsfond zeigt. Im Folgenden werden die aus der aktuellen Krisenlage sowie den sonstigen mit dem Geschäftsbetrieb verbundenen Risiken aufgezeigt.

Strategische Risiken und Chancen

Die Veränderungen des energiewirtschaftlichen Marktumfeldes sowie Anpassungen der rechtlichen, politischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen stellen weiterhin wesentliche Risiken für eine nachhaltige Geschäftsentwicklung in Hinblick auf finanzielle und nichtfinanzielle Zielgrößen in den Segmenten des EWE-Konzerns dar. Im strategischen Risikomanagement werden die Bedrohungen, die den Erfolgsfaktoren der EWE langfristig ausgesetzt sind, identifiziert und bewertet. Hierbei werden wesentliche, übergeordnete Gefahren oder Chancen, die mehrere oder bedeutende Geschäftsbereiche betreffen und ihre Wirkung über einen Zeitraum von 5-10 Jahren oder mehr entfalten betrachtet.

Der EWE-Konzern ist grundsätzlich stark von den Auswirkungen politischer Entscheidungen und gesellschaftlicher Entwicklungen abhängig. Aufgrund des hohen Grads an regulatorischen Vorgaben in der Energiewirtschaft bedrohen nachteilige politische Änderungen das Geschäft der EWE maßgeblich. Hierzu zählt insbesondere die geplante Einschränkung oder das Verbot von Erdgas als Energieträger. Darüber hinaus besteht das Risiko, bestehende Konzessionen und damit Teile des Netzes zu verlieren. Generell haben Konzessionsverträge für Strom und Gas eine auf maximal 20 Jahre begrenzte Laufzeit mit anschließender Wiedervergabe durch wettbewerbliches Verfahren. In diesem Verfahren konkurriert der EWE-Konzern mit anderen Anbietern um die Strom- bzw. Gaskonzession einer Gemeinde. Auch die Nicht-Verfügbarkeit von ausreichenden Personalressourcen zum Beispiel durch den demographischen Wandel oder die Störung bzw. der Einbruch der Versorgungs- und Lieferketten zum Beispiel durch geopolitische Krisen kann den EWE-Konzern nachteilig beeinflussen.

Neben gesellschaftlichen und politischen Entwicklungen sind auch die des Wettbewerbs und Finanzmarkts wesentlich für den Erfolg des EWE-Konzerns. Das Risiko eines Rating-Downgrades kann aus einer

Veränderung des Geschäftsrisikoprofils oder einer steigenden Verschuldung aufgrund hoher Investitionen in Verbindung mit der Transformation der Energiewirtschaft resultieren. Dies hätte negative Auswirkungen u.a. auf Kapitalmarkttransaktionen und das Handelsgeschäft. Disruption bestehender und zukünftiger Geschäftsfelder durch Wettbewerber oder neue Marktakteure kann die Wettbewerbsfähigkeit des EWE-Konzerns einschränken. Die zunehmende Digitalisierung der Gesellschaft eröffnet Chancen für Energie- und Dienstleistungsunternehmen wie EWE. Gleichzeitig führt sie aber auch zum Absenken von Markteintrittsbarrieren für Wettbewerber aus fremden Branchen. Eine Verkleinerung des Absatzmarktes zum Beispiel im Bereich des Vertriebes von Erdgas oder durch den gesellschaftlichen Trend der Autarkie stellt ebenfalls ein Risiko für den nachhaltigen Erfolg des EWE-Konzerns dar.

Mit seinen strategischen Wachstumsfeldern setzt EWE ein Zeichen für den Ausbau einer nachhaltigen Energie- und Telekommunikationswirtschaft. Damit verbunden sind verschiedene Risikofaktoren, die einen erheblichen Einfluss auf die langfristige Wachstumsstrategie des EWE-Konzerns haben können. Zu diesen zählt beispielsweise das Verfehlen der Stakeholder-Ansprüche an Nachhaltigkeit. Hier hat sich EWE zu klaren Klimaschutz-Zielen verschrieben. In Bezug auf die Wachstumsfelder besteht insbesondere das Risiko, dass die Markt- und Technologieentwicklung nicht wie antizipiert stattfindet. Dies kann unter anderem zu nicht ertragsfähigen Investitionen führen. Das Risiko eines unausgewogenen Portfolios im Bereich von Wachstums- und Bestandsgeschäften ist einer laufenden strategischen Analyse unterworfen. Darüber hinaus besteht das Risiko, dass der EWE-Konzern durch nicht ausreichende Governance oder mangelnde Informationen in Unternehmensentscheidungen fehlerhaft gesteuert wird.

Abschließend sind neben dem Ausbau des Bestandsgeschäfts wie der bestehenden Netzinfrastuktur, der Fähigkeit innovative und digitale Lösungen an den Markt zu stellen, auch Effizienz und Effektivität interner Prozessabläufe ausschlaggebend für einen nachhaltigen Erfolg des EWE-Konzerns. Durch einen immer höheren Grad an dezentraler Netzeinspeisung oder volatiler Ausspeisung zum Beispiel durch E-Mobilität sind die Anforderungen an die Netzinfrastuktur gestiegen und damit das Risiko von Strom- und Netzausfällen. Massenprozesse, wie diese bei EWE u.a. im Strom- und Gas- sowie Telekommunikationsgeschäft zum Einsatz kommen, gehen zunehmend einher mit individuellen kundenorientierten Lösungen im Privat- und Geschäftskundensegment. Durch fehlende Fachkräfte und Kompetenzen im Bereich Digitalisierung besteht das Risiko, dass EWE keine ausreichende Fähigkeit hat, digitale Produkte an den Markt zu stellen. Weitere Risiken ergeben sich aus ineffizienten und ineffektiven Prozessen zum Beispiel aufgrund mangelnder Digitalisierung. Dies kann zu einer langfristig hohen Kostenbelastung, Kundenunzufriedenheit und schlussendlich mangelnder Wettbewerbsfähigkeit führen.

Da sich die Auswirkungen der Risiken der Kategorie „Strategische Risiken und Chancen“ über den mittelfristigen Planungshorizont erstrecken, werden die Risiken qualitativ und nicht finanziell bewertet. Die qualitative Schadenbewertung wird in ebenfalls fünf Schadenstufen vorgenommen. Dabei ist keines der strategischen Risiken qualitativ in der Risikostufe „katastrophal“ bewertet worden. Spezifische Einzelrisiken, die sich im Planungshorizont aus den strategischen Risiken ableiten, werden unter den weiteren Risikokategorien aufgeführt und finanziell bewertet.

Neben dem deutschen Energiemarkt hat sich der EWE-Konzern in den vergangenen Jahren auch auf dem polnischen Energiemarkt etabliert. Daraus ergeben sich zusätzliche Wachstumschancen, die von den Entwicklungen im heimischen Markt weitgehend unabhängig sind. Die mit dem Auslandsengagement naturgemäß einhergehenden potentiellen länderspezifischen Risiken werden systematisch beobachtet.

Finanzrisiken und -chancen

Die Veränderung von Preisen und Mengen auf der Absatz- und Beschaffungsseite, der Ausfall von Geschäftspartnern sowie mangelnde Liquidität und eingeschränkte Finanzierbarkeit stellen die wesentlichen Ursachen für Finanzrisiken im EWE-Konzern dar. Zudem können schwankende Preise zu Bewertungsrisiken in der Bilanz führen.

Die extreme Preisentwicklung im Zuge der Energiemarktkrise hat bei allen Risiken, deren Bewertung vom Preisniveau und von der Preisvolatilität abhängen, zu deutlichen Veränderungen in der Risikobewertung geführt. Aufgrund der Stabilisierung am Energiemarkt haben sich die damit verbundenen Marktpreis- und Volumen- sowie Kreditrisiken deutlich reduziert.

Im Energiegeschäft mit Endkunden besteht das Risiko, dass der tatsächliche Absatz hinsichtlich Menge oder Struktur vom prognostizierten Absatz abweicht. Dabei wird insbesondere der Gasverbrauch maßgeblich von Witterungseinflüssen bestimmt. Die Mengenrisiken für Privat- und Geschäftskunden für den Vertrieb und den Netzbetrieb werden finanziell in den Risikostufen „gering“ bis „moderat“ und die Strukturrisiken für Strom und Gas in den Risikostufen „moderat“ bzw. „gering“ bewertet. Um Mengenrisiken zu begegnen, wenden wir ausgereifte Planungs- und Prognosemethoden an. Darüber hinaus werden die Absatzmengen im Strom- und Gasvertrieb über kurz-, mittel- und langfristige Beschaffungsstrategien abgesichert.

Durch anhaltend hohe Beschaffungspreise erhöht sich der durchschnittliche Beschaffungspreis, der in angemessener Form an die Kunden weitergegeben wird. Sollte bei stark fallenden Energiepreisen der durchschnittliche Beschaffungspreis von EWE deutlich über dem des Wettbewerbs liegen, kann dies zu preisgetriebenen Kundenabwanderungen führen. Die daraus resultierenden Mengenrisiken werden finanziell in der Risikostufe „mittelschwer“ bewertet.

Im Wärmevertrieb haben die gestiegenen Energiepreise zu einem deutlichen Anstieg der Kosten für die Wärmeerzeugung beigetragen. Das Risiko, dass diese Kosten nicht vollständig an die Kunden weitergegeben werden können, wird finanziell in der Risikostufe „moderat“ bewertet.

Die unplanmäßige Entwicklung von nicht beeinflussbaren Kostenbestandteilen können die Margen sowohl im Vertrieb als auch im Netzbetrieb negativ beeinflussen. Unter anderem ergeben sich durch kurzfristige, regulatorische Veränderungen wie zum Beispiel eine Anpassung des CO₂-Preises ein Risiko für laufende Festpreisverträge. Das Margenrisiko aus nicht beeinflussbaren Kostenbestandteilen im Strom- und Gasabsatz wird finanziell in der Risikostufe „moderat“ bewertet.

Die Performance der Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen im EWE-Konzern ist stark von den Windverhältnissen sowie den Absatzpreisen abhängig, wobei die Planung des Windenergieertrages entsprechend aktueller Gutachten vorgenommen wird. Die Preisrisiken werden über entsprechende Absicherungsstrategien gesteuert und reduziert. Es besteht das Risiko und die Chance, dass sich der Windertrag aufgrund von Mengen- oder Preisabweichungen ändert. Die entsprechenden Risiken wird finanziell in den Risikostufe „gering“ bis „moderat“ bewertet.

Mit dem Ziel der Vermeidung von Ausfallrisiken im In- und Ausland erfolgt eine intensive Bonitätsanalyse von Großkunden, Großhandelspartnern, Banken und Lieferanten. Darüber hinaus werden Risikokonzentrationen durch entsprechende Limitierungen begrenzt. Durch die Entspannung im Energiemarkt haben sich insbesondere die marktgetriebenen Kreditrisiken deutlich reduziert. Allerdings führen die Zinswende und die allgemeinen makroökonomischen Entwicklungen bereits vereinzelt zu Verschlechterungen der Bonitäten von Vertragspartnern, was das grundsätzliche Ausfallrisiko erhöht. Das Kreditrisiko wird finanziell in der Risikostufe „mittelschwer“ bewertet.

Die hohe Inflation sowie die Auswirkungen aus der Haushaltsskrise des Bundes haben weiter negative Auswirkungen auf das Kreditrisiko im Privatkundensegment. Insgesamt wird das Kreditrisiko im Privatkundensegment finanziell in der Risikostufe „moderat“ bewertet.

Dem allgemeinen Liquiditätsrisiko begegnet der EWE-Konzern über einen strukturierten Liquiditätsmanagementprozess, über den die kurz-, mittel- und langfristige Entwicklung der Liquidität gesteuert

und geplant wird. Zudem verfügt der EWE-Konzern über ausreichend dimensionierte Liquiditätsreserven in Form von Finanzmitteln und Kreditlinien, um die jederzeitige Zahlungsfähigkeit sicherzustellen. Für den Börsenhandel von Finanzinstrumenten zur langfristigen Absicherung von Commodity-Preisen müssen bis zur Erfüllung der Geschäfte sogenannte Margins als Sicherheit hinterlegt werden. Die Höhe dieser Margins hängt von der Preisentwicklung und der Preisvolatilität ab. Die Entwicklung der Marginanforderungen wird eng überwacht und über verschiedene Risikoszenarien modelliert, um auch bei extremen Preisentwicklungen alle Anforderungen erfüllen zu können. Das Risiko wird finanziell in der Risikostufe „gering“ bewertet.

Grundsätzlich besteht das Risiko, dass sich die Finanzierungskonditionen des EWE-Konzerns deutlich verschlechtern. Dies kann durch Finanzmarktturbulenzen oder eine Herabstufung des externen Ratings hervorgerufen werden. Die Entwicklung negativer Einflussfaktoren auf das Rating wird im regelmäßigen Berichtswesen des Risikomanagements erfasst und im Risikotragfähigkeitsmodell verarbeitet. Nach Möglichkeit werden frühzeitig geeignete Maßnahmen zur Abwendung negativer Auswirkungen auf das Rating ergriffen. Das Risiko wird finanziell in der Risikostufe „gering“ bewertet.

Der EWE-Konzern ist generell Wertänderungsrisiken ausgesetzt, die sich grundsätzlich sowohl aus steigenden Kapitalmarktzinsen und schwankenden Devisenkursen als auch aus sich dauerhaft verschlechternden Geschäftsaussichten einzelner Gesellschaften ergeben können. Das Risiko wird finanziell in der Risikostufe „mittelschwer“ bewertet.

Mit dem Geschäft als Leasinggeber sind grundsätzlich Kreditrisiken, rechtliche Risiken sowie technisch-operative Risiken verbunden. Vorab zu einem Vertragsangebot wird die Bonität potentieller Leasingnehmer anhand strukturierter Vorgaben geprüft. In den Verträgen wird sichergestellt, dass die Regelungen zu Eigentumsübergang, Zugangsrechte und Zahlungskonditionen sowie Sicherheiten das Verlustrisiko reduzieren. Durch einen Versicherungsschutz werden gezielt technisch-operative Risiken, die beispielsweise in Verbindung mit Installation, Betrieb, Wartung, Deinstallation oder Umbau bestehen können, begrenzt. Wesentliche aus dem Geschäft als Leasinggeber resultierende Residualrisiken sind nicht bekannt.

Operative Risiken und Chancen

Aus dem Betrieb technischer Anlagen auf allen Wertschöpfungsstufen sowie durch ungeplante Unterbrechungen in den vorgesehenen Prozessabläufen ergeben sich operative Risiken für den EWE-Konzern, die über das IKS abgesichert werden. Grundsätzlich sind zur Gewährleistung der Prozessstabilität spezielle Qualitätssicherungs- und abgestimmte Redundanzkonzepte implementiert und werden laufend anforderungsgerecht weiterentwickelt. Im Rahmen externer Audits werden unsere operativen Tätigkeiten regelmäßig überprüft. Dies spiegelt sich insbesondere in diversen ISO-Zertifizierungen wider. Zudem sind alle Mitarbeiter des EWE-Konzerns in ein kontinuierliches Schulungssystem zur Sicherstellung und Erweiterung ihres Ausbildungs- und Kompetenzprofils eingebunden. Des Weiteren ist der EWE-Konzern in diversen Fachausschüssen und Gremien vertreten. Dadurch werden aktuelle und zukunftsgerichtete Anforderungen früh erkannt und so die Einhaltung sicherheitsrelevanter Maßnahmen und entsprechender gesetzlicher Regelungen sichergestellt.

Die Reduzierung und Einstellung russischer Gaslieferungen im Jahr 2022 führte zu einer Unterversorgung auf dem deutschen Gasmarkt. Durch staatliche Maßnahmen, Alternativimporte sowie Energiesparmaßnahmen konnten Gasmangellagen vermieden werden. Es besteht dennoch grundsätzlich weiterhin das Risiko von Gasmangellagen. Die aus einer technischen Gasmangellage im eigenen Netzgebiet resultierenden Risiken werden finanziell in der Risikostufe „moderat“ bewertet. Aufgrund der hohen wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Relevanz der Energieversorgung hat der Bundestag mit Beginn der Energiekrise durch verschiedene Gesetzesinitiativen umfangreiche Voraussetzungen für eine Unterstützung von notleidenden Unternehmen und privaten Haushalten geschaffen. Die zum Teil kurzfristigen, regulatorischen Änderungen (u.a. Umlagen, MwSt-Senkungen, Preisbremsen) bzw. deren Rücknahme führen zu

erheblichen operativen Herausforderungen für EWE. Ergänzend hierzu führt auch der aus der Haushaltsskrise des Bundes potentiell resultierende Wegfall von Zuschüssen oder Förderungen zu Mehrkosten und Verunsicherungen bei den Kunden. Die aus den damit verbundenen Zusatzherausforderungen resultierenden Reputationsrisiken werden qualitativ als „moderat“ eingestuft.

Im Zuge unserer Geschäftstätigkeiten insbesondere im Bereich Energienetze, Telekommunikation und Ausbau Erneuerbare Energien sehen wir uns mit potenziellen Supply-Chain-Risiken konfrontiert. Externe Einflüsse wie politische Unsicherheiten, Terrorismus, Naturkatastrophen und Rohstoffknappheit könnten zu Lieferverzögerungen, Supply-Chain-Unterbrechungen oder Kostensteigerungen führen. Die Risiken werden finanziell in der Risikostufe „gering“ bewertet.

Aufgrund eines immer stärkeren Partnerings sowie wachsender Dienstleisterabhängigkeit des EWE-Geschäfts und einer stärker verteilten, zunehmend auf Cloud basierenden Informationsverarbeitung sowie der Vernetzung von Geschäftsfeldern und digitalen Infrastrukturen ist das EWE-Geschäft von einer sicheren, verlässlichen und widerstandsfähigen Informationsnutzung und Informationsverarbeitung abhängig.

Eine hohe und weiterhin ansteigende Bedrohungslage durch Cyberangriffe gegen Betreiber kritischer Infrastrukturen sowie deren Dienstleister bergen Risiken für das stark vernetzte Geschäft der EWE. Darüber hinaus gewinnen Anforderungen an die Sicherheit von Informationen sowohl aus unternehmerischer als auch aus gesetzlicher Sicht zunehmend an Bedeutung für den EWE-Konzern. Wesentliches Ziel der Funktion „Informationssicherheit“ ist neben einem angemessenen Schutz von Unternehmensinformationen daher die Erhöhung der Cyber-Resilienz zur Vermeidung von Sicherheitsvorfällen und im Falle des Auftretens die schnelle und sorgfältige Behandlung derselben sowie ein hohes Sicherheitsbewusstsein bei den Mitarbeitenden. Hierzu sind Informationssicherheitsmanagementsysteme und Maßnahmen sowie Prozesse zur Stärkung der Cyber-Resilienz etabliert, die eine effektive und gesamthafte Risiko-steuerung und Handlungsfähigkeit in Cyberlagen ermöglichen. Neben einer zentralen Steuerung durch den Konzern-CISO sind zudem in den dezentralen Einheiten Informationssicherheitsbeauftragte etabliert, die relevante Geschäftsrisiken proaktiv identifizieren und risikoreduzierende Maßnahmen vorschlagen bzw. umsetzen. Die mit der Informationssicherheit verbundenen finanziellen Risiken werden in der Risikostufe „gering“ bewertet.

Compliance- und Rechtsrisiken und -chancen

Die Einhaltung relevanter gesetzlicher Vorgaben und innerbetrieblicher Regeln ist Grundlage unseres unternehmerischen Handelns.

Aufgabe des Compliance-Management Systems ist die Steuerung der Compliance-Risiken, mit Fokussierung auf die Bereiche Anti-Korruption, Kartellrecht und Geldwäsche. Daneben kommt dem Thema Datenschutz eine große Bedeutung zu.

Das Thema der Korruptionsprävention ist für uns von großer Relevanz. Es gilt, Bestechung und Bestechlichkeit zu verhindern – im Zusammenspiel mit anderen Unternehmen als auch in Zusammenarbeit mit Behörden und Amtsträgern.

Die Einhaltung der kartellrechtlichen Vorgaben des deutschen und des Gemeinschaftsgesetzgebers stellen wesentliche wirtschaftspolitische Leitplanken für das Handeln des EWE-Konzerns dar. Ein funktionierender wirtschaftlicher Wettbewerb ist für das Wirtschaftssystem unverzichtbar.

Die Sicherstellung der Regelungen zur Geldwäscheprävention und Verhinderung der Terrorismusfinanzierung sind für uns unabdingbare Grundlage im Umgang mit Geschäftspartnern. Dabei ist sicherzustellen, dass auffällige Transaktionen erkannt und unverzüglich den zuständigen Behörden gemeldet werden.

Das Thema Datenschutz nimmt durch die gestiegenen rechtlichen Vorgaben, die zunehmende Digitalisierung und eine steigende Anzahl von Datenverarbeitungen einen immer größeren Stellenwert ein. Für uns ist die Wahrung des Datenschutzes daher eine wichtige und fortlaufende Aufgabe.

Die Wichtigkeit der Erfüllung steuerlicher Pflichten wird durch ein Tax Compliance Management System (Tax CMS) unterstrichen. Um möglichen steuerlichen Risiken vorzubeugen, werden die steuerlichen Prozesse überwacht und kontrolliert. Das Tax CMS dient dem Schutz des EWE-Konzerns und seiner gesetzlichen Vertreter.

Das Lieferkettensorgfaltspflichtengesetz (LkSG) verpflichtet Unternehmen seit 2023 zur angemessenen Umsetzung gewisser Sorgfaltspflichten im Zusammenhang mit menschenrechtlichen und umweltbezogenen Risiken entlang ihrer Lieferkette. Mögliche Compliance-Risiken könnten sich aus unzureichender Umsetzung sowie ungenügender Dokumentation und Transparenz ergeben, was potenziell rechtliche Konsequenzen und Reputationsverluste nach sich ziehen könnte. Um diesen Risiken entgegenzuwirken wurden konzernweite Prozesse etabliert, die in ihrer Gesamtheit die Umsetzung der Sorgfaltspflichten sicherstellen.

Das Hinweisgeberschutzgesetz (HinSchG) soll Hinweisgeber vor Benachteiligungen schützen, wenn sie auf Missstände im Unternehmen hinweisen. Mögliche Compliance-Risiken könnten bei unzureichender Umsetzung in Form von fehlenden adäquaten Schutzmaßnahmen für Hinweisgeber, unklaren Meldewegen oder Vernachlässigung von Hinweisen auftreten, was rechtliche Folgen und einen Verlust des Vertrauens in die unternehmensinterne Compliance-Kultur zur Folge haben könnte. Als Anlaufstellen für Hinweisgeber steht die Compliance-Organisation der EWE AG sowie eine externe Ombudsperson zur Verfügung. Beide Stellen erfüllen die Anforderungen an interne Meldestellen gemäß HinSchG.

Verstöße gegen die vorgenannten Vorgaben können für den EWE-Konzern zu erheblichen finanziellen, wie reputativen Schäden führen. Aus diesem Grund werden die Mitarbeiter des EWE-Konzerns regelmäßig über aktuelle Entwicklungen informiert und zu rechtlichen Vorgaben geschult. Darüber hinaus stehen Melde- und Eskalationsmöglichkeiten zur Verfügung, um mögliche Regelverstöße einer Aufarbeitung zuzuführen. Unter Berücksichtigung der umfangreichen Maßnahmen zur Verhinderung von Compliance-Verstößen werden die resultierenden Compliance-Risiken finanziell in der Risikostufe „gering“ bewertet.

Der EWE-Konzern ist im Rahmen seiner Geschäftstätigkeit zudem rechtlichen Risiken ausgesetzt, die sich aus speziellen, branchenspezifischen gesetzlichen Regelungen, regulatorischen und sonstigen Anforderungen ergeben. Dazu gehören insbesondere die Anpassung der Erlösobergrenzen für die Festlegung der Netzentgelte oder gesetzliche Anforderungen an die Anpassung von Tarifpreisen im Rahmen von Vertragsverlängerungen von Energielieferverträgen („Billigkeit“). Die relevanten Entwicklungen im gesetzgeberischen Bereich und in der Rechtsprechung werden kontinuierlich überwacht. Hinsichtlich möglicher Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit werden entsprechende Beurteilungen vorgenommen, um die jederzeitige Einhaltung aller gesetzlichen Regelungen und Anforderungen sicherzustellen. Diese Risiken werden finanziell in der Risikostufe „moderat“ bis „gering“ bewertet.

Verschiedene Forschungs- und Innovationsaktivitäten sowie die Entwicklung von Netzwerkinfrastruktur insbesondere im Breitbandausbau werden von der öffentlichen Hand mit Fördermitteln unterstützt. Die Zahlung von Fördermitteln ist grundsätzlich an die korrekte Verwendung, Verbuchung und Dokumentation der Fördermittel gebunden. Um dies sicherzustellen, kann der Fördermittelgeber eine Kostenprüfung nach Abgabe des Verwendungs nachweises durchführen. Wird eine fehlerhafte Verwendung oder unzureichende Dokumentation festgestellt, kann der Fördermittelgeber die Fördermittel zurückfordern. Aufgrund der hohen Fördermittelvolumen im Breitbandausbau werden die damit verbundenen Risiken finanziell in der Risikostufe „hoch“ bewertet.

Ebenso kann der EWE-Konzern Risiken aus Rechtsstreitigkeiten oder staatlichen und behördlichen Verfahren ausgesetzt sein. Wir können nicht ausschließen, dass sich die Ergebnisse dieser Rechtsstreitigkeiten und Verfahren auf unsere Geschäfts-, Vermögens-, Finanz- und Ertragslage negativ auswirken könnten. Das aus Rechtsstreitigkeiten oder staatlichen und behördlichen Verfahren resultierende Gesamtrisiko wird finanziell in der Risikostufe „mittelschwer“ bewertet.

Zur Sicherstellung der Marktfähigkeit wurde die Gründung der Glasfaser NordWest nur unter entsprechenden Kartellauflagen genehmigt. Es besteht grundsätzlich das Risiko der Nichterfüllung bestehender Kartellauflagen.

Für spezifische rechtliche Risiken besteht ein angemessener und branchenüblicher Versicherungsschutz (Haftpflicht). Dieser Versicherungsschutz bewahrt uns allerdings nicht vor etwaigen Reputationsschäden. Außerdem können wir aus Rechtsstreitigkeiten Verluste erleiden, die über die Versicherungssumme hinausgehen, nicht durch den Versicherungsschutz abgedeckt sind oder etwaige Rückstellungen für Verluste aus Rechtsstreitigkeiten übersteigen.

Risiken aus der Verwendung von Finanzinstrumenten

Im Zuge der Umsetzung der Absicherungsstrategien kommen regelmäßig Finanzinstrumente zum Einsatz. Derivative Finanzinstrumente dienen im EWE-Konzern zum überwiegenden Teil der Absicherung von Marktpreisrisiken aus dem physischen Strom- und Gasgeschäft. Zusätzlich hat der Vorstand der EWE AG der konzerneigenen Handelsgesellschaft gestattet, in einem engen Rahmen markteinschätzende Positionen zur Portfoliooptimierung einzugehen. Dabei sind Ergebnisrisiken aus Marktpreisrisiken durch ein enges Risikoüberwachungs- und Verlustbegrenzungskonzept limitiert. Das resultierende Gesamtrisiko finanziell in der Risikostufe „moderat“ bewertet. Zusätzlich ist der Einsatz derivativer Finanzinstrumente auch stets mit Kontrahentenrisiken verbunden (siehe auch Finanzrisiken). Marktwertveränderungen der eingesetzten derivativen Finanzinstrumente können zu positiven und negativen Ergebniseffekten zum Bewertungsstichtag führen, die in der Regel jedoch kein zahlungswirksames Risiko darstellen.

Weitere Angaben zu den Finanzinstrumenten können den Erläuterungen im Anhang entnommen werden.

Zusammenfassende Darstellung der Risikolage

Vor dem Hintergrund der beschriebenen Risiken und Chancen sind aus heutiger Sicht weiterhin einzeln sowie aggregiert keine mit hinreichender Wahrscheinlichkeit den Fortbestand des EWE-Konzerns gefährdenden Entwicklungen für das Jahr 2024 erkennbar.

Wesentliche Merkmale des rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystems (§§ 289 Abs. 4, 315 Abs. 4 HGB)

Das Ziel der Finanzberichterstattung besteht darin, mit unseren Jahres- und Zwischenabschlüssen die Adressaten vollständig und richtig zu informieren. Unser rechnungslegungsbezogenes Internes Kontrollsystem (IKS) zielt darauf ab, mögliche Fehlerquellen zu identifizieren und die daraus resultierenden Risiken zu begrenzen. Dabei ist es in die Aufbau- und Ablauforganisation des integrierten Risikomanagements (iRM) eingebunden. Das rechnungslegungsbezogene IKS erstreckt sich auf die Rechnungslegung und Finanzberichterstattung im gesamten EWE-Konzern.

Der Prüfungsausschuss des Aufsichtsrats befasst sich regelmäßig mit der Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen IKS. Einmal im Jahr berichtet der Vorstand im Prüfungsausschuss über Risiken der

Finanzberichterstattung, erläutert die ergriffenen Kontrollmaßnahmen und stellt dar, wie die korrekte Durchführung der Kontrollen geprüft wurde.

Die Ausgestaltung des rechnungslegungsbezogenen IKS ergibt sich aus der Organisation unseres Rechnungslegungs- und Finanzberichterstattungsprozesses. Eine der Kernfunktionen dieses Prozesses ist die Steuerung des EWE-Konzerns und seiner operativen Einheiten. Ausgangspunkte sind hierbei die Zielvorgaben des Vorstands der EWE AG. Aus ihnen und aus unseren Erwartungen hinsichtlich der operativen Entwicklungen erarbeitet das Unternehmen einmal im Jahr seine Mittelfristplanung. Diese umfasst Planzahlen für das bevorstehende Geschäftsjahr und die Folgejahre. Der Vorstand der EWE AG sowie die Vorstände und Geschäftsführer der wichtigsten Tochtergesellschaften kommen in regelmäßigen Abständen zusammen, um Quartals- und Jahresabschlüsse auszuwerten und die Prognose zu aktualisieren.

Die Buchführung liegt in der Verantwortung der Einzelgesellschaften und unterliegt den jeweiligen lokalen Standards, wobei das rechnungslegungsbezogene IKS auf Grundlage der konzernweiten Richtlinien entsprechend den jeweiligen Unternehmenserfordernissen individuell ausgestaltet ist. In ihrer Holdingfunktion nimmt die EWE AG zentrale Aufgaben auf dem Gebiet der Rechnungslegung wahr.

Den konzeptionellen Rahmen für die Erstellung des Konzernabschlusses bilden im Wesentlichen die konzernweit einheitlichen Bilanzierungsrichtlinien, die von allen Einheiten konsistent angewendet werden müssen. Neue Gesetze, Rechnungslegungsstandards und andere offizielle Verlautbarungen werden fortlaufend bezüglich ihrer Relevanz und ihrer Auswirkungen auf den Konzernabschluss und den zusammengefassten Lagebericht analysiert und berücksichtigt.

Die Datengrundlage für die Erstellung des Konzernabschlusses bilden die von der EWE AG und deren Tochterunternehmen berichteten Abschlussinformationen, die wiederum auf den in den Einheiten erfassten Buchungen basieren. Auf Basis der berichteten Abschlussinformationen wird der Konzernabschluss im Konsolidierungssystem erstellt. Die zur Erstellung des Konzernabschlusses durchzuführenden Schritte werden manuellen wie auch systemtechnischen Kontrollen unterzogen.

Im Rahmen der externen Berichterstattung leisten die Mitglieder des Vorstands der EWE AG einen externen Bilanzieid und unterzeichnen die Versicherung der gesetzlichen Vertreter. Sie bestätigen damit, dass die vorgeschriebenen Rechnungslegungsstandards und die Bilanzierungsrichtlinien des EWE-Konzerns, wie im Bilanzierungshandbuch des Konzerns kodifiziert, eingehalten wurden und dass die Zahlen ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage vermitteln.

Mögliche Risiken der Finanzberichterstattung werden auf Ebene der Unternehmensbereiche anhand quantitativer, qualitativer und prozessualer Kriterien identifiziert. Fundamental für das IKS von EWE sind die allgemein verbindlichen Richtlinien des Unternehmens. Des Weiteren hat EWE Mindestanforderungen an die wesentlichen Verarbeitungsprozesse zur Sicherstellung einer integren Datenerhebung und Datenverwaltung definiert. Mit einer jährlichen Selbstbeurteilung der Kontrollen wird der Nachweis erbracht, ob die notwendigen Kontrollmaßnahmen angemessen waren, tatsächlich stattfanden und korrekt vorgenommen wurden. Des Weiteren werden wesentliche Kontrollen im Rahmen des iRM regelmäßig einer unabhängigen Drittbeurteilung unterzogen. Die Konzernrevision prüft zudem unterjährig im Rahmen des risikoorientierten Revisionsplans die Wirksamkeit der in dem jeweiligen Prüfungsumfang enthaltenen Teile des IKS.

Unternehmenssituation der EWE Aktiengesellschaft

Der Jahresabschluss der EWE Aktiengesellschaft, Oldenburg wird nach den Vorschriften der §§ 242 ff. und 264 ff. HGB sowie den einschlägigen Vorschriften des AktG aufgestellt.

Die EWE AG führt als Obergesellschaft den EWE-Konzern. Ihre Aufgaben liegen in der strategischen und marktübergreifenden Weiterentwicklung der Geschäftsbereiche sowie in der strategischen Planung und Sicherstellung der Finanzierung. Zudem erbringt die EWE AG zentrale Serviceleistungen für Konzerngesellschaften.

Ertragslage

in Mio. Euro	2023	2022
Ergebnis aus Finanzanlagen	803,0	132,5
Zinsergebnis	-40,1	-26,0
Umsatzerlöse	187,9	178,2
Sonstige betriebliche Erträge	11,5	16,3
Materialaufwand	-112,7	-90,6
Personalaufwand	-100,8	-101,3
Abschreibungen	-19,5	-19,4
Sonstige betriebliche Aufwendungen	-60,8	-62,7
Steuern vom Einkommen und Ertrag	-239,4	9,2
Ergebnis nach Steuern	429,1	36,2
Sonstige Steuern	-0,8	-0,6
Periodenergebnis	428,3	35,6
Gewinnvortrag aus dem Vorjahr		25,4
Einstellungen in Gewinnrücklagen	-130,0	
Bilanzgewinn	298,3	61,0

Die Ertragslage der EWE AG wird im Wesentlichen durch das Ergebnis aus Finanzanlagen, das Zinsergebnis und Erlöse aus der Erbringung zentraler Dienstleistungen für Konzerngesellschaften und damit korrespondierende Material- und Personalaufwendungen geprägt.

Das Ergebnis aus Finanzanlagen liegt deutlich über dem Wert des Vorjahres (+670,5 Mio. Euro). Im Berichtsjahr wirken Umkehr- und Einmaleffekte durch die Auslagerung von Gas im ersten Halbjahr 2023 bei EWE TRADING GmbH, die 2022 noch zu einer starken Abwertung des Vorratsvermögens bedingt durch das Perioden-Lifo-Layer Verfahren geführt hatten. Die Gewinnabführung der EWE TRADING GmbH (710,3 Mio. Euro; Vorjahr -188,9 Mio. Euro) und konstante Gewinnabführungen von EWE NETZ GmbH (116,7 Mio. Euro; Vorjahr 95,2 Mio. Euro) und EWE GASSPEICHER GmbH (92,5 Mio. Euro, Vorjahr 66,1 Mio. Euro) treiben das Finanzergebnis, während der Marktbereich geprägt durch EWE TEL GmbH (-28,0 Mio. Euro; Vorjahr 16,3 Mio. Euro) und EWE VERTRIEB GmbH (-8,9 Mio. Euro; Vorjahr 27,6 Mio. Euro) Einschnitte zu verzeichnen hatten. Die Ergebnisabführungen spiegeln die Preis- und Servicesensitivität der Kunden wieder, die unter anderem auch durch den wiederaufgeflammt Wettbewerb im Energievertrieb geprägt sind. Zudem muss EWE den Verlust der Offshore-Windpark RIFFGAT GmbH ausgleichen, der Folge von Instandhaltungsarbeiten ist (-46,4 Mio. Euro, Vorjahr 9,0 Mio. Euro). Darüber hinaus wird das Finanzergebnis durch Erträge aus Beteiligungen von swb AG (30,0 Mio. Euro; Vorjahr 28,1 Mio. Euro) und

Alterric GmbH (10,0 Mio. Euro) positiv angehoben, während Wertminderungen (191,2 Mio. Euro; Vorjahr 36,9 Mio. Euro) im Wind-Onshore-Geschäft und auf die Eigensonne GmbH, Berlin, die im Dezember die vorläufige Insolvenz beantragt hat, ein gegenläufiges Bild zeichnen.

Das Zinsergebnis wird maßgeblich durch Zinsaufwendungen für Anleihen, Darlehen von Kreditinstituten und Schuldscheindarlehen sowie durch Zinserträge mit Konzerngesellschaften geprägt. 1,5 Mio. Euro (Vorjahr: 5,8 Mio. Euro) resultieren aus der Aufzinsung langfristiger Rückstellungen, im Wesentlichen aus Pensionsrückstellungen. EWE hat in den vergangenen Jahren langfristige Finanzierungen günstig platziert bzw. abgeschlossen. Im Konzernverbund wiederum werden drittvergleichsübliche Marktzinssätze für kurzfristige Liquiditätsaufnahmen bzw. -anlagen vergütet, weshalb das Zinsergebnis deutlich negativer gegenüber dem Vorjahr infolge der von EWE TRADING GmbH bei EWE AG angelegten Cashüberträge von bis zu über 1 Mrd. Euro abschneidet.

Umsatz und Materialaufwand weisen einen inflationsbedingten Anstieg der Dienstleistungen bzw. der Kosten für deren Erbringung auf. Unter anderem sind die Fremdleistungen für IT-Kosten von 51,3 Mio. Euro auf 59,8 Mio. Euro gestiegen.

Im Personalaufwand zeigt sich bei den Löhnen und Gehältern ein Anstieg von 73,0 Mio. Euro auf 80,4 Mio. Euro. Der Anstieg ist bedingt durch die zum 1. Januar wirksam gewordene Tariferhöhung um 3,0 Prozent und der Gewährung einer Inflationsausgleichprämie in Höhe von 3.000,00 Euro an alle bis zum 31.12. anspruchsberechtigten Mitarbeitenden. Die Sozialen Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung hingegen zeigen sich mit 7,9 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahr reduziert, was maßgeblich am geringeren Zuführungsaufwand zu den langfristigen Pensionsrückstellungen liegt (8,6 Mio. Euro, Vorjahr: 16,4 Mio. Euro).

Die planmäßigen Abschreibungen bewegen sich auf Vorjahresniveau.

Bedingt unter anderem durch die hohe Gewinnabführung der EWE TRADING GmbH steigen die Steuerverpflichtungen für Körperschaft- und Gewerbesteuer im Berichtsjahr auf 239,4 Mio. Euro.

Das Ergebnis nach Steuern liegt somit deutlich über dem des Vorjahrs. Der Jahresüberschuss beträgt 428,3 Mio. Euro (Vorjahr: 35,6 Mio. Euro). Es wurden 130,0 Mio. Euro in die Gewinnrücklagen eingestellt, sodass das Geschäftsjahr 2023 mit einem Bilanzgewinn von 298,3 Mio. Euro abschließt.

Vermögenslage

Die Bilanzsumme der EWE AG beträgt zum Stichtag 6.290,3 Mio. Euro (Vorjahr: 6.506,2 Mio. Euro) und weist ein ausgewogenes Verhältnis der Vermögens- und Kapitalstruktur auf. Die Bilanzstruktur bildet die Funktionen der EWE AG als Muttergesellschaft des EWE-Konzerns ab, in welcher die wesentlichen Beteiligungen gehalten werden. Mit 4.928,2 Mio. Euro bzw. 78,3 Prozent (Vorjahr: 72,3 Prozent) bildet das Anlagevermögen die dominierende Aktivgröße mit dem Finanzanlagevermögen in Höhe von 4.772,7 Mio. Euro (Vorjahr: 4.540,3 Mio. Euro) als größtem Posten. Der Anstieg gegenüber dem Vorjahr resultiert dabei aus Ausleihungen an verbundene Unternehmen und Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht (+273,9 Mio. Euro), während die Anteile an verbundenen und beteiligten Unternehmen maßgeblich durch Wertminderungen sinken (-41,6 Mio. Euro).

Das Umlaufvermögen (1.362,0 Mio. Euro) inklusive Rechnungsabgrenzungsposten ist im Vergleich zum Vorjahr deutlich gesunken (Vorjahr: 1.803,6 Mio. Euro). Die Position wird durch Forderungen gegen verbundene Unternehmen aus Cash Pooling und Gewinnabführung sowie Liquide Mittel dominiert und spiegelt die Finanzierungsfunktion der EWE AG wider. Im Vorjahresvergleich wurde der Wertpapierbestand (300,0 Mio. Euro) aufgelöst, steigen Forderungen aus Gewinnabführungen und Cash Pooling (+655,5 Mio.

Euro bzw. +169,6 Mio. Euro), während die Flüssigen Mittel abnehmen (-855,9 Mio. Euro). Der Abbau der Flüssigen Mittel geht einher mit der Rückzahlung von bei EWE durch EWE TRADING GmbH angelegte Margins aus Energiehandelsgeschäften.

Aktiva		31.12.2023	in %	31.12.2022	in %
in Mio. Euro					
Anlagevermögen	4.928,2	78,3		4.702,6	72,3
Umlaufvermögen	1.294,4	20,6		1.725,9	26,5
Rechnungsabgrenzungsposten	67,7	1,1		77,7	1,2
Summe Aktiva	6.290,3	100,0		6.506,2	100,0

Passiva		31.12.2023	in %	31.12.2022	in %
in Mio. Euro					
Eigenkapital	2.785,1	44,2		2.417,8	37,1
Rückstellungen	370,6	5,9		226,7	3,5
Verbindlichkeiten	3.131,3	49,8		3.858,3	59,3
Rechnungsabgrenzungsposten	3,3	0,1		3,4	0,1
Summe Passiva	6.290,3	100,0		6.506,2	100,0

Der Rechnungsabgrenzungsposten (67,7 Mio. Euro; Vorjahr: 77,7 Mio. Euro) beinhaltet im Wesentlichen die in 2019 und in 2020 fällig gewordenen Zinssicherungsgeschäfte, welche zuvor im Rahmen einer antizipativen Bewertungseinheit abgebildet wurden. Darüber hinaus sind Bankgebühren für den Abschluss einer bis Juni 2024 laufenden Kreditfazilität über ursprünglich 1,9 Mrd. Euro enthalten, die im Dezember auf 1,0 Mrd. Euro reduziert wurde.

Der Rückgang der Bilanzsumme um 215,9 Mio. Euro resultiert auf der Passivseite maßgeblich durch die Abnahme der Verbindlichkeiten (-727,0 Mio. Euro), während das Eigenkapital (+367,3 Mio. Euro) und die Rückstellungen (+143,9 Mio. Euro) steigen. Der Anstieg der Rückstellungen resultiert mehrheitlich aus Zuführungen zu Steuerrückstellungen infolge des positiven Jahresergebnisses. Die Reduzierung der Verbindlichkeiten betrifft überwiegend Cash Pool-Verbindlichkeiten (-778,6 Mio. Euro) und geht mit der Auflösung Flüssiger Mittel einher. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen wurden zudem in Höhe von 100,0 Mio. Euro gegenüber Gesellschafter getilgt und Verbindlichkeiten aus Verlustübernahmen reduzieren sich im Jahresvergleich um 46,1 Mio. Euro. Die Eigenkapitalquote steigt auf 44,2 Prozent (Vorjahr: 37,2 Prozent).

Neben dem Eigenkapital steht dem langfristig gebundenen Vermögen langfristiges Fremdkapital in Höhe von 1,8 Mrd. Euro gegenüber. Damit ist das langfristig gebundene Vermögen (4,9 Mrd. Euro) nahezu vollständig durch langfristig verfügbares Kapital (4,5 Mrd. Euro) gedeckt.

Das langfristige Fremdkapital besteht dabei aus Anleihen (1,1 Mrd. Euro), langfristigen Darlehen gegenüber Kreditinstituten (266,5 Mio. Euro), langfristigen Darlehen gegenüber verbundenen Unternehmen (200,0 Mio. Euro) und Pensionsrückstellungen (187,4 Mio. Euro).

Die kurzfristigen Passiva in Höhe von 1,8 Mrd. Euro werden dominiert durch die Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen (1,5 Mrd. Euro) sowie Steuer- und sonstigen Rückstellungen.

Finanzlage

in Mio. Euro	2023	2022
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	-1.474,4	901,1
Cash Flow aus Investitionstätigkeit	566,8	13,2
Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit	51,7	-460,4
Veränderung des Finanzmittelfonds	-855,9	453,9

Der Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit beträgt im Geschäftsjahr -1.474,4 Mio. Euro bei einem Jahresergebnis von 428,3 Mio. Euro als Ausgangsbasis der Berechnung. Die Veränderungen des Ertragsteueraufwandes (239,4 Mio. Euro), zahlungsunwirksamer Zu- und Abschreibungen (207,4 Mio. Euro), des Zinsergebnisses (40,1 Mio. Euro) und der Rückstellungen (30,2 Mio. Euro) erhöhen den Cash Flow, während vor allem die Veränderung der Beteiligungserträge und Ergebnisabführungen (-950,9 Mio. Euro), sonstiger Aktiva und Passiva (-506,6 Mio. Euro bzw. -946,6 Mio. Euro) sowie Ertragsteuerzahlungen (-14,5 Mio. Euro) diesen senken.

Im Berichtsjahr ist ein positiver Cash Flow aus Investitionstätigkeit entstanden. Dieser beinhaltet Ein- und Auszahlungen aus Investitionen bzw. Desinvestitionen in Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen (-11,5 Mio. Euro) sowie aus Finanzanlagen (-420,2 Mio. Euro). Die Einzahlungen aus Zinsen (47,6 Mio. Euro) und Dividenden bzw. Gewinnabführungen der Finanzbeteiligungen (950,9 Mio. Euro) konnten den Mittelabfluss für Investitionen decken.

Der Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit (51,7 Mio. Euro) spiegelt die Tilgung von Anleihen und Darlehen (1,8 Mio. Euro), Zinszahlungen (85,8 Mio. Euro) und die Zahlung der Vorjahresdividende in Höhe von 61,0 Mio. Euro wider. Gegenläufig wirkt die Aufnahme sonstiger Darlehen (200,3 Mio. Euro).

Der Finanzmittelfonds zeigt den Bestand an Liquiden Mitteln und vermindert sich um 855,9 Mio. Euro auf 102,1 Mio. Euro.

Die Gesellschaft war stets in der Lage ihren finanziellen Verpflichtungen nachzukommen.

Investitionen

Die Investitionen betragen im Berichtsjahr 478,2 Mio. Euro:

in Mio. Euro	31.12.2023	31.12.2022
Finanzanlagen	463,7	213,1
Immaterielle Vermögensgegenstände	8,2	7,5
Grundstücke und Gebäude	4,4	3,9
Betriebs- und Geschäftsausstattung	1,0	1,5
Sonstige technische Anlagen	0,9	0,3
Gesamt	478,2	226,3

Die Investitionen in Immaterielle Vermögensgegenstände betreffen Software.

Die Investitionen in die Finanzanlagen verteilen sich auf Beteiligungserwerbe, Kapitalerhöhungen bei verbundenen und Beteiligungsunternehmen sowie langfristige Ausleihungen. EWE hat Zuführungen ins Eigenkapital der Gastransport Nord GmbH mit 70,0 Mio. Euro und bei der htp GmbH mit 12,5 Mio. Euro vorgenommen. Weitere Kapitalmaßnahmen entfielen auf kleinere Beteiligungen (insgesamt 6,7 Mio. Euro) und betreffen u. a. den Energy Impact Funds SCSp, Luxemburg, BGV IV LP, Delaware, USA, GWAdriga GmbH & Co. KG, Berlin, Solandeo GmbH, Berlin, sowie die EINHUNDERT Energie GmbH, Köln.

Die Zugänge bei den Ausleihungen an verbundene Unternehmen betreffen die EWE NETZ GmbH (+200,0 Mio. Euro), Gastransport Nord GmbH (65,0 Mio. Euro), EWE WASSER GmbH (50,0 Mio. Euro), swb Erzeugung AG & Co. KG (24,1 Mio. Euro) und Eigensonne GmbH (+15,5 Mio. Euro). Bei den Ausleihungen an Beteiligungen sind im Wesentlichen Zugänge an htp GmbH (+12,5 Mio. Euro) und Trianel Windkraftwerk Borkum II GmbH & Co. KG (+5,6 Mio. Euro) zu benennen.

Prognoseabweichungen

Im Geschäftsjahr 2023 erzielt EWE AG einen Jahresüberschuss von 428,3 Mio. Euro (Vorjahr: 35,6 Mio. Euro), der leicht oberhalb der Erwartungen liegt. Das Jahr 2022 war durch belastende Sondereffekte infolge des Krieges in der Ukraine geprägt, die zu einem deutlichen Ergebniseinbruch der EWE AG geführt hatten. In einem herausfordernden Umfeld, das in Teilen durch eine Verunsicherung bei der Gasversorgung, hohe Strom- und Gaspreise, die Einführung von Preisdeckeln für Strom, Gas und Wärme, Mindestfüllstandsvorgaben für Gasspeicherbetreiber, Absenkungen der Umsatzsteuer, Materialverfügbarkeiten, Inflation und dem politischen Aufruf an Industrie und Haushalte zur Energieeinsparung geprägt war, konnte EWE AG ein gutes Ergebnis erzielen.

EWE TRADING GmbH bestimmt dabei im Berichtsjahr mit seiner Ergebnisabführung maßgeblich das Jahresergebnis der EWE AG. Kam es im Vorjahr bei der Gesellschaft zu nennenswerten Abwertungen des Vorratsvermögens, konnte durch Ausspeicherungen im ersten Halbjahr und geschickten Handelsabschlüssen ein herausragendes Einmalergebnis erzielt werden. Auch die Nachfrage nach Speicherkapazitäten hat das Ergebnis der EWE GASSPEICHER GmbH positiver als erwartet beeinflusst. EWE NETZ GmbH bewegt sich im Rahmen der Erwartungen, während der Energie- und Telekommunikationsvertrieb unterhalb des prognostizierten Jahresergebnisses abgeschlossen hat. Mit dem Wiedererstarken des Wettbewerbs über Verbraucherportale hat die Wechselbereitschaft preissensibler Kunden zugenommen und hat EWE mehr Kunden als erwartet verloren. Darüber hinaus musste EWE AG im niedrigem dreistelligen Millionenbereich Abschreibungen und Wertberichtigungen im Wind-Onshore-Geschäft und auf die Eigensonne GmbH, Berlin, vornehmen, die im Dezember Insolvenz angemeldet hat.

Investitionen und Mitarbeiterentwicklung liegen im Rahmen der Erwartungen.

Erwartete Entwicklungen der EWE AG

Das Urteil des Bundesverfassungsgerichtes über den nachträglichen Übertrag von Kreditermächtigungen aus 2021 hat unmittelbare Folgen für den Klima- und Transformationsfonds der Bundesregierung und damit einhergehend für ganz Deutschland. Einerseits können wichtige gesellschaftspolitische Entwicklungen zur Energiewende nicht in dem Umfang umgesetzt werden, wie dies für das Klima, die Gesellschaft und den Industriestandort Deutschland wichtig wäre, andererseits werden steuerungsgebende Investitionsanreize verfehlt und nimmt die Unsicherheit bei Verbrauchern und Industrie zu. Inflation und Zinsen werden 2024 unverändert die Konsum- und Investitionsbereitschaft der Verbraucher und Unternehmen bestimmen. Gleichzeitig müssen Energienetze für den Stromtransport von Nord nach Süd, aber auch auf regionaler Mittel- und Niedrigspannungsebene ausgebaut werden, während die Bundesnetzagentur als Regulator

Einfluss auf Investitionen und Netzentgelte nimmt. Der Ausbau von Windkraft an Land und in See sowie an Photovoltaikanlagen und die damit verbundenen Herausforderungen werden weiter zunehmen. Für Speicherbetreiber gilt unverändert in 2024 eine Mindestfüllstandspflicht. Darüber hinaus entwickelt sich mit dem Aufbau der Wasserstoffwirtschaft ein ganz neuer Industriezweig in Deutschland, der einen verlässlichen Rahmen durch Exekutive und Legislative und damit für Investitionsentscheidungen benötigt. EWE ist mit seinen Geschäftsmodellen unterschiedlich stark von den zu erwartenden Entwicklungen betroffen.

Das Jahresergebnis der EWE AG wird aufgrund der Funktion als Konzernmuttergesellschaft wesentlich durch das Beteiligungsergebnis beeinflusst. Außerordentliche Zu- und Abschreibungen auf Beteiligungen können infolge eines weiteren Inflations- bzw. Zinsanstieges für Fremdkapital nicht vollkommen ausgeschlossen werden. Politische Fördermechanismen wiederum können unsere Geschäftsmodelle befähigen oder einschränken.

Das Unternehmen sieht sich in einem herausfordernden Umfeld, das EWE im Nordwesten Deutschlands aber Standortvorteile und dynamische Entwicklungsmöglichkeiten bietet. Mit Blick auf die unterschiedlichen Geschäftsfelder geht der Vorstand für den Marktbereich, bestehend unter anderem aus Handel, Vertrieb, Elektromobilität und Telekommunikation, von einem schwierigen Jahr aus. Investitionen in die Elektromobilität, und damit in die Zukunft eines neuen Geschäfts, werden das Marktergebnis belasten. Für den klassischen Energie- und Telekommunikationsvertrieb wird weiterhin von einer Preis- und Servicesensibilität der Kunden ausgegangen, während für EWE TRADING GmbH ein gutes Handelsjahr – aber deutlich unter dem Ergebnis für 2023 – erwartet wird. Für das Infrastrukturgeschäft, unter anderem EWE NETZ GmbH und EWE GASSPEICHER GmbH, wird weiterhin von einem stabilen Jahresergebnis auf Basis von 2023 ausgegangen. Auch die Ausschüttungen von swb AG und Alterric GmbH sowie sonstigen Beteiligungen werden auf Vorjahresniveau prognostiziert.

Vorbehaltlich etwaiger einmaliger Sondereffekte wird für 2024 und die zwei nachfolgenden Geschäftsjahre von einem Jahresüberschuss in niedriger dreistelliger Millionenhöhe ausgegangen.

EWE AG überwacht etwaige Auswirkungen, die einen signifikanten Einfluss auf die Geschäftstätigkeiten der Netz-, Vertriebs-, Handels- und Telekommunikationstöchter sowie das Windgeschäft haben können. In einem engen zeitlichen Abstand findet eine regelmäßige Berichterstattung statt, um frühzeitig mit den Geschäftsführungen der Gesellschaften Maßnahmen für die Geschäftsentwicklung entscheiden zu können. Starkregenfälle, Überschwemmungen oder Extremwinde als Folge klimatischer Veränderungen wirken zunehmend auf unsere Geschäftsaktivitäten, unser Versorgungsgebiet und unsere Kunden. Mögliche Schäden können Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage haben und werden von EWE unter Risikogesichtspunkten administriert.

EWE AG selbst erwartet für 2024 keine nennenswerten Investitionen, sondern sieht diese vielmehr in ihren verbundenen bzw. beteiligten Unternehmen, für die EWE mit Ausnahme der Alterric GmbH die Finanzierungsfunktion wahrnimmt. Im Rahmen einer konsequent getragenen strategischen Ausrichtung kann es zur Aufgabe und Veräußerung von Geschäftsaktivitäten und damit einer Fokussierung auf Kernaktivitäten kommen.

Mit dem Projekt Horizont hat EWE für die nächsten Jahre die Weichen für ein konsequentes Wachstum und die Hebung von Synergien- und Ergebnispotentialen beschlossen. Horizont dient zudem als Transformationsprojekt für die Mitarbeitenden in neue, wachstumsstarke Geschäfte und Märkte innerhalb des Konzerns, so dass es in 2024 nur zu einer geringen Anzahl an Neueinstellungen bei der EWE AG kommen wird.

Finanziell sieht sich die EWE AG getragen durch die abgeschlossenen Anleihen, langfristig abgeschlossenen Darlehen und gesicherten Kreditfazilitäten für die nächsten Jahre gut aufgestellt.

Bericht nach § 312 AktG

Gemäß § 312 Aktiengesetz (AktG) hat die EWE AG einen Bericht über die Beziehungen zu verbundenen Unternehmen aufgestellt. Dieser Bericht schließt mit folgender Erklärung des Vorstandes:

„Unsere Gesellschaft hat bei den im Bericht über Beziehungen zu verbundenen Unternehmen aufgeführten Rechtsgeschäften und Maßnahmen nach den Umständen, die uns im Zeitpunkt, in dem die Rechtsgeschäfte vorgenommen oder die Maßnahmen getroffen oder unterlassen wurden, bekannt waren, bei jedem Rechtsgeschäft eine angemessene Gegenleistung erhalten und ist dadurch, dass Maßnahmen getroffen oder unterlassen wurden, nicht benachteiligt worden mit der Einschränkung, dass sich aus bestimmten berichtspflichtigen Maßnahmen Nachteile für die Gesellschaft ergeben haben. Für diese berichtspflichtigen Maßnahmen hat kein tatsächlicher Ausgleich stattgefunden und es wurde der Gesellschaft kein Ausgleichsanspruch gewährt.“

Oldenburg, den 19. März 2024

Der Vorstand

Stefan Dohler

Dr. Christian Friege

Dr. Urban Keussen

Wolfgang Mücher

Vera Weidemann

Gewinn- und Verlustrechnung des EWE-Konzerns

		01.01. - 31.12.2023	01.01. - 31.12.2022
in Mio. Euro	Anhang		
Umsatzerlöse	5	10.389,0	9.028,2
Strom- und Energiesteuer		-383,9	-423,1
Umsatzerlöse (ohne Strom- und Energiesteuer)		10.005,1	8.605,1
Bestandsveränderungen		23,4	14,2
Andere aktivierte Eigenleistungen	6	276,9	63,4
Sonstige betriebliche Erträge ¹⁾	7	165,6	217,0
Materialaufwand	8	-8.500,4	-5.999,6
Personalaufwand	9	-994,3	-908,4
Abschreibungen	10	-913,1	-844,6
Sonstige betriebliche Aufwendungen	11	-587,8	-546,3
Wertminderungsaufwendungen / -erträge gemäß IFRS 9.5.5	12	-36,5	-23,1
Ergebnis aus at-equity bilanzierten Finanzanlagen	13	-60,8	35,5
Erträge aus übrigen Beteiligungen	14	40,0	33,8
Aufwendungen aus übrigen Beteiligungen	14	-40,5	-73,2
EBIT ¹⁾²⁾		-622,4	573,8
Zinserträge	15	95,4	77,0
Zinsaufwendungen	15	-169,2	-89,7
Ergebnis vor Ertragsteuern		-696,2	561,1
Ertragsteuern ¹⁾	16	154,3	-135,9
Periodenergebnis ¹⁾		-541,9	425,2
Davon entfallen auf:			
Eigentümer des Mutterunternehmens		-536,5	408,0
Anteile ohne beherrschenden Einfluss		-5,4	17,2
		-541,9	425,2

¹⁾ Vorjahreswert angepasst, vgl. Tz. 2

²⁾ Earnings before interest and taxes

Gesamtergebnisrechnung des EWE-Konzerns

in Mio. Euro	Anhang	01.01. - 31.12.2023	01.01. - 31.12.2022
Periodenergebnis¹⁾			
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste	31	-541,9	425,2
Latente Steuern auf versicherungsmathematische Gewinne und Verluste		27,2	-156,0
Fair Value Bewertung von Eigenkapitalinstrumenten	40	-20,6	-75,5
Summe der direkt im Eigenkapital erfassten sonstigen Aufwendungen und Erträge ohne zukünftige ergebniswirksame Umgliederung		-84,1	274,5
Ausgleichsposten aus der Währungsumrechnung ausländischer Tochterunternehmen		10,4	-2,3
Cash Flow Hedges	39	-263,9	-510,0
Latente Steuern auf Rücklage für Cash Flow Hedges		79,0	152,0
Anteil am sonstigen Ergebnis der at-equity bilanzierten Finanzanlagen	21	-6,1	30,6
Summe der direkt im Eigenkapital erfassten sonstigen Aufwendungen und Erträge mit zukünftiger ergebniswirksamer Umgliederung		-180,6	-329,7
Sonstiges Ergebnis nach Steuern		-264,7	-55,2
Gesamtergebnis nach Steuern		-806,6	370,0
Davon entfallen auf:			
Eigentümer des Mutterunternehmens		-801,4	352,8
Anteile ohne beherrschenden Einfluss		-5,2	17,2
		-806,6	370,0

¹⁾ Vorjahreswert angepasst, vgl. Tz. 2

Bilanz des EWE-Konzerns

AKTIVA

in Mio. Euro	Anhang	31.12.2023	31.12.2022
Langfristiges Vermögen			
Immaterielle Vermögenswerte ¹⁾	17	1.368,6	1.583,0
Sachanlagen ¹⁾	18, 19	7.222,1	6.827,7
Als Finanzinvestition gehaltene Immobilien	20	3,4	3,6
Nach der Equity-Methode bilanzierte Finanzanlagen	21	221,9	282,9
Sonstige finanzielle Vermögenswerte	22	900,0	1.949,2
Sonstige nichtfinanzielle Vermögenswerte		64,7	69,4
Latente Steuern ¹⁾	35	295,8	418,0
		10.076,5	11.133,8
Kurzfristiges Vermögen			
Vorräte	23	720,5	779,2
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	24	2.358,3	2.086,1
Sonstige finanzielle Vermögenswerte	25	1.642,7	4.570,4
Ertragsteuererstattungsansprüche		51,4	134,2
Sonstige nichtfinanzielle Vermögenswerte	26	379,3	282,4
Liquide Mittel	27	530,4	1.374,3
		5.682,6	9.226,6
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	28	30,0	
		5.712,6	9.226,6
Summe Aktiva		15.789,1	20.360,4

¹⁾ Vorjahreswert angepasst, vgl. Tz. 2

PASSIVA

in Mio. Euro	Anhang	31.12.2023	31.12.2022
Eigenkapital	29		
Gezeichnetes Kapital		243,0	243,0
Kapitalrücklage		1.590,1	1.590,1
Angesammelte Ergebnisse ¹⁾		1.730,7	2.307,7
Kumulierte sonstiges Konzernergebnis		-463,0	-282,1
Auf die Eigentümer des Mutterunternehmens entfallendes Eigenkapital		3.100,8	3.858,7
Anteile ohne beherrschenden Einfluss		769,6	783,0
		3.870,4	4.641,7
Langfristige Schulden			
Bauzuschüsse	30	730,2	686,9
Rückstellungen	31	2.137,6	2.416,3
Anleihen	32	1.092,2	1.091,2
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	33	842,9	977,4
Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	34	1.112,6	2.621,5
Ertragsteuerverbindlichkeiten		17,0	6,7
Sonstige nichtfinanzielle Verbindlichkeiten	35	27,6	28,7
Latente Steuern ¹⁾	36	234,4	904,9
		6.194,5	8.733,6
Kurzfristige Schulden			
Bauzuschüsse	30	49,9	49,2
Rückstellungen	31	153,2	336,3
Anleihen	32	2,4	2,4
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	33	349,4	176,9
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen		1.653,7	1.973,3
Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	34	2.743,4	4.164,5
Ertragsteuerverbindlichkeiten		197,7	52,1
Sonstige nichtfinanzielle Verbindlichkeiten	35	547,2	230,4
		5.696,9	6.985,1
Zur Veräußerung gehaltene Verbindlichkeiten	28	27,3	
		5.724,2	6.985,1
Summe Passiva		15.789,1	20.360,4

¹⁾ Vorjahreswert angepasst, vgl. Tz. 2

Eigenkapitalveränderungsrechnung des EWE-Konzerns

	Gezeichnetes Kapital	Kapital- rücklage	Ange- sammelte Ergebnisse	Kumulierte Konzernergebnisse (OCI - Other Comprehensive Income)
<hr/>				
in Mio. Euro				
Stand: 31.12.2021	243,0	1.590,1	2.072,7	130,6
Periodenergebnis			408,0 ¹⁾	
Sonstiges Ergebnis				-75,5
Gesamtergebnis				-358,0
Kapitalherabsetzung				
Dividendenzahlungen			-168,1	
Konsolidierungskreisänderung			-1,3	
Übrige Veränderungen			-3,6	-0,1
Stand: 31.12.2022	243,0	1.590,1	2.307,7	55,0
Stand: 31.12.2022	243,0	1.590,1	2.307,7	55,0
Periodenergebnis			-536,5	
Sonstiges Ergebnis				-20,6
Gesamtergebnis				-184,9
Dividendenzahlungen			-61,0	
Konsolidierungskreisänderung			24,3	
Übrige Veränderungen			-3,8	-1,0
Stand: 31.12.2023	243,0	1.590,1	1.730,7	33,4
				-162,4

¹⁾ Vorjahreswert angepasst, vgl. Tz. 2

Kumulierte sonstiges Konzernergebnis (OCI - Other Comprehensive Income)			Auf die Eigentümer des Mutterunternehmens entfallendes Eigenkapital	Anteile ohne beherrschenden Einfluss	Eigenkapital
Versicherungs- mathematische Gewinne und Verluste	At-equity bewertete Unternehmen				
-16,3	-617,3	-21,7	3.947,7	767,4	4.715,1
			408,0	17,2	425,2
-2,3	350,0	30,6	-55,2		-55,2
			352,8	17,2	370,0
				-5,0	-5,0
			-168,1	-0,6	-168,7
			-1,3	1,3	
			-272,4	2,7	-269,7
-18,6	-267,3	8,9	3.858,7	783,0	4.641,7
-18,6	-267,3	8,9	3.858,7	783,0	4.641,7
			-536,5	-5,4	-541,9
10,1	-63,4	-6,1	-264,9	0,2	-264,7
			-801,4	-5,2	-806,6
			-61,0	-10,2	-71,2
			24,3	0,2	24,5
0,2	2,2		80,2	1,8	82,0
-8,3	-328,5	2,8	3.100,8	769,6	3.870,4

Kapitalflussrechnung des EWE-Konzerns

Mittelherkunft (+), Mittelverwendung (-)

¹⁾ Earnings before interest and taxes

²⁾ Vorjahreswert angepasst, vgl. Tz. 2

in Mio. Euro	Anhang, Tz. 43	01.01. - 31.12.2023	01.01. - 31.12.2022
Auszahlungen aus Eigenkapitalveränderungen			-5,0
Gezahlte Dividenden		-71,2	-168,7
Einzahlungen aus der Aufnahme von Finanzverbindlichkeiten		317,2	115,7
Auszahlungen für die Tilgung von Finanzverbindlichkeiten		-335,2	-460,5
Auszahlungen für die Tilgung von Verbindlichkeiten aus Leasing		-39,4	-34,3
Sonstige Zahlungen (netto) Finanzierungstätigkeit		0,3	0,3
Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit		-128,6	-552,5
 Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds		-838,4	355,1
Wechselkurs-, konsolidierungskreis- und bewertungsbedingte Änderungen des Finanzmittelfonds		-1,0	3,7
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode		1.381,5	1.022,7
Finanzmittelfonds am Ende der Berichtsperiode		542,1	1.381,5

Anhang zum Konzernabschluss der EWE Aktiengesellschaft

1. Informationen zum Unternehmen

Die EWE Aktiengesellschaft (im Folgenden auch EWE AG oder die Gesellschaft) und ihre Tochtergesellschaften (im Folgenden zusammen der EWE-Konzern) sind in den Bereichen Energieversorgung (insbesondere Strom und Gas), Energieerzeugung, Vertrieb und Handel, Elektromobilität, Wasserversorgung sowie Informationstechnologie und Telekommunikation tätig.

Der Sitz der EWE AG befindet sich in der Tirpitzstraße 39 in 26122 Oldenburg (Deutschland). Die Gesellschaft ist im Handelsregister unter der Nummer HRB 33 beim Amtsgericht Oldenburg eingetragen.

2. Rechnungslegungsmethoden

Grundlagen der Abschlusserstellung

Der Konzernabschluss der EWE AG wurde gemäß § 315e Abs. 1 HGB zum 31. Dezember 2023 in Übereinstimmung mit den vom International Accounting Standards Board (IASB), London, Großbritannien, zum 31. Dezember 2023 verbindlich anzuwendenden International Financial Reporting Standards (IFRS) und Interpretationen des IFRS Interpretations Committee (IFRS IC), soweit sie von der Europäischen Union (EU) übernommen worden sind, aufgestellt. Weitergehende gesetzliche Anforderungen nach HGB wurden berücksichtigt.

Die Erstellung des Konzernabschlusses erfolgt grundsätzlich auf Basis der fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten. Hiervon ausgenommen sind die erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewerteten finanziellen Vermögenswerte sowie die erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewerteten finanziellen Vermögenswerte und finanziellen Verbindlichkeiten (inklusive derivativer Finanzinstrumente).

Aus dem Klimawandel und seinen Folgen können sich finanzielle Risiken für die Rechnungslegung ergeben. EWE ist allein aus ihrer Geschäftstätigkeit heraus klimabezogenen Risiken ausgesetzt. Für das Geschäftsjahr 2023 sind keine klimabezogenen Risiken identifiziert worden, die im Ergebnis einen wesentlichen Einfluss auf die Rechnungslegung haben. Detaillierte Ausführungen zur Konzernstrategie sowie der Unternehmenssteuerung im Kontext der nichtfinanziellen Unternehmensleistung sind im nichtfinanziellen Bericht dargestellt und stehen mit dem Konzernabschluss im Einklang.

Der Konzernabschluss wird in Euro aufgestellt. Sofern nichts anderes angegeben ist, werden sämtliche Werte entsprechend kaufmännischer Rundung auf Millionen Euro (Mio. Euro) auf- oder abgerundet.

Aufgrund von Rundungen können sich im Konzernabschluss bei Summenbildungen und bei der Berechnung von Prozentangaben geringfügige Abweichungen ergeben.

Der Konzernabschluss für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2023 wurde am 19. März 2024 vom Vorstand zur Vorlage an den Aufsichtsrat freigegeben.

Der Konzernabschluss und der Konzernlagebericht der EWE AG für das Geschäftsjahr 2023 werden im Unternehmensregister veröffentlicht.

Anpassung der Vorjahresangaben

Durch veränderte Rahmenbedingungen (insbesondere Strompreise) wurden in 2022 Wertaufholungen auf materielle Vermögenswerte (Offshore-Windkraftanlagen) in Höhe von 99,3 Mio. Euro vorgenommen und in den Sonstigen betrieblichen Erträgen von insgesamt 271,7 Mio. Euro erfasst.

Die Wertaufholung war um 54,7 Mio. Euro zu hoch und hätte sich auf 44,7 Mio. Euro belaufen müssen, so dass sich Sonstige betriebliche Erträge von 217,0 Mio. Euro statt 271,7 Mio. Euro ergeben hätten. Unter Berücksichtigung von latenten Steuern in Höhe von 16,4 Mio. Euro ist das Perioden- und Gesamtergebnis um 38,3 Mio. Euro zu hoch ausgefallen. Dieser Sachverhalt entfällt vollständig auf die Eigentümer des Mutterunternehmens.

Korrespondierend ist das Sachanlagevermögen von ursprünglich 6.897,2 Mio. Euro um 54,7 Mio. Euro zu hoch, die aktiven latenten Steuern von ursprünglich 401,6 Mio. Euro um 16,4 Mio. Euro zu niedrig und das Eigenkapital von ursprünglich 4.679,9 Mio. Euro in den Angesammelten Ergebnissen um 38,3 Mio. Euro zu hoch ausgewiesen.

Der Effekt der niedrigeren Wertaufholungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen von 54,7 Mio. Euro hebt sich vollständig im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit auf.

Darüber hinaus erfolgte eine Ausweisanpassung von den Sachanlagen zu den Immateriellen Vermögenswerten in Höhe von 14,8 Mio. Euro.

Änderungen der Rechnungslegung

Die angewandten Rechnungslegungsgrundsätze sind gegenüber dem Vorjahr weitgehend unverändert. Eine Ausnahme bilden folgende erstmals verpflichtend anzuwendende Standards und Interpretationen, deren Anwendung keine bzw. keine materiellen Auswirkungen auf den Konzernabschluss hatte:

- Änderung an IAS 1 Darstellung des Abschlusses und an IFRS-Practice Statement 2 – Angabe von Rechnungslegungsmethoden
- Änderungen an IAS 8 Rechnungslegungsmethoden, Änderungen von rechnungslegungsbezogenen Schätzungen und Fehler – Definition rechnungslegungsbezogener Schätzungen
- Änderungen an IAS 12 Ertragsteuern – Latente Steuern, die sich auf Vermögenswerte und Schulden beziehen, die aus einem einzigen Geschäftsvorfall entstehen
- IFRS 17 Versicherungsverträge
- Änderungen an IFRS 17 Versicherungsverträge – Erstmalige Anwendung von IFRS 17 und IFRS 9 – Vergleichsinformationen

Konsolidierungsgrundsätze

Der Konzernabschluss umfasst den Abschluss der EWE AG und ihrer Tochterunternehmen zum 31. Dezember 2023.

Tochterunternehmen werden ab dem Erwerbszeitpunkt, d.h. ab dem Zeitpunkt, an dem der Konzern die Beherrschung erlangt, vollkonsolidiert. Die Konsolidierung endet, sobald die Beherrschung durch das Mutterunternehmen nicht mehr besteht. Die Abschlüsse der Tochterunternehmen werden unter Anwendung einheitlicher Rechnungslegungsmethoden für die gleiche Berichtsperiode aufgestellt wie der Abschluss des Mutterunternehmens. Alle konzerninternen Salden, Geschäftsvorfälle, unrealisierte Gewinne

und Verluste aus konzerninternen Transaktionen und Dividenden werden – gegebenenfalls unter Berücksichtigung latenter Steuern – in voller Höhe eliminiert. Anteile an Tochterunternehmen, Gemeinschaftsunternehmen oder assoziierten Unternehmen, die aus Konzernsicht von untergeordneter Bedeutung sind, werden nicht konsolidiert, sondern als sonstige Beteiligungen nach IFRS 9 bilanziert. Indikatoren zur Bestimmung der Wesentlichkeit sind Umsatz, Periodenergebnis und Bilanzsumme.

Das Gesamtergebnis eines Tochterunternehmens wird den Anteilen ohne beherrschenden Einfluss auch dann zugeordnet, wenn dies zu einem negativen Saldo führt.

Eine Veränderung der Beteiligungshöhe an einem Tochterunternehmen ohne Verlust der Beherrschung wird als Eigenkapitaltransaktion bilanziert.

Bei der Hansewasser Ver- und Entsorgungs-GmbH, Bremen (HVE), hat die EWE AG wegen weitgehender Rechte eines anderen Anteilseigners keine Kontrolle. Die HVE wird daher als Gemeinschaftsunternehmen in den Konzernabschluss einbezogen. Die Gemeinschaftskraftwerk Bremen GmbH & Co. KG, Bremen (GKB), wird trotz Mehrheitsbeteiligung als Gemeinschaftsunternehmen einbezogen, da bei wesentlichen Beschlüssen eine qualifizierte Mehrheit notwendig ist. Die HeideNetz GmbH, Munster, wird trotz Mehrheitsbeteiligung als Gemeinschaftsunternehmen einbezogen, da bei wesentlichen Beschlüssen eine qualifizierte Mehrheit notwendig ist.

Zur Aufstellung des Anteilsbesitzes des Konzerns gemäß § 313 Abs. 2 HGB siehe Tz. 45.

Der Konsolidierungskreis veränderte sich im Geschäftsjahr 2023 wie folgt:

Art der Konsolidierung und Anzahl	Inland	Ausland	Gesamt
Vollkonsolidierung			
1. Januar 2023	270	25	295
Zugänge	7	3	10
Abgänge	1		1
31. Dezember 2023	276	28	304
At-equity bewertete Unternehmen			
1. Januar 2023	29		29
Zugänge	3	1	4
31. Dezember 2023	32	1	33
Gesamt			
1. Januar 2023	299	25	324
Zugänge	10	4	14
Abgänge	1		1
31. Dezember 2023	308	29	337

Die in Summe unwesentlichen Zugänge der vollkonsolidierten Unternehmen betreffen insbesondere Gesellschaften der ALTERRIC, die aufgrund des Beginns wesentlicher Baumaßnahmen erstmalig vollkonsolidiert werden, sowie den Erwerb der GP + S Consulting GmbH, Bad Homburg vor der Höhe. Der Abgang der vollkonsolidierten Unternehmen betrifft die Entkonsolidierung der Eigensonne GmbH, Berlin (Eigensonne), die Insolvenz angemeldet hat. Die Zugänge bei den at-equity bewerteten Unternehmen beruhen hauptsächlich auf der Gründung von Gemeinschaftsunternehmen im Bereich Elektromobilität (Konsortium bezüglich Finanzierung, Planung, Bau und Betrieb eines Schnellladenetzes für E-Autos in den Regionen Nord-West und West).

Aus der Entkonsolidierung der Eigensonne resultierte ein Entkonsolidierungserfolg in Höhe von -34,7 Mio. Euro. Dieser beinhaltet Wertanpassungen auf die Anteile in Höhe von 22,2 Mio. Euro und Ausleihungen in Höhe von 58,7 Mio. Euro. Im Rahmen der Entkonsolidierung sind langfristige und kurzfristige Vermögenswerte in Höhe von 6,0 Mio. Euro und 12,6 Mio. Euro sowie langfristige und kurzfristige Verbindlichkeiten in Höhe von 61,2 Mio. Euro und 3,6 Mio. Euro abgegangen. Der Betrag der abgegangenen liquiden Mittel betrug 3,6 Mio. Euro.

Unternehmensveräußerungen 2022

Aus der Veräußerung der Anteile an der Alkkian Energia Oy, Kauhajoki, Finnland, zum 7. Juni 2022 resultierte ein Entkonsolidierungserfolg in Höhe von 6,9 Mio. Euro. Im Rahmen der Veräußerung wurden langfristige und kurzfristige Vermögenswerte in Höhe von 5,8 Mio. Euro und 0,4 Mio. Euro sowie langfristige und kurzfristige Verbindlichkeiten in Höhe von 3,6 Mio. Euro und 0,2 Mio. Euro übertragen. Die in Zahlungsmitteln vereinbarte Gegenleistung betrug 9,3 Mio. Euro, der 0,4 Mio. Euro Zahlungsmittel des abgehenden Tochterunternehmens gegenüberstanden.

Aus der Veräußerung der Anteile an der Pahkakosken Energia Oy, Kauhajoki, Finnland, zum 22. Dezember 2022 resultierte ein Entkonsolidierungserfolg in Höhe von 15,8 Mio. Euro. Im Rahmen der Veräußerung wurden langfristige und kurzfristige Vermögenswerte in Höhe von 47,2 Mio. Euro und 3,4 Mio. Euro sowie langfristige und kurzfristige Verbindlichkeiten in Höhe von 31,8 Mio. Euro und 0,9 Mio. Euro übertragen. Die in Zahlungsmitteln vereinbarte Gegenleistung betrug 34,1 Mio. Euro, der 0,4 Mio. Euro Zahlungsmittel des abgehenden Tochterunternehmens gegenüberstanden.

Tochterunternehmen mit wesentlichen nicht beherrschenden Anteilen

Im Folgenden werden zusammengefasste Finanzinformationen zur ALTERRIC aufgeführt, bei der nicht beherrschende Anteile bestehen, die für den Konzern wesentlich sind. Die Beträge verstehen sich vor konzerninternen Eliminierungen.

Zusammengefasste Gewinn- und Verlustrechnung

in Mio. Euro	2023	2022
Umsatzerlöse	576,8	603,7
Abschreibungen	373,5	383,0
EBIT	10,7	35,5
Periodenergebnis	-18,1	40,4
Auf nicht beherrschende Anteile entfallendes Periodenergebnis	-9,1	20,2
An nicht beherrschende Anteile gezahlte Dividenden	10,0	

Zusammengefasste Bilanz

in Mio. Euro	2023	2022
Langfristiges Vermögen	2.483,5	2.715,3
Kurzfristiges Vermögen	773,7	592,8
davon Liquide Mittel	348,9	372,7
Summe Vermögenswerte	3.257,2	3.308,1
Langfristige Schulden	1.382,1	1.476,4
davon Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	575,5	659,9
davon Leasingverbindlichkeiten	183,1	199,0
Kurzfristige Schulden	371,7	290,1
davon Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	83,4	89,9
davon Leasingverbindlichkeiten	25,2	12,3
Summe Schulden	1.753,8	1.766,5
Nettovermögen	1.503,4	1.541,6
Nicht beherrschende Anteile	712,0	731,1

Zusammengefasste Kapitalflussrechnung

in Mio. Euro	2023	2022
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	192,5	244,2
Cash Flow aus Investitionstätigkeit	-120,6	-53,7
Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit	-95,8	-118,2
Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds	-23,9	72,3
Wechselkurs-, konsolidierungskreis- und bewertungsbedingte Änderungen des Finanzmittelfonds	0,5	4,1
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	375,9	299,5
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	352,5	375,9

Zusammenfassung wesentlicher Rechnungslegungsmethoden

Nachfolgend werden die wesentlichen Rechnungslegungsmethoden, die bei der Erstellung des vorliegenden EWE-Konzernabschlusses angewendet wurden, dargestellt. Die beschriebenen Methoden wurden stetig auf die dargestellten Berichtsperioden angewendet, sofern nichts anderes angegeben ist.

Unternehmenszusammenschlüsse und Geschäfts- oder Firmenwert

Unternehmenszusammenschlüsse werden unter Anwendung der Erwerbsmethode bilanziert. Die Anschaffungskosten eines Unternehmenserwerbs bemessen sich als Summe der übertragenen Gegenleistung, bewertet mit dem beizulegenden Zeitwert zum Erwerbszeitpunkt, und der Anteile ohne beherrschenden Einfluss am erworbenen Unternehmen. Bei jedem Unternehmenszusammenschluss bewertet der Erwerber die Anteile ohne beherrschenden Einfluss am erworbenen Unternehmen entweder zum beizulegenden Zeitwert (Full-Goodwill-Methode) oder zum entsprechenden Anteil des identifizierbaren Nettovermögens (Purchased-Goodwill-Methode) des erworbenen Unternehmens. Im Rahmen des Unternehmenszusammenschlusses angefallene Kosten werden als Aufwand erfasst.

Erwirbt der EWE-Konzern ein Unternehmen, beurteilt er die geeignete Klassifizierung und Designation der finanziellen Vermögenswerte und übernommenen finanziellen Schulden in Übereinstimmung mit den Vertragsbedingungen, wirtschaftlichen Gegebenheiten und am Erwerbszeitpunkt vorherrschenden Bedingungen. Dies beinhaltet auch eine Trennung der in Basisverträgen eingebetteten Derivate.

Bei sukzessiven Unternehmenszusammenschlüssen wird der vom Erwerber zuvor an dem erworbenen Unternehmen gehaltene Eigenkapitalanteil zum beizulegenden Zeitwert am Erwerbszeitpunkt neu bewertet und der daraus resultierende Gewinn oder Verlust erfolgswirksam erfasst.

Die vereinbarte bedingte Gegenleistung wird zum Erwerbszeitpunkt zum beizulegenden Zeitwert erfasst. Nachträgliche Änderungen des beizulegenden Zeitwerts einer bedingten Gegenleistung, die einen Vermögenswert oder eine Schuld darstellt, werden in Übereinstimmung mit IFRS 3.58 in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst. Als Eigenkapital eingestufte bedingte Gegenleistungen werden nicht neu bewertet.

Der Geschäfts- oder Firmenwert wird bei erstmaligem Ansatz zu Anschaffungskosten bewertet, die sich als Überschuss der übertragenen Gegenleistung über die erworbenen identifizierbaren Vermögenswerte und übernommenen Schulden des Konzerns bemessen. Liegt diese Gegenleistung unter dem beizulegenden Zeitwert des Reinvermögens des erworbenen Tochterunternehmens, wird der Unterschiedsbetrag in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

Nach dem erstmaligen Ansatz wird der Geschäfts- oder Firmenwert zu Anschaffungskosten abzüglich kumulierter Wertminderungsaufwendungen bewertet. Zum Zweck des Wertminderungstests wird der im Rahmen eines Unternehmenszusammenschlusses erworbene Geschäfts- oder Firmenwert ab dem Erwerbszeitpunkt den zahlungsmittelgenerierenden Einheiten des Konzerns zugeordnet, die vom Unternehmenszusammenschluss erwartungsgemäß profitieren werden.

Wenn ein Geschäfts- oder Firmenwert einer zahlungsmittelgenerierenden Einheit zugeordnet wurde und ein Geschäftsbereich dieser Einheit veräußert wird, wird der dem veräußerten Geschäftsbereich zuzurechnende Geschäfts- oder Firmenwert als Bestandteil des Buchwerts des Geschäftsbereichs bei der Ermittlung des Ergebnisses aus der Veräußerung dieses Geschäftsbereichs berücksichtigt. Der Wert des veräußerten Anteils des Geschäfts- oder Firmenwerts wird auf der Grundlage der relativen Werte des veräußerten Geschäftsbereichs und des verbleibenden Teils der zahlungsmittelgenerierenden Einheit ermittelt.

Anteile an einem assoziierten Unternehmen / Gemeinschaftsunternehmen

Die Anteile des EWE-Konzerns an einem assoziierten Unternehmen oder Gemeinschaftsunternehmen werden nach der Equity-Methode bilanziert. Ein assoziiertes Unternehmen ist ein Unternehmen, bei welchem der EWE-Konzern über maßgeblichen Einfluss verfügt. Gemeinschaftsunternehmen stehen unter der gemeinschaftlichen Führung mit einer anderen Partei.

Nach der Equity-Methode werden die Anteile an einem Unternehmen in der Bilanz zu Anschaffungskosten zuzüglich der nach dem Erwerb eingetretenen Änderungen des Anteils des EWE-Konzerns am Reinvermögen des Unternehmens erfasst. Der mit dem Unternehmen verbundene Geschäfts- oder Firmenwert ist im Buchwert des Anteils enthalten und wird weder planmäßig abgeschrieben noch einem gesonderten Wertminderungstest unterzogen.

Der Anteil am Periodenergebnis eines Unternehmens wird in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst. Unmittelbar im Sonstigen Ergebnis des Unternehmens ausgewiesene Änderungen werden vom Konzern in Höhe seines Anteils erfasst und kumuliert in der Eigenkapitalveränderungsrechnung dargestellt.

Die Abschlüsse des Unternehmens werden grundsätzlich zum gleichen Abschlussstichtag aufgestellt wie der Abschluss des EWE-Konzerns. Soweit erforderlich, werden Anpassungen an konzerneinheitliche Rechnungslegungsmethoden vorgenommen.

Der EWE-Konzern ermittelt an jedem Abschlussstichtag, ob objektive Anhaltspunkte dafür vorliegen, dass der Anteil an einem nach der Equity-Methode bilanzierten Unternehmen wertgemindert sein könnte. Liegt eine Wertminderung vor, so wird die Differenz zwischen dem erzielbaren Betrag des Anteils am Unternehmen und dem Buchwert des Anteils am Unternehmen als Wertminderungsaufwand erfolgswirksam erfasst.

Bei Verlust des maßgeblichen Einflusses oder der gemeinschaftlichen Führung bewertet der Konzern alle Anteile, die er am ehemaligen nach der Equity-Methode bilanzierten Unternehmen behält, zum beizulegenden Zeitwert. Unterschiedsbeträge zwischen dem Buchwert des Anteils am nach der Equity-Methode bilanzierten Unternehmen zum Zeitpunkt des Verlustes des maßgeblichen Einflusses oder der gemeinschaftlichen Führung und dem beizulegenden Zeitwert der behaltenen Anteile sowie den Veräußerungserlösen werden unter Berücksichtigung etwaiger aus dem Sonstigen Ergebnis abgehender Beträge in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

Klassifizierung in kurzfristig und langfristig

Der EWE-Konzern gliedert seine Vermögenswerte und Schulden in der Bilanz in kurz- und langfristig.

Ein Vermögenswert ist als kurzfristig einzustufen, wenn:

- die Realisierung des Vermögenswerts innerhalb des normalen Geschäftszyklus erwartet wird oder der Vermögenswert zum Verkauf oder Verbrauch innerhalb dieses Zeitraums gehalten wird,
- der Vermögenswert primär für Handelszwecke gehalten wird,
- die Realisierung des Vermögenswerts innerhalb von zwölf Monaten nach dem Abschlussstichtag erwartet wird oder
- es sich um Zahlungsmittel oder Zahlungsmitteläquivalente handelt, es sei denn, der Tausch oder die Nutzung des Vermögenswerts zur Erfüllung einer Verpflichtung sind für einen Zeitraum von mindestens zwölf Monaten nach dem Abschlussstichtag eingeschränkt.

Alle anderen Vermögenswerte werden als langfristig eingestuft.

Eine Schuld ist als kurzfristig einzustufen, wenn:

- die Erfüllung der Schuld innerhalb des normalen Geschäftszyklus erwartet wird,
- die Schuld primär für Handelszwecke gehalten wird,
- die Erfüllung der Schuld innerhalb von zwölf Monaten nach dem Abschlussstichtag erwartet wird oder
- das Unternehmen kein uneingeschränktes Recht zur Verschiebung der Erfüllung der Schuld um mindestens zwölf Monate nach dem Abschlussstichtag hat.

Alle anderen Schulden werden als langfristig eingestuft.

Latente Steueransprüche und -schulden werden als langfristige Vermögenswerte bzw. Schulden eingestuft.

Bemessung des beizulegenden Zeitwerts

Der beizulegende Zeitwert ist der Preis, der in einem geordneten Geschäftsvorfall zwischen Marktteilnehmern am Bemessungsstichtag für den Verkauf eines Vermögenswerts eingenommen bzw. für die Übertragung einer Schuld gezahlt würde. Bei der Bemessung des beizulegenden Zeitwerts wird davon ausgegangen, dass der Geschäftsvorfall, in dessen Rahmen der Verkauf des Vermögenswerts oder die Übertragung der Schuld erfolgt, entweder auf dem:

- Hauptmarkt für den Vermögenswert oder die Schuld oder
- vorteilhaftesten Markt für den Vermögenswert bzw. die Schuld, sofern kein Hauptmarkt vorhanden ist, erfolgt.

Dabei muss der Konzern Zugang zum Hauptmarkt oder zum vorteilhaftesten Markt haben.

Der beizulegende Zeitwert eines Vermögenswerts oder einer Schuld bemisst sich anhand der Annahmen, die Marktteilnehmer bei der Preisbildung für den Vermögenswert bzw. die Schuld zugrunde legen würden. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Marktteilnehmer in ihrem besten wirtschaftlichen Interesse handeln.

Bei der Bemessung des beizulegenden Zeitwerts eines nichtfinanziellen Vermögenswerts wird die Fähigkeit des Marktteilnehmers berücksichtigt, durch die höchste und beste Verwendung des Vermögenswerts oder durch dessen Verkauf an einen anderen Marktteilnehmer, der für den Vermögenswert die höchste und beste Verwendung findet, wirtschaftlichen Nutzen zu erzeugen.

Der Konzern wendet Bewertungstechniken an, die unter den jeweiligen Umständen sachgerecht sind und für die ausreichend Daten zur Bemessung des beizulegenden Zeitwerts zur Verfügung stehen. Dabei ist die Verwendung maßgeblicher, beobachtbarer Inputfaktoren möglichst hoch und jener nicht beobachtbarer Inputfaktoren möglichst gering zu halten. Bewertungen des beizulegenden Zeitwerts unter Verwendung von beobachtbaren Inputfaktoren spiegeln bereits die Ansichten der Marktteilnehmer über die Auswirkungen des Klimawandels wider.

Alle Vermögenswerte und Schulden, für die der beizulegende Zeitwert bestimmt oder im Abschluss ausgewiesen wird, werden in die nachfolgend beschriebene Fair Value-Hierarchie eingeordnet, basierend auf dem Inputparameter der niedrigsten Stufe, der für die Bewertung zum beizulegenden Zeitwert insgesamt wesentlich ist:

- Stufe 1: In aktiven Märkten für identische Vermögenswerte oder Schulden notierte (nicht berichtigte) Preise,
- Stufe 2: Bewertungsverfahren, bei denen der Inputparameter der niedrigsten Stufe, der für die Bewertung zum beizulegenden Zeitwert insgesamt wesentlich ist, auf dem Markt direkt oder indirekt beobachtbar ist,
- Stufe 3: Bewertungsverfahren, bei denen der Inputparameter der niedrigsten Stufe, der für die Bewertung zum beizulegenden Zeitwert insgesamt wesentlich ist, auf dem Markt nicht beobachtbar ist.

Fremdwährungsumrechnung

Der EWE-Konzernabschluss wird in Euro, der funktionalen Währung des Mutterunternehmens, aufgestellt. Jedes Unternehmen innerhalb des EWE-Konzerns legt seine eigene funktionale Währung fest. Die im Abschluss des jeweiligen Unternehmens enthaltenen Posten werden unter Verwendung dieser funktionalen Währung bewertet.

Fremdwährungstransaktionen und Salden

Fremdwährungstransaktionen werden von den Konzernunternehmen zunächst zu dem am Tag des Geschäftsvorfalls jeweils gültigen Kassakurs in die funktionale Währung umgerechnet.

Monetäre Vermögenswerte und Schulden in einer Fremdwährung werden zu jedem Stichtag unter Verwendung des Stichtagskassakurses in die funktionale Währung umgerechnet.

Alle Umrechnungsdifferenzen werden erfolgswirksam erfasst.

Nicht-monetäre Posten, die zu historischen Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten in einer Fremdwährung bewertet werden, werden mit dem Kurs am Tag des Geschäftsvorfalls umgerechnet. Nicht-monetäre Posten, die mit ihrem beizulegenden Zeitwert in einer Fremdwährung bewertet werden, werden mit dem Kurs umgerechnet, der zum Zeitpunkt der Ermittlung des beizulegenden Zeitwerts gültig ist.

Konzernunternehmen

Die Vermögenswerte und Schulden der ausländischen Geschäftsbetriebe werden im Rahmen der Konsolidierung zum Stichtagskurs in Euro umgerechnet. Die Umrechnung von Erträgen und Aufwendungen erfolgt zum Jahresdurchschnittskurs. Die im Rahmen der Konsolidierung hieraus resultierenden Umrechnungsdifferenzen werden im Sonstigen Ergebnis erfasst. Der für einen ausländischen Geschäftsbetrieb im Sonstigen Ergebnis erfasste Betrag wird bei der Veräußerung dieses ausländischen Geschäftsbetriebs in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert.

Jeglicher im Zusammenhang mit dem Erwerb eines ausländischen Geschäftsbetriebs entstehende Geschäfts- oder Firmenwert und jegliche am beizulegenden Zeitwert ausgerichtete Anpassung der Buchwerte der Vermögenswerte und Schulden, die aus dem Erwerb dieses ausländischen Geschäftsbetriebs resultieren, werden als Vermögenswerte und Schulden des ausländischen Geschäftsbetriebs behandelt und zum Stichtagskurs umgerechnet.

Nachstehende Wechselkurse wurden bei der Umrechnung der Einzelabschlüsse in fremder Währung angewandt:

	Stichtagskurs	
	31.12.2023	31.12.2022
1 Euro		
Polnische Zloty (PLN)	4,33	4,69
Schwedische Krone (SEK)	11,13	11,15
Schweizer Franken (CHF)	0,93	0,99

	Durchschnittskurs	
	31.12.2023	31.12.2022
1 Euro		
Polnische Zloty (PLN)	4,54	4,68
Schwedische Krone (SEK)	11,47	10,63
Schweizer Franken (CHF)	0,97	1,00

Erlöse aus Verträgen mit Kunden

Der Standard IFRS 15 regelt die Grundsätze für die Bewertung und Erfassung von Umsatzerlösen und der zugehörigen Cash Flows. Umsatzerlöse sollen grundsätzlich in Höhe der Gegenleistung erfasst werden, mit der das Unternehmen im Gegenzug für die Übertragung von Gütern oder Dienstleistungen auf einen Kunden erwartungsgemäß rechnen kann (Control Approach). Der Standard bietet dafür ein prinzipienbasiertes fünfstufiges Modell:

- Schritt 1: Identifizierung des Vertrags mit einem Kunden
- Schritt 2: Identifizierung der vertraglichen Leistungsverpflichtungen
- Schritt 3: Bestimmung der Gegenleistung
- Schritt 4: Aufteilung der Gegenleistung auf Leistungsverpflichtungen
- Schritt 5: Umsatzrealisierung bei Erfüllung einer Leistungsverpflichtung durch das Unternehmen

Insbesondere betreffen die Neuregelungen des IFRS 15 die folgenden Sachverhalte:

Mehrkomponentenverträge

Bei diesen Verträgen mit vorab gelieferten subventionierten Produkten (z. B. Dienstleistungsvertrag inklusive Mobiltelefon) ist der gesamte Transaktionspreis aus den laufenden monatlichen Zahlungen während der Mindestvertragslaufzeit und den Einmalzahlungen für das Endgerät, die Vertragsabschlussgebühr und ähnlichem anhand der relativen Einzelveräußerungspreise auf die separaten Leistungsverpflichtungen zu verteilen. Die Umsatzrealisierung erfolgt entsprechend des relativen Einzelveräußerungspreises. In der Bilanz führt dies zum Ansatz eines Vertragsvermögenswerts, d. h. einer rechtlich noch nicht unbedingt entstandenen Forderung aus dem Kundenvertrag oder zu einer vertraglichen Verbindlichkeit in Höhe der Differenz zwischen dem auf Grundlage des relativen Einzelveräußerungspreises zugeordneten Transaktionspreises und dem allokierten Zahlungseingang.

Variable Vergütung

Energieversorgungsverträge mit Privatkunden enthalten eine Leistungsverpflichtung („Standing Ready Obligation“), die in der Regel nach zwei unterschiedlichen Preiskomponenten vergütet wird: Eine fixe Grundgebühr (Grundpreis) und eine variable, verbrauchsabhängige Vergütung für jede Einheit bezogener Energie (Arbeitspreis). Der Grundpreis wird linear über die Vertragsdauer erfasst, der nach Verbrauch variabel vergütete Arbeitspreis nach der vom Kunden abgerufenen Energiemenge. Die Summe aus (linear verteilten) Grundpreisen und (variablen) Arbeitspreisen entspricht im Zeitpunkt der Leistungserbringung dem Betrag, den das Energieversorgungsunternehmen hierfür vertraglich beanspruchen kann.

Einige Verträge mit Kunden sehen variable Vergütungen in Form von Preisnachlässen und Mengenrabatten vor. Diese an den Kunden gezahlte Gegenleistung (z. B. Kundenbonus) kann als finanzielle Leistung in Form einer Barzahlung oder Gutschrift sowie als sonstige Leistung erbracht werden, die der Kunde gegen seine Verpflichtungen dem Unternehmen gegenüber aufrechnet. Solche Nachlässe sowie ähnliche Verpflichtungen an den Kunden werden als Minderungen des Transaktionspreises und damit des Umsatzes behandelt. Sind die erhaltenen Kundenzahlungen höher als die zu realisierenden Umsatzerlöse, werden daher auch in Verbindung mit nachträglichen Bonuszahlungen Vertragsverbindlichkeiten gebildet.

Kundengewinnungskosten

Gemäß IFRS 15 sind zusätzliche und direkt zurechenbare Kosten zur Anbahnung eines Vertrages mit einem Kunden als Vermögenswert anzusetzen, wenn das Unternehmen damit rechnet, dass diese Kosten wieder erwirtschaftet werden. Diese Vermögenswerte werden über die erwartete Kundenbindungsdauer (2 bis 5 Jahre) abgeschrieben.

Vertragsanbahnungskosten werden zum Zeitpunkt ihres Entstehens aufwandswirksam erfasst, wenn der Abschreibungszeitraum für diesen Vermögenswert, der sonst zu erfassen wäre, maximal ein Jahr beträgt.

Prinzipal- / Agentenstellung

Ist der EWE-Konzern nicht als Prinzipal, sondern als Agent tätig, werden entsprechende Erträge und darauf bezogenen Aufwendungen netto ausgewiesen.

Im Rahmen des Einspeisevergütungsmodells sowie der Direktvermarktung von EEG-Strom handeln die Verteilnetzbetreiber des EWE-Konzerns als Agenten. Demzufolge ist die Weiterverrechnung der EEG-Vergütung sowie der Marktprämie an den Übertragungsnetzbetreiber mit dem Aufwand aus der Auszahlung der EEG-Vergütung bzw. Marktprämie zu saldieren.

Im Rahmen der Vermarktung von erzeugtem KWK-Strom außerhalb des Netzes der allgemeinen Versorgung nimmt der Verteilnetzbetreiber aufgrund fehlender physikalischer Einspeisung von Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung keine energiewirtschaftliche Marktrolle wahr. Die Weiterverrechnung des KWK-Zuschlages an den Übertragungsnetzbetreiber wird mit dem Aufwand aus der Auszahlung des KWK-Zuschlages saldiert.

Zuwendungen der öffentlichen Hand

Zuwendungen der öffentlichen Hand werden erfasst, wenn hinreichende Sicherheit dafür besteht, dass die Zuwendungen gewährt werden und das Unternehmen die damit verbundenen Bedingungen erfüllt. Aufwandsbezogene Zuwendungen werden planmäßig als Ertrag über den Zeitraum erfasst, der erforderlich ist, um sie mit den entsprechenden Aufwendungen, die sie kompensieren sollen, zu verrechnen. Zuwendungen für einen Vermögenswert werden in der Bilanz als passivischer Abgrenzungsposten angesetzt und in gleichen Raten über die geschätzte Nutzungsdauer des entsprechenden Vermögenswerts ertragswirksam aufgelöst.

Steuern

Tatsächliche Ertragsteuern

Die tatsächlichen Steuererstattungsansprüche und Steuerschulden für die laufende Periode werden mit dem Betrag bemessen, in dessen Höhe eine Erstattung von der Steuerbehörde bzw. eine Zahlung an die Steuerbehörde erwartet wird. Der Steuerberechnung werden die Steuersätze und Steuergesetze zugrunde gelegt, die zum Abschlussstichtag in den Ländern gelten, in denen der EWE-Konzern tätig ist und zu versteuerndes Einkommen erzielt.

Tatsächliche Steuern, die sich auf Posten beziehen, die direkt im Eigenkapital verbucht werden, werden nicht in der Gewinn- und Verlustrechnung, sondern im Eigenkapital erfasst. Das Management beurteilt regelmäßig einzelne Steuersachverhalte dahingehend, ob in Anbetracht geltender steuerlicher Vorschriften ein Interpretationsspielraum vorhanden ist. Bei Bedarf werden Steuerverbindlichkeiten angesetzt.

Latente Steuern

Die Bildung latenter Steuern erfolgt unter Anwendung der Liability-Methode auf zum Abschlussstichtag bestehende temporäre Differenzen zwischen dem Wertansatz eines Vermögenswerts bzw. einer Schuld in der Bilanz und dem Steuerbilanzwert.

Latente Steuerschulden werden für alle zu versteuernden temporären Differenzen erfasst, mit Ausnahme von:

- latenter Steuerschulden aus dem erstmaligen Ansatz eines Geschäfts- oder Firmenwerts oder eines Vermögenswerts oder einer Schuld aus einem Geschäftsvorfall, der kein Unternehmenszusammenschluss ist und der zum Zeitpunkt des Geschäftsvorfalls weder das handelsrechtliche Periodenergebnis noch das zu versteuernde Ergebnis beeinflusst,
- latenter Steuerschulden aus zu versteuernden temporären Differenzen, die in Zusammenhang mit Beteiligungen an Tochterunternehmen, assoziierten Unternehmen und Anteilen an Gemeinschaftsunternehmen stehen, wenn der zeitliche Verlauf der Umkehrung der temporären Differenzen gesteuert werden kann und es wahrscheinlich ist, dass sich die temporären Unterschiede in absehbarer Zeit nicht umkehren werden.

Latente Steueransprüche werden für alle abzugsfähigen temporären Unterschiede, noch nicht genutzten steuerlichen Verlustvorträge und nicht genutzten Steuergutschriften in dem Maße erfasst, in dem es wahrscheinlich ist, dass zu versteuerndes Einkommen verfügbar sein wird, gegen das die abzugsfähigen temporären Differenzen und die noch nicht genutzten steuerlichen Verlustvorträge und Steuergutschriften verwendet werden können, mit Ausnahme von:

- latenter Steueransprüchen aus abzugsfähigen temporären Differenzen, die aus dem erstmaligen Ansatz eines Vermögenswerts oder einer Schuld aus einem Geschäftsvorfall entstehen, der kein Unternehmenszusammenschluss ist und der zum Zeitpunkt des Geschäftsvorfalls weder das handelsrechtliche Periodenergebnis noch das zu versteuernde Ergebnis beeinflusst,
- latenter Steueransprüchen aus abzugsfähigen temporären Differenzen, die im Zusammenhang mit Beteiligungen an Tochterunternehmen, assoziierten Unternehmen und Anteilen an Gemeinschaftsunternehmen stehen, wenn es wahrscheinlich ist, dass sich die temporären Unterschiede in absehbarer Zeit nicht umkehren werden oder kein ausreichendes zu versteuerndes Ergebnis zur Verfügung stehen wird, gegen das die temporären Differenzen verwendet werden können.

Der Buchwert der latenten Steueransprüche wird an jedem Abschlussstichtag überprüft und in dem Umfang reduziert, in dem es nicht mehr wahrscheinlich ist, dass ein ausreichendes zu versteuerndes Ergebnis zur Verfügung stehen wird, gegen das der latente Steueranspruch zumindest teilweise verwendet werden kann. Nicht angesetzte latente Steueransprüche werden an jedem Abschlussstichtag überprüft und in dem Umfang angesetzt, in dem es wahrscheinlich geworden ist, dass ein künftig zu versteuerndes Ergebnis die Realisierung des latenten Steueranspruchs ermöglicht.

Latente Steueransprüche und -schulden werden anhand der Steuersätze bemessen, die in der Periode, in der ein Vermögenswert realisiert wird oder eine Schuld erfüllt wird, voraussichtlich Gültigkeit erlangen werden. Dabei werden die Steuersätze und Steuergesetze zugrunde gelegt, die zum Abschlussstichtag gelten.

Latente Steuern, die sich auf Posten beziehen, die erfolgsneutral erfasst werden, werden ebenfalls erfolgsneutral verbucht. Latente Steuern werden dabei entsprechend dem ihnen zugrunde liegenden Geschäftsvorfall entweder im Sonstigen Ergebnis oder direkt im Eigenkapital erfasst.

Latente Steueransprüche und latente Steuerschulden werden miteinander verrechnet, wenn der EWE-Konzern einen einklagbaren Anspruch zur Aufrechnung der tatsächlichen Steuererstattungsansprüche gegen tatsächliche Steuerschulden hat und diese sich auf Ertragsteuern des gleichen Steuersubjekts beziehen, die von der gleichen Steuerbehörde erhoben werden.

Im Rahmen eines Unternehmenszusammenschlusses erworbene latente Steuervorteile, die die Kriterien für einen gesonderten Ansatz zum Zeitpunkt des Erwerbs nicht erfüllen, werden in Folgeperioden angesetzt, sofern sich dies aus neuen Informationen über Fakten und Umstände, die zum Erwerbszeitpunkt bestanden, ergibt. Die Anpassung wird entweder als Minderung des Geschäfts- oder Firmenwerts behandelt, sofern diese während des Bewertungszeitraums entsteht (und solange sie den Geschäfts- oder Firmenwert nicht übersteigt), oder im Periodenergebnis.

Umsatzsteuer

Erträge, Aufwendungen und Vermögenswerte werden nach Abzug der Umsatzsteuer erfasst. Eine Ausnahme bilden folgende Fälle:

- Wenn die beim Kauf von Vermögenswerten oder der Inanspruchnahme von Dienstleistungen angefallene Umsatzsteuer nicht von der Steuerbehörde zurückgefordert werden kann, wird die Umsatzsteuer als Teil der Herstellungskosten des Vermögenswerts bzw. als Teil der Aufwendungen erfasst.
- Forderungen und Verbindlichkeiten werden mitsamt dem darin enthaltenen Umsatzsteuerbetrag angesetzt.

Der Umsatzsteuerbetrag, der von der Steuerbehörde zu erstatten oder an diese abzuführen ist, wird als Vermögenswert oder Schuld ausgewiesen.

Zur Veräußerung gehaltene langfristige Vermögenswerte und aufgegebene Geschäftsbereiche

Als zur Veräußerung gehaltene klassifizierte langfristige Vermögenswerte und Veräußerungsgruppen sind mit dem niedrigeren Wert aus Buchwert und beizulegendem Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten zu bewerten. Sie werden nicht planmäßig abgeschrieben. Langfristige Vermögenswerte oder Veräußerungsgruppen werden als zur Veräußerung gehalten klassifiziert, wenn der zugehörige Buchwert überwiegend durch ein Veräußerungsgeschäft und nicht durch fortgesetzte Nutzung realisiert wird. Dies ist nur dann der Fall, wenn die Veräußerung höchstwahrscheinlich und der Vermögenswert oder die Veräußerungsgruppe im gegenwärtigen Zustand sofort veräußerbar ist. Das Management muss die Veräußerung beschlossen haben, die erwartungsgemäß innerhalb von einem Jahr ab dem Zeitpunkt der Klassifizierung für eine Erfassung als abgeschlossener Verkauf in Betracht kommen muss.

Schanlagen

Die Bilanzierung der Schanlagen erfolgt zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten einschließlich bestehender, zum Barwert bewerteter Rekultivierungs- und Entfernungsverpflichtungen abzüglich kumulierter planmäßiger Abschreibungen und / oder kumulierter Wertminderungsaufwendungen. Die Herstellungskosten enthalten neben den direkt zurechenbaren Einzelkosten auch direkt zurechenbare Gemeinkosten.

Nachträgliche Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten, z. B. aufgrund von Erweiterungs- oder Ersatzinvestitionen, werden nur dann als Teil der Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten des Vermögenswerts oder – sofern einschlägig – als separater Vermögenswert erfasst, wenn es wahrscheinlich ist, dass daraus dem EWE-Konzern zukünftig wirtschaftlicher Nutzen zufließen wird und die Kosten des Vermögenswerts zuverlässig ermittelt werden können. Aufwendungen für Reparaturen und Wartungen werden in dem Geschäftsjahr aufwandswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst, in dem sie angefallen sind. Die Vermögenswerte des Sachanlagevermögens werden – mit Ausnahme von Grund und Boden – linear abgeschrieben.

Den planmäßigen linearen Abschreibungen liegen folgende Nutzungsdauern der Vermögenswerte zugrunde:

	Jahre
Bauten	bis zu 50
Technische Anlagen und Maschinen	
Stromversorgungsanlagen	8-45
Gasversorgungsanlagen	10-55
Sonstige Technische Anlagen und Maschinen	3-50
Gasspeicher	33-40
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	5-14

Sachanlagen werden bei Abgang ausgebucht.

Die Restbuchwerte, Nutzungsdauern und Abschreibungsmethoden der Vermögenswerte werden am Ende eines jeden Geschäftsjahres überprüft und bei Bedarf prospektiv angepasst.

Leasingverhältnisse

Die Feststellung, ob eine Vereinbarung ein Leasingverhältnis ist oder enthält, wird auf der Grundlage des wirtschaftlichen Gehalts der Vereinbarung zum Zeitpunkt des Abschlusses der Vereinbarung getroffen. Ein Leasingverhältnis wird durch einen Vertrag begründet, der gegen ein Entgelt das Recht zur Kontrolle der Nutzung eines identifizierten Vermögenswertes für eine bestimmte Zeit auf dessen Nutzer (Leasingnehmer) überträgt, selbst wenn dieser Vermögenswert in dem Vertrag nicht ausdrücklich bestimmt ist.

Konzern als Leasingnehmer

Nahezu sämtliche Leasingverträge, mit begrenzten Ausnahmen für kurzfristige oder kleinvolmige, sind bilanziell zu erfassen. Die Leasingverbindlichkeit wird mit dem Barwert unter Verwendung des Grenzfremdkapitalzinssatzes der Leasingzahlung angesetzt.

Die Leasingzahlungen werden nach der Effektivzinsmethode in Tilgungs- und Zinsanteile aufgeteilt. Das Nutzungsrecht am Leasinggegenstand wird grundsätzlich mit einem Betrag in Höhe der Leasingverbindlichkeit zuzüglich anfänglicher direkter Kosten und Vorauszahlungen, Rückbauverpflichtungen sowie abzüglich erhaltener Leasinganreize bewertet. Das Nutzungsrecht wird innerhalb der Sachanlagen ausgewiesen, zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet und über die hinreichend sichere Laufzeit des Leasingverhältnisses des geleasten Vermögenswertes linear abgeschrieben. Die Regelungen des IAS 36 (Wertminderungen von Vermögenswerten) zur Ermittlung und Erfassung von Wertminderungen von Vermögenswerten gelten auch für aktivierte Nutzungsrechte.

IFRS 16 gewährt den Leasingnehmern Wahlrechte, die der EWE-Konzern grundsätzlich wie folgt in Anspruch genommen hat:

- Keine Erfassung einer Leasingverbindlichkeit sowie eines korrespondierenden Nutzungsrechts über den Leasinggegenstand für kurzfristige Leasingverhältnisse sowie für Leasingverhältnisse über geringwertige Vermögenswerte. Die Leasingzahlungen im Rahmen dieser Verträge werden grundsätzlich linear über die Laufzeit des Leasingverhältnisses als sonstiger betrieblicher Aufwand erfasst.
- Jede Leasingkomponente eines Vertrages und alle damit verbundenen Nichtleasingkomponenten werden als eine Leasingkomponente bilanziert.

- Keine Anwendung des IFRS 16 auf Leasingverhältnisse über immaterielle Vermögenswerte, soweit nicht bereits explizit vom IFRS 16 ausgeschlossen.

Des Weiteren bedienen wir uns bei den abgeschlossenen Pachtverträgen für Windparks des praktischen Behelfs, für alle ähnlich ausgestalteten Leasingverträge einen einzigen Abzinsungssatz anzuwenden.

Eine Reihe von Leasingverträgen, insbesondere von Immobilien, enthalten Verlängerungs- und Kündigungsoptionen. Derartige Vertragskonditionen bieten dem Konzern eine größtmögliche betriebliche Flexibilität. Bei der Bestimmung der Vertragslaufzeiten werden sämtliche Tatsachen und Umstände berücksichtigt, die einen wirtschaftlichen Anreiz zur Ausübung von Verlängerungsoptionen oder Nicht-Ausübung von Kündigungsoptionen bieten. Laufzeitänderungen aus der Ausübung bzw. Nicht-Ausübung solcher Optionen werden bei der Vertragslaufzeit nur berücksichtigt, wenn sie als hinreichend sicher eingeschätzt werden.

Konzern als Leasinggeber

Für den Leasinggeber ist eine Klassifizierung von Leasingverhältnissen in Operating- und Finanzierungsleasingverhältnisse erforderlich.

Leasingverhältnisse, bei denen der Konzern Leasinggeber ist und die wesentlichen Chancen und Risiken aus der Nutzung des Leasinggegenstandes auf den Leasingnehmer übertragen werden, sind als Finanzierungsleasing erfasst. Der Barwert der ausstehenden Mindestleasingzahlungen (Nettoinvestitionswert) wird als Forderung bilanziert. Zahlungen des Leasingnehmers werden als Tilgungsleistungen bzw. Zinsertrag behandelt. Die Erträge werden über die Laufzeit des Leasingverhältnisses nach der Effektivzinsmethode erfasst.

Leasingverhältnisse, bei denen nicht im Wesentlichen alle mit dem Eigentum verbundenen Chancen und Risiken vom Konzern auf den Leasingnehmer übertragen werden, werden als Operating-Leasingverhältnisse eingestuft. EWE weist das Leasingobjekt als Vermögenswert zu fortgeführten Anschaffungskosten in den Sachanlagen aus. Bedingte Mietzahlungen werden in der Periode als Ertrag erfasst, in der sie erwirtschaftet werden.

Fremdkapitalkosten

Fremdkapitalkosten, die direkt dem Erwerb, dem Bau oder der Herstellung eines qualifizierten Vermögenswerts zugeordnet werden können, werden als Teil der Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten des entsprechenden Vermögenswerts aktiviert. Qualifizierte Vermögenswerte sind Vermögenswerte, für die notwendigerweise ein beträchtlicher Zeitraum erforderlich ist, bis sie zu ihrer beabsichtigten Nutzung oder zum Verkauf fertiggestellt sind. Alle sonstigen Fremdkapitalkosten werden in der Periode als Aufwand erfasst, in der sie angefallen sind.

Als Finanzinvestition gehaltene Immobilien

Als Finanzinvestition gehaltene Immobilien werden bei der erstmaligen Erfassung zu Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten einschließlich Nebenkosten bewertet. Die Kosten für den Ersatz eines Teils einer als Finanzinvestition gehaltenen Immobilie werden im Zeitpunkt ihres Anfalls in den Buchwert dieser Immobilie einbezogen, sofern die Ansatzkriterien erfüllt sind. Der Buchwert beinhaltet nicht die Kosten der laufenden Instandhaltung der Immobilien. Im Rahmen der Folgebewertung werden die als Finanzinvestition gehaltenen Immobilien zu fortgeführten Anschaffungs- und Herstellungskosten abzüglich Wertminderungen angesetzt.

Als Finanzinvestition gehaltene Immobilien werden ausgebucht, wenn sie veräußert werden oder wenn sie dauerhaft nicht mehr genutzt werden können und kein künftiger wirtschaftlicher Nutzen aus ihrem

Abgang mehr erwartet wird. Die Differenz zwischen den Nettoveräußerungserlösen und dem Buchwert des Vermögenswerts wird in der Periode der Ausbuchung erfolgswirksam erfasst.

Immobilien werden nur dann aus dem oder in den Bestand der als Finanzinvestition gehaltenen Immobilien übertragen, wenn eine Nutzungsänderung vorliegt. Bei einer Übertragung aus dem Bestand der als Finanzinvestition gehaltenen Immobilien in den Bestand der vom Eigentümer selbst genutzten Immobilien entsprechen die Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten für Zwecke der Folgebewertung den fortgeführten Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten zum Zeitpunkt der Nutzungsänderung. Wird eine bislang selbst genutzte Immobilie dem Bestand der als Finanzinvestition gehaltenen Immobilien zugeordnet, so wird diese Immobilie bis zum Zeitpunkt der Nutzungsänderung entsprechend der im Abschnitt „Sachanlagen“ dargelegten Methode bilanziert.

Die beizulegenden Zeitwerte für die als Finanzinvestitionen gehaltenen Immobilien wurden zum einen nach der Ertragswertmethode durch unabhängige Gutachter bzw. durch die Fachabteilungen der jeweiligen Liegenschaften ermittelt. Soweit keine Verkehrswertgutachten erstellt wurden, erfolgte die Wertermittlung gemäß der Verordnung über Grundsätze für die Ermittlung der Verkehrswerte von Grundstücken (Wertermittlungsverordnung mit den Anlagen Wert V und Wert R).

Je nach Nutzbarkeit der bewerteten Immobilien wurden dabei Ertragswert- oder Sachwertverfahren angewendet. Bei den durchgeführten Ertragswertermittlungen flossen primär nachhaltig erzielbare Mietansätze sowie ortsübliche Liegenschaftszinssätze in die Bewertung ein. Bei der Sachwertermittlung wurden entsprechende Marktanpassungszuschläge bzw. -abschläge berücksichtigt, die regional bedingt stark unterschiedlich ausfallen. Bei der durchgeführten Bewertung griff der Gutachter auf Grundstücksmarktberichte und Informationen von Gutachterausschüssen zurück. Daneben flossen Daten aus aktuellen Liegenschaftsurkunden und von der Gesellschaft zur Verfügung gestellten Informationen und Unterlagen in die Bewertung ein.

Soweit Werte anhand von Gutachten aus Vorjahren bestimmt wurden, erfolgt eine interne Fortschreibung sowie eine Überprüfung, ob sich die in den Gutachten verwendeten Parameter wesentlich verändert haben.

Immaterielle Vermögenswerte

Immaterielle Vermögenswerte werden bei der erstmaligen Erfassung zu Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten angesetzt. Die immateriellen Vermögenswerte werden in den Folgeperioden mit ihren Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten abzüglich kumulierter Abschreibungen und kumulierter Wertminderungsaufwendungen angesetzt. Entwicklungskosten werden mit Ausnahme ihres aktivierungsfähigen Anteils nicht aktiviert, sondern erfolgswirksam in der Periode erfasst, in der sie anfallen.

Es wird zwischen immateriellen Vermögenswerten mit begrenzter und solchen mit unbestimmter Nutzungsdauer differenziert.

Immaterielle Vermögenswerte mit begrenzter Nutzungsdauer werden über die wirtschaftliche Nutzungsdauer erfolgswirksam abgeschrieben und auf eine mögliche Wertminderung überprüft, sofern Anhaltpunkte dafür vorliegen, dass der immaterielle Vermögenswert wertgemindert sein könnte. Die Abschreibungsdauer und die Abschreibungsmethode werden bei immateriellen Vermögenswerten mit einer begrenzten Nutzungsdauer mindestens zum Ende jeder Berichtsperiode überprüft. Die aufgrund von Änderungen der erwarteten Nutzungsdauer oder des erwarteten Verbrauchs des zukünftigen wirtschaftlichen Nutzens des Vermögenswerts erforderlichen Änderungen der Abschreibungsmethode oder der Abschreibungsdauer werden als Änderungen von Schätzungen behandelt.

Den planmäßigen linearen Abschreibungen liegen folgende Nutzungsdauern der Vermögenswerte zugrunde:

	Jahre
Konzessionen, Lizenzen und Rechte	15-60
Computersoftware und Lizenzen	3-5
Kundenstamm	5-17

Beim Geschäfts- oder Firmenwert und bei immateriellen Vermögenswerten mit unbestimmter Nutzungsdauer (Marke und Projektrechte, die noch nicht zur Nutzung bereitstehen) wird mindestens einmal jährlich für den einzelnen Vermögenswert oder auf der Ebene der zahlungsmittelgenerierenden Einheit ein Werthaltigkeitstest durchgeführt. Geschäfts- oder Firmenwerte sowie diese immateriellen Vermögenswerte werden nicht planmäßig abgeschrieben. Die Nutzungsdauer eines immateriellen Vermögenswerts mit unbestimmter Nutzungsdauer wird einmal jährlich dahingehend überprüft, ob die Einschätzung einer unbestimmten Nutzungsdauer weiterhin gerechtfertigt ist. Ist dies nicht der Fall, wird die Änderung der Einschätzung von unbestimmter zu begrenzter Nutzungsdauer prospektiv vorgenommen.

Warenzeichen und Lizenzen

Warenzeichen und Lizenzen haben bestimmte Nutzungsdauern und werden zu ihren Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten abzüglich kumulierter Abschreibungen bewertet.

Forschungs- und Entwicklungskosten

Forschungskosten werden als Aufwand in der Periode erfasst, in der sie anfallen. Entwicklungskosten eines einzelnen Projekts werden nur dann als immaterieller Vermögenswert aktiviert, wenn der EWE-Konzern technische Realisierbarkeit, Nutzungs- oder Veräußerungsabsicht, Nutzen, ausreichende Ressourcen und verlässliche Kostenermittlung nachweisen kann.

Die Abschreibung beginnt mit dem Abschluss der Entwicklungsphase und ab dem Zeitpunkt, ab dem der Vermögenswert genutzt werden kann. Sie erfolgt über den Zeitraum, über den künftiger Nutzen zu erwarten ist. Während der Entwicklungsphase wird jährlich ein Werthaltigkeitstest durchgeführt.

Die Entwicklungsaufwendungen im EWE-Konzern erfüllen derzeit nicht die Ansatzvoraussetzungen des IAS 38 und bleiben daher außer Ansatz.

Emissionsrechte

Emissionsrechte werden als immaterielle Vermögenswerte unter den kurzfristigen nichtfinanziellen Vermögenswerten ausgewiesen. Im Konzern werden unterschiedliche Zertifikate, wie EUA, HKN und nEHS, im Vertrieb und für die Stromerzeugung genutzt. Außerdem werden THG-Quoten durch das Inverkehrbringen regenerativer Energien erzeugt und veräußert. Die Zugangsbewertung bei entgeltlichem Erwerb erfolgt mit den Anschaffungskosten, die Folgebewertung zu fortgeführten durchschnittlichen Anschaffungskosten. Eine planmäßige Abschreibung erfolgt nicht. Für die am Bilanzstichtag vorhandenen Emissionsrechte, die im Folgejahr nach Maßgabe des effektiven Verbrauchs zur Rückgabe vorgesehen sind, ist eine Verbindlichkeit zu passivieren. Bewertet wird diese mit den fortgeführten Anschaffungskosten der vorhandenen Rechte. Sofern sich am Bilanzstichtag eine Unterdeckung an Emissionszertifikaten ergibt, wird eine Rückstellung in Höhe des Marktwerts der noch zu beschaffenden Emissionsrechte gebildet.

Finanzinstrumente

I. Finanzielle Vermögenswerte

Die finanziellen Vermögenswerte des EWE-Konzerns umfassen Zahlungsmittel und kurzfristige Einlagen, Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, Forderungen aus ausgereichten Darlehen und sonstige Forderungen, notierte und nicht-notierte Finanzinstrumente sowie derivative Finanzinstrumente.

Klassifizierung

Der Konzern klassifiziert seine finanziellen Vermögenswerte in die folgenden Bewertungskategorien:

- Folgebewertung mit dem beizulegenden Zeitwert (entweder erfolgsneutral im Sonstigen Ergebnis oder erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert), und
- Folgebewertung zu fortgeführten Anschaffungskosten.

Die Klassifizierung richtet sich nach dem Geschäftsmodell des Unternehmens für die Steuerung seiner finanziellen Vermögenswerte und den Vertragsbedingungen der Cash Flows.

Gewinne und Verluste aus zum beizulegenden Zeitwert bewerteten finanziellen Vermögenswerten werden entweder im Periodenergebnis oder im Sonstigen Ergebnis erfasst. Bei Finanzinvestitionen in Fremdkapitalinstrumente ist dafür das Geschäftsmodell maßgeblich, in dessen Rahmen die Finanzinvestition gehalten wird. Bei Finanzinvestitionen in Eigenkapitalinstrumente, die nicht zu Handelszwecken gehalten werden, ist entscheidend, ob der Konzern zum Zeitpunkt des erstmaligen Ansatzes unwiderruflich die Wahl getroffen hat, das Eigenkapitalinstrument erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert im Sonstigen Ergebnis zu bilanzieren.

Der EWE-Konzern gliedert Fremdkapitalinstrumente ausschließlich dann um, wenn sich sein Geschäftsmodell für die Steuerung dieser finanziellen Vermögenswerte ändert.

Bewertung

Beim erstmaligen Ansatz eines finanziellen Vermögenswerts bewertet der EWE-Konzern diesen zu seinem beizulegenden Zeitwert, sowie im Falle von finanziellen Vermögenswerten, die nicht erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden, zuzüglich der Transaktionskosten, die direkt dem Erwerb des finanziellen Vermögenswerts zuzurechnen sind. Die Transaktionskosten von erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewerteten finanziellen Vermögenswerten werden aufwandswirksam im Periodenergebnis erfasst.

Finanzielle Vermögenswerte mit eingebetteten Derivaten werden bei der Feststellung, ob die mit ihnen verbundenen Cash Flows ausschließlich Tilgungs- und Zinszahlungen darstellen, in ihrer Gesamtheit berücksichtigt.

Fremdkapitalinstrumente

Die Folgebewertung von Fremdkapitalinstrumenten richtet sich nach dem Geschäftsmodell des Konzerns für die Steuerung des finanziellen Vermögenswerts und den Eigenschaften der Cash Flows dieses Vermögenswerts. Der EWE-Konzern klassifiziert seine gehaltenen Fremdkapitalinstrumente (finanzielle Vermögenswerte) in drei Bewertungskategorien:

- Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet: Vermögenswerte, die zwecks Vereinnahmung vertraglich vereinbarter Cash Flows gehalten werden und deren Cash Flows ausschließlich Tilgungs- und Zinszahlungen darstellen, werden zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Gewinne oder Verluste aus einem Fremdkapitalinstrument, dass bei der Folgebewertung zu seinen fortgeführten Anschaffungskosten bewertet wird und nicht Teil einer Sicherungsbeziehung ist, werden im Periodenergebnis erfasst, wenn der Vermögenswert ausgebucht wird oder in seinem Wert gemindert ist.

Zinserträge aus diesen finanziellen Vermögenswerten werden im Zinsergebnis erfasst. Dabei kommt die Effektivzinsmethode zur Anwendung. Verwahrentgelte bzw. negative Zinsen für Bankeinlagen werden innerhalb des Zinsergebnisses ausgewiesen.

- Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert im Sonstigen Ergebnis bewertet: Finanzielle Vermögenswerte, die zwecks Vereinnahmung der vertraglich vereinbarten Cash Flows und zur Veräußerung gehalten werden und deren Cash Flows ausschließlich Tilgungs- und Zinszahlungen darstellen, werden erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert im Sonstigen Ergebnis bewertet. Änderungen des Buchwerts werden erfolgsneutral im Sonstigen Ergebnis erfasst. Ausgenommen hiervon ist die Erfassung von Wertminderungsaufwendungen oder -erträgen, Zinserträgen sowie Gewinnen und Verlusten aus der Währungsumrechnung, die erfolgswirksam erfasst werden. Bei Ausbuchung des finanziellen Vermögenswerts wird der kumulierte Gewinn oder Verlust, der zuvor im Sonstigen Ergebnis erfasst wurde, aus dem Eigenkapital in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert. Zinserträge aus diesen finanziellen Vermögenswerten werden im Zinsergebnis erfasst. Dabei kommt die Effektivzinsmethode zur Anwendung. Die Gewinne und Verluste aus der Währungsumrechnung werden grundsätzlich unter den sonstigen betrieblichen Erträgen/Aufwendungen und der Wertminderungsaufwand/-ertrag unter dem Posten Wertminderungsaufwendungen/-erträge gemäß IFRS 9.5.5 erfasst.
- Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet: Vermögenswerte, die die Kriterien für eine Bewertung zu fortgeführten Anschaffungskosten oder eine erfolgsneutrale Bewertung zum beizulegenden Zeitwert im Sonstigen Ergebnis nicht erfüllen, werden erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet. Gewinne oder Verluste aus einem Fremdkapitalinstrument, dass bei der Folgebewertung erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet wird und nicht Teil einer Sicherungsbeziehung ist, werden im Periodenergebnis erfasst und in der Periode ihres Entstehens netto in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen.

Eigenkapitalinstrumente

Der EWE-Konzern setzt alle Eigenkapitalinstrumente bei der Folgebewertung zum beizulegenden Zeitwert an. In Fällen, in denen das Konzernmanagement beschlossen hat, Gewinne und Verluste aus Änderungen des beizulegenden Zeitwerts von Eigenkapitalinstrumenten im Sonstigen Ergebnis auszuweisen, werden diese Gewinne und Verluste nach der Ausbuchung des dazugehörigen Eigenkapitalinstruments nicht in das Periodenergebnis umgegliedert. Zur Vermeidung von Ergebnisvolatilitäten für Beteiligungen, die erwartungsgemäß weiterhin länger gehalten werden, wurden diese als erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert klassifiziert. Dividenden aus solchen Instrumenten werden im übrigen Beteiligungsresultat erfasst, wenn der Anspruch des Konzerns auf Erhalt von Zahlungen begründet wird.

Änderungen des beizulegenden Zeitwerts von erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewerteten finanziellen Vermögenswerten werden in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst. Wertminderungsaufwendungen (und Erträge aus Wertaufholungen) aus erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert im Sonstigen Ergebnis bewerteten Eigenkapitalinstrumenten werden nicht gesondert von sonstigen Änderungen des beizulegenden Zeitwerts ausgewiesen.

Wertminderungen

Der EWE-Konzern nimmt eine zukunftsbezogene Beurteilung der erwarteten Kreditverluste im Zusammenhang mit seinen zu fortgeführten Anschaffungskosten und erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert im Sonstigen Ergebnis bewerteten Schuldinstrumenten vor. Welches Verfahren bei der Ermittlung der Wertminderung zur Anwendung kommt, hängt davon ab, ob sich das Kreditrisiko signifikant erhöht hat. Die Anhangangabe Tz. 40 enthält eine detaillierte Beschreibung, wie der EWE-Konzern diese Feststellung trifft.

Bei Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und Forderungen aus Leasingvereinbarungen wendet der EWE-Konzern den gemäß IFRS 9 zulässigen vereinfachten Ansatz an, wonach die über die Laufzeit erwarteten Kreditverluste ab dem erstmaligen Ansatz der Forderungen zu erfassen sind.

Ausbuchung

Ein finanzieller Vermögenswert (bzw. ein Teil eines finanziellen Vermögenswerts oder ein Teil einer Gruppe ähnlicher finanzieller Vermögenswerte) wird ausgebucht, wenn die vertraglichen Rechte auf den Bezug von Cash Flows aus einem finanziellen Vermögenswert erloschen sind.

II. Finanzielle Verbindlichkeiten

Erstmalige Erfassung und Bewertung

Finanzielle Verbindlichkeiten werden bei Zugang zum beizulegenden Zeitwert erfasst. Aktive und passive Derivate werden erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert kategorisiert und in der Folge ergebniswirksam zum beizulegenden Zeitwert fortgeschrieben. Alle weiteren finanziellen Verbindlichkeiten werden als sonstige Verbindlichkeiten klassifiziert und in der Folge zu fortgeführten Anschaffungskosten unter Anwendung der Effektivzinsmethode bewertet.

Ausbuchung

Eine finanzielle Verbindlichkeit wird ausgebucht, wenn die dieser Verbindlichkeit zugrunde liegende Verpflichtung erfüllt, aufgehoben oder erloschen ist.

III. Saldierung von Finanzinstrumenten

Finanzielle Vermögenswerte und Verbindlichkeiten werden nur dann saldiert (Nettoausweis), wenn zum gegenwärtigen Zeitpunkt ein Rechtsanspruch besteht, die erfassten Beträge miteinander zu verrechnen, und beabsichtigt ist, den Ausgleich auf Nettobasis herbeizuführen oder gleichzeitig mit der Realisierung des betreffenden Vermögenswerts die dazugehörige Verbindlichkeit abzulösen.

IV. Beizulegender Zeitwert von Finanzinstrumenten

Der beizulegende Zeitwert von Finanzinstrumenten, die auf aktiven Märkten gehandelt werden, wird durch den am Berichtsstichtag notierten Marktpreis oder öffentlich notierten Preis (vom Käufer gebotener Geldkurs bei Long-Position und Briefkurs bei Short-Position) ohne Abzug der Transaktionskosten bestimmt.

Der beizulegende Zeitwert von Finanzinstrumenten, die auf keinem aktiven Markt gehandelt werden, wird unter Anwendung geeigneter Bewertungsverfahren ermittelt. Zu den Bewertungsmethoden gehören die Verwendung der jüngsten Geschäftsvorfälle zwischen sachverständigen, vertragswilligen und unabhängigen Geschäftspartnern, der Vergleich mit dem aktuellen beizulegenden Zeitwert eines anderen, im Wesentlichen identischen Finanzinstruments, die Verwendung von Discounted Cash Flow-Methoden und anderer Bewertungsmodelle.

Für eine Analyse der beizulegenden Zeitwerte von Finanzinstrumenten und weitere Einzelheiten dazu, wie Finanzinstrumente bewertet werden, wird auf Tz. 39 verwiesen.

Derivative Finanzinstrumente und Bilanzierung von Sicherungsbeziehungen

Derivate werden zu dem Zeitpunkt, zu dem der entsprechende Kontrakt abgeschlossen wird, erstmals mit ihrem beizulegenden Zeitwert angesetzt, der anschließend jeweils zum Abschlussstichtag neu bemessen wird. Die Methode der Bilanzierung von Änderungen des beizulegenden Zeitwerts in Folgeperioden hängt davon ab, ob das Derivat als Sicherungsinstrument designiert ist und, falls ja, von der Beschaffenheit des gesicherten Grundgeschäfts und der Art der designierten Sicherungsbeziehung.

Der EWE-Konzern designiert seine Fremdwährungsderivate als Absicherung des mit den Cash Flows aus hochwahrscheinlich zu erwartenden Transaktionen verbundenen Währungsrisikos sowie alle Zinsswaps

als Absicherung des mit den Finanzverbindlichkeiten verbundenen Zinsrisikos. In beiden Fällen handelt es sich um Cash Flow Hedges. Für die Preisänderungsrisiken des Commoditybereichs werden finanzielle und physische Terminkontrakte eingesetzt. Je nach Fallgestaltung werden die Fair Value-Bilanzierung, die Own-Use-Exemption und das Hedge Accounting angewendet.

Die wirtschaftliche Beziehung zwischen den Sicherungsinstrumenten und den gesicherten Grundgeschäften wird jeweils zu Beginn der Sicherungsbeziehung dokumentiert. Dies schließt auch Informationen dazu ein, ob erwartet wird, dass Änderungen der Cash Flows aus gesicherten Grundgeschäften durch das Sicherungsinstrument ausgeglichen werden. Der Konzern dokumentiert zudem zu Beginn jeder Sicherungsbeziehung sein Risikomanagementziel und seine Strategie für den Abschluss verschiedener Sicherungsgeschäfte.

Sicherungsderivate werden in voller Höhe mit ihrem beizulegenden Zeitwert als langfristiger Vermögenswert oder langfristige Verbindlichkeit klassifiziert, wenn die Restlaufzeit mehr als 12 Monate beträgt. Sie werden als kurzfristiger Vermögenswert oder kurzfristige Verbindlichkeit klassifiziert, wenn die Restlaufzeit weniger als 12 Monate beträgt.

Cash Flow Hedges, die die Kriterien für eine Bilanzierung als Sicherungsbeziehung erfüllen

Der wirksame Teil von Änderungen des beizulegenden Zeitwerts von Derivaten, die als Cash Flow Hedges designiert wurden und die Kriterien für diese Designation erfüllen, wird in der Rücklage für Cash Flow Hedges im Eigenkapital erfasst und ist auf die kumulierten Änderungen des beizulegenden Zeitwerts des gesicherten Grundgeschäfts auf Basis des Barwerts ab dem Beginn der Sicherungsbeziehung begrenzt. Der aus dem unwirksamen Teil resultierende Gewinn oder Verlust wird unmittelbar in der Gewinn- und Verlustrechnung unter den sonstigen betrieblichen Erträgen / Aufwendungen und im Zinsergebnis ausgewiesen.

Sofern zur Absicherung von erwarteten Transaktionen Terminkontrakte eingesetzt werden, designiert der Konzern die gesamte Änderung des beizulegenden Zeitwerts des Terminkontrakts (einschließlich Forward Points) als Sicherungsinstrument. In solchen Fällen werden die Gewinne oder Verluste aus dem wirksamen Teil der Änderung des beizulegenden Zeitwerts des gesamten Terminkontrakts in der Rücklage für Cash Flow Hedges innerhalb des Eigenkapitals erfasst.

Im Eigenkapital kumulierte Beträge werden in den Perioden, in denen sich das gesicherte Grundgeschäft auf den Gewinn oder Verlust auswirkt, wie folgt umgegliedert:

- Der Gewinn oder Verlust aus dem wirksamen Teil von Terminkontrakten wird wie folgt bilanziert: Wenn das gesicherte Grundgeschäft anschließend zum Ansatz eines nichtfinanziellen Vermögenswerts (z. B. Vorratsvermögen) führt, werden sowohl die abgegrenzten Sicherungsgewinne und -verluste als auch das abgegrenzte grundgeschäftsbezogene Terminelement der Terminkontrakte in die Anschaffungs- oder Herstellungskosten des Vermögenswerts einbezogen. Die abgegrenzten Beträge werden schließlich in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst, wenn sich das gesicherte Grundgeschäft (z. B. über den Materialaufwand) auf den Gewinn oder Verlust auswirkt.
- Der Gewinn oder Verlust aus dem wirksamen Teil der Zinsswaps, die zur Absicherung von verzinslichen Finanzverbindlichkeiten eingesetzt werden, wird in der Gewinn- und Verlustrechnung im Zinsergebnis erfasst.

Wenn ein Sicherungsinstrument ausläuft, veräußert oder beendet wird oder wenn eine Sicherungsbeziehung die Kriterien für eine Bilanzierung als Sicherungsbeziehung nicht mehr erfüllt, verbleiben die zu diesem Zeitpunkt im Eigenkapital kumulierten abgegrenzten Gewinne oder Verluste und abgegrenzten Kosten der Absicherung so lange im Eigenkapital, bis die erwartete Transaktion eintritt. Falls die erwartete Transaktion zu einem nichtfinanziellen Vermögenswert führt, werden die umgegliederten Teile der Rück-

lage Bestandteil der Anschaffungskosten des nichtfinanziellen Vermögenswertes. Wenn mit dem Eintritt der erwarteten Transaktion nicht länger gerechnet wird, werden die bisher im Eigenkapital erfassten kumulierten Gewinne oder Verluste unmittelbar in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert.

Unwirksamkeiten von Sicherungsbeziehungen werden in der Gewinn- und Verlustrechnung unter den sonstigen betrieblichen Erträgen / Aufwendungen und im Zinsergebnis erfasst.

Vorräte

Die Erstbewertung der Vorräte erfolgt zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten. In die Anschaffungs- oder Herstellungskosten sind alle Kosten einzubeziehen, die dem Erwerb, der Be- oder Verarbeitung dienen, sowie sonstige Kosten, um die Vorräte an ihren derzeitigen Ort und in ihren derzeitigen Zustand zu versetzen. Sie enthalten Anschaffungsnebenkosten sowie sonstige Kosten, die der Beschaffung von Vorräten direkt zugeordnet werden können. Direkt zurechenbare Kosten können sowohl Einzel- als auch Gemeinkosten sein.

Über die vertraglich vereinbarten und bezahlten Kosten hinaus sind die Fair Values von bilanzierten Bezugsgeschäften berücksichtigt worden, die nicht im Hedge Accounting geführt wurden, aber mit der physischen Vorratsbeschaffung verknüpft sind.

Skonti, Boni und Rabatte sind als Anschaffungskostenminderungen abzuziehen.

Vorräte werden mit dem niedrigeren Wert aus Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten und Nettoveräußerungswert bewertet. Der Nettoveräußerungswert ist der geschätzte, im normalen Geschäftsgang erzielbare Verkaufserlös abzüglich der geschätzten Kosten bis zur Fertigstellung und der geschätzten notwendigen Vertriebskosten. Bei der Bestimmung des erzielbaren Verkaufserlöses bleiben diejenigen Vertragspreise von Absatzgeschäften unberücksichtigt, welche als schwebendes Geschäft bereits bilanziert wurden. Veränderte politische Rahmenbedingungen und Gesetzesinitiativen zur Abmilderung von Klimaveränderungen können einerseits zu einer erhöhten Volatilität der Marktpreise führen. Andererseits können steigende Kosten infolge höherer CO₂-Entgelte sowie des Einsatzes neuer Heiz-, Dämm- und Klimatechnologien im Energiesektor zu Änderungen der verbrauchsseitigen Nachfragemuster führen, wodurch diese Vorräte einem größeren Wertminderungsrisiko ausgesetzt sind.

Etwaige Wertaufholungen werden höchstens bis zu den ursprünglichen Anschaffungs- oder Herstellungs- kosten erfolgswirksam erfasst.

Wertminderungen von nichtfinanziellen Vermögenswerten

Der EWE-Konzern ermittelt an jedem Abschlussstichtag, ob Anhaltspunkte für eine Wertminderung nichtfinanzierer Vermögenswerte vorliegen. Liegen solche Anhaltspunkte vor oder ist eine jährliche Überprüfung eines Vermögenswerts auf Werthaltigkeit erforderlich (Goodwills, immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmter Nutzungsdauer oder solche, deren Entwicklung noch nicht abgeschlossen ist), nimmt der EWE-Konzern eine Schätzung des erzielbaren Betrags des jeweiligen Vermögenswerts vor. Der erzielbare Betrag eines Vermögenswerts ist der höhere der beiden Beträge aus beizulegendem Zeitwert eines Vermögenswerts oder einer zahlungsmittelgenerierenden Einheit (ZGE) abzüglich Veräußerungskosten und dem Nutzungswert. Der erzielbare Betrag ist für jeden einzelnen Vermögenswert zu bestimmen, es sei denn, ein Vermögenswert erzeugt keine Mittelzuflüsse, die weitestgehend unabhängig von denen anderer Vermögenswerte oder anderer Gruppen von Vermögenswerten sind. Übersteigt der Buchwert eines Vermögenswerts oder einer ZGE den jeweils erzielbaren Betrag, ist der Vermögenswert wertgemindert und wird auf seinen erzielbaren Betrag abgeschrieben. Zur Ermittlung des Nutzungswerts werden die erwarteten künftigen Cash Flows unter Zugrundelegung eines Abzinsungssatzes vor Steuern, der die aktuellen Markterwartungen hinsichtlich des Zinseffekts und der spezifischen Risiken des Vermögenswerts widerspiegelt, auf ihren Barwert abgezinst. Zur Bestimmung des beizulegenden Zeitwerts abzüglich

Veräußerungskosten werden, falls vorhanden, kürzlich erfolgte Markttransaktionen berücksichtigt. Sind keine derartigen Transaktionen identifizierbar, wird ein angemessenes Bewertungsmodell angewandt. Dieses stützt sich auf Bewertungsmultiplikatoren, Börsenkurse von börsengehandelten Anteilen an Unternehmen oder andere zur Verfügung stehende Indikatoren für den beizulegenden Zeitwert.

Wertminderungsaufwendungen der fortzuführenden Geschäftsbereiche, einschließlich der Wertminderung von Vorräten, werden erfolgswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

Für Vermögenswerte, mit Ausnahme des Geschäfts- oder Firmenwerts, wird zu jedem Abschlussstichtag eine Überprüfung vorgenommen, ob Anhaltspunkte dafür vorliegen, dass ein zuvor erfasster Wertminderungsaufwand nicht mehr länger besteht oder sich verringert hat. Wenn solche Anhaltspunkte vorliegen, nimmt der EWE-Konzern eine Schätzung des erzielbaren Betrags des Vermögenswerts oder der ZGE vor. Ein zuvor erfasster Wertminderungsaufwand wird nur dann rückgängig gemacht, wenn sich seit der Erfassung des letzten Wertminderungsaufwands eine Änderung der Annahmen ergeben hat, die bei der Bestimmung des erzielbaren Betrags herangezogen wurden. Die Wertaufholung ist dahingehend begrenzt, dass der Buchwert eines Vermögenswerts weder seinen erzielbaren Betrag noch den Buchwert übersteigen darf, der sich nach Berücksichtigung planmäßiger Abschreibungen ergeben hätte, wenn in früheren Jahren kein Wertminderungsaufwand für den Vermögenswert erfasst worden wäre. Eine Wertaufholung wird erfolgswirksam erfasst.

Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente

Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente umfassen den Kassenbestand, Bankguthaben sowie kurzfristige Einlagen mit einer Laufzeit von weniger als drei Monaten. Zur Ermittlung des Finanzmittelfonds für die Kapitalflussrechnung werden zusätzlich noch Cash Pool-Forderungen gegenüber nicht vollkonsolidierten Unternehmen mit berücksichtigt.

Eigene Aktien

Erwirbt der Konzern eigene Aktien, so werden diese zu Anschaffungskosten erfasst und vom Eigenkapital abgezogen. Der Kauf, der Verkauf, die Ausgabe oder die Einziehung eigener Aktien wird erfolgsneutral erfasst. Etwaige Unterschiedsbeträge zwischen dem Buchwert und der Gegenleistung werden im Fall einer Wiederausgabe als Aktienaufgeld erfasst.

Rückstellungen

Grundsätze

Eine Rückstellung wird dann angesetzt, wenn der Konzern eine gegenwärtige (gesetzliche oder faktische) Verpflichtung aufgrund eines vergangenen Ereignisses hat, der Abfluss von Ressourcen mit wirtschaftlichem Nutzen zur Erfüllung der Verpflichtung wahrscheinlich und eine verlässliche Schätzung der Höhe der Verpflichtung möglich ist. Sofern der Konzern für eine passivierte Rückstellung zumindest teilweise eine Rückerstattung erwartet (z.B. bei einem Versicherungsvertrag), wird die Erstattung als gesonderter Vermögenswert erfasst, sofern der Zufluss der Erstattung so gut wie sicher ist. Der Aufwand aus der Bildung der Rückstellung wird in der Gewinn- und Verlustrechnung abzüglich der Erstattung ausgewiesen.

Rückstellungen werden zum Barwert der erwarteten Ausgaben bewertet, wobei ein Vorsteuerzinssatz, der die aktuellen Markterwartungen hinsichtlich des Zinseffekts sowie die für die Verpflichtung spezifischen Risiken berücksichtigt, zugrunde gelegt wird. Aus der reinen Aufzinsung resultierende Erhöhungen der Rückstellungen werden erfolgswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung als Zinsaufwendungen erfasst.

Die Rückstellungen werden nach ihrer Fristigkeit unterteilt. Rückstellungen oder Teile einer Rückstellung, deren Verpflichtungen voraussichtlich innerhalb von zwölf Monaten nach dem Bilanzstichtag fällig werden, sind als kurzfristige Rückstellungen auszuweisen. Rückstellungen, die erst nach Ablauf von zwölf Monaten fällig werden, sind als langfristig zu klassifizieren.

Drohverlustrückstellungen

Drohverlustrückstellungen werden bei Vorliegen der allgemeinen Voraussetzungen einer Rückstellungsbildung für belastende Verträge mit dem Betrag gebildet, um den die mit dem Vertrag verbundenen unvermeidbaren Kosten den daraus erwarteten wirtschaftlichen Nutzen übersteigen.

Rückstellungen für schwedende Absatzgeschäfte

Rückstellungen für schwedende Absatzgeschäfte sind auch zu bilden, wenn diese Geschäfte der Own-Use-Exemption des IFRS 9 unterliegen und diesen teilweise Gegengeschäfte gegenüberstehen, die als derivative Finanzinstrumente zu bilanzieren sind und somit zu aktuellen Marktpreisen bewertet werden. In der Folge werden für die eigentlich der Own-Use-Exemption unterliegenden Geschäfte Rückstellungen nach IAS 37 gebildet, für deren Ermittlung die positiven Marktwerte des Beschaffungsportfolios kalkulatorisch in die Berechnung der Kosten der Leistungserfüllung einbezogen werden.

Rekultivierungs- und Rückbaurückstellungen

Für Rekultivierungsverpflichtungen von Gaskavernen, Kraftwerken und Windkraftanlagen werden in Höhe des Barwerts der Verpflichtung unter Berücksichtigung künftiger Kostensteigerungen Rückstellungen gebildet. Diese werden aktiviert und abgeschrieben bzw. die Rückstellung wird aufgezinst. Der Aufwand aus der Aufzinsung der Rekultivierungsrückstellung wird in der Gewinn- und Verlustrechnung als Zinsaufwand ausgewiesen. Schätzungsänderungen oder Anpassungen des Diskontierungszinssatzes verändern einen bestehenden Buchwert. Auflösungen von Rekultivierungsrückstellungen über den Buchwert einer Anlage hinaus werden als sonstige betriebliche Erträge erfasst.

Rückstellung für Emissionszertifikate

Zeichnet sich eine Unterdeckung mit Emissionsrechten im laufenden Jahr ab, d. h. Emissionen sind bereits erfolgt und die erfolgten Emissionen übersteigen den Betrag an vorhandenen Emissionsrechten – die für das gesamte Jahr zugeteilt bzw. zugekauft wurden –, wird eine Rückstellung für noch zu erwerbende Emissionszertifikate gebildet. Rückstellungen für zukünftige Emissionen sind hingegen nicht zulässig, selbst wenn aufgrund von Planungen eine Unterdeckung mit Emissionsrechten wahrscheinlich ist.

Pensionen und andere Leistungen an Arbeitnehmer

Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen werden für unmittelbare Pensionsverpflichtungen gegenüber (ehemaligen) Mitarbeitern mit Anwartschaften und Ansprüchen auf Leistungen der betrieblichen Altersversorgung gebildet. Die Rechtsgrundlagen dieser Verpflichtungen bilden im EWE-Konzern tarifvertragliche Regelungen sowie Betriebsvereinbarungen und Einzelzusagen. Sie werden gemäß IAS 19 unter Anwendung der sogenannten Projected Unit Credit Method (laufendes Einmalprämienverfahren) bilanziert. Dabei werden die zukünftigen Verpflichtungen unter Anwendung versicherungsmathematischer Verfahren sowie Verwendung der relevanten Einflussgrößen (u.a. Zinssatz, Sterbewahrscheinlichkeiten, Gehalts- und Rententrends) bewertet. Nach dieser Methode wird der für den Anwartschaftszuwachs erforderliche Aufwand demjenigen Zeitraum zugerechnet, in dem der Anwartschaftszuwachs erdient wird. Dabei ist als Anwartschaftszuwachs der Anteil der künftig planmäßig anfallenden Gesamtleistung anzusehen, der unter Beachtung der Regelungen für die Unverfallbarkeit auf das entsprechende Geschäftsjahr entfällt.

Im Zuge der Einführung der beitragsorientierten fondsgebundenen Direktzusage wurde im Jahr 2009 der EWE-Treuhandverein e.V. und im Jahr 2016 im Zuge der Einführung des Zusatzversorgungstarifvertrag III (ZVV III) der swb Treuhandverein e.V. gegründet. Soweit Vermögenswerte auf den EWE- bzw. swb Treuhandverein e.V. zur Finanzierung der betrieblichen Altersversorgung übertragen werden, bilden diese Werte ein saldierungsfähiges Planvermögen (Plan Asset) im Sinne von IAS 19.8.

Neben den Direktzusagen sind kleine Mitarbeitergruppen bei der Versicherungsanstalt des Bundes und der Länder (VBL) pflichtversichert. Zur Finanzierung dieser Zusagen müssen jährlich Umlagen und Sanierungsgelder an die VBL entrichtet werden. Diese Versorgungszusagen sind grundsätzlich als leistungsorientierter Multi-Employer Plan im Sinne des IAS 19 zu behandeln (Defined Benefit Plan). Aufgrund fehlender Informationen gemäß IAS 19.34 zu dem leistungsorientierten Versorgungsplan ist dieser als beitragsorientierter Plan (Defined Contribution Plan) bilanziert. Im Falle einer Unterdeckung des Plans sind die beteiligten Arbeitgeber verpflichtet, diese Unterdeckung auszugleichen. Die Nachschussverpflichtung wird hierbei von der VBL ermittelt und verursachungsgerecht per Umlage in Form des momentan zeitlich unbefristeten Sanierungsgeldes auf die Mitglieder verteilt. Beim Ausscheiden aus dem System der VBL kann das Unternehmen dazu verpflichtet sein, eine Entschädigungszahlung zu leisten, um eine potentielle künftige, auf seinen Anteil am Plan entfallende Unterdeckung auszugleichen. Der Anteil der EWE AG am Versicherungsumfang der VBL ist gemessen an den Verpflichtungen der anderen teilnehmenden Unternehmen gering. Ein Ausscheiden aus dem System der VBL ist nicht beabsichtigt.

Andere langfristige Leistungen an Arbeitnehmer

Zu den anderen langfristigen Leistungen an Arbeitnehmer gehören vor allem die Verpflichtungen aus Jubiläumsgeldleistungen. Danach erhalten Mitarbeiter im Wesentlichen gehaltsabhängige Einmalzahlungen zum 25- bzw. 40-jährigen Dienstjubiläum. Ebenfalls zu den langfristigen ähnlichen Verpflichtungen zählen die Altersteilzeitverpflichtungen. Diese werden im EWE-Konzern grundsätzlich in Form des sogenannten Blockmodells abgeschlossen. Die hieraus resultierenden Verpflichtungen werden nach versicherungsmathematischen Grundsätzen nach der Prepaid-Expense-Methode ermittelt. Soweit Planvermögen diesen Verpflichtungen (Erfüllungsbetrag) gegenübersteht, werden die Verpflichtungen mit dem Zeitwert des anzusetzenden Planvermögens saldiert.

Leistungen aus Anlass der Beendigung des Arbeitsverhältnisses

Leistungen aus Anlass der Beendigung des Arbeitsverhältnisses werden gezahlt, wenn ein Mitarbeiter vor dem regulären Renteneintritt von einem Konzernunternehmen entlassen wird oder wenn ein Mitarbeiter gegen eine Abfindungsleistung freiwillig aus dem Arbeitsverhältnis ausscheidet. Der EWE-Konzern erfasst Abfindungsleistungen, wenn er nachweislich verpflichtet ist, das Arbeitsverhältnis von gegenwärtigen Mitarbeitern entsprechend einem detaillierten formalen Plan, der nicht rückgängig gemacht werden kann, zu beenden, oder wenn er nachweislich Abfindungen bei freiwilliger Beendigung des Arbeitsverhältnisses durch Mitarbeiter zu leisten hat.

Hierunter fallen insbesondere einzelvertraglich vereinbarte Vorruststandsregelungen. Diese Arbeitnehmer sind von der Erbringung von Arbeitsleistung befreit, erhalten jedoch grundsätzlich bis zum Erreichen der frühestmöglichen Altersgrenze in der gesetzlichen Rentenversicherung bei Fortbestehen des Arbeitsverhältnisses Zahlungen von gekürztem Arbeitsentgelt. Leistungen, die nach mehr als zwölf Monaten nach dem Bilanzstichtag fällig werden, werden auf ihren Barwert abgezinst.

Bauzuschüsse

Bauzuschüsse umfassen Investitions- und Baukostenzuschüsse.

Baukostenzuschüsse erhält der EWE-Konzern für Strom-, Gas- und Wasseranschlüsse von Standardvertrags- und Sondervertragskunden. Die als Vertragsverbindlichkeiten gesehenen Baukostenzuschüsse werden passiviert und analog zu den bezuschussten Anlagegütern über den Zeitraum der Nutzungsdauer aufgelöst. Die Auflösung erfolgt in den Umsatzerlösen, da die Vereinnahmung der Baukostenzuschüsse eng verknüpft ist mit dem eigentlichen Strom- sowie Gasgeschäft und folglich die gewöhnliche Tätigkeit des EWE-Konzerns betrifft.

Investitionszuschüsse werden passiviert und analog zu den bezuschussten Anlagegütern über den Zeitraum der Nutzungsdauer aufgelöst. Die Auflösung erfolgt in den sonstigen betrieblichen Erträgen.

3. Wesentliche Ermessensentscheidungen, Schätzungen und Annahmen

Bei der Erstellung des EWE-Konzernabschlusses werden vom Management Ermessensentscheidungen, Schätzungen und Annahmen getroffen, die sich auf die Höhe der zum Ende der Berichtsperiode ausgewiesenen Erträge, Aufwendungen, Vermögenswerte und Schulden sowie die Angabe von Eventualverbindlichkeiten auswirken. Durch die mit diesen Annahmen und Schätzungen verbundene Unsicherheit könnten jedoch Ergebnisse entstehen, die in zukünftigen Perioden zu erheblichen Anpassungen des Buchwerts der betroffenen Vermögenswerte oder Schulden führen. Bei den vom Management getroffenen Ermessensentscheidungen, Schätzungen und Annahmen wurden mögliche Auswirkungen des Klimawandels miteinbezogen.

Die wichtigsten zukunftsbezogenen Annahmen sowie sonstige am Abschlussstichtag bestehende Hauptquellen von Schätzungsunsicherheiten, aufgrund derer ein mögliches Risiko bestehen könnte, dass innerhalb des nächsten Geschäftsjahres eine Anpassung der Buchwerte von Vermögenswerten und Schulden erforderlich sein könnte, werden nachstehend erläutert. Die Annahmen und Schätzungen des Konzerns basieren auf Parametern, die zum Zeitpunkt der Aufstellung des Konzernabschlusses vorlagen. Diese Zustände und die Annahmen über die künftigen Entwicklungen können jedoch aufgrund von Marktbewegungen und Marktverhältnissen (Volatilität an den Rohstoffmärkten, Inflations- und Zinssatzentwicklung), die außerhalb des Einflussbereichs des Konzerns liegen, eine Änderung erfahren. Solche Änderungen finden erst mit ihrem Auftreten einen Niederschlag in den Annahmen.

Beherrschung von konsolidierten Unternehmen

EWE AG verfügt über ein Mehrstimmrecht in der ALTERRIC-Gesellschafterversammlung, so dass die EWE AG nach Auffassung des Managements in der Lage ist, ALTERRIC im Rahmen der Vollkonsolidierung in ihren Konzernabschluss einzubeziehen, auch wenn der Anteilsbesitz nur 50,0 Prozent beträgt. Das Mehrheitsstimmrecht ermöglicht es der EWE AG, die für die Lenkung der maßgeblichen Tätigkeiten notwendigen Entscheidungen der ALTERRIC alleine zu treffen.

Geschäfts- oder Firmenwerte

Mindestens einmal jährlich, oder wenn entsprechende Indikatoren aus internen oder externen Informationsquellen auf eine mögliche Wertminderung hindeuten, wird ein Wertminderungstest für Geschäfts- oder Firmenwerte durchgeführt. Dieser Impairment-Test basiert auf zukunftsbezogenen Annahmen, welche Schätzungen in Bezug auf die zukünftigen Cash Flows der zahlungsmittelgenerierenden Einheiten erfordern, die Geschäfts- oder Firmenwerte umfassen. Diese Schätzungen können Auswirkungen auf die Ermittlung der Cash Flows haben und zu einer außerplanmäßigen Abschreibung der Geschäfts- oder Firmenwerte führen. Die Grundannahmen zur Bestimmung des erzielbaren Betrags für die zahlungs-

mittelgenerierenden Einheiten werden unter den Erläuterungen zu den immateriellen Vermögenswerten dargestellt.

Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen

Die Ermittlung der erwarteten Nutzungsdauern sowie die Ermittlung von Wertminderungen dieser Vermögenswerte basieren auf Beurteilungen des Managements. Technischer Fortschritt, eine Verschlechterung der Marktsituation oder Schäden können zu einer außerplanmäßigen Abschreibung führen.

Leasingverhältnisse

Die Leasingverbindlichkeiten werden unter Verwendung des Grenzfremdkapitalzinssatzes zu Vertragsbeginn abgezinst. Zur Ermittlung des Grenzfremdkapitalzinssatzes werden Referenzzinssätze für einen Zeitraum von bis zu 30 Jahren aus laufzeitadäquaten risikolosen Zinssätzen, erhöht um Kreditrisiko- aufschläge sowie adjustiert um eine Liquiditäts- und Länderrisikoprämie, abgeleitet.

Die Laufzeit des Leasingverhältnisses wird zum Zeitpunkt ihres Beginns auf der Basis der unkündbaren Vertragslaufzeit sowie unter Einbeziehung der Zeiträume, die sich aus der hinreichend sicheren Ausübung von Verlängerungsoptionen bzw. Nichtausübung von Kündigungsoptionen ergeben, bestimmt. Alle relevanten Fakten und Umstände, die für EWE als Leasingnehmer einen wirtschaftlichen Anreiz für die Ausübung bzw. Nichtausübung der Optionen bilden, werden berücksichtigt.

Wertminderung von nichtfinanziellen Vermögenswerten

Eine Wertminderung besteht, wenn der Buchwert eines Vermögenswerts oder einer zahlungsmittelgenerierenden Einheit seinen erzielbaren Betrag übersteigt. Der Berechnung des beizulegenden Zeitwerts abzüglich der Veräußerungskosten liegen verfügbare Daten aus bindenden Veräußerungsgeschäften zwischen unabhängigen Geschäftspartnern über ähnliche Vermögenswerte oder beobachtbare Marktpreise abzüglich direkt zurechenbarer Kosten für die Veräußerung des Vermögenswerts zugrunde. Sind keine derartigen Transaktionen identifizierbar, ist der erzielbare Betrag abhängig von dem im Rahmen der Discounted Cash Flow-Methode verwendeten Abzinsungssatz sowie von den erwarteten künftigen Mittelzuflüssen und der für Zwecke der Extrapolation verwendeten Wachstumsrate. Diese Schätzungen sind am relevantesten für den Geschäfts- oder Firmenwert und andere vom Konzern erfasste immaterielle Vermögenswerte mit unbegrenzten Nutzungsdauern.

Bemessung des beizulegenden Zeitwerts von Finanzinstrumenten

Sofern die beizulegenden Zeitwerte von angesetzten finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten nicht mithilfe notierter Preise in aktiven Märkten bemessen werden können, werden sie unter Verwendung von Bewertungsverfahren, darunter der Discounted Cash Flow-Methode, ermittelt. Die in das Modell eingehenden Inputfaktoren stützen sich so weit wie möglich auf beobachtbare Marktdaten. Liegen diese nicht vor, gründet sich die Bestimmung der beizulegenden Zeitwerte in hohem Maße auf Ermessensentscheidungen des Managements. Die Ermessensentscheidungen betreffen Inputfaktoren wie Liquiditätsrisiko, Ausfallrisiko und Volatilität. Änderungen der getroffenen Annahmen für diese Faktoren können sich auf die angesetzten beizulegenden Zeitwerte der Finanzinstrumente auswirken.

Bedingte Gegenleistungen, die im Rahmen von Unternehmenszusammenschlüssen entstehen, werden als Teil des Unternehmenszusammenschlusses zum beizulegenden Zeitwert zum Erwerbszeitpunkt bewertet. Erfüllt die bedingte Gegenleistung die Definition einer finanziellen Verbindlichkeit, so wird sie in den Folgeperioden zu jedem Abschlussstichtag zum beizulegenden Zeitwert neu bewertet. Die Bestimmung des beizulegenden Zeitwerts basiert auf abgezinsten Cashflows. Die Grundannahmen berücksichtigen die Wahrscheinlichkeit der Erfüllung jedes Erfolgsziels und den Abzinsungsfaktor.

Umsatzrealisierung

Zur Bestimmung des Transaktionspreises einzelner Leistungsverpflichtungen im Rahmen von Mehrkomponentenverträgen ist der gesamte Transaktionspreis auf Grundlage der relativen Einzelveräußerungspreise auf alle separaten Leistungsverpflichtungen zu verteilen. Besondere Bedeutung hat die Existenz und die Höhe von variablen Gegenleistungen (Rabatte oder Bonuszahlungen), die vom Transaktionspreis abgezogen werden und hauptsächlich auf den Vertragsbedingungen und den Erfahrungswerten der Vergangenheit basieren. Des Weiteren sind Ermessensentscheidungen zum zeitlichen Anfall von Umsatzerlösen zu treffen, insbesondere die Auswahl einer angemessenen Fortschrittsmessung. Bei Bereitstellungsdiensleistungen nutzt der Kunde die Dienstleistung in der Regel gleichmäßig, weshalb die Umsatzrealisierung linear erfolgt.

Zusätzliche Kosten der Vertragserlangung (z.B. Provisionszahlungen an Vertriebsstellen), die bei erfolgreichem Vertragsabschluss gezahlt werden, werden aktiviert. Der Abschreibungszeitraum orientiert sich an der durchschnittlichen Kundenbindungsduer.

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Die Bewertung der Pensionsverpflichtungen erfolgt unter der Berücksichtigung versicherungsmathematischer Annahmen zu demografischen (Sterbewahrscheinlichkeiten, Fluktuation) und finanziellen Parametern (Zinssatz, künftige Gehaltssteigerungen, Rententrend). Hierbei wird der Rechnungszins unter Berücksichtigung der spezifischen Struktur des Zahlungsstroms der erdienten Verpflichtungen hergeleitet. Die Berechnung basiert auf den Pensionsverpflichtungen zum Bilanzstichtag und wird auf der Grundlage der Zinsstrukturkurve von Bundesanleihen, des DJ EuroStoxx 50 und der iBoxx-Indizes bezüglich der Rendite erstrangiger Unternehmensanleihen zu den am 31. Dezember 2023 vorliegenden Tageswerten durchgeführt. Entsprechend IAS 19.83 wird der Rechnungszins in Höhe der am Kapitalmarkt erzielten Rendite für erstrangige (Rating von AA oder besser) Unternehmensanleihen bestimmt, die in Währung und Fristigkeit der bewerteten Verpflichtung entsprechen. Soweit für die benötigten Laufzeiten kein ausreichender Markt vorhanden ist, wird die Rendite aus der verfügbaren Renditestruktur IAS 19.86 folgend für diese Laufzeiten interpoliert oder extrapoliert.

Rekultivierungs- und Rückbauverpflichtungen

Die Rückstellungen für Rekultivierung von Gaskavernen basieren auf externen Gutachten bzw. Angaben der Betriebsführer. Für Kavernen und Windparks werden die Kosten der Rekultivierung und des Rückbaus im Falle der Stilllegung geschätzt. Dieser Betrag wird auf den Bilanzstichtag mit dem für die Verpflichtung spezifischen Zins abgezinst. An jedem Bilanzstichtag ist die Bewertung der Rekultivierungsrückstellung zu überprüfen und gegebenenfalls an eine abweichende, neue bestmögliche Schätzung anzupassen. Änderungen bezüglich der erwarteten Zeitpunkte und zur Höhe der für die Erfüllung der Verpflichtung erforderlichen Zahlungen sowie Änderungen des Diskontierungssatzes führen zu einer grundsätzlich ergebnisneutralen Anpassung der Rekultivierungsrückstellungen.

Ertragsteuern

Die Berechnung tatsächlicher und latenter Steuern ist mit Annahmen verbunden. Die Nutzung aktiver latenter Steuern hängt von der Möglichkeit der Erzielung ausreichender zu versteuernder Einkommen ab.

4. Veröffentlichte, jedoch noch nicht verpflichtend anzuwendende und auch nicht vorzeitig angewendete Standards

Für folgende veröffentlichte, jedoch noch nicht verpflichtend anzuwendende Standards und Interpretationen hält der EWE-Konzern nach vernünftigem Ermessen die Auswirkungen auf die Angaben und / oder die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage aus der zukünftigen Anwendung für nicht gegeben bzw. unwesentlich:

- Änderung an IAS 1 Darstellung des Abschlusses – Klassifizierung von Schulden als kurz- oder langfristig und langfristige Verbindlichkeiten mit Covenants
- Änderung an IAS 7 Kapitalflussrechnungen und IFRS 7 Finanzinstrumente: Angaben – Lieferantenfinanzierungsvereinbarungen
- Änderung an IAS 12 Ertragsteuern – Internationale Steuerreform – Säule-2-Modellregeln
- Änderungen an IAS 21 Auswirkungen von Wechselkursänderungen – Mangel an Umtauschbarkeit
- Änderung an IFRS 16 Leasingverhältnisse – Leasingverbindlichkeit in einer Sale-and-Leaseback-Transaktion

Mit Datum vom 27. Dezember 2023 wurden die Regelungen zur Globalen Mindestbesteuerung, die sogenannten Mustervorschriften zur Säule 2 – („Pillar Two – Model Rules“) der OECD bereits in deutsches Recht überführt (Mindeststeuergesetz – MinStG) und sind ab dem 1. Januar 2024 anwendbar. Der EWE-Konzern fällt in den Anwendungsbereich dieser Regelungen.

Die Mindeststeuer wird auf Ebene der Ems-Weser-Elbe Versorgungs- und Entsorgungsverband Beteiligungsgesellschaft mbH, Oldenburg, Deutschland als Obergesellschaft (sogenannte Ultimate Parent Entity) und Gruppenträger erhoben. Im Rahmen der Vorgaben der Mindestbesteuerungsregelungen fungiert die EWE AG, Oldenburg, Deutschland als Konzernmutter des EWE-Konzerns als sogenannte „Partially Owned Parent Entity“. Aufgrund der erwarteten Einführung sogenannter anerkannter nationaler Ergänzungssteuern kann es dazu kommen, dass die Zahllast für die Mindeststeuer in anderen Konzerngesellschaften als der EWE AG anfällt.

Die globalen Mindestbesteuerungsregeln sehen vor, dass pro Land die Differenz zwischen der effektiven Steuerquote gemäß GloBE (Global Anti-Base Erosion) Regelungen und 15 Prozent Mindeststeuersatz – bezogen auf den bereinigten Mindeststeuergewinn – als Mindeststeuer durch die Ultimate Parent Entity (Ems-Weser-Elbe Versorgungs- und Entsorgungsverband Beteiligungsgesellschaft mbH) entrichtet wird. In einem Übergangszeitraum für die Geschäftsjahre 2024 bis 2026 darf über die Inanspruchnahme von sogenannten Safe Harbour Regelungen, die an die Erfüllung bestimmter Kriterien geknüpft sind, auf die genaue Berechnung der Mindeststeuer verzichtet werden, da die Mindeststeuer in diesen Fällen mit Null angesetzt wird.

Der EWE-Konzern hat eine erste indikative Analyse zur Ermittlung der zukünftigen Betroffenheit durch die globale Mindeststeuer durchgeführt. Der EWE-Konzern sollte demnach zu einem überwiegenden Teil die Safe Harbour Regelungen nutzen können, sodass für diesen Bereich keine zusätzliche Mindeststeuer erwartet wird, solange die Übergangsregelungen angewendet werden dürfen. Der erwartete Einfluss auf die effektive Konzernsteuerquote ist somit unwesentlich.

Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

5. Umsatzerlöse

Der EWE-Konzern hat in der Gewinn- und Verlustrechnung folgende Beträge in Bezug auf die Umsatzerlöse erfasst:

in Mio. Euro	2023	2022
Umsatzerlöse aus Verträgen mit Kunden	9.947,3	8.556,0
Umsatzerlöse aus Leasingverhältnissen	27,1	20,6
Sonstige Umsatzerlöse	30,7	28,5
Gesamt	10.005,1	8.605,1

Die Umsatzerlöse stellen sich nach Produkten und Dienstleistungen wie folgt dar:

2023 in Mio. Euro	Erneuerbare Energien	Infrastruktur	Markt	swb	Sonstiges	Konzern- Zentral- bereich	Konzern
Strom							
Energie	415,7	17	3.119,2	710,4	12,6		4.259,6
Netznutzung		442,5		106,9			549,4
Übrige	0,1	21,5		2,9			24,5
Gas							
Energie	6,0	1,2	2.617,9	475,8	117,5		3.218,4
Netznutzung		282,3		40,3	1,3		323,9
Übrige		16,2		1,9			18,1
IT					171,8		171,8
Telekommunikation							
Privatkunden			277,5				277,5
Geschäftskunden			143,8				143,8
Carrier & Wholesale		4,0	69,1				73,1
Übrige			21,3				21,3
Sonstiges							
Wärme			167,7	111,4	1,1		280,2
Wasser		8,1		121,8			129,9
Abfall				67,4			67,4
Übrige	-4,4	205,1	118,0	76,7	48,9	1,9	446,2
Externe Verkäufe	417,4	982,6	6.534,5	1.715,5	353,2	1,9	10.005,1

2022 in Mio. Euro	Erneuerbare Energien Infrastruktur Markt swb Sonstiges					Konzern- Zentral- bereich	Konzern
Strom							
Energie	458,2	1,4	2.849,2	577,5	13,2		3.899,5
Netznutzung		404,0	-0,8	98,8			502,0
Übrige	0,1	22,0		3,0			25,1
Gas							
Energie	0,5	0,9	1.920,5	298,9	107,3		2.328,1
Netznutzung		348,5	26,6	48,3	1,1		424,5
Übrige		16,8		2,0			18,8
IT							
Telekommunikation							
Privatkunden		272,0					272,0
Geschäftskunden		153,1					153,1
Carrier & Wholesale		3,2	63,1				66,3
Übrige		0,1	31,0				31,1
Sonstiges							
Wärme		110,3	81,7	0,7			192,7
Wasser		0,2	5,9	121,2			127,3
Abfall	0,3		73,4				73,7
Übrige	4,8	227,2	36,0	48,3	26,0	2,0	344,3
Externe Verkäufe	463,9	1.024,3	5.466,9	1.353,1	294,9	2,0	8.605,1

Bei den Umsatzerlösen Strom, Gas und Telekommunikation handelt es sich überwiegend um zeitraumbezogene Umsätze, da der Kunde diese Dienstleistung nutzt, während sie erbracht wird. Die Erlösrealisierung erfolgt in der Regel linear unter Zuordnung variabler Entgelte auf bestimmte Leistungsverpflichtungen. Rabatte oder Bonuszahlungen werden ab Vertragsbeginn als variable Gegenleistung umsatzmindernd berücksichtigt. Bei Mehrkomponentenverträgen, bei denen bei Abschluss des Vertrages eine Hardwarezugabe erfolgt, werden die Erlöse zum Übergangszeitpunkt der Hardware realisiert (zeitpunktbezogen) und mit dem anteiligen Gesamttransaktionspreis im Verhältnis zum relativen Einzelveräußerungspreis bewertet. Die Umsatzrealisierung der Servicekomponente erfolgt zeitraumbezogen. Im Bereich IT erfolgt die Umsatzrealisation zeitraumbezogen. Ausgenommen davon sind Releasewechsel, die zeitpunktbezogen erfasst werden.

Im Rahmen des Einspeisevergütungsmodells sowie der Direktvermarktung von EEG-Strom handeln die Verteilnetzbetreiber des EWE-Konzerns als Agenten. Demzufolge ist die Weiterverrechnung der EEG-Vergütung sowie der Marktprämie an den Übertragungsnetzbetreiber mit dem Aufwand aus der Auszahlung der EEG-Vergütung bzw. Marktprämie zu saldieren. Des Weiteren ist auch die Weiterverrechnung des KWK-Zuschlages an den Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der Agentenstellung mit dem Aufwand aus der Auszahlung des KWK-Zuschlages zu saldieren.

Kundengewinnungskosten

Im Zusammenhang mit den Umsatzerlösen aus Verträgen mit Kunden wurden am 31. Dezember 2023 Kundengewinnungskosten in Höhe von 28,0 Mio. Euro (Vorjahr: 31,8 Mio. Euro) in der Bilanz unter den sonstigen nichtfinanziellen Vermögenswerten ausgewiesen. Auf die aktivierten Kundengewinnungskosten wurden Abschreibungen in Höhe von 35,8 Mio. Euro (Vorjahr: 34,1 Mio. Euro) erfasst. Wertminderungen lagen nicht vor.

Vertragliche Vermögenswerte und Verbindlichkeiten

Darüber hinaus hat der EWE-Konzern vertragliche Vermögenswerte (Contract Assets) und vertragliche Verbindlichkeiten (Contract Liabilities) im Einklang mit IFRS 15 erfasst.

in Mio. Euro	31.12.2023	31.12.2022
Vertragliche Vermögenswerte langfristig	3,7	3,7
Vertragliche Vermögenswerte kurzfristig	21,2	17,6
Gesamt	24,9	21,3

Die vertraglichen Vermögenswerte werden unter den sonstigen nichtfinanziellen Vermögenswerten ausgewiesen. Zum 31. Dezember 2023 werden für Telekommunikationsverträge 12,2 Mio. Euro (Vorjahr: 13,4 Mio. Euro) ausgewiesen.

in Mio. Euro	31.12.2023	31.12.2022
Vertragliche Verbindlichkeiten langfristig	730,2	686,9
davon Bauzuschüsse	730,2	686,9
Vertragliche Verbindlichkeiten kurzfristig	161,7	145,4
davon Bauzuschüsse	50,0	49,2
davon erhaltene Anzahlungen	108,0	86,9
Gesamt	891,9	832,3

Die vertraglichen Verbindlichkeiten beinhalten nachträgliche Kundenbonuszahlungen in Höhe von 2,1 Mio. Euro (Vorjahr: 7,3 Mio. Euro) sowie Bauzuschüsse in Höhe von 780,1 Mio. Euro (Vorjahr: 736,1 Mio. Euro). Bei den Bauzuschüssen handelt es sich um Vorauszahlungen, die passiviert und über die Nutzungsdauer der bezuschussten Vermögenswerte erfolgswirksam aufgelöst werden.

In der Berichtsperiode wurden im EWE-Konzern 53,3 Mio. Euro (Vorjahr: 53,5 Mio. Euro) Umsatzerlöse realisiert, die zu Beginn der Periode Teil einer vertraglichen Verbindlichkeit waren. Des Weiteren wurden in der aktuellen Berichtsperiode Erlöse aus Leistungsverpflichtungen in Höhe von 0,2 Mio. Euro (Vorjahr: 0,3 Mio. Euro) erfasst, die in früheren Perioden erfüllt (oder teilweise erfüllt) worden sind.

Leistungsverpflichtungen

Die zum Ende der Berichtsperiode nicht erfüllten Leistungsverpflichtungen stellen sich wie folgt dar:

in Mio. Euro	31.12.2023	31.12.2022
Erwarteter Realisationszeitpunkt		
kleiner 1 Jahr	463,0	527,8
zwischen 1 und 5 Jahren	560,8	590,0
größer 5 Jahre	639,0	592,7
Gesamt	1.662,8	1.710,5

6. Andere aktivierte Eigenleistungen

Die aktivierten Eigenleistungen betreffen im Wesentlichen Bau- und Erweiterungsmaßnahmen der Telekommunikations- und Versorgungsnetze, den Ausbau von Windenergieanlagen und den Bau von LNG-Leitungen.

7. Sonstige betriebliche Erträge

in Mio. Euro	2023	2022
Auflösung von Rückstellungen	37,9	28,4
Verwaltungserträge	31,1	36,4
Operating-Leasing	18,4	18,9
Abgänge von Gegenständen des Sachanlagevermögens	4,8	9,3
Erstattungsansprüche	2,4	2,1
Fremdwährungsgewinne	0,3	2,5
Wertaufholungen		46,3
Übrige	70,7	73,1
Gesamt	165,6	217,0

Die Wertaufholungen beinhalten Zuschreibungen auf Sachanlagevermögen in Höhe von 0,0 Mio. Euro (Vorjahr: 44,6 Mio. Euro). Die Zuordnung zu den Segmenten kann der Segmentberichterstattung entnommen werden.

8. Materialaufwand

in Mio. Euro	2023	2022
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren	6.693,1	4.520,6
Aufwendungen für bezogene Leistungen	1.807,3	1.479,0
Gesamt	8.500,4	5.999,6

Der Materialaufwand enthält auch Ergebnisse aus der Marktbewertung von Beschaffungsverträgen.

9. Personalaufwand

in Mio. Euro	2023	2022
Löhne und Gehälter	824,1	741,8
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	170,2	166,6
Gesamt	994,3	908,4

Die Zahl der Mitarbeiter betrug im Jahresdurchschnitt:

	2023	2022
Vollzeitbeschäftigte	8.710	8.236
Teilzeitbeschäftigte	1.798	1.620
Trainees und Aushilfen	337	329
Gesamt	10.845	10.185

10. Abschreibungen

Im Berichtsjahr beinhalten die Abschreibungen Wertminderungen in Höhe von 297,6 Mio. Euro (Vorjahr: 208,5 Mio. Euro). Davon entfallen 182,9 Mio. Euro (Vorjahr: 175,8 Mio. Euro) auf Wertminderungen immaterieller Vermögenswerte. Die Wertminderungen werden auf Basis der beizulegenden Zeitwerte abzüglich Veräußerungskosten ermittelt. Ursächlich für die Wertminderungen sind insbesondere Marktpreis- und Zinssatzänderungen. Die Zuordnung zu den Segmenten kann der Segmentberichterstattung entnommen werden.

11. Sonstige betriebliche Aufwendungen

in Mio. Euro	2023	2022
Konzessionsabgaben	116,2	118,0
IT	70,6	57,5
Verwaltung	65,7	59,0
Werbemaßnahmen und Sponsoring	49,1	44,1
Zuführung zu sonstigen Rückstellungen	41,9	22,5
Provisionen	38,5	36,2
Honorare und Beratung	37,7	35,2
Sonstige personalbezogene Aufwendungen	25,2	23,7
Instandhaltungsaufwand	21,1	17,6
Sonstige Steuern	14,1	14,0
Versicherungsbeiträge	13,5	11,2
Lizenzkosten	12,9	9,4
Abgang von immateriellen Vermögenswerten und Sachanlagen	10,1	18,2
Nutzungsüberlassung (nicht Leasing)	9,4	11,9
Leasing	8,4	13,6
Fremdwährungsverluste	4,2	2,6
Übrige	49,2	51,6
Gesamt	587,8	546,3

12. Wertminderungsaufwendungen/-erträge gemäß IFRS 9.5.5

in Mio. Euro	2023	2022
Erträge aus Auflösung von Wertberichtigungen	18,1	6,9
Erträge aus abgeschriebenen Forderungen	2,6	2,7
Erträge aus Auflösung Rückstellung Kreditrisiko	0,2	1,5
Aufwendungen aus Zuführung Rückstellung Kreditrisiko	-1,2	-1,4
Aufwendungen aus Zuführung zu Wertberichtigungen	-35,8	-18,0
Aufwendungen aus Abschreibungen auf Forderungen	-20,4	-14,8
Gesamt	-36,5	-23,1

13. Ergebnis aus at-equity bilanzierten Finanzanlagen

in Mio. Euro	2023	2022
Laufendes Ergebnis aus at-equity bilanzierten Finanzanlagen	-47,0	34,1
Wertaufholungen auf at-equity bilanzierte Finanzanlagen		1,4
Wertminderungen auf at-equity bilanzierte Finanzanlagen	-13,8	
Gesamt	-60,8	35,5

Die Wertaufholung auf at-equity bilanzierte Finanzanlagen entfiel im Vorjahr vollständig auf die DOTI Deutsche Offshore-Testfeld- und Infrastruktur-GmbH & Co. KG, Oldenburg. Die Wertminderung auf at-equity bilanzierte Finanzanlagen entfällt im Wesentlichen auf die htp GmbH, Hannover.

Das laufende Ergebnis aus at-equity bilanzierten Finanzanlagen setzt sich wie folgt zusammen:

in Mio. Euro	2023	2022
Hanewasser Ver- und Entsorgungs-GmbH	3,6	4,5
Weserkraftwerk Bremen GmbH & Co. KG	2,6	
Windpark Nattheim GmbH	1,9	4,1
Windpark Ihlow GmbH & Co. Betriebs KG	1,4	1,6
Gemeinschaftskraftwerk Bremen GmbH & Co. KG	0,9	0,8
Windpark Walkhügel GmbH & Co. Ilberstedt KG III	0,6	-0,2
Windpark Weißenberg GmbH	0,5	0,7
Windpark Klobbiske GmbH & Co. KG	0,5	0,3
Windpark Schneeberger Hof GmbH & Co. KG	0,4	-0,3
Windpark Spolsen GmbH & Co. KG	0,3	0,4
Windenergiepark Hohegaste GmbH & Co. KG	0,3	2,0
swb Weserwind GmbH & Co. KG	0,2	0,4
htp GmbH	0,1	0,3
Windpark Granswang GmbH & Co. KG	0,1	0,7
Windpark Walkhügel GmbH & Co. Aderstedt II KG	0,1	-1,0
KENOW GmbH & Co. KG	-0,6	-0,6
GWAdriga GmbH & Co. KG	-1,5	-1,4
Trianel Windkraftwerk Borkum II GmbH & Co. KG	-14,8	3,3
Glasfaser NordWest GmbH & Co. KG	-20,2	9,9
DOTI Deutsche Offshore-Testfeld- und Infrastruktur-GmbH & Co. KG	-23,9	8,5
sonstige at-equity bilanzierte Finanzanlagen	0,5	0,1
Gesamt	-47,0	34,1

14. Erträge und Aufwendungen aus übrigen Beteiligungen

in Mio. Euro	2023	2022
Erträge		
Erträge aus der Veräußerung von Beteiligungen (vgl. Tz. 2)	23,0	23,3
Erträge aus Beteiligungen	11,9	9,8
Erträge aus der Fair Value Bewertung von Fremdkapitalinstrumenten	4,8	0,2
Erträge aus Ergebnisübernahmen	0,3	0,5
Gesamt	40,0	33,8
Aufwendungen		
Aufwendungen aus Verlustübernahmen	-0,2	-0,3
Aufwendungen aus der Fair Value Bewertung von Fremdkapitalinstrumenten	-5,6	-72,8
Verluste aus der Entkonsolidierung von Beteiligungen (vgl. Tz. 2)	-34,7	
Verluste aus der Veräußerung von Beteiligungen		-0,1
Gesamt	-40,5	-73,2

Die Fair Values und die erhaltenen Dividenden der erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert im Sonstigen Ergebnis bewerteten Eigenkapitalinstrumente stellen sich wie folgt dar:

in Mio. Euro	Fair Value 2023	Fair Value 2022	Dividende auf bestehende Beteiligungen		Dividende auf bestehende Beteiligungen 2022
			2023	2022	
TELTA Citynetz GmbH	15,5	23,6			
Harzwasserwerke GmbH	14,5	14,2	0,4		0,7
Bullfinch Asset Aktiengesellschaft	14,2	14,2			
SOCON Sonar Control Kavernenvermessung GmbH	12,8	16,5	1,1		0,9
European Energy Exchange AG	9,4	9,4	0,1		0,1
TEWE Energieversorgungsgesellschaft mbH Erkner	7,6	8,9			0,1
Verkehr und Wasser GmbH	6,6	9,2	0,2		0,1
sovanta AG	5,9	4,1			
Stadtwerke Schwedt GmbH	5,7	6,8	0,3		0,3
FSO Fernwirk-Sicherheitssysteme Oldenburg GmbH	5,7	4,8	0,6		0,5
Städtische Betriebswerke Luckenwalde GmbH	5,1	2,5	0,3		0,2
Stadtwerke Ludwigsfelde GmbH	4,1	5,0	0,6		0,3
GSN Gebäudesicherheit Nord GmbH	4,1	1,9	0,1		0,1
Gasversorgung Angermünde GmbH	3,3	4,1	0,2		0,1
EINHUNDERT Energie GmbH	3,1	2,0			
450MHz Beteiligung GmbH	3,0	2,6			
Solandeo GmbH	2,1	2,6			
Energieversorgung Brand GmbH	2,1	2,0	0,2		
Wärmeversorgungsgesellschaft Königs Wusterhausen mbH	1,8	2,1			0,2
swb Erzeugung Beteiligungs-GmbH	1,5	1,5	0,1		0,1
Ökorenta Invest GmbH	1,4	1,4			
BTC Bilişim Hizmetleri A.Ş.	1,0	1,0			0,2
SOLYTIC GmbH	0,2	0,2			
Comgy GmbH		5,6			
Stadtwerke Strausberg GmbH		5,2	1,8		0,2
Stadtwerke Frankfurt (Oder) GmbH		2,8	0,3		0,3
Sonstige Unternehmen	5,6	5,5	0,9		1,2
Gesamt	136,3	159,7	7,2		5,6

15. Zinsergebnis

in Mio. Euro	2023	2022
Zinsen und ähnliche Erträge		
zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete finanzielle Vermögenswerte	87,2	18,8
finanzielle Verbindlichkeiten aufgrund der Negativverzinsung	0,3	0,3
Leasingverhältnisse	2,0	1,6
Derivate	4,4	21,7
Rückstellungen	1,1	22,2
übrige Zinserträge	0,7	12,4
Zinsen und ähnliche Aufwendungen		
zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete finanzielle Verbindlichkeiten	-77,9	-47,5
Leasingverhältnisse	-3,7	-4,5
Verwahrentgelte / negative Zinsen		-6,5
Derivate	-13,3	-8,6
Rückstellungen	-73,7	-21,8
übrige Zinsaufwendungen	-0,6	-0,8
Gesamt	-73,8	-12,7

16. Ertragsteuern

in Mio. Euro	2023	2022
Steueraufwand der laufenden Periode		
Steueraufwand der laufenden Periode	318,3	69,5
Steueraufwand / (-ertrag) aus Vorperioden	5,0	-18,5
Tatsächliche Ertragsteuern	323,3	51,0
Temporäre Differenzen	-471,8	112,3
Verlustvorträge	-5,8	-27,4
Latente Steuern	-477,6	84,9
Gesamt	-154,3	135,9

Der gewichtete durchschnittliche EWE-Konzernsteuersatz für das Jahr 2023 beläuft sich im EWE-Konzern auf 30,0 Prozent (Vorjahr: 30,0 Prozent).

Die Steuer auf das Ergebnis vor Steuern des EWE-Konzerns weicht vom theoretischen Steueraufwand, der sich bei Anwendung des gewichteten durchschnittlichen Konzernsteuersatzes auf das Ergebnis vor Steuern ergibt, wie folgt ab:

in Mio. Euro	2023	2022
Ergebnis vor Ertragsteuern	-696,2	561,1
Erwarteter Steueraufwand	-208,9	168,4
Abweichung durch die Bemessungsgrundlage für die Gewerbesteuer	-0,5	-0,8
Permanente Abweichungen	18,6	13,3
Nutzung von Verlustvorträgen	18,3	-1,0
Nicht abzugsfähige Aufwendungen	5,6	2,8
Steuerfreie Erträge	-10,2	-14,9
Equity-Bilanzierung von assoziierten Unternehmen	20,2	-7,3
Aperiodische Steuern	-5,8	-25,4
Sonstige	8,4	0,8
Effektiver Steueraufwand	-154,3	135,9
Effektiver Steuersatz (fortgeführte Aktivitäten) in %	22,2	24,2

Erläuterungen zur Bilanz

17. Immaterielle Vermögenswerte

in Mio. Euro	31.12.2023	31.12.2022
Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen u. ä. Rechte	758,0	915,5
Geleistete Anzahlungen	13,1	10,0
Geschäfts- oder Firmenwerte	436,3	432,1
Immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmter Nutzungsdauer	161,2	225,4
Gesamt	1.368,6	1.583,0

Die Entwicklung der immateriellen Vermögenswerte ergibt sich wie folgt:

in Mio. Euro	Rechte	Anzahlungen	Geleistete Firmenwerte	Geschäfts- oder Nutzungs- dauer *	Immaterielle Vermögens- werte mit unbestimmter	Gesamt
					Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen u. ä.	
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.2023		1.688,6	10,0	675,1	290,5	2.664,2
Veränderung Konsolidierungskreis /						
Unternehmenserwerbe	0,3			3,7		4,0
Zugänge	58,3	7,4			13,4	79,1
Abgänge	-12,8				-23,3	-36,1
Umbuchungen	8,1	-4,3				3,8
Umbuchung in zur Veräußerung gehaltene						
Vermögenswerte	-2,6					-2,6
Währungsanpassungen	0,4			0,5		0,9
Stand: 31.12.2023		1.740,3	13,1	679,3	280,6	2.713,3
Kumulierte Abschreibungen						
Stand: 01.01.2023		773,1		243,0	65,1	1.081,2
Veränderung Konsolidierungskreis /						
Unternehmenserwerbe	-0,3					-0,3
Planmäßige Abschreibungen	99,9					99,9
Wertminderungen	122,0				60,9	182,9
Abgänge	-12,7				-6,6	-19,3
Umbuchungen	0,2					0,2
Währungsanpassungen	0,1					0,1
Stand: 31.12.2023		982,3		243,0	119,4	1.344,7
Buchwerte						
Stand: 31.12.2023		758,0	13,1	436,3	161,2	1.368,6

* darin enthalten sind noch nicht zur Nutzung bereitstehende Projektrechte; ab Inbetriebnahme 25 Jahre Nutzungsdauer

in Mio. Euro	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen u. ä.		Geleistete Rechte	Anzahlungen	Firmenwerte	Geschäfts- oder oder dauer *	Immaterielle Vermögens- werte mit unbestimmter Nutzungs- dauer *	Gesamt
	Rechte	Anzahlungen						
Anschaufungs- bzw. Herstellungskosten								
Stand: 01.01.2022	1.654,6	41,5			674,8		324,5	2.695,4
Veränderung Konsolidierungskreis / Unternehmenserwerbe								
Zugänge	37,6	9,1				9,5	56,2	
Abgänge	-33,4	-0,3				-24,7	-58,4	
Umbuchungen	29,9	-40,3				10,4		
Währungsanpassungen	-0,1				0,3		0,2	
Stand: 31.12.2022	1.688,6	10,0			675,1		290,5	2.664,2
Kumulierte Abschreibungen								
Stand: 01.01.2022	590,5				243,0		1,5	835,0
Planmäßige Abschreibungen	103,8							103,8
Wertminderungen	111,4	0,3				64,1	175,8	
Abgänge	-31,4	-0,3						-31,7
Wertaufholungen	-0,5					-1,2	-1,7	
Umbuchungen	-0,7					0,7		
Stand: 31.12.2022	773,1				243,0		65,1	1.081,2
Buchwerte								
Stand: 31.12.2022	915,5	10,0			432,1		225,4	1.583,0

* darin enthalten sind noch nicht zur Nutzung bereitstehende Projektrechte; ab Inbetriebnahme 25 Jahre Nutzungsdauer

Die Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen und ähnliche Rechte betreffen im Wesentlichen aktivierte Projektrechte, Genehmigungsrechte und Lizenzen bis zum Baubeginn der Windparkgesellschaften.

Entwicklungskosten wurden aufgrund fehlender Aktivierungsvoraussetzungen nicht aktiviert. Diese wurden, ebenso wie die angefallenen Forschungskosten, als Aufwand erfasst. Im Jahr 2023 wurden 0,3 Mio. Euro (Vorjahr: 1,8 Mio. Euro) für Forschung und Entwicklung aufgewendet.

Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte wurden erfolgswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung in dem Posten Abschreibungen erfasst. Die Wertminderung auf noch nicht zur Nutzung bereitstehende Projektrechte betrug 60,9 Mio. Euro (Vorjahr: 64,1 Mio. Euro).

Es wurden immaterielle Vermögenswerte in Höhe von 43,1 Mio. Euro (Vorjahr: 53,1 Mio. Euro) als Sicherheiten für Verbindlichkeiten begeben.

Geschäfts- oder Firmenwerte und Marken

Die im Rahmen von Unternehmenszusammenschlüssen erworbenen Geschäfts- oder Firmenwerte und Marken wurden zur Überprüfung der Werthaltigkeit den folgenden Gruppen von zahlungsmittelgenerierenden Einheiten (ZGE) zugeordnet:

2023 in Mio. Euro	WACC in %	Wachstums- rate in %	Geschäfts- oder Firmenwerte		Gesamt
			Marke		
ZGE					
Entsorgung	6,54	0,00	57,8		57,8
wesernetze	4,68	0,00	159,9		159,9
swb Vertrieb	6,86	0,50	28,6	95,9	124,5
Telekommunikation	4,42	0,50	42,8		42,8
Erneuerbare Energien Onshore	5,58	0,50	121,3		121,3
IT	7,67	0,50	25,9		25,9
Gesamt			436,3	95,9	532,2

2022 in Mio. Euro	WACC in %	Wachstums- rate in %	Geschäfts- oder Firmenwerte		Gesamt
			Marke		
ZGE					
Entsorgung	5,56	0,00	57,8		57,8
wesernetze	4,01	0,00	159,9		159,9
swb Vertrieb	5,87	0,50	28,6	95,9	124,5
Telekommunikation	4,11	0,50	42,8		42,8
Erneuerbare Energien Onshore	5,65	0,50	121,4		121,4
IT	8,50	0,50	21,6		21,6
Gesamt			432,1	95,9	528,0

Der EWE-Konzern führt seine jährliche Prüfung auf Wertminderungen jeweils zum 31. Dezember durch. Eine Überprüfung findet ebenfalls dann statt, wenn Umstände darauf hindeuten, dass der Wert gemindert sein könnte. Der erzielbare Betrag der ZGE wird auf Basis des beizulegenden Zeitwerts abzüglich Veräußerungskosten ermittelt. Hierbei werden Informationen verwendet, die nicht auf beobachtbaren Marktdaten basieren und somit in der Fair Value-Hierarchie Stufe 3 eingeordnet sind.

Aus der Wertminderungsprüfung auf die oben genannten Gruppen von ZGE ergab sich wie im Vorjahr kein Abschreibungsbedarf auf die Geschäfts- oder Firmenwerte.

Für die Ermittlung des beizulegenden Zeitwerts abzüglich Veräußerungskosten der ZGE werden die aktuellen Planungen und Prämissen zugrunde gelegt, die auf Erfahrungen der Vergangenheit, aktuellen operativen Ergebnissen und der bestmöglichen Einschätzung künftiger Entwicklungen durch die Unternehmensleitung sowie auf Marktannahmen basieren. Es wird grundsätzlich ein Planungshorizont von drei Jahren herangezogen, an den sich eine ewige Rente anschließt. Für Projekte mit einer endlichen Laufzeit wird diese entsprechend zugrunde gelegt.

Die Abzinsungssätze spiegeln die gegenwärtige Marktbeurteilung der spezifischen Risiken jeder einzelnen ZGE zum Bewertungsstichtag wider und basieren auf den gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) der ZGE.

Die Diskontierungszinssätze werden auf Basis von Kapitalmarktdaten für branchenspezifische Peer Groups abgeleitet. Sie berücksichtigen Erwartungen hinsichtlich des risikofreien Marktzinssatzes und des spezifischen Risikos der jeweiligen ZGE. Der so ermittelte individuelle WACC nach Steuern wird für den jeweiligen Planungshorizont verwendet. Die jeweils verwendeten Diskontierungszinssätze sind der obigen Tabelle zu entnehmen.

Grundannahmen für die Berechnung des beizulegenden Zeitwerts abzüglich Veräußerungskosten

Bei folgenden der Berechnung zugrunde gelegten wesentlichen Annahmen bestehen Schätzunsicherheiten:

- Abzinsungssätze (alle ZGE)
- Produktionsmengen, Strompreise und Abfallpreise (Entsorgung)
- Entwicklung von Netzentgelten (wesernetze)
- Entwicklung der Kundenzahlen (swb Vertrieb)
- Entwicklung der Kundenzahlen (Telekommunikation)
- Entwicklung der Windmengen und Strompreise (Erneuerbare Energien Onshore)

Abzinsungssätze (alle ZGE)

Die Abzinsungssätze stellen die aktuellen Markteinschätzungen hinsichtlich der den ZGE jeweils zuzuordnenden spezifischen Risiken dar. Die Berechnung des Abzinsungssatzes berücksichtigt die spezifischen Umstände des Konzerns und seiner ZGE und basiert auf seinen WACC. Dieser berücksichtigt sowohl das Fremd- als auch das Eigenkapital. Die Eigenkapitalkosten werden aus der erwarteten Kapitalrendite der Eigenkapitalgeber des Konzerns abgeleitet. Die Fremdkapitalkosten werden auf Basis von Kapitalmarktdaten anhand branchenspezifischer Anleihen abgeleitet. Das ZGE-spezifische Risiko wird durch die Anwendung individueller Betafaktoren einbezogen. Die Betafaktoren werden jährlich auf Grundlage der öffentlich zugänglichen Marktdaten ermittelt.

Produktionsmengen, Strompreise und Abfallpreise (Entsorgung)

Die Einschätzung des Managements basiert auf den Erkenntnissen der Vergangenheit, bereits abgeschlossenen Verträgen und einer Schätzung der ansonsten noch ungenutzten Kapazität / Produktionsmenge. Als Basis für die ewige Rente wurden eine an der Kapazität ausgerichtete Produktionsmenge angenommen sowie eine kaufmännisch zurückhaltende Annahme über die sich in Zukunft einstellenden erzielbaren Preise unter Berücksichtigung möglicher neu erwachsender wettbewerblicher Verbrennungskapazitäten getroffen. Strompreisannahmen basieren auf einer für den Konzern erstellten langfristigen Fundamentalprognose, die für die Zukunft unter anderem Annahmen zur Kapazitätsentwicklung in der konventionellen Stromerzeugung, zu Rohstoffpreisen und Emissionsrechtekosten einschätzt und daraus Strompreisszenarien ableitet. Der Bewertung wurde hieraus ein moderates Szenario zugrunde gelegt.

Entwicklung von Netzentgelten (wesernetze)

Die Ergebnisentwicklung im Netzbereich ist maßgeblich beeinflusst von regulatorischen Einflüssen, insbesondere der Regulierung der Netzentgelte (Festlegung von Erlösobergrenzen), sowie der Erteilung von Konzessionsverträgen. Auf Basis der Erfahrungen des Managements wird auch zukünftig davon ausgegangen, dass die bestehenden Konzessionsverträge weiter gewährt werden und über die regulierten Netzentgelte eine auskömmliche Ertragssituation sichergestellt ist.

Entwicklung der Kundenzahlen (swb Vertrieb)

Wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse in der ZGE Vertrieb hat die Entwicklung der Kundenzahlen und damit mittelbar des absoluten Deckungsbeitrags, der zur Abdeckung der bestehenden Fixkosten zur Verfügung steht. Dabei wird ausgehend von einem hohen Kundenbestand in 2023 für die Folgejahre von einem im Wesentlichen stabilen Kundenbestand ausgegangen.

Entwicklung der Kundenzahlen (Telekommunikation)

Wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse in der ZGE Telekommunikation hat die Entwicklung der Kundenzahlen und damit mittelbar des absoluten Deckungsbeitrags, der zur Abdeckung der bestehenden Fixkosten zur Verfügung steht. Dabei wird ausgehend von den historischen Fluktuationsraten von einem im Wesentlichen stabilen Kundenbestand ausgegangen.

Entwicklung der Windmengen und Strompreise (Erneuerbare Energien Onshore)

Für die ZGE Erneuerbare Energien Onshore beruht die Bewertung auf einem normalen Windjahr, welches sich grundsätzlich aus einem historischen 5-Jahres-Mittel errechnet. Strompreisannahmen basieren auf einer für den Konzern erstellten langfristigen Fundamentalprognose, die für die Zukunft unter anderem Annahmen zur Kapazitätsentwicklung in der Erneuerbaren Energien, zu Rohstoffpreisen und Emissionsrechtekosten einschätzt und daraus Strompreisszenarien ableitet. Der Bewertung wurde hieraus ein moderates Szenario zugrunde gelegt.

Sensitivitätsanalyse zu den getroffenen Annahmen

Die Auswirkungen der wesentlichen Grundannahmen auf den erzielbaren Betrag werden nachfolgend erläutert:

Abzinsungssätze

Eine Erhöhung des zugrunde gelegten WACC von mehr als 0,58 Prozentpunkten (Vorjahr: 0,88 Prozentpunkte) würde bei der ZGE Entsorgung zu einem Wertminderungsbedarf führen. Der erzielbare Betrag der ZGE Entsorgung liegt um 19,4 Mio. Euro (Vorjahr: 30,3 Mio. Euro) über dem Buchwert der ZGE.

18. Sachanlagen

in Mio. Euro	31.12.2023	31.12.2022
Grundstücke und Bauten	698,4	683,8
Technische Anlagen und Maschinen		
Stromversorgungsanlagen	2.701,9	2.837,0
Gasversorgungsanlagen	1.464,8	1.489,3
Sonstige	1.479,4	1.334,5
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	72,7	63,1
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau		
Geleistete Anzahlungen	125,2	121,8
Anlagen im Bau	679,7	298,2
Gesamt	7.222,1	6.827,7

Die Sachanlagen inklusive Nutzungsrechte haben sich wie folgt entwickelt:

in Mio. Euro	Grundstücke und Bauten	Technische Anlagen und Maschinen	Betriebs- und Geschäftsausstattung	Anleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	Andere Anlagen	Gesamt
Anschauffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.2023	1.330,3	14.874,0	264,7	422,5		16.891,5
Veränderung Konsolidierungskreis			-4,6	21,2		16,6
Intercompany-Transfer		-1,9		1,9		
Zugänge	46,2	356,6	32,5	613,9		1.049,2
Abgänge	-18,1	-123,8	-16,2	-3,5		-161,6
Umbuchungen	30,6	211,4	2,9	-246,1		-1,2
Umbuchung in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	-0,8	-22,4				-23,2
Währungsanpassungen	0,6	10,8		0,5		11,9
Stand: 31.12.2023	1.388,8	15.304,7	279,3	810,4		17.783,2
Kumulierte Abschreibungen						
Stand: 01.01.2023	646,5	9.213,2	201,6	2,5		10.063,8
Veränderung Konsolidierungskreis			-1,6			-1,6
Planmäßige Abschreibungen	51,1	442,9	21,5			515,5
Wertminderungen	1,1	112,4	0,8	0,3		114,6
Abgänge	-8,4	-112,5	-15,8	-0,3		-137,0
Umbuchungen				2,7		2,7
Währungsanpassungen	0,1	2,6	0,1	0,3		3,1
Stand: 31.12.2023	690,4	9.658,6	206,6	5,5		10.561,1
Buchwerte						
Stand: 31.12.2023	698,4	5.646,1	72,7	804,9		7.222,1

in Mio. Euro	Grundstücke und Bauten	Technische Anlagen und Maschinen	Betriebs- und Geschäfts- ausstattung	Andere Anlagen, Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	Gesamt
Anschauffungs- bzw. Herstellungskosten					
Stand: 01.01.2022	1.301,9	14.640,5	252,1	381,2	16.575,7
Veränderung Konsolidierungskreis	-0,7	12,2		-9,3	2,2
Zugänge	40,0	326,9	20,6	266,7	654,2
Abgänge	-12,0	-313,3	-10,6	-2,1	-338,0
Umbuchungen	1,4	210,0	2,6	-214,0	
Währungsanpassungen	-0,3	-2,3			-2,6
Stand: 31.12.2022	1.330,3	14.874,0	264,7	422,5	16.891,5
Kumulierte Abschreibungen					
Stand: 01.01.2022	603,1	8.862,4	192,2	2,5	9.660,2
Veränderung Konsolidierungskreis	-0,2				-0,2
Planmäßige Abschreibungen	49,9	462,7	19,5		532,1
Wertminderungen	0,7	31,9	0,1		32,7
Abgänge	-7,2	-98,5	-10,1		-115,8
Wertaufholungen		-44,6			-44,6
Währungsanpassungen	-0,5	-0,1			-0,6
Stand: 31.12.2022	646,5	9.213,2	201,6	2,5	10.063,8
Buchwerte					
Stand: 31.12.2022	683,8	5.660,8	63,1	420,0	6.827,7

Die während des Geschäftsjahres zum 31. Dezember 2023 aktivierten Fremdkapitalkosten beliefen sich auf 1,1 Mio. Euro (Vorjahr: 3,2 Mio. Euro). Der Satz, der bei der Bestimmung der aktivierbaren Fremdkapitalkosten zugrunde gelegt wurde, belief sich auf 1,07 Prozent (Vorjahr: 1,07 Prozent).

Es wurden Vermögenswerte des Sachanlagevermögens in Höhe von 766,0 Mio. Euro (Vorjahr: 836,2 Mio. Euro) als Sicherheiten für Verbindlichkeiten begeben.

Im Geschäftsjahr wurden dem EWE-Konzern Zuwendungen der öffentlichen Hand in Höhe von 59,4 Mio. Euro (Vorjahr: 39,1 Mio. Euro) gewährt. Wie im Vorjahr handelt es sich im Wesentlichen um Förderungen zur Unterstützung des Glasfaserausbau.

19. Leasingverhältnisse

Nachfolgend ergeben sich folgende Darstellungen in der Gewinn- und Verlustrechnung und der Bilanz:

Leasing in der Gewinn- und Verlustrechnung

in Mio. Euro	2023	2022
Sonstige betriebliche Aufwendungen		
Variable Leasingzahlungen	5,6	11,6
Geringwertige Vermögenswerte	2,1	1,7
Kurzfristige Leasingverhältnisse	0,7	0,3
Abschreibungen		
Planmäßige Abschreibungen auf Nutzungsrechte		
Grundstücke und Bauten	32,2	31,0
Technische Anlagen und Maschinen	0,9	0,5
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	4,3	3,8
Wertminderungen auf Nutzungsrechte	0,3	
Zinsergebnis		
Zinsaufwendungen	3,7	4,4

Leasing in der Bilanz

in Mio. Euro	31.12.2023	31.12.2022
Aktiva		
Langfristiges Vermögen (Nutzungsrechte)		
Grundstücke und Bauten	298,3	307,2
Technische Anlagen und Maschinen	8,6	5,3
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	11,6	9,0
Gesamt	318,5	321,5
Passiva		
Langfristige Schulden		
Leasingverbindlichkeiten	285,2	298,0
Kurzfristige Schulden		
Leasingverbindlichkeiten	46,6	33,4
Gesamt	331,8	331,4

Im Geschäftsjahr 2023 betrugen die laufenden Zugänge innerhalb der Nutzungsrechte 43,2 Mio. Euro (Vorjahr: 37,4 Mio. Euro). Diese resultieren insbesondere aus dem Abschluss bzw. der Verlängerung von neuen Immobilienmietverträgen in Höhe von 31,5 Mio. Euro (Vorjahr: 31,9 Mio. Euro).

Der EWE-Konzern mietet im Bereich Grundstücke und Bauten vor allem Verwaltungsgebäude, Kundenzentren sowie Pachtflächen für Windenergieanlagen. Im Bereich Betriebs- und Geschäftsausstattung handelt es sich im Wesentlichen um Fahrzeugleasing. Langfristige Leasingverhältnisse bestehen insbesondere bei Grundstücken im Zusammenhang mit Windenergieanlagen. Die benötigten Flächen werden entsprechend der Nutzungsduer der Windenergieanlagen (in der Regel 25 Jahre) gepachtet. Daneben bestehen weitere langfristige Leasingverträge bei Immobilien. Die Leasingvertragskonditionen werden individuell ausgehandelt und weisen unterschiedliche Konditionen auf. Bei Bürogebäuden werden die Leasingzahlungen in regelmäßigen Abständen, an Preisindizes orientiert, angepasst.

Die folgende Tabelle zeigt die gesamten Zahlungsmittelabflüsse für Leasingverhältnisse:

in Mio. Euro	2023	2022
Tilgung von Leasingverbindlichkeiten	39,4	34,3
Zinsaufwendungen für Leasingverbindlichkeiten	3,7	4,4
Aufwand für variable Leasingzahlungen, die nicht in die Bewertung von Leasingverbindlichkeiten einbezogen wurden	5,6	11,6
Aufwand für Leasingverhältnisse über einen Vermögenswert von geringem Wert	2,2	1,7
Aufwand für kurzfristige Leasingverhältnisse	0,7	0,3
Gesamte Zahlungsmittelabflüsse für Leasingverhältnisse	51,6	52,3

Der EWE-Konzern hat bei der Anmietung von Grundstücken für Windenergieanlagen mehrere Verträge mit teilweise variablen Leasingzahlungen abgeschlossen, deren Höhe sich nach dem jeweiligen Windertrag der Windenergieanlage richtet. Die Bedingungen der Verträge wurden derart ausgehandelt, dass die erlösabhängigen Leasingzahlungen im selben Verhältnis wie der Windertrag schwanken. Eine Unterschreitung der Mindestleasingzahlung erfolgt nicht. Im Berichtsjahr wurden für diese Art von Verträgen variable Leasingzahlungen sowie Mindestleasingzahlungen in Höhe von 23,7 Mio. Euro (Vorjahr: 26,3 Mio. Euro) gezahlt, wovon 23,2 Prozent (Vorjahr: 43,9 Prozent) variable Zahlungen darstellen.

Zum Bilanzstichtag ergeben sich mögliche künftige Mittelabflüsse in Höhe von 73,5 Mio. Euro (Vorjahr: 69,4 Mio. Euro), die aufgrund fehlender hinreichender Sicherheit nicht in die Leasingverbindlichkeiten einbezogen wurden. Im Wesentlichen handelt es sich hierbei mit 73,3 Mio. Euro (Vorjahr: 69,3 Mio. Euro) um mögliche zukünftige Mittelabflüsse, da die Ausübung von Kündigungs- bzw. Verlängerungsoptionen nicht hinreichend sicher ist. Der Aufwand für künftig zu zahlende Leasingverpflichtungen in Bezug auf kurzfristige Leasingverhältnisse beläuft sich auf 0,0 Mio. Euro (Vorjahr: 0,4 Mio. Euro).

EWE als Leasinggeber

Operating-Leasingverhältnisse

Die Operating-Leasingverhältnisse beinhalten die Vermietung von Immobilien sowie Anlagencontracting. Die künftigen Mindestleasingzahlungen aus unkündbaren Operating-Leasingverhältnissen betragen:

in Mio. Euro	31.12.2023	31.12.2022
bis zu einem Jahr	42,8	38,9
zwischen einem und zwei Jahren	30,6	38,3
zwischen zwei und drei Jahren	30,2	29,2
zwischen drei und vier Jahren	29,9	29,1
zwischen vier und fünf Jahren	29,7	28,9
mehr als fünf Jahre	206,1	218,8
Gesamt	369,3	383,2

Finanzierungsleasingverhältnisse

Die Forderungen aus Finanzierungsleasing resultieren im Wesentlichen aus Geschäften im Bereich des Wärmecontractings.

Es gibt keine nicht garantierten Restvermögenswerte.

Die Nominal- und Barwerte der ausstehenden Leasingzahlungen weisen die folgenden Fälligkeiten auf:

in Mio. Euro	Bruttoinvestition in Leasingverhältnisse		Noch nicht realisierter Zinsertrag		Nettoinvestition in Leasingverhältnisse	
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
bis zu einem Jahr	15,1	14,0	3,0	2,2	12,1	11,8
zwischen einem und zwei Jahren	14,3	13,1	2,7	1,9	11,6	11,2
zwischen zwei und drei Jahren	13,4	12,3	2,4	1,7	11,0	10,6
zwischen drei und vier Jahren	12,5	11,3	2,1	1,4	10,4	9,9
zwischen vier und fünf Jahren	11,7	10,4	1,8	1,2	9,9	9,2
mehr als fünf Jahre	66,5	57,9	6,7	4,3	59,8	53,6
Gesamt	133,5	119,0	18,7	12,7	114,8	106,3

20. Als Finanzinvestition gehaltene Immobilien

Die als Finanzinvestition gehaltenen Immobilien haben sich wie folgt entwickelt:

in Mio. Euro	2023	2022
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten		
Stand: 01.01.	11,3	12,6
Abgänge		-1,3
Stand: 31.12.	11,3	11,3
Kumulierte Abschreibungen		
Stand: 01.01.	7,7	8,7
Planmäßige Abschreibungen	0,2	0,2
Abgänge		-1,2
Stand: 31.12.	7,9	7,7
Buchwerte		
Stand: 31.12.	3,4	3,6

Das Ergebnis aus Finanzinvestitionen setzt sich wie folgt zusammen:

in Mio. Euro	2023	2022
Mieterträge aus als Finanzinvestition gehaltenen Immobilien	0,9	1,0
Betriebliche Aufwendungen (einschließlich Reparaturen und Instandhaltung), mit denen Mieterträge erzielt werden	0,4	0,5
Ergebnis aus Finanzinvestitionen	0,5	0,5

Im EWE-Konzern bestehen keine Beschränkungen hinsichtlich der Veräußerbarkeit von als Finanzinvestition gehaltenen Immobilien und keine vertraglichen Verpflichtungen, als Finanzinvestition gehaltene Immobilien zu kaufen, zu erstellen oder zu entwickeln. Es bestehen ferner keine vertraglichen Verpflichtungen zu Reparaturen, Instandhaltungsmaßnahmen oder Verbesserungen.

Der beizulegende Zeitwert der Immobilien, die als Finanzinvestition gehaltene Immobilien zu klassifizieren sind, beträgt zum Bilanzstichtag 8,9 Mio. Euro (Vorjahr: 8,3 Mio. Euro).

21. Nach der Equity-Methode bilanzierte Finanzanlagen

Die Anteile an nach der Equity-Methode bewerteten Unternehmen haben sich wie folgt entwickelt:

in Mio. Euro	2023	2022
Stand: 01.01.	282,9	218,4
Konzernanteil am Ergebnis	-47,0	34,1
Vereinnahmte Gewinnausschüttungen	-5,9	-5,4
Zugang	19,2	6,7
Abgang	-7,4	-5,6
Erfolgsneutrale Veränderungen	-6,1	30,6
Wertaufholungen		1,4
Wertminderungen	-13,8	
Umklassifizierung		2,7
Stand: 31.12.	221,9	282,9

Die Zugänge betreffen wie im Vorjahr Kapitalerhöhungen der Gesellschaften. Im Berichtsjahr entfallen diese im Wesentlichen auf die htp GmbH, Hannover (im Vorjahr im Wesentlichen auf die Gemeinschaftskraftwerk Bremen GmbH & Co. KG, Bremen).

Die Veränderungen im Konsolidierungskreis stehen ausschließlich im Zusammenhang mit der Gründung von Gemeinschaftsunternehmen im Bereich Elektromobilität.

Die Wertaufholungen auf at-equity bilanzierte Finanzanlagen entfiel im Vorjahr auf die DOTI Deutsche Offshore-Testfeld- und Infrastruktur-GmbH & Co. KG, Oldenburg. (Segment Erneuerbare Energien).

Die Wertminderungen auf at-equity bilanzierte Finanzanlagen betreffen im Wesentlichen die htp GmbH, Hannover (Segment Markt).

Zum 31. Dezember 2023 beläuft sich der nicht angesetzte Teil des Verlustes an nach der Equity-Methode bewerteten Unternehmen kumuliert auf -1,3 Mio. Euro (Vorjahr: -6,7 Mio. Euro). Hiervon entfallen 5,4 Mio. Euro (Vorjahr: 2,8 Mio. Euro) auf die Berichtsperiode.

In der nachfolgenden Tabelle sind die zusammengefassten Finanzinformationen über die nach der Equity-Methode bewerteten Unternehmen, die alle nicht börsennotiert sind, dargestellt. Dabei werden die Kennzahlen nicht entsprechend dem der EWE AG zustehenden Anteil, sondern in voller Höhe ausgewiesen.

Assoziierte Unternehmen

31.12.2023 in Mio. Euro	DOTI Deutsche Offshore- Testfeld- und Infrastruktur	htp	Trianel Wind- kraftwerk Borkum II	Sonstige assoziierte Unternehmen
Bilanz				
Langfristige Vermögenswerte	22,2	225,8	703,4	382,3
Kurzfristige Vermögenswerte	46,4	13,1	125,4	111,6
davon Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	39,3	1,7	20,6	51,6
Langfristige Schulden	35,8	108,0	660,3	286,3
davon finanzielle Schulden gemäß IFRS 12.B13 (c)		108,0	639,4	245,7
Kurzfristige Schulden	6,4	19,8	100,7	60,0
davon finanzielle Schulden gemäß IFRS 12.B13 (b)		5,0	67,3	28,2
Bilanzsumme	68,6	238,9	828,8	493,9
Eigenkapital	26,4	111,1	67,8	147,6
At-equity-Ansatz	9,0	42,9	29,6	54,4
Geschäfts- oder Firmenwert				
Gewinn- und Verlustrechnung				
Umsatzerlöse	18,9	85,6	64,1	60,5
Abschreibungen	-52,9	-12,1	-51,0	-21,3
Zinserträge	1,2		3,0	0,1
Zinsaufwendungen	-0,9	-1,7	-32,8	-6,9
Steuerergebnis	5,7	-0,2	-9,6	-0,9
Ergebnis	-50,4	0,3	-39,1	32,1
Konzernanteil am Ergebnis	-23,9	0,1	-14,8	7,4
Vereinnahmte Gewinnausschüttungen				1,5

Assoziierte Unternehmen

31.12.2022 in Mio. Euro	DOTI Deutsche Offshore- Testfeld- und Infrastruktur	htp	Trianel Wind- kraftwerk Borkum II	Sonstige assoziierte Unternehmen
Bilanz				
Langfristige Vermögenswerte	72,4	180,2	767,9	321,4
Kurzfristige Vermögenswerte	49,7	12,1	163,0	74,2
davon Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	39,1	1,5	27,6	54,9
Langfristige Schulden	39,7	68,0	720,7	193,3
davon finanzielle Schulden gemäß IFRS 12.B13 (c)		68,0	702,0	156,2
Kurzfristige Schulden	5,5	38,5	88,5	89,0
davon finanzielle Schulden gemäß IFRS 12.B13 (b)		7,0	43,0	81,7
Bilanzsumme	122,1	192,3	930,9	395,6
Eigenkapital	76,9	85,8	121,7	113,3
At-equity-Ansatz	34,0	42,9	50,0	46,2
Geschäfts- oder Firmenwert		10,1		
Gewinn- und Verlustrechnung				
Umsatzerlöse	35,6	85,6	102,9	49,4
Abschreibungen	-8,2	-11,3	-32,5	-21,3
Zinserträge	0,1		0,3	0,2
Zinsaufwendungen		-1,0	-28,6	-4,4
Steuerergebnis	-3,2	-0,6	12,2	10,5
Ergebnis	17,8	0,6	9,2	21,2
Konzernanteil am Ergebnis	8,5	0,3	3,3	5,2
Vereinnahmte Gewinnausschüttungen				0,9

Gemeinschaftsunternehmen

31.12.2023 in Mio. Euro	Gemein- schafts- kraftwerk Bremen	Glasfaser NordWest	Hansewasser Ver- und Entsorgung	Sonstige Gemein- schafts- unternehmen
Bilanz				
Langfristige Vermögenswerte	301,0	906,1	72,4	137,2
Kurzfristige Vermögenswerte	40,7	63,6	22,5	40,2
davon Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	28,8	2,4		27,0
Langfristige Schulden	253,2	706,9	53,6	135,4
davon finanzielle Schulden gemäß IFRS 12.B13 (c)	219,8	706,9	29,6	41,9
Kurzfristige Schulden	19,6	209,4	11,8	20,3
davon finanzielle Schulden gemäß IFRS 12.B13 (b)		7,5	5,6	8,0
Bilanzsumme	341,7	969,7	94,9	177,4
Eigenkapital	68,9	53,4	29,5	21,7
At-equity-Ansatz	35,8	26,7	15,1	8,4
Geschäfts- oder Firmenwert				3,4
Gewinn- und Verlustrechnung				
Umsatzerlöse	52,5	25,1	99,6	46,3
Abschreibungen	-16,6	-15,0	-0,6	-1,8
Zinserträge		3,9	0,3	0,3
Zinsaufwendungen	-13,2	-34,6	-1,8	-1,7
Steuerergebnis	-3,0	10,1	-5,7	-0,4
Ergebnis	1,7	-40,5	7,2	-1,8
Konzernanteil am Ergebnis	0,9	-20,2	3,6	-0,1
Vereinnahmte Gewinnausschüttungen			4,4	

Gemeinschaftsunternehmen

31.12.2022 in Mio. Euro	Gemein- schafts- kraftwerk Bremen	Hansewasser Glasfaser NordWest	Ver- und Entsorgung	Sonstige Gemein- schafts- unternehmen
Bilanz				
Langfristige Vermögenswerte	313,5	550,7	65,1	104,2
Kurzfristige Vermögenswerte	52,5	66,6	18,1	22,6
davon Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	25,7	28,6	0,1	9,8
Langfristige Schulden	263,8	413,4	41,5	81,5
davon finanzielle Schulden gemäß IFRS 12.B13 (c)	237,4	400,6	35,0	78,1
Kurzfristige Schulden	33,3	110,0	10,8	21,4
davon finanzielle Schulden gemäß IFRS 12.B13 (b)	5,8		0,5	2,9
Bilanzsumme	366,0	617,3	83,2	126,8
Eigenkapital	68,9	93,9	30,9	23,9
At-equity-Ansatz	35,7	47,0	15,8	11,3
Geschäfts- oder Firmenwert				3,4
Gewinn- und Verlustrechnung				
Umsatzerlöse	194,0	10,3	4,8	33,6
Abschreibungen	-16,4	-5,3	-0,1	-1,6
Zinserträge		0,1		
Zinsaufwendungen	-12,7	-7,0	-0,8	-0,9
Steuerergebnis	-2,9	-5,0		-0,6
Ergebnis	1,6	19,8	8,8	0,7
Konzernanteil am Ergebnis	0,8	9,9	4,5	1,6
Vereinnahmte Gewinnausschüttungen			4,1	0,4

22. Sonstige langfristige finanzielle Vermögenswerte

in Mio. Euro	31.12.2023	31.12.2022
Ausleihungen	344,4	315,3
Derivate	241,0	1.304,0
Anteile	206,4	231,8
Finanzierungsleasing	99,5	91,2
Übrige	8,7	6,9
Gesamt	900,0	1.949,2

Die zu fortgeführten Anschaffungskosten bilanzierten sonstigen langfristigen finanziellen Vermögenswerte sowie die Forderungen aus Finanzierungsleasing haben sich wie folgt entwickelt:

in Mio. Euro	Stufe 1 12-Monats-ECL (Expected Credit Loss)	Stufe 2 Gesamt- Laufzeit-ECL (nicht wert- gemindert)	Stufe 3 Gesamt- Laufzeit-ECL (wert- gemindert)	Gesamt
Bruttobuchwert				
Stand: 01.01.2023	317,1	100,1		417,2
Veränderung Konsolidierungskreis	-15,3			-15,3
Zugang / Abgang (netto)	248,4	10,7	1,2	260,3
Umbuchungen	-1,3	0,3		-1,0
Saldierungen	-203,1			-203,1
Aufzinsung / Abzinsung		0,5		0,5
Stand: 31.12.2023	345,8	111,6	1,2	458,6
Wertberichtigung				
Stand: 01.01.2023	-0,6	-3,2		-3,8
Zuführung / Auflösung (netto)	-0,8	-0,2	-1,2	-2,2
Stand: 31.12.2023	-1,4	-3,4	-1,2	-6,0
Nettobuchwert				
Stand: 31.12.2023	344,4	108,2		452,6

	in Mio. Euro	Stufe 1 12-Monats-ECL (Expected)	Gesamt- Laufzeit-ECL (nicht wert- gemindert)	Stufe 2	Gesamt Gesamt
Bruttobuchwert					
Stand: 01.01.2022		241,1	98,6	339,7	
Veränderung Konsolidierungskreis		-3,0			-3,0
Zugang / Abgang (netto)		90,0	2,3		92,3
Ausbuchung / ergebniswirksame Abschreibungen (write-offs)		-0,1			-0,1
Umbuchungen		-1,0	-0,1		-1,1
Saldierungen		-9,9			-9,9
Aufzinsung / Abzinsung			-0,7		-0,7
Stand: 31.12.2022		317,1	100,1	417,2	
Wertberichtigung					
Stand: 01.01.2022		-0,8	-3,7	-4,5	
Zuführung / Auflösung (netto)		0,3	0,4		0,7
Umbuchungen		-0,1	0,1		
Stand: 31.12.2022		-0,6	-3,2	-3,8	
Nettobuchwert					
Stand: 31.12.2022		316,5	96,9	413,4	

23. Vorräte

	in Mio. Euro	31.12.2023	31.12.2022
Gasvorräte		515,6	620,6
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe		97,8	68,0
Unfertige Erzeugnisse und Leistungen		85,2	60,2
Fertige Erzeugnisse und Waren		15,6	20,3
Leasinggegenstände vor Vertragsbeginn		3,9	6,4
Geleistete Anzahlungen		2,4	3,7
Gesamt		720,5	779,2

Die Vorräte beinhalten Wertminderungen in Höhe von 70,8 Mio. Euro (Vorjahr: 5,4 Mio. Euro). Als Wertaufholungen sind 0,2 Mio. Euro (Vorjahr: 0,0 Mio. Euro) erfasst worden. In Höhe von 40,8 Mio. Euro (Vorjahr: 36,7 Mio. Euro) sind Vorräte als Aufwand erfasst worden. Der Buchwert der zum beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten angesetzten Vorräte beträgt 71,5 Mio. Euro (Vorjahr: 62,1 Mio. Euro). Verfügungsbeschränkungen oder andere Belastungen liegen nicht vor.

24. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen

Die Buchwerte und Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen haben sich wie folgt entwickelt:

in Mio. Euro	Stufe 2	Stufe 3	Gesamt
	Gesamt- Laufzeit-ECL (nicht wert- gemindert)	Gesamt- Laufzeit-ECL (wert- gemindert)	
Bruttobuchwert			
Stand: 01.01.2023	2.084,0	48,7	2.132,7
Veränderung Konsolidierungskreis	-2,6		-2,6
Zugang / Abgang (netto)	376,0	1,3	377,3
Ausbuchung / ergebniswirksame Abschreibungen (write-offs)	-10,1	-10,3	-20,4
Transfer in Stufe 2	-0,1	0,1	
Transfer in Stufe 3	-21,2	21,2	
Saldierungen	-67,9		-67,9
Währungsanpassungen	1,4	0,2	1,6
Stand: 31.12.2023	2.359,5	61,2	2.420,7
Wertberichtigung			
Stand: 01.01.2023	-2,6	-44,0	-46,6
Zuführung / Auflösung (netto)	-1,9	-13,8	-15,7
Währungsanpassungen		-0,1	-0,1
Stand: 31.12.2023	-4,5	-57,9	-62,4
Nettobuchwert			
Stand: 31.12.2023	2.355,0	3,3	2.358,3

	Stufe 2 Gesamt- Laufzeit-ECL (nicht wert- gemindert)	Stufe 3 Gesamt- Laufzeit-ECL (wert- gemindert)	Gesamt
in Mio. Euro			
Bruttobuchwert			
Stand: 01.01.2022	1.413,1	22,1	1.435,2
Veränderung Konsolidierungskreis	0,5		0,5
Zugang / Abgang (netto)	569,3	1,4	570,7
Ausbuchung / ergebniswirksame Abschreibungen (write-offs)	-5,2	-9,5	-14,7
Transfer in Stufe 3	-35,0	35,0	
Umbuchungen	1,2	-0,3	0,9
Saldierungen	140,3		140,3
Währungsanpassungen	-0,2		-0,2
Stand: 31.12.2022	2.084,0	48,7	2.132,7
Wertberichtigung			
Stand: 01.01.2022	-15,1	-20,5	-35,6
Zuführung / Auflösung (netto)	0,8	-13,0	-12,2
Transfer in Stufe 3	11,0	-11,0	
Umbuchungen	0,7	0,5	1,2
Stand: 31.12.2022	-2,6	-44,0	-46,6
Nettobuchwert			
Stand: 31.12.2022	2.081,4	4,7	2.086,1

Erfolgswirksame Veränderungen der Wertberichtigungen werden unter der Position „Wertminderungsaufwendungen/-erträge gemäß IFRS 9.5.5“ (Tz. 12) ausgewiesen.

25. Sonstige kurzfristige finanzielle Vermögenswerte

in Mio. Euro	31.12.2023	31.12.2022
Derivate	1.234,3	3.322,6
Geleistete Barsicherheiten (Energiehandel)	279,2	837,4
Ausleihungen	29,4	27,2
Finanzierungsleasing	12,2	11,4
Cash Pool	11,7	7,2
Wertpapiere	3,5	303,6
Übrige sonstige finanzielle Vermögenswerte	72,4	61,0
Gesamt	1.642,7	4.570,4

In den geleisteten Barsicherheiten werden im Wesentlichen Beträge aus dem Energiehandel (Initial Margins) ausgewiesen. Bei den Wertpapieren handelt es sich im Vorjahr im Wesentlichen um ein Investment in einen Geldmarktfonds, der in festverzinsliche Anleihen investiert.

Die zu fortgeführten Anschaffungskosten bilanzierten sonstigen finanziellen Vermögenswerte sowie die Forderungen aus Finanzierungsleasing haben sich wie folgt entwickelt:

in Mio. Euro	Stufe 1	Gesamt- Laufzeit-ECL (Expected Credit Loss)	Stufe 2	Gesamt
Bruttobuchwert				
Stand: 01.01.2023	932,3	12,7	12,7	945,0
Veränderung Konsolidierungskreis	0,1	-0,1		
Zugang / Abgang (netto)	-2.411,9	0,8	-2.411,1	
Umbuchungen	-0,3	0,1	-0,2	
Saldierungen	1.872,1		1.872,1	
Aufzinsung / Abzinsung	0,1		0,1	
Stand: 31.12.2023	392,4	13,5	13,5	405,9
Wertberichtigung				
Stand: 01.01.2023	-0,3	-0,5	-0,5	-0,8
Zuführung / Auflösung (netto)		-0,2	-0,2	
Stand: 31.12.2023	-0,3	-0,7	-0,7	-1,0
Nettobuchwert				
Stand: 31.12.2023	392,1	12,8	12,8	404,9

	in Mio. Euro	Stufe 1 12-Monats-ECL (Expected Credit Loss)	Stufe 2 Laufzeit-ECL (nicht wert-gemindert)	Gesamt Gesamt
Bruttobuchwert				
Stand: 01.01.2022		1.563,2	12,0	1.575,2
Zugang / Abgang (netto)		1.541,6	0,5	1.542,1
Umbuchungen		-5,3	0,2	-5,1
Saldierungen		-2.167,3		-2.167,3
Aufzinsung / Abzinsung		0,1		0,1
Stand: 31.12.2022		932,3	12,7	945,0
Wertberichtigung				
Stand: 01.01.2022		-0,5	-0,9	-1,4
Zuführung / Auflösung (netto)		0,4	0,2	0,6
Umbuchungen		-0,2	0,2	
Stand: 31.12.2022		-0,3	-0,5	-0,8
Nettobuchwert				
Stand: 31.12.2022		932,0	12,2	944,2

26. Sonstige kurzfristige nichtfinanzielle Vermögenswerte

	in Mio. Euro	31.12.2023	31.12.2022
Emissionsrechte		156,6	157,7
Umsatzsteuer		34,6	5,4
Geleistete Anzahlungen		24,1	13,0
Vertragliche Vermögenswerte		21,2	17,6
Kundengewinnungskosten		20,8	25,3
Übrige sonstige nichtfinanzielle Vermögenswerte		122,0	63,4
Gesamt		379,3	282,4

27. Liquide Mittel

Die liquiden Mittel haben sich wie folgt entwickelt:

in Mio. Euro	Stufe 1 12-Monats-ECL (Expected)	Stufe 2 Laufzeit-ECL (nicht wert- gemindert)	Gesamt
Bruttbuchwert			
Stand: 01.01.2023	1.369,1	5,7	1.374,8
Veränderung Konsolidierungskreis	4,3	-2,7	1,6
Zugang / Abgang (netto)	-843,0	-1,1	-844,1
Umbuchung in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	-3,8		-3,8
Währungsanpassungen	2,0		2,0
Stand: 31.12.2023	528,6	1,9	530,5
Wertberichtigung			
Stand: 01.01.2023	-0,5		-0,5
Zuführung / Auflösung (netto)	0,4		0,4
Stand: 31.12.2023	-0,1		-0,1
Nettobuchwert			
Stand: 31.12.2023	528,5	1,9	530,4

in Mio. Euro	12-Monats-ECL	(Expected Credit Loss)	Stufe 2 Laufzeit-ECL (nicht wert-gemindert)	Gesamt
	Stufe 1	Gesamt-		
Bruttobuchwert				
Stand: 01.01.2022	1.016,0	6,4	1.022,4	
Veränderung Konsolidierungskreis	4,1		4,1	
Zugang / Abgang (netto)	349,2	-0,7	348,5	
Währungsanpassungen	-0,2		-0,2	
Stand: 31.12.2022	1.369,1	5,7	1.374,8	
Wertberichtigung				
Stand: 01.01.2022	-0,2	-0,1	-0,3	
Zuführung / Auflösung (netto)	-0,2		-0,2	
Umbuchungen	-0,1	0,1		
Stand: 31.12.2022	-0,5		-0,5	
Nettobuchwert				
Stand: 31.12.2022	1.368,6	5,7	1.374,3	

28. Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte

Ende 2023 hat ALTERRIC eine Vereinbarung über den Verkauf der vollkonsolidierten Anteile an der Gabrielsberget Nord Vind AB, Malmö, Schweden, geschlossen. Das zur Veräußerung stehende Unternehmen betreibt einen Windpark. Die Bewertung erfolgte zum Buchwert.

Die Vermögenswerte sind dem Segment Erneuerbare Energien zugeordnet. Der Abschluss des Verkaufs ist im ersten Quartal 2024 erfolgt.

Die Schulden, die in Verbindung mit den zur Veräußerung gehaltenen langfristigen Vermögenswerten stehen, werden als gesonderter Posten auf der Passivseite ausgewiesen.

29. Eigenkapital

Das Gezeichnete Kapital der EWE AG in Höhe von 242.988 Tsd. Euro (Vorjahr: 242.988 Tsd. Euro) ist in 242.988 Namensaktien (Vorjahr: 242.988 Namensaktien) zu je 1.000 Euro zerlegt und wurde vollständig eingezahlt.

in Tsd. Euro	31.12.2023	in %
Weser-Ems-Energiebeteiligungen GmbH, Oldenburg	143.358	59
Energieverband Elbe-Weser Beteiligungsholding GmbH, Oldenburg	36.453	15
Ems Weser Elbe Infrastruktur Beteiligungsgesellschaft mbH (1), Düsseldorf (ARDIAN)	63.177	26
Summe ausgegebener Aktien	242.988	100

Die Kapitalrücklage enthält im Wesentlichen frei verfügbare Rücklagen nach § 272 Abs. 2 Nr. 4 HGB.

Die Anteile ohne beherrschenden Einfluss beinhalten im Wesentlichen wie im Vorjahr den Anteilsbesitz Dritter an der Alterric GmbH, Aurich, und der EWE NETZ GmbH, Oldenburg.

Bilanzgewinn der EWE AG

Der Vorstand schlägt der Hauptversammlung vor, aus dem Bilanzgewinn der EWE AG eine Dividende in Höhe von 259.997.160,00 Euro an die Gesellschafter auszuschütten. Dies entspricht einer Ausschüttung in Höhe von 1.070,00 Euro je dividendenberechtigter Aktie.

30. Bauzuschüsse

in Mio. Euro	31.12.2023		31.12.2022	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Bauzuschüsse	730,2	49,9	686,9	49,2

Die Bauzuschüsse werden über die Nutzungsdauer der bezuschussten Vermögenswerte ertragswirksam aufgelöst.

31. Rückstellungen

in Mio. Euro	31.12.2023			31.12.2022		
	Langfristig	Kurzfristig	Gesamt	Langfristig	Kurzfristig	Gesamt
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	1.429,5		1.429,5	1.353,1		1.353,1
Sonstige Rückstellungen						
Personalbereich	33,8	8,9	42,7	31,9	2,5	34,4
Rekultivierung, Rückbau und Entfernung	607,5	3,4	610,9	583,2	8,5	591,7
Drohende Verluste	23,7	15,3	39,0	418,9	212,4	631,3
Übrige	43,1	125,6	168,7	29,2	112,9	142,1
Gesamt	2.137,6	153,2	2.290,8	2.416,3	336,3	2.752,6

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Der EWE-Konzern gewährt sowohl arbeitgeberfinanzierte als auch über Bruttoentgeltumwandlungen der Arbeitnehmer finanzierte Leistungen der betrieblichen Altersversorgung. Derzeit sind ausschließlich wertpapiergebundene Direktzusagen für Neueintritte geöffnet. Frühere leistungsorientierte Pensionszusagen wurden mit Einführung der fondsgebundenen Direktzusage im EWE-Teilkonzern in 2007 sowie mit Einführung des ZVV III im swb-Teilkonzern in 2016 geschlossen bzw. abgelöst. Die Pensionspläne des EWE-Konzerns an seine Mitarbeiter entsprechen nach IAS 19 der Definition leistungsorientierter Pläne für Leistungen nach Beendigung des Arbeitsverhältnisses.

Die wertpapiergebundenen Zusagen werden über Contractual Trust Arrangements (CTA), dem EWE-Treuhandverein e.V. und dem swb Treuhandverein e.V., finanziert. Hierbei richtet sich die Leistung an die Arbeitnehmer und ihre Hinterbliebenen im Wesentlichen nach dem Anlageergebnis der Kapitalanlage, soweit dieses die zugesagten Garantieleistungen übersteigt. Die Begünstigten können bei Eintritt des Versorgungsfalles zwischen Kapital- und Rentenleistungen wählen, wobei sich die Höhe der Rente nach den Bedingungen bei Eintritt des Versorgungsfalles richtet. Die CTA sind gegenüber den Treugebern unabhängig, ihr oberstes Organ ist die jeweils paritätisch besetzte Mitgliederversammlung. Die Vorstände der CTA verwalten die übertragenen Sicherungsgüter nach den Maßgaben der Sicherungstreuhandverträge sowie den von EWE bzw. swb vorgegebenen Anlagerichtlinien. Soweit der Barwert der Garantieleistung den Marktwert des Planvermögens übersteigt, wird nach IAS 19 eine Verpflichtung (Defined Benefit Liability) ausgewiesen. Da sich die Garantieleistung im Wesentlichen aus der Nominalwertgarantie der Versorgungsaufwendungen bzw. zusätzlich aus einer Garantieverzinsung in Höhe des höchstzulässigen Rechnungszinses aus der Deckungsrückstellungsverordnung ergibt, wird erreicht, dass der jährliche Dienstzeitaufwand im Wesentlichen der Summe der Versorgungsaufwendungen entspricht, sodass diese Pläne im Ergebnis materiell weitgehend wie beitragsorientierte Versorgungspläne behandelt werden.

Im Fall der geschlossenen leistungsorientierten Pläne trägt der Arbeitgeber hingegen sowohl volumnfähiglich das Finanzierungsrisiko als auch die biometrischen Risiken wie Langlebigkeit und Risiken vorzeitiger Versorgungsfälle. Bei diesen geschlossenen Plänen handelt es sich im Wesentlichen um endgehaltsbezogene Zusagen, bei denen der Arbeitgeber den Mitarbeitern in Abhängigkeit ihrer Betriebszugehörigkeiten bis zu einem Höchstsatz einen Prozentsatz ihres letzten Festgehaltes als monatlich laufende Rentenleistung gewährt. Teilweise werden auf diese Leistungen Rentenansprüche aus der gesetzlichen Rentenversicherung angerechnet.

Die Verpflichtungen umfassen sowohl solche aus bereits laufenden Pensionen als auch aus Anwartschaften auf künftig zu zahlende Pensionen.

Die Bilanzgrößen für die leistungs- und beitragsorientierten Pensionszusagen stellen sich wie folgt dar:

in Mio. Euro	31.12.2023	31.12.2022
Barwert der über den EWE- / swb Treuhandverein finanzierten Verpflichtungen	223,6	181,3
Marktwert des Planvermögens (EWE- / swb Treuhandverein)	-222,4	-179,6
Barwert der nicht über den EWE- / swb Treuhandverein finanzierten Verpflichtungen	1.428,3	1.351,4
Bilanzwert	1.429,5	1.353,1

Die folgenden Beträge wurden in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst:

in Mio. Euro	2023	2022
Laufender Dienstzeitaufwand	34,7	42,4
Nettozinsaufwand	47,3	18,5
Gesamt	82,0	60,9

Der Barwert der Verpflichtung hat sich wie folgt entwickelt:

in Mio. Euro	2023	2022
Barwert zu Beginn des Jahres	1.532,7	2.070,8
Laufender Dienstzeitaufwand	34,7	42,4
Zinsaufwand	54,0	20,3
Erfolgsneutral erfasste versicherungsmathematische (Gewinne) / Verluste	105,7	-527,4
davon demografische Annahmenänderungen		-13,3
davon finanzielle Annahmenänderungen	73,4	-543,4
Geleistete Rentenzahlungen	-75,0	-73,4
Zugang (Abgang) Konsolidierungskreis	-0,2	
Barwert zum Bilanzstichtag	1.651,9	1.532,7

Die Entwicklung des Planvermögens stellt sich wie folgt dar:

in Mio. Euro	2023	2022
Marktwert zu Beginn des Jahres	179,6	175,7
Zinsertrag	6,7	1,8
Erfolgsneutrale Gewinne / (Verluste) aus Planvermögen, die nicht im Nettozinsergebnis enthalten sind	14,1	-20,2
Arbeitgeberbeiträge	24,6	23,8
Erstattungen	-2,5	-1,5
Zugang (Abgang) Konsolidierungskreis	-0,1	
Marktwert zum Bilanzstichtag	222,4	179,6

Seit der Umstellung der Kapitalanlage im Mai 2022 wird das EWE-Treuhandvermögen in den EWE Spezial-AIF (Alternativer Investmentfonds) investiert, mit dem Ziel der besseren Risikosteuerung durch EWE unter Beibehaltung einer Lebenszyklusstrategie. Das EWE-Treuhandvermögen setzt sich zusammen aus 61 Prozent Aktien (Vorjahr: 62 Prozent), 32 Prozent festverzinslichen Wertpapieren (Vorjahr: 31 Prozent) und 7 Prozent Kassenvermögen (Vorjahr: 7 Prozent). Der swb Treuhandverein e.V. wurde mit Einführung des ZVV III im Dezember 2016 gegründet. Zur Finanzierung der Verpflichtungen wurde der swb Spezial-AIF aufgesetzt, der in verschiedene Subfonds, bestehend aus Aktien- und Rentenfonds, investiert. Sein Treuhandvermögen setzt sich zum 31. Dezember 2023 aus 50 Prozent Aktien (Vorjahr: 50 Prozent) und 50 Prozent festverzinslichen Wertpapieren (Vorjahr: 50 Prozent) zusammen.

Der Bilanzwert der Verpflichtung hat sich wie folgt entwickelt:

in Mio. Euro	2023	2022
Bilanzwert zu Beginn des Jahres	1.353,1	1.895,1
In der Gewinn- und Verlustrechnung erfasster (Ertrag) / Aufwand	82,0	60,9
Rentenzahlungen aus Firmenvermögen und Beiträge an den EWE- / swb Treuhandverein	-97,1	-95,7
Versicherungsmathematische (Gewinne) / Verluste	91,6	-507,2
Zugang (Abgang) Konsolidierungskreis	-0,1	
Bilanzwert am Ende des Jahres	1.429,5	1.353,1

Sämtliche versicherungsmathematischen Gewinne und Verluste in Höhe von 91,6 Mio. Euro (Vorjahr: -507,2 Mio. Euro) wurden im Sonstigen Ergebnis erfasst.

Den unter Verwendung der Heubeck-Richttafeln 2018 G mit einer Absenkung der Invalidisierungswahrscheinlichkeiten auf 40 Prozent berechneten Pensionsverpflichtungen lagen die folgenden wesentlichen versicherungsmathematischen Annahmen zugrunde:

Rechnungsannahmen / Parameter (in Prozent)	31.12.2023	31.12.2022
Abzinsungssatz	3,20	3,60
Zinssatz für Planvermögen	3,20	3,60
Zukünftige Gehaltssteigerungen	2,50	2,50
Zukünftige Rentensteigerungen	2,25	2,25
Fluktuationsrate	1,00	1,00

Neben der langfristigen Inflationsannahme von 2,25 Prozent p.a. wurde auch der auf Grund der kurzfristig höheren Inflationsraten aufgelaufene Rentenanpassungsbedarf berücksichtigt. Abweichend von den oben genannten Annahmen basieren die zum aktuellen Bilanzstichtag ermittelten Pensionsverpflichtungen innerhalb des swb-Teilbereichs auf einem fest zugesagten Rententrend in Höhe von 0,75 Prozent p.a. (Vorjahr: 0,75 Prozent p.a.), einem Gehaltstrend in Höhe von 2,50 Prozent p.a. (Vorjahr: 2,00 Prozent p.a.) sowie einer Fluktuationsrate von durchschnittlich 1,25 Prozent p.a. (Vorjahr: 1,25 Prozent p.a.). Im Falle von Verpflichtungen mit erfahrungsgemäß höheren Anpassungsraten wurden diese innerhalb des EWE-Teilbereichs auf Grundlage der in der Vergangenheit beobachteten und langfristig weiter zu erwartenden Anpassungsraten mit einem Rententrend in Höhe von 4,00 Prozent p.a. (Vorjahr: 4,00 Prozent p.a.) bewertet.

Die erwarteten Rentenzahlungen für 2024 belaufen sich auf 77,0 Mio. Euro, davon entfallen 2,3 Mio. Euro, die aus den Treuhandvermögen erstattet werden. Die erwarteten Einzahlungen in das Planvermögen belaufen sich auf 19,9 Mio. Euro.

Veränderungen bei den maßgeblichen versicherungsmathematischen Annahmen hätten folgende Auswirkungen auf die leistungsorientierte Pensionsverpflichtung:

Auswirkung auf den Barwert der Verpflichtungen in Mio. Euro	2023	2022
Änderung der Annahme		
zum Rechnungszins		
Erhöhung um 1,0 %	-171,9	-158,2
Verminderung um 1,0 %	216,0	198,1
zukünftiger Gehaltssteigerungen		
Erhöhung um 0,5 %	13,9	13,3
Verminderung um 0,5 %	-13,2	-12,6
zur Inflation		
Erhöhung um 0,5 %	51,7	45,2
Verminderung um 0,5 %	-47,3	-41,5
zur Lebenserwartung		
Verminderung der Sterbewahrscheinlichkeit um 10,0 %	50,2	46,0

Die dargestellten Sensitivitätsanalysen berücksichtigen jeweils die Änderung einer Annahme, wobei die übrigen Annahmen gegenüber der ursprünglichen Berechnung unverändert bleiben.

Die auf Basis der Barwerte der Verpflichtung gewichtete durchschnittliche Laufzeit (Macaulay Duration) der leistungsorientierten Pensionsverpflichtungen beträgt 15,3 Jahre (Vorjahr: 14,4 Jahre).

Im EWE-Konzern beziehen sich die beitragsorientierten Pensionspläne auf die gesetzliche Rentenversicherung. Im Jahr 2023 betrug der Aufwand bezüglich des Arbeitgeberanteils 75,4 Mio. Euro (Vorjahr: 70,8 Mio. Euro).

Rückstellungsspiegel

	Stand: in Mio. Euro	Zu- führungen	Auf- lösungen	Verände- rungen Zinseffekte	Inanspruch- nahme neutrale Plan- rungen	Übrige vermögen	Verände- rungen anspruch- nahmen	Stand: 31.12.2023
Rückstellungen für								
Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	1.353,1	30,5		47,3	91,6	-17,9	-0,7	-74,4
Sonstige Rückstellungen								
Personalbereich	34,4	24,4	-0,7	0,9	-0,9	-5,9	0,9	-10,4
Rekultivierung, Rückbau und Entfernung	591,7	1,8	-4,7	15,2	27,0		-6,4	-13,7
Drohende Verluste	631,3	11,6	-600,5	3,0				-6,4
Übrige	142,1	74,9	-11,5	6,2			0,1	-43,1
Gesamt	2.752,6	143,2	-617,4	72,6	117,7	-23,8	-6,1	-148,0
								2.290,8

Die Personalrückstellungen beinhalten unter anderem Altersteilzeit- und Jubiläumsverpflichtungen.

Rückstellungen für Rekultivierung, Rückbau und Entfernung werden im Wesentlichen für Gaskavernen, Kraftwerke, Windparks, Grundstücke sowie Umweltsanierungsmaßnahmen gebildet. Die Rückstellungen für Gaskavernen werden aufgrund einer öffentlich-rechtlichen Verpflichtung gebildet. Der Bemessung der Rückstellung für Gaskavernen liegen externe Gutachten zugrunde. Bei einzelnen Kavernen führen geologische Besonderheiten zu weiteren Zuführungen. Der Ausweis der Rückstellungen für Gaskavernen und Windparks erfolgt unter den langfristigen Schulden, da in absehbarer Zeit noch nicht mit Rekultivierungs- und Rückbaumaßnahmen zu rechnen ist. Die Rückstellungen für Rekultivierung, Rückbau und Entfernung werden mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag angesetzt. Entsprechend der Laufzeit wurde der einzelnen Verpflichtung im Berichtsjahr ein Zinssatz aus einer Zinskurve zugeordnet. Die Zinskurve im Berichtsjahr beschreibt einen Korridor von 1,83 Prozent bis 5,25 Prozent p.a. (Vorjahr: 1,89 Prozent bis 6,95 Prozent p.a.).

Die ungewissen Verpflichtungen betreffen im Wesentlichen negative Ertragserwartungen hinsichtlich langfristiger Liefer- und Dienstleistungsverträge.

Die übrigen Rückstellungen berücksichtigen überwiegend Verpflichtungen aus drohender Inanspruchnahme aus Garantien sowie aus Prozessrisiken, Abrechnung und Aufbewahrung.

32. Anleihen

In der folgenden Übersicht sind alle ausstehenden Anleihen dargestellt:

in Mio. Euro	Zinssatz	Laufzeitende	Buchwert	Nominal- volumen	Buchwert	Nominal- volumen
			31.12.2023		31.12.2022	
Green Bond (7 Jahre)	0,250 %	Juni 2028	498,0	500,0	497,6	500,0
Inhaberschuldverschreibung (15 Jahre)	2,200 %	Mai 2032	49,9	50,0	49,9	50,0
Inhaberschuldverschreibung (20 Jahre)	4,000 %	September 2032	49,9	50,0	49,9	50,0
Eurobond (12 Jahre)	0,375 %	Oktober 2032	494,4	500,0	493,8	500,0
Zinsabgrenzungen			2,4		2,4	
Gesamt			1.094,6	1.100,0	1.093,6	1.100,0

33. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten

in Mio. Euro	31.12.2023		31.12.2022	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	842,9	349,4	977,4	176,9

Die langfristigen und kurzfristigen Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten betreffen festverzinsliche Verbindlichkeiten in Höhe von 986,3 Mio. Euro (Vorjahr: 1.022,3 Mio. Euro) und variabel verzinsliche Verbindlichkeiten in Höhe von 206,0 Mio. Euro (Vorjahr: 132,0 Mio. Euro).

34. Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten

in Mio. Euro	31.12.2023		31.12.2022	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Derivative Finanzinstrumente	359,7	2.360,8	1.878,5	3.728,6
Verbindlichkeiten aus Leasing	285,2	46,6	298,0	33,4
Verbindlichkeiten aus Finanzkrediten (nicht von Kreditinstituten)	224,7	3,3	201,0	106,8
Verbindlichkeiten aus Einlagen Stiller Gesellschafter	225,0		225,0	
Ausstehende Rechnungen und Gutschriften		43,7		33,2
Barsicherheiten		37,5		53,9
Verbindlichkeiten aus Garantiedividende	15,4	3,4	18,1	3,5
Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen mit Beteiligungsverhältnis		10,2		9,6
Minderheitenanteile an Personengesellschaften		9,1		9,6
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	2,6	228,8	0,9	185,9
Gesamt	1.112,6	2.743,4	2.621,5	4.164,5

Die Verbindlichkeiten aus Einlagen Stiller Gesellschafter betreffen die Einlage der Städte Bremen und Bremerhaven in die Gesellschaften wesernetz Bremen GmbH, Bremen, und wesernetz Bremerhaven GmbH, Bremerhaven, die in den EWE-Konzern vollkonsolidiert einbezogen werden.

35. Sonstige nichtfinanzielle Verbindlichkeiten

in Mio. Euro	31.12.2023		31.12.2022	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen		108,0		86,9
Emissionsrechte		53,6		47,1
Verbindlichkeiten aus Steuern		32,0		62,1
Vertragliche Verbindlichkeiten		3,8		9,3
Übrige sonstige nichtfinanzielle Verbindlichkeiten	27,6	349,8	28,7	25,0
Gesamt	27,6	547,2	28,7	230,4

36. Latente Steuern

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

in Mio. Euro	31.12.2023		31.12.2022	
	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv
Immaterielle Vermögenswerte	59,6	237,5	43,3	291,3
Grundstücke und Sachanlagen	81,9	685,9	72,4	661,2
Sonstige Vermögenswerte	31,7	131,2	37,3	486,2
davon derivative Finanzinstrumente	17,9	88,3	20,0	444,6
Langfristige Vermögenswerte	173,2	1.054,6	153,0	1.438,7
Vorräte	0,5	104,4	0,3	122,0
Forderungen	237,8	2,0	194,4	2,0
Sonstige Vermögenswerte	731,0	628,8	1.225,8	1.562,3
davon derivative Finanzinstrumente		616,2		1.549,0
Kurzfristige Vermögenswerte	969,3	735,2	1.420,5	1.686,3
Bauzuschüsse	219,2		206,5	
Pensionsrückstellungen	155,0		120,6	
Übrige Rückstellungen	168,6	8,5	281,4	8,4
Verbindlichkeiten	201,2	4,9	707,0	5,9
davon derivative Finanzinstrumente	113,7		612,7	0,5
Langfristige Schulden	744,0	13,4	1.315,5	14,3
Bauzuschüsse	15,9		14,9	
Übrige Rückstellungen	18,3	1,2	73,0	7,5
Verbindlichkeiten	986,9	1.047,6	1.705,1	2.049,5
davon derivative Finanzinstrumente	963,1		1.673,9	
Kurzfristige Schulden	1.021,1	1.048,8	1.793,0	2.057,0
Latente Steuern auf Bilanzposten	2.907,6	2.852,0	4.682,0	5.196,3
Verlustvorträge nach Wertminderung	5,8		27,4	
Latente Steuern vor Saldierung	2.913,4	2.852,0	4.709,4	5.196,3
Saldierung	-2.618,0	-2.618,0	-4.291,4	-4.291,4
Umgliederung IFRS 5	0,4	0,4		
Latente Steuern lt. Bilanz	295,8	234,4	418,0	904,9

Die steuerlichen Verlustvorträge sind zeitlich unbegrenzt nutzbar. Der Betrag der steuerlichen Verlustvorträge, für die keine latenten Steueransprüche angesetzt werden, beläuft sich zum Ende des Berichtsjahres auf 234,2 Mio. Euro (Vorjahr: 103,1 Mio. Euro). Auf diesen Teil der genannten steuerlichen Verlustvorträge werden keine aktiven latenten Steuern gebildet, da von einer Realisierung der Steueransprüche in absehbarer Zeit nicht auszugehen ist.

Auf Verlustvorträge in Höhe von 50,9 Mio. Euro (Vorjahr: 230,4 Mio. Euro) werden latente Steuern aktiviert, weil deren Realisierung für hinreichend wahrscheinlich gehalten wird. Temporäre Differenzen ohne Ansatz aktiver latenter Steuern bestehen wie im Vorjahr nicht.

Der Betrag aus temporären Unterschieden im Zusammenhang mit Anteilen an Tochterunternehmen und assoziierten Unternehmen, für die nach IAS 12.39 im Berichtsjahr keine latenten Steuerschulden bilanziert werden, beläuft sich im Berichtsjahr auf 61,9 Mio. Euro (Vorjahr: 96,5 Mio. Euro).

37. Eventalforderungen, Eventalverbindlichkeiten und sonstige Verpflichtungen

Eventalforderungen

Zum 31. Dezember 2023 bestehen Eventalforderungen in Höhe von 39,6 Mio. Euro (Vorjahr: 32,5 Mio. Euro) aus erhaltenen Bürgschaften, Garantien sowie aus sonstigen Eventalforderungen.

Bürgschaften, Garantien, Patronatserklärungen sowie Liquiditäts- und sonstige Verpflichtungen

Zum Bilanzstichtag bestehen Bürgschaften, Garantien, Patronatserklärungen sowie Liquiditäts- und sonstige Verpflichtungen in Höhe von 799,4 Mio. Euro (Vorjahr: 613,4 Mio. Euro), wovon 22,9 Mio. Euro (Vorjahr: 0,5 Mio. Euro) gegenüber Gläubigern von assoziierten Unternehmen und 10,0 Mio. Euro (Vorjahr: 4,7 Mio. Euro) gegenüber Gläubigern eines Gemeinschaftsunternehmens eingegangen wurden sowie 131,9 Mio. Euro (Vorjahr: 23,6 Mio. Euro) in Zusammenhang mit Finanzverbindlichkeiten stehen.

Daneben hat EWE hat 37,5 Prozent der Anteile an der Trianel Windkraft Borkum II GmbH & Co. KG, Oldenburg, zur Absicherung der Finanzierung eines Windparkprojektes an die finanzierte Bank verpfändet. Die Glasfaser NordWest GmbH & Co. KG, Oldenburg (Glasfaser NordWest), hat durch externe Banken eine Darlehensusage in Höhe von 820,0 Mio. Euro erhalten. Die EWE haftet in ihrer Stellung als Gesellschafterin mit ihren Geschäftsanteilen an der Glasfaser NordWest durch Stellung von Pfandrechten an diesen sowie durch Abtretung von Ansprüchen aus den ausgereichten Gesellschafterdarlehen anteilig in Höhe von 50,0 Prozent. Im Falle des Eintritts von aufschiebenden Bedingungen haben die EWE und die Telekom Deutschland GmbH, Bonn, jeweils eine Darlehensvergabe zur Ablösung der bestehenden Verbindlichkeiten der Glasfaser NordWest von bis zu 430,0 Mio. Euro vereinbart. Mit einer Inanspruchnahme ist nicht zu rechnen, da die Glasfaser NordWest ihre Verpflichtungen voraussichtlich erfüllen wird, und die aufschiebenden Bedingungen des Darlehensvertrags voraussichtlich nicht eintreten werden. Die Gründung des Joint Ventures mit der Telekom Deutschland GmbH erfolgte unter kartellrechtlichen Auflagen, die voraussichtlich in 2024 nicht vollumfänglich wettbewerblich erfüllt werden können. Zum Zeitpunkt der Aufstellung des Jahresabschlusses kann somit nicht mit hinreichender Sicherheit erklärt werden, wie das Bundeskartellamt die Nichteinhaltung bewerten wird. EWE geht vom Fortbestand des Unternehmens aus.

Verpflichtungen zum Erwerb von immateriellen Vermögenswerten und Sachanlagen

In Bezug auf den Erwerb von immateriellen Vermögenswerten bestehen vertragliche Verpflichtungen in Höhe von 16,8 Mio. Euro (Vorjahr: 3,1 Mio. Euro) aus offenen Bestellungen und für geplante branchenspezifische Software-Investitionen, die noch nicht angefallen sind. Vertragliche Verpflichtungen für den Erwerb von Sachanlagen bestehen in Höhe von 291,2 Mio. Euro (Vorjahr: 254,5 Mio. Euro). Diese betreffen im Wesentlichen Bestellobligos, die in Zusammenhang mit Investitionen zur Erstellung von Versorgungsnetzen und technischen Anlagen stehen. Des Weiteren bestehen Zahlungsverpflichtungen aus Bestellungen in Bezug auf Bauverträge für die Errichtung von Windkraftanlagen, den Ausbau der Ladesäuleninfrastruktur sowie für den Bau eines Blockheizkraftwerkes am Standort Kraftwerk Hastedt und die Anbindung der Fernwärmeverbindungsleitung.

Sonstige Eventualverbindlichkeiten und Verpflichtungen

Im Rahmen der Beteiligung an einer Kraftwerksgesellschaft besteht eine bedingte Nachschusspflicht bis zu maximal 5,0 Prozent des Zieleigenkapitalanteils in Höhe von 2,2 Mio. Euro (Vorjahr: 2,2 Mio. Euro). Infolge der Einzahlung von 50,0 Prozent der Nachschussverpflichtung im Jahr 2016 besteht aktuell noch eine Nachschusspflicht in Höhe von 1,1 Mio. Euro (Vorjahr: 1,1 Mio. Euro). Die Einforderung der verbleibenden Hälfte ist derzeit nicht absehbar.

Des Weiteren bestehen geschäftsübliche langfristige Bezugsverträge für Strom- und Gaslieferungen.

38. Kapitalmanagement

Die Ziele des EWE-Konzerns im Hinblick auf das Kapitalmanagement liegen in der Sicherstellung der Unternehmensfortführung, der Optimierung der Kapitalstruktur und der Erhaltung der finanziellen Flexibilität.

Als Grundlage des langfristig orientierten Kapitalmanagements des EWE-Konzerns dient eine Analyse zur Bestimmung der optimalen Kapitalstruktur unter Berücksichtigung von Fremd- und Eigenkapital. Die Optimierung der Kapitalstruktur ist auf die Minimierung der Gesamtkapitalkosten ausgerichtet und impliziert ein Ratingziel im Investment Grade-Bereich für den EWE-Konzern.

Das Eigenkapital umfasst das auf die Anteilseigner des Mutterunternehmens entfallende Eigenkapital und die Anteile der Gesellschafter ohne beherrschenden Einfluss.

Das Eigenkapital und die Bilanzsumme betrugen:

in Mio. Euro	31.12.2023	31.12.2022
Summe Eigenkapital	3.870,4	4.641,7
Eigenkapitalquote in %	24,5	22,8
Bilanzsumme	15.789,1	20.360,4

39. Derivative Finanzinstrumente und Hedge Accounting

a) Strategie und Ziele

Die Grundsätze des Risikomanagements im EWE-Konzern werden vom Vorstand der EWE AG festgelegt und innerhalb der zuständigen Fachabteilungen im Konzern umgesetzt. Finanzielle Risiken werden identifiziert, bewertet und gesichert. Von den Richtlinien abweichende Sicherungsstrategien bedürfen der vorherigen Zustimmung des Risikokomitees, welches darüber hinaus regelmäßig über den Risikoumfang informiert wird.

Derivative Finanzinstrumente werden in der Regel mit Vertragspartnern guter Bonität oder an der Börse zur Sicherung von Preisrisiken abgeschlossen. Im EWE-Konzern werden im Wesentlichen Strom- und Gastermingeschäfte eingesetzt und als derivative Finanzinstrumente klassifiziert. Des Weiteren werden auch im geringeren Umfang EUA- sowie Zins- und Devisenabsicherungsgeschäfte eingesetzt. In der Bilanz werden diese unter den sonstigen finanziellen Vermögenswerten bzw. den sonstigen finanziellen Verbindlichkeiten ausgewiesen.

Um Bilanzierungsanomalien zwischen regelmäßig nicht bilanzierten erwarteten Grundgeschäften und den zur Sicherung abgeschlossenen und zum beizulegenden Zeitwert zu bilanzierenden Derivaten zu verringern, werden die Sicherungsbeziehungen teilweise bilanziert. Derivate, für die Hedge Accounting nicht möglich oder sinnvoll ist, dienen zum überwiegenden Teil ökonomischen Absicherungen. Opportunistische Handelspositionen sind sowohl bezüglich ihres Umfangs als auch ihrer Ergebniswirkung limitiert.

Die Wirksamkeit einer Sicherungsbeziehung (Cash Flow Hedges) wird mit einem Effektivitätstest unter Anwendung der Critical-Term-Match-Methode oder mittels Regressionsanalyse, teilweise unter ergänzender Anwendung der Dollar-Offset Methode, überprüft.

Für weitere Informationen zur Sicherung der einzelnen Risikokategorien verweisen wir auch auf die im Abschnitt Risikomanagement enthaltenen Angaben.

Das Nominalvolumen der im Folgenden dargestellten Derivate wird unsaldiert angegeben. Die Höhe des Nominalvolumens erlaubt Rückschlüsse auf den Umfang des Einsatzes von Derivaten. Sie gibt aber nicht das Risiko des Konzerns wieder, da den derivativen Geschäften am Bilanzstichtag Grundgeschäfte mit gegenläufigen Risiken gegenüberstehen bzw. zukünftig gegenüberstehen werden.

b) Darstellung der Sicherungsinstrumente und Entwicklung der Cash Flow Hedge-Rücklage

Die folgenden Tabellen stellen getrennt nach den relevanten Risikokategorien dar, welche Buchwerte und Nominale der Derivate zum Berichtsstichtag gegeben sind, welche Wertentwicklung der Effektivitätsberechnung zugrunde liegen und in welcher zeitlichen Struktur die zugrunde liegenden Nominale künftig wirken. Unterstützend sind die Durchschnittspreise der Sicherungsinstrumente aufgeführt.

Aktivische Sicherungsinstrumente (I / II)

31.12.2023 in Mio. Euro	Buchwert langfristig	Buchwert kurzfristig	Nominal- volumen	Nominal- volumen	Nominal- volumen	Nominal- volumen	Durch- schnittlicher Sicherungs- kurs
			Restlaufzeit bis 1 Jahr	Restlaufzeit 1 bis 5 Jahre	Restlaufzeit über 5 Jahre	gesamt (Mengen)	
USD / Euro							
Absicherung des Währungsrisikos				Fremdwährung		Euro	PLN / Euro
für die Währung USD							
in Cash Flow Hedges							
Gesamt							
für die Währung PLN							
nicht in Sicherungsbeziehung							
Gesamt							
Euro / MWh							
Absicherung des Zinsrisikos							
nicht in Sicherungsbeziehung	2,2		3,8	14,0	74,2		
Gesamt	2,2		3,8	14,0	74,2		
GWh							
Absicherung des Commodity-Preisänderungsrisikos							
für Stromderivate							
in Cash Flow Hedges		30,8	36,6			65,5	
nicht in Sicherungsbeziehung	32,5	198,2	3.141,2	602,4		28.106,2	
Gesamt	32,5	229,0	3.177,8	602,4		28.171,7	134,2
für Gasderivate							
in Cash Flow Hedges	5,3	1,0	1,4	7,4		437,6	
nicht in Sicherungsbeziehung	201,0	1.002,5	9.862,2	2.257,3		234.555,3	
Gesamt	206,3	1.003,5	9.863,6	2.264,7		234.992,9	51,6
Mio. t							
für Kohlederivate							
in Cash Flow Hedges							
nicht in Sicherungsbeziehung							
Gesamt							
für CO ₂ -Derivate							
in Cash Flow Hedges							
nicht in Sicherungsbeziehung				15,7		0,2	
Gesamt				15,7		0,2	90,5
für übrige Commodity-Derivate							
nicht in Sicherungsbeziehung		1,8	1,8				
Gesamt		1,8	1,8				
Euro / t							
Aktivische Sicherungsinstrumente							
in Cash Flow Hedges	5,3	31,8					
nicht in Sicherungsbeziehung	235,7	1.202,5					
Gesamt	241,0	1.234,3					

Aktivische Sicherungsinstrumente (II / II)

31.12.2022 in Mio. Euro	Buchwert langfristig	Buchwert kurzfristig	Nominal- volumen	Nominal- volumen	Nominal- volumen	Nominal- volumen	Durch- schnittlicher Sicherungs- kurs			
			Restlaufzeit bis 1 Jahr	Restlaufzeit 1 bis 5 Jahre	Restlaufzeit über 5 Jahre	gesamt (Mengen)				
USD / Euro										
Absicherung des Währungsrisikos										
für die Währung USD										
in Cash Flow Hedges			1,0	31,9			30,3			
Gesamt			1,0	31,9			30,3			
für die Währung PLN										
nicht in Sicherungsbeziehung			0,1	7,1			1,4			
Gesamt			0,1	7,1			1,4			
PLN / Euro										
Absicherung des Zinsrisikos										
nicht in Sicherungsbeziehung			5,4	2,3	14,6	180,9				
Gesamt			5,4	2,3	14,6	180,9				
Absicherung des Commodity-Preisänderungsrisikos										
für Stromderivate										
in Cash Flow Hedges			20,2	15,6	104,4	36,6	506,7			
nicht in Sicherungsbeziehung			79,2	632,8	4.114,0	1.272,3	32.772,5			
Gesamt			99,4	648,4	4.218,4	1.308,9	33.279,2			
Euro / MWh										
für Gasderivate										
in Cash Flow Hedges			307,0	34,6	172,5	277,6	10.188,3			
nicht in Sicherungsbeziehung			892,2	2.637,0	13.430,2	4.302,8	236.527,1			
Gesamt			1.199,2	2.671,6	13.602,7	4.580,4	246.715,4			
73,7										
Mio. t										
für Kohlederivate										
in Cash Flow Hedges			0,6	3,6						
nicht in Sicherungsbeziehung				164,8			0,6			
Gesamt			0,6	168,4			0,6			
273,4										
für CO ₂ -Derivate										
in Cash Flow Hedges			0,9	23,5			0,3			
nicht in Sicherungsbeziehung				23,7	12,1		0,4			
Gesamt			0,9	47,2	12,1		0,7			
83,4										
für übrige Commodity-Derivate										
nicht in Sicherungsbeziehung										
Gesamt										
Aktivische Sicherungsinstrumente										
in Cash Flow Hedges			327,2	52,7						
nicht in Sicherungsbeziehung			976,8	3.269,9						
Gesamt			1.304,0	3.322,6						

Passivische Sicherungsinstrumente (I / II)

31.12.2023 in Mio. Euro	Buchwert langfristig	Buchwert kurzfristig	Nominal- volumen	Nominal- volumen	Nominal- volumen	Nominal- volumen	Durch- schnittlicher Sicherungs- kurs			
			Restlaufzeit bis 1 Jahr	Restlaufzeit 1 bis 5 Jahre	Restlaufzeit über 5 Jahre	gesamt (Mengen)				
USD / Euro										
Absicherung des Währungsrisikos										
für die Währung USD										
in Cash Flow Hedges										
nicht in Sicherungsbeziehung										
Gesamt										
für die Währung PLN										
in Cash Flow Hedges			39,7	2,6			9,1			
nicht in Sicherungsbeziehung		0,6								
Gesamt		0,6	39,7	2,6			9,1			
PLN / Euro										
Absicherung des Zinsrisikos										
in Cash Flow Hedges		2,6	60,2							
nicht in Sicherungsbeziehung	1,3		2,4	8,1	102,1					
Gesamt	1,3	2,6	62,6	8,1	102,1					
Absicherung des Commodity-Preisänderungsrisikos										
für Stromderivate										
in Cash Flow Hedges										
nicht in Sicherungsbeziehung	79,0	739,9	4.072,8	737,3			34.112,5			
Gesamt	79,0	739,9	4.072,8	737,3			34.112,5			
für Gasderivate										
in Cash Flow Hedges	63,8	144,0	410,5	232,6			12.513,4			
nicht in Sicherungsbeziehung	215,6	1.471,8	10.363,8	2.948,8			259.142,1			
Gesamt	279,4	1.615,8	10.774,3	3.181,4			271.655,5			
GWh / Euro / MWh										
für Kohlederivate										
in Cash Flow Hedges										
nicht in Sicherungsbeziehung										
Gesamt										
für CO ₂ -Derivate										
in Cash Flow Hedges		1,9	9,5				0,1			
nicht in Sicherungsbeziehung			21,3				0,2			
Gesamt		1,9	30,8				0,3			
95,4										
Passivische Sicherungsinstrumente										
in Cash Flow Hedges	63,8	148,5								
nicht in Sicherungsbeziehung	295,9	2.212,3								
Gesamt	359,7	2.360,8								
Mio. t										

Passivische Sicherungsinstrumente (II / II)

31.12.2022 in Mio. Euro	Buchwert langfristig	Buchwert kurzfristig	Nominal- volumen	Nominal- volumen	Nominal- volumen	Nominal- volumen	Durch- schnittlicher Sicherungs- kurs	
USD / Euro								
Absicherung des Währungsrisikos				Fremdwährung			Euro	PLN / Euro
für die Währung USD								
in Cash Flow Hedges		1,4	45,0				43,2	
nicht in Sicherungsbeziehung		0,3	27,6				26,0	
Gesamt		1,7	72,6				69,2	1,0
für die Währung PLN								
in Cash Flow Hedges								
nicht in Sicherungsbeziehung		1,8	191,0		2,7		39,0	
Gesamt		1,8	191,0		2,7		39,0	5,0
Absicherung des Zinsrisikos								
in Cash Flow Hedges								
nicht in Sicherungsbeziehung		1,2			12,8	13,2		
Gesamt		1,2			12,8	13,2		
Absicherung des Commodity-Preisänderungsrisikos								
GWh	Euro / MWh							
für Stromderivate								
in Cash Flow Hedges		0,7	4,9				24,0	
nicht in Sicherungsbeziehung	440,9	1.040,8	4.613,3	1.259,4			31.456,2	
Gesamt	440,9	1.041,5	4.618,2	1.259,4			31.480,2	186,7
für Gasderivate								
in Cash Flow Hedges	52,8	319,9	819,7	177,4			7.834,4	
nicht in Sicherungsbeziehung	1.382,4	2.348,2	13.102,8	4.399,5			220.902,2	
Gesamt	1.435,2	2.668,1	13.922,5	4.576,9			228.736,6	80,9
Mio. t								
für Kohlederivate								
in Cash Flow Hedges		15,5	56,4				0,2	
nicht in Sicherungsbeziehung			118,9				0,5	
Gesamt		15,5	175,3				0,7	246,5
für CO ₂ -Derivate								
in Cash Flow Hedges	1,2		8,1	9,5			0,2	
nicht in Sicherungsbeziehung			32,7	12,1			0,5	
Gesamt	1,2		40,8	21,6			0,7	89,5
Passivische Sicherungsinstrumente								
in Cash Flow Hedges		54,0	337,5					
nicht in Sicherungsbeziehung		1.824,5	3.391,1					
Gesamt		1.878,5	3.728,6					

In der folgenden Übersicht sind die Wertänderungen des gesicherten Grundgeschäfts und des Sicherungsinstruments, die als Grundlage für die Erfassung einer Ineffektivität der Absicherung für die Periode herangezogen wurden sowie der Stand der Cash Flow Hedge-Rücklage (Hedging Reserve) bestehender und beendeter Sicherungsbeziehungen je Risikokategorie aufgeführt.

31.12.2023 in Mio. Euro	Wertänderung Grundgeschäft	Wertänderung Sicherungs- instrument	Ineffektivität	Hedging Reserve bestehender Sicherungs- beziehungen	Hedging Reserve beendeter Sicherungs- beziehungen
Aktiva / Passiva					
Absicherung des Währungsrisikos					
Devisenderivate	-0,3	0,3			
Absicherung des Zinsrisikos					
Zinsderivate	-2,6	2,5	0,1	-1,8	-41,7
Absicherung des Commodity-Preisänderungsrisikos					
Stromderivate	2,8	-2,8		20,8	
Gasderivate	158,6	-171,8	13,2	-138,4	
Kohlederivate	-10,2	10,2			
CO ₂ -Derivate	1,1	-1,1		-1,3	
Gesamt	149,4	-162,7	13,3	-120,7	-41,7

31.12.2022 in Mio. Euro	Wertänderung Grundgeschäft	Wertänderung Sicherungs- instrument	Ineffektivität	Hedging Reserve bestehender Sicherungs- beziehungen	Hedging Reserve beendeter Sicherungs- beziehungen
Aktiva / Passiva					
Absicherung des Währungsrisikos					
Devisenderivate	0,8	-0,8		-0,3	
Absicherung des Zinsrisikos					
Zinsderivate					-45,7
Absicherung des Commodity-Preisänderungsrisikos					
Stromderivate	-48,9	48,9		23,6	
Gasderivate	876,9	-869,7	-7,2	-27,3	
Kohlederivate	6,8	-6,8		-10,2	
CO ₂ -Derivate	7,5	-7,5		-0,2	
Gesamt	843,1	-835,9	-7,2	-14,4	-45,7

Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung der Cash Flow Hedge-Rücklage:

in Mio. Euro	Absicherung Währungs- risiko	Absicherung Devisen- derivate	Zinsrisiko	Absicherung Zins- derivate	Strom- derivate	Gas- derivate	Kohle- derivate	Commodity- Preisänderungsrisiko	CO ₂ - Derivate	Gesamt
Stand: 01.01.2023		-0,3	-45,7		23,6	-27,3	-10,2		-0,2	-60,1
Im Eigenkapital (OCI) erfasstes Ergebnis aus effektiven Sicherungsbeziehungen		0,8				-925,5	1,8		-1,8	-924,7
Im Eigenkapital (OCI) erfasstes Ergebnis aus der Absicherung von Nettopositionen				-2,5	75,0					72,5
Ergebnis aus Reklassifizierungen aufgrund geänderter Erwartungen hinsichtlich des Eintritts des Grundgeschäfts						151,5				151,5
Ergebnis aus Reklassifizierungen aufgrund der GuV-wirksamen Realisierung des Grundgeschäfts		5,6		5,6	-79,1	510,3				436,8
Reklassifizierungen aufgrund eines Basis										
Adjustments		-0,3				105,0	13,2		0,2	118,1
Latente Steuern		-0,2	-0,9		1,3	47,6	-4,8	0,5		43,5
Stand: 31.12.2023		-43,5	20,8		-138,4			-1,3	-162,4	

in Mio. Euro	Absicher- rung Währungs- risiko	Absicher- Devisen- derivate	Zinsrisiko	Absicherung Zins- derivate	Strom- derivate	Gas- derivate	Kohle- derivate	Commodity- Preisänderungsrisiko	CO ₂ - Derivate	Gesamt
Stand: 01.01.2022		0,5	-49,6		25,3	586,5	-3,4		7,3	566,6
Im Eigenkapital (OCI) erfasstes Ergebnis aus effektiven Sicherungsbeziehungen		-0,4			-82,9	842,7	-0,2		-10,9	748,3
Ergebnis aus Reklassifizierungen aufgrund geänderter Erwartungen hinsichtlich des Eintritts des Grundgeschäfts					-7,4	-417,8				-425,2
Ergebnis aus Reklassifizierungen aufgrund der GuV-wirksamen Realisierung des Grundgeschäfts		5,6		5,6	90,0	-928,7				-833,1
Reklassifizierungen aufgrund eines Basis										
Adjustments		-0,8				-373,1	-9,8		-0,2	-383,9
Latente Steuern		0,4	-1,7		-1,4	263,1	3,2		3,6	267,2
Stand: 31.12.2022		-0,3	-45,7		23,6	-27,3	-10,2		-0,2	-60,1

Der ineffektive Teil von Zins Cash Flow Hedges wird im Zinsergebnis bilanziert und der ineffektive Teil von Commodity Cash Flow Hedges wird im Materialaufwand erfasst.

Die Gewinne und Verluste aus Reklassifizierungen aufgrund von ergebniswirksamen Realisierungen von Grundgeschäften sind im Zinsergebnis, in den Umsatzerlösen bzw. dem Materialaufwand ausgewiesen.

Reklassifizierungen aufgrund eines Basis Adjustments sind in der Bilanz unter den Posten Vorräte und nichtfinanzielle Vermögenswerte ausgewiesen.

40. Zusätzliche Angaben zu den Finanzinstrumenten

a) Angaben zu den Kategorien nach IFRS 9, Klassen nach IFRS 7 und Fair Value-Stufen

Buchwerte, Wertansätze und beizulegende Zeitwerte nach Bewertungskategorien (I / II)

in Mio. Euro	Buchwert 31.12.2023	Bewertungskategorie nach IFRS 9			Fair Value 31.12.2023
		Fortgeführte Anschaffungs- kosten	Fair Value erfolgs- wirksam	Fair Value erfolgsneutral ohne Recycling	
Aktiva					
Sonstige langfristige Vermögenswerte					
Anteile	206,4		70,2	136,2	206,4
Ausleihungen	344,4	344,4			368,1
Derivate					
Derivate ohne Hedge-Beziehung	235,7		235,7		235,7
Derivate mit Hedge-Beziehung (n.a.)	5,3				5,3
Forderungen aus Finanzierungsleasing (n.a.)	99,5				84,5
Übrige langfristige finanzielle Vermögenswerte	8,7	8,7			8,8
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	2.358,3	2.358,3			2.358,3
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte					
Ausleihungen	29,4	29,4			29,4
Wertpapiere	3,5		3,5		3,5
Derivate					
Derivate ohne Hedge-Beziehung	1.202,4		1.202,4		1.202,4
Derivate mit Hedge-Beziehung (n.a.)	31,9				31,9
Forderungen aus Finanzierungsleasing (n.a.)	12,2				12,2
Geleistete Barsicherheiten (Energiehandel)	279,2	279,2			279,2
Übrige kurzfristige finanzielle Vermögenswerte	84,1	84,1			84,1
Liquide Mittel	530,4	530,4			530,4
Gesamt	5.431,4	3.634,5	1.511,8	136,2	5.440,2
Passiva					
Anleihen	1.094,6	1.094,6			931,5
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.192,3	1.192,3			1.418,3
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.653,7	1.653,7			1.653,7
Verbindlichkeiten aus Leasing (n.a.)	331,8				331,8
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	803,8	803,4	0,4		784,3
Derivate					
Derivate ohne Hedge-Beziehung	2.508,3		2.508,3		2.508,3
Derivate mit Hedge-Beziehung (n.a.)	212,3				212,3
Gesamt	7.796,8	4.744,0	2.508,7		7.840,2

n.a. = nicht anwendbar: Finanzinstrument wird keiner der drei Bewertungskategorien nach IFRS 9 zugeordnet

Buchwerte, Wertansätze und beizulegende Zeitwerte nach Bewertungskategorien (II / II)

in Mio. Euro	Buchwert		Fair Value		
	31.12.2022		Bewertungskategorie nach IFRS 9		
	Fortgeführte Anschaffungs- kosten	Fair Value erfolgs- wirksam	Fair Value erfolgsneutral ohne Recycling	31.12.2022	
Aktiva					
Sonstige langfristige Vermögenswerte					
Anteile	231,8		72,1	159,7	231,8
Ausleihungen	315,3	315,3			311,6
Derivate					
Derivate ohne Hedge-Beziehung	976,8		976,8		976,8
Derivate mit Hedge-Beziehung (n.a.)	327,2				327,2
Forderungen aus Finanzierungsleasing (n.a.)	91,2				73,3
Übrige langfristige finanzielle Vermögenswerte	6,9	6,9			6,9
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	2.086,1	2.086,1			2.086,1
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte					
Ausleihungen	27,2	27,2			27,2
Wertpapiere	303,6		303,6		303,6
Derivate					
Derivate ohne Hedge-Beziehung	3.269,9		3.269,9		3.269,9
Derivate mit Hedge-Beziehung (n.a.)	52,7				52,7
Forderungen aus Finanzierungsleasing (n.a.)	11,4				11,4
Geleistete Börsicherheiten (Energiehandel)	837,4	837,4			837,4
Übrige kurzfristige finanzielle Vermögenswerte	68,2	68,2			68,2
Liquide Mittel	1.374,3	1.374,3			1.374,3
Gesamt	9.980,0	4.715,4	4.622,4	159,7	9.958,4
Passiva					
Anleihen	1.093,6	1.093,6			837,9
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.154,3	1.154,3			1.342,8
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.973,3	1.973,3			1.973,3
Verbindlichkeiten aus Leasing (n.a.)	331,4				331,4
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	847,5	847,5			812,3
Derivate					
Derivate ohne Hedge-Beziehung	5.215,7		5.215,7		5.215,7
Derivate mit Hedge-Beziehung (n.a.)	391,4				391,4
Gesamt	11.007,2	5.068,7	5.215,7	10.904,8	

n.a. = nicht anwendbar: Finanzinstrument wird keiner der drei Bewertungskategorien nach IFRS 9 zugeordnet

Die Bemessung des beizulegenden Zeitwerts von Finanzinstrumenten erfolgt ausschließlich auf wiederkehrender Grundlage.

Der Fair Value ist der Preis, der bei der Veräußerung eines Vermögenswerts oder bei der Übertragung einer Verbindlichkeit im Rahmen einer gewöhnlichen Transaktion zwischen Marktteilnehmern am Bewertungsstichtag erhalten bzw. gezahlt würde.

Als Anteile werden Beteiligungen ausgewiesen, die nicht auf einem aktiven Markt gehandelt werden. Der beizulegende Zeitwert nicht notierter Eigenkapitaltitel wird grundsätzlich auf Basis der Discounted Cash Flow-Methode ermittelt.

Die ausgewiesenen Anteile betreffen zum einen im Wesentlichen Beteiligungen an Kapitalgesellschaften, die als Eigenkapitalinstrumente erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert im Sonstigen Ergebnis bewertet werden. Zum anderen betreffen die Anteile Beteiligungen an Personengesellschaften, die als Fremdkapitalinstrumente erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden. Die Wertpapiere werden als erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete Fremdkapitalinstrumente klassifiziert, da sie die Voraussetzungen für eine Bewertung zu fortgeführten Anschaffungskosten oder eine erfolgsneutrale Bewertung zum beizulegenden Zeitwert im Sonstigen Ergebnis nicht erfüllen. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie liquide Mittel haben kurze Restlaufzeiten. Daher entsprechen deren Buchwerte zum Abschlussstichtag im Wesentlichen dem beizulegenden Zeitwert. Das maximale Ausfallrisiko wird durch die Buchwerte der in der Bilanz angesetzten Vermögenswerte wiedergegeben. Darüber hinaus bestehen Kreditzusagen und Finanzgarantien in Höhe von 523,8 Mio. Euro (Vorjahr: 463,7 Mio. Euro).

Der Fair Value derivativer Finanzinstrumente ist abhängig von der Entwicklung der zugrunde liegenden Marktfaktoren. Die jeweiligen Fair Values werden in regelmäßigen Abständen ermittelt und überwacht.

Die derivativen Finanzinstrumente sind überwiegend Gegenstand marktüblicher Aufrechnungsvereinbarungen. Derivative Transaktionen werden im Allgemeinen auf der Grundlage von Standardverträgen durchgeführt, bei denen eine Aufrechnung (Netting) aller offenen Transaktionen mit den Geschäftspartnern unter bestimmten Bedingungen möglich ist.

Zinsswaps, Devisenterminkontrakte, CO₂-Futures, Stromtermingeschäfte, Kohlefutures und Gaspreissicherungsgeschäfte werden mit marktüblichen Bewertungsverfahren unter maximaler Berücksichtigung marktbeobachtbarer Daten, wie z. B. Devisen-Kassa- und Termin-Kurse sowie Zinsstrukturkurven und „Price Forward Curves“ bewertet.

Für die Bewertung von Commodity-Derivaten werden Notierungen an aktiven Märkten herangezogen. Liegen keine Notierungen vor, etwa weil der Markt nicht hinreichend liquide ist, werden die beizulegenden Zeitwerte auf der Grundlage anerkannter Bewertungsmodelle ermittelt.

Die bewertungsrelevanten Preiskurven für Börsengeschäfte und Geschäfte am OTC-Markt (Over The Counter) basieren auf notierten Börsenkursen sowie öffentlich zugänglichen Broker-Quotierungen und den marktüblichen Handelsplattformen. Falls solche nicht vorhanden sind, werden allgemein anerkannte Bewertungsmodelle genutzt, für die auch interne Daten herangezogen werden.

Das Ausfallrisiko wird erfasst. Energiegeschäfte, die im Rahmen der Commodity-Transaktionen abgeschlossen werden, unterliegen grundsätzlich EFET-Vereinbarungen (European Federation of Energy Traders) oder dem Deutschen Rahmenvertrag für Finanztermingeschäfte (DRV). Ausfallrisiken werden in diesem Fall unter der Berücksichtigung von Netting-Vereinbarungen berücksichtigt. Aus dem Credit und Debit Value Adjustment (CVA / DVA) ergab sich bei den Derivaten ein Ergebnis in Höhe von -8,6 Mio. Euro (Vorjahr: 6,5 Mio. Euro).

Die beizulegenden Zeitwerte der börsengehandelten Anleihen entsprechen den Nominalwerten multipliziert mit den Kursnotierungen zum Abschlussstichtag. Zum 31. Dezember 2023 ist der beizulegende Zeitwert der Anleihen niedriger als der Buchwert.

Die beizulegenden Zeitwerte der übrigen festverzinslichen nicht börsengehandelten Anleihen sowie der festverzinslichen Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten werden als Barwerte der mit den Schulden verbundenen Zahlungen unter Zugrundelegung der jeweils gültigen Zinsstrukturkurve ermittelt. Bei variabel verzinslichen Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten wird aufgrund der regelmäßigen Anpassung der Zinssätze an aktuelle Marktparameter davon ausgegangen, dass der Buchwert im Wesentlichen dem beizulegenden Zeitwert entspricht.

Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen haben überwiegend kurze Laufzeiten; die bilanzierten Werte stellen im Wesentlichen die beizulegenden Zeitwerte dar.

Finanzinstrumente, die nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden, deren beizulegende Zeitwerte jedoch angegeben werden, sind der Stufe 3 der Fair Value-Hierarchie zugeordnet.

Die folgende Tabelle zeigt eine Zuordnung der zum Fair Value bilanzierten Finanzinstrumente zu den drei Stufen der Fair Value-Hierarchie:

31.12.2023	in Mio. Euro	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Gesamt
Finanzielle Vermögenswerte, bewertet zum Fair Value					
Anteile				206,4	206,4
Wertpapiere		3,5			3,5
Derivative Finanzinstrumente		36,9	1.436,6	1,8	1.475,3
Gesamt	40,4	1.436,6	208,2		1.685,2
Finanzielle Verbindlichkeiten, bewertet zum Fair Value					
Derivative Finanzinstrumente		9,4	2.673,5	37,6	2.720,5
Andere Finanzinstrumente				0,4	0,4
Gesamt	9,4	2.673,5	38,0		2.720,9

31.12.2022	in Mio. Euro	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Gesamt
Finanzielle Vermögenswerte, bewertet zum Fair Value					
Anteile				231,8	231,8
Wertpapiere		303,6			303,6
Derivative Finanzinstrumente		52,8	4.519,4	54,4	4.626,6
Gesamt	356,4	4.519,4	286,2		5.162,0
Finanzielle Verbindlichkeiten, bewertet zum Fair Value					
Derivative Finanzinstrumente		26,7	5.547,2	33,2	5.607,1
Gesamt	26,7	5.547,2	33,2		5.607,1

Die Stufen der Fair Value-Hierarchie und ihre Anwendung auf die Vermögenswerte und Verbindlichkeiten sind im Folgenden beschrieben:

- Stufe 1: Notierte Marktpreise (unangepasst) auf aktiven Märkten für identische Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten.
- Stufe 2: Andere Informationen als notierte Marktpreise, die direkt (z. B. Preise) oder indirekt (z. B. von Preisen abgeleitet) beobachtbar sind.
- Stufe 3: Informationen für Vermögenswerte und Verbindlichkeiten, die nicht auf beobachtbaren Marktdaten basieren.

Zum Ende jeder Berichtsperiode wird geprüft, ob es einen Anlass zu einer Umgruppierung in oder aus einer Bewertungsstufe gibt. Während der Berichtsperiode zum 31. Dezember 2023 gab es keine Umgruppierungen zwischen Bewertungen zum beizulegenden Zeitwert der Stufe 1 und Stufe 2 sowie keine Umgruppierungen in oder aus Bewertungen zum beizulegenden Zeitwert der Stufe 3.

Entwicklung der Fair Values in Stufe 3

Die folgende Übersicht zeigt die Entwicklung der Finanzinstrumente, die der Fair Value-Stufe 3 zugeordnet wurden:

in Mio. Euro	Anteile (Aktiva)	Derivative Finanz- instrumente (Aktiva)	Derivative Finanz- instrumente (Passiva)	Sonstige Finanz- instrumente (Passiva)
Stand: 01.01.2023	231,8	54,4	33,2	
Materialaufwand in der Gewinn- und Verlustrechnung		-54,4	4,4	
Übriges Beteiligungsergebnis in der Gewinn- und Verlustrechnung	-5,6			
Erträge / Aufwendungen im sonstigen Gesamtergebnis	-20,7			
Zugänge / Käufe	5,9	1,8		0,4
Abgänge / Veräußerungen	-5,6			
Veränderung Konsolidierungskreis	-0,6			
Umbuchungen	1,2			
Stand: 31.12.2023	206,4	1,8	37,6	0,4

		Derivative Finanz- instrumente Anteile (Aktiva)	Derivative Finanz- instrumente (Passiva)	Sonstige Finanz- instrumente (Passiva)
in Mio. Euro				
Stand: 01.01.2022	363,5	327,7	47,7	
Materialaufwand in der Gewinn- und Verlustrechnung		-257,0	-14,5	
Übriges Beteiligungsergebnis in der Gewinn- und Verlustrechnung	-72,4			
Erträge / Aufwendungen im sonstigen Gesamtergebnis	-75,6	-16,3		
Zugänge / Käufe	18,5			
Abgänge / Veräußerungen	-0,2			
Veränderung Konsolidierungskreis	-0,1			
Umbuchungen	-1,9			
Stand: 31.12.2022	231,8	54,4	33,2	

Die Fair Values der in Stufe 3 klassifizierten Anteile werden mithilfe der Discounted Cash Flow-Methode auf Grundlage mehrperiodiger Planwerte für die zu diskontierenden Cash Flows sowie unter der Annahme einer nachhaltigen ewigen Rente errechnet. In dieser Kategorie sind die nicht börsennotierten Eigenkapitalinstrumente enthalten. Eine hypothetische Änderung des WACC um +/-1 Prozent würde zu einer theoretischen Minderung der Fair Values um 33,4 Mio. Euro (Vorjahr: Minderung um 41,2 Mio. Euro) bzw. zu einem Anstieg um 50,6 Mio. Euro (Vorjahr: Anstieg um 66,6 Mio. Euro) führen. Eine hypothetische Änderung des EBIT um +/-10 Prozent würde zu einer theoretischen Erhöhung der Fair Values um 21,6 Mio. Euro (Vorjahr: Erhöhung um 22,9 Mio. Euro) bzw. zu einem Rückgang um 21,4 Mio. Euro (Vorjahr: Rückgang um 22,9 Mio. Euro) führen.

Derivative Finanzinstrumente der Stufe 3 umfassen zum 31. Dezember 2023 wie im Vorjahr vorwiegend Verträge der Bezugs- und Absatzseite, die Flexibilität beinhalten. Außerdem wurde für das Quartal 2024 eine Wetteroption kontrahiert. Die Preise für diese Flexibilität werden nicht an einem hochliquiden Markt notiert, sondern im Einzelfall in bilateralen Verhandlungen festgelegt. Für die Bewertung der Verträge mit Flexibilität wird unter Verwendung von Monte-Carlo-Simulationen ein Bewertungsmodell herangezogen, welches die Bepreisung der vertraglichen Optionalitäten ermöglicht.

b) Saldierung von Finanzinstrumenten

31.12.2023 in Mio. Euro	Angesetzte Brutto- beträge	Saldierung	Ausge- wiesene Netto- beträge	Nicht bilanziell saldierungs- fähige Beträge	Fair Value erhaltener / gestellter finanzieller Sicherheiten	Fair Value Nettobetrag
Aktiva						
Kurzfristige Forderungen aus Lieferungen und Leistungen						
Leistungen	2.966,4	-608,1	2.358,3	-44,0		2.314,3
Derivate	6.522,0	-5.046,7	1.475,3	-735,9		739,4
Geleistete Margins	2.597,4	-2.318,3	279,1	-19		277,2
Gesamt	12.085,8	-7.973,1	4.112,7	-781,8		3.330,9
Passiva						
Kurzfristige Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen						
Leistungen	2.261,8	-608,1	1.653,7	-44,1		1.609,6
Derivate	7.378,6	-4.658,0	2.720,6	-706,9		2.013,7
Erhaltene Margins	2.743,5	-2.707,0	36,5	-30,8		5,7
Gesamt	12.383,9	-7.973,1	4.410,8	-781,8		3.629,0

31.12.2022 in Mio. Euro	Angesetzte Brutto- beträge	Saldierung	Ausge- wiesene Netto- beträge	Nicht bilanziell saldierungs- fähige Beträge	Fair Value erhaltener / gestellter finanzieller Sicherheiten	Fair Value Nettobetrag
Aktiva						
Kurzfristige Forderungen aus Lieferungen und Leistungen						
Leistungen	2.621,0	-534,9	2.086,1	-49,5		2.036,6
Derivate	14.953,7	-10.327,1	4.626,6	-2.246,4		2.380,2
Geleistete Margins	4.826,2	-3.987,6	838,6	-17,4		821,2
Gesamt	22.400,9	-14.849,6	7.551,3	-2.313,3		5.238,0
Passiva						
Kurzfristige Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen						
Leistungen	2.508,2	-534,9	1.973,3	-49,5		1.923,8
Derivate	13.756,6	-8.149,5	5.607,1	-2.228,1		3.379,0
Erhaltene Margins	6.217,8	-6.165,2	52,6	-35,7		16,9
Gesamt	22.482,6	-14.849,6	7.633,0	-2.313,3		5.319,7

Die EFET- und EWE-Rahmenverträge mit jederzeitig durchsetzbaren Nettingklauseln erfüllen die Voraussetzungen für bilanzielle Saldierung. Auf dieser Vertragsbasis werden sowohl realisierte Handelsgeschäfte (Forderungen und Verbindlichkeiten) als auch unrealisierte Handelsgeschäfte (Forwards) saldiert. Die Buchwerte der Futures werden mit denen der Variation-Margin-Zahlungen saldiert.

Die Übersicht zeigt darüber hinaus diejenigen finanziellen Vermögenswerte und finanziellen Verbindlichkeiten, die bilanziell nicht saldiert wurden, jedoch Globalverrechnungsverträgen oder ähnlichen Vereinbarungen unterliegen.

Über die dargestellten Sicherheiten hinaus existieren Sicherungswirkungen durch Initial Margins, welche nicht einer Position zugeordnet werden können.

Auf die Darstellung von vertraglich vereinbarten Cross Commodity Nettings wurde verzichtet, weil die Sicherungswirkungen quantitativ als nicht verlässlich beurteilt werden konnten.

c) Nettoergebnisse nach Bewertungskategorien

Die Nettoergebnisse vor Ertragsteuern aus den einzelnen IFRS 9-Kategorien gehen aus folgender Tabelle hervor:

in Mio. Euro	2023	2022
Nettoergebnisse aus finanziellen Vermögenswerten		
Fair Value through Profit or Loss (FVPL) bewertet		
Eigenkapitalinstrumente FVPL	0,4	0,1
Fremdkapitalinstrumente FVPL	26,5	-68,4
zu fortgeführten Anschaffungskosten	47,7	-12,2
im sonstigen Ergebnis als Fair Value through OCI (FVOCI) bewertete Eigenkapitalinstrumente	-13,3	-69,8
Gesamt	61,3	-150,3
Nettoergebnisse aus finanziellen Verbindlichkeiten		
zu fortgeführten Anschaffungskosten	-77,9	-47,3
Gesamt	-77,9	-47,3
Nettoergebnisse aus finanziellen Vermögenswerten oder finanziellen Verbindlichkeiten		
verpflichtend Fair Value bewertet (Derivate in Sicherungsbeziehung)	-865,4	755,5
verpflichtend Fair Value bewertet (Derivate nicht in Sicherungsbeziehung)	-1.904,2	204,0
Gesamt	-2.769,6	959,5
Gesamt	-2.786,2	761,9

41. Risikomanagement

Liquiditätsrisiken

Das Liquiditätsrisiko eines Unternehmens besteht darin, dass es seine finanziellen Verpflichtungen nicht im ausreichenden Maß erfüllen kann. Der EWE-Konzern stellt die jederzeitige Zahlungsfähigkeit sicher, indem die zur Finanzierung des Working Capital und von Investitionen benötigten finanziellen Mittel überwiegend aus den Einnahmen des operativen Geschäfts und externen Finanzierungen bereitgestellt werden. Der EWE-Konzern überwacht das Risiko eines etwaigen Liquiditätsengpasses mittels einer fortlaufend zu aktualisierenden Liquiditätsplanung und verfügt über einen Notfallplan zur Begegnung unerwartet hoher Liquiditätsbelastungen.

Im Rahmen des operativen Liquiditätsmanagements erfolgt eine tägliche Zusammenführung von liquiden Mitteln innerhalb des EWE-Konzerns (Cash Pooling). Dadurch können Liquiditätsanforderungen und Liquiditätsüberschüsse entsprechend den Bedürfnissen des Konzerns sowie einzelner Konzerngesellschaften ausgeglichen und gesteuert werden. Darin inbegriffen sind auch Clearingaktivitäten, die ebenfalls zu preisinduzierten Liquiditätszu- und -abflüssen führen. Im Vergleich zum Jahr 2022 sind die durch Clearingaktivitäten verursachten Liquiditätsflüsse gesunken, haben aber noch nicht das Vorkrisenniveau erreicht. Dies betrifft sowohl die als Sicherheit hinterlegte Initial Margin als auch die den Marktwert ausgleichende Variation Margin. Durch ein Limitsystem und strukturierte Folgeprozesse wird sichergestellt, dass die Marginverpflichtungen jederzeit bedient werden können. Darin berücksichtigt werden auch Preisszenarien, welche zu unerwarteten Liquiditätsabflüssen führen könnten.

Ferner werden den Konzerngesellschaften Finanzierungen für langfristige Finanzierungszwecke zur Verfügung gestellt. Die Beschaffung von Finanzierungsmitteln am Banken- und Kapitalmarkt erfolgt grundsätzlich auf Ebene der EWE AG.

Zur Sicherstellung der Liquidität des EWE-Konzerns werden in ausreichendem Umfang Kreditlinien bei Banken vorgehalten. Die finanzielle Flexibilität wird durch bilaterale Kreditlinien und insbesondere durch bestehende syndizierte, revolvierende Kreditfazilitäten über 1.950,0 Mio. Euro (Vorjahr: 2.850,0 Mio. Euro) abgebildet. Die Laufzeiten der syndizierten Kreditfazilitäten enden im Juni 2024, August 2026 und Juni 2027. Eine Verlängerung der im Juni 2024 auslaufenden syndizierten Linie über 1.000,0 Mio. Euro ist nicht geplant. Alle Kreditlinien dienen der allgemeinen Betriebsmittelfinanzierung. Zum 31. Dezember 2023 wurden von diesen Kreditlinien 189,2 Mio. Euro (Vorjahr: 14,4 Mio. Euro) in Anspruch genommen. Die zum Bilanzstichtag zur Verfügung stehenden bilateralen Kreditlinien betrugen insgesamt 679,0 Mio. Euro (Vorjahr: 517,1 Mio. Euro). Von diesem Betrag wurden 214,3 Mio. Euro (Vorjahr: 161,2 Mio. Euro) in Anspruch genommen.

Innerhalb des EWE-Konzerns sind lediglich Financial Covenants in Finanzierungsverträgen von ALTERRIC vereinbart. Hiervon sind zum einen die syndizierte Kreditlinie und zum anderen die Projektfinanzierungsverträge der Windparks betroffen. Sämtliche Financial Covenants sind eingehalten.

Die vorgehaltene Liquidität bei Banken sowie die kurz- und langfristigen Kreditlinien geben der EWE AG ausreichend Flexibilität, um den Liquiditätsbedarf des Konzerns zu decken.

Aus der folgenden Übersicht „Fälligkeit von finanziellen Verpflichtungen“ sind die zukünftigen Auszahlungen der originären finanziellen Verbindlichkeiten ersichtlich.

31.12.2023 in Mio. Euro	CASH FLOWS		
	< 1 Jahr	1 - 5 Jahre	> 5 Jahre
Originäre finanzielle Verbindlichkeiten:			
Anleihen	6,2	524,9	600,0
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	364,5	513,5	402,5
Verbindlichkeiten aus Garantiedividende	6,9	14,2	10,1
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.455,7		
Leasingverbindlichkeiten	49,5	202,1	139,5
Übrige finanzielle Verbindlichkeiten	323,4	266,6	285,6
Gesamt	2.206,2	1.521,3	1.437,7

31.12.2022 in Mio. Euro	CASH FLOWS		
	< 1 Jahr	1 - 5 Jahre	> 5 Jahre
Originäre finanzielle Verbindlichkeiten:			
Anleihen	6,2	24,9	1.126,1
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	192,0	590,2	467,4
Verbindlichkeiten aus Garantiedividende	6,9	12,5	13,9
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.766,4		
Leasingverbindlichkeiten	36,9	147,7	167,0
Übrige finanzielle Verbindlichkeiten	388,5	396,9	294,5
Gesamt	2.396,9	1.172,2	2.068,9

Cash Flows Stromderivate (nicht Own-Use)

in Mio. Euro	31.12.2023		31.12.2022	
	< 1 Jahr	1 - 5 Jahre	< 1 Jahr	1 - 5 Jahre
Cash Outflows	-1.253,6	-466,8	-1.557,5	-507,4
Cash Inflows	403,1	312,6	436,7	255,6
Cash Flows netto	-850,5	-154,2	-1.120,8	-251,8

Die Cash Flows beziehen sich auf Stromderivate mit negativen Marktwerten in Höhe von 818,9 Mio. Euro (Vorjahr: 1.482,4 Mio. Euro) sowie positiven Marktwerten in Höhe von 261,5 Mio. Euro (Vorjahr: 747,8 Mio. Euro). Wirtschaftlich ist nur eine Gesamtbetrachtung aller Cash In- und Cash Outflows aus der Abwicklung aller Stromderivate (Ein- und Verkäufe) aussagefähig. Die hierzu wichtigen Own-Use-Positionen sind in der vorstehenden Tabelle nicht abgebildet, da sie keine Finanzinstrumente nach der Abgrenzung der IFRS darstellen.

Cash Flows Gasderivate (nicht Own-Use)

in Mio. Euro	31.12.2023		31.12.2022	
	< 1 Jahr	1 - 5 Jahre	< 1 Jahr	1 - 5 Jahre
Cash Outflows	-6.028,7	-2.306,5	-9.924,3	-4.185,5
Cash Inflows	4.577,6	1.352,2	7.341,8	3.108,5
Cash Flows netto	-1.451,1	-954,3	-2.582,5	-1.077,0

Die Cash Flows beziehen sich auf Derivate im Gasbereich mit negativen Marktwerten in Höhe von 1.895,2 Mio. Euro (Vorjahr: 4.103,3 Mio. Euro) sowie positiven Marktwerten in Höhe von 1.209,8 Mio. Euro (Vorjahr: 3.870,8 Mio. Euro). Wirtschaftlich ist nur eine Gesamtbetrachtung aller Cash In- und Cash Outflows aus der Abwicklung aller Derivate im Gasbereich (Ein- und Verkäufe) aussagefähig. Die hierzu wichtigen Own-Use-Positionen sind in der vorstehenden Tabelle nicht abgebildet, da sie keine Finanzinstrumente nach der Abgrenzung der IFRS darstellen.

Kreditausfallrisiken

Das Kreditrisiko beschreibt die Gefahr eines finanziellen Verlusts, falls der Vertrags- oder Handelspartner nicht oder nicht vollständig dazu in der Lage ist, seinen vertraglichen Verpflichtungen nachzukommen. Dabei kann das Risiko in der Zahlungs- bzw. Leistungsfähigkeit begründet sein.

Im Kreditrisikomanagement findet eine bonitätsorientierte Steuerung potentieller Kreditrisiken statt, die neben Einzelrisiken auch Risikokonzentrationen berücksichtigt. Die maßgeblichen Kreditausfallrisiken des EWE-Konzerns befinden sich in den Bereichen des Sondervertrags- und Privatkundengeschäfts, der Finanzanlage liquider Mittel sowie des Energie- und Devisenhandels und im Bereich von Zinsgeschäften. Zur Begrenzung des Kreditausfallrisikos aufgrund von Zahlungsschwierigkeiten oder Insolvenz im Sondervertragskundengeschäft erfolgt eine Angebotsabgabe an Kunden ausschließlich bei angemessenem Ertrags- und Risikoprofil. Die Finanzanlage diversifiziert Kreditrisiken bei der Anlage von Tages- und Termingeldern bei Banken mit hohen Bonitätsanforderungen. Im Handelsgeschäft wird neben der Zahlungsfähigkeit auch die Lieferfähigkeit des Vertrags- und Handelspartners betrachtet und ein bonitätsabhängiges Kreditlimit vergeben.

Die Kreditrisiken im Handelsgeschäft entstehen vornehmlich durch:

- Forderungsausfall physisch gelieferter Ware und finanzieller Geschäfte,
- Wiedereindeckungsrisiko bei Kaufverträgen und gestiegenen Marktpreisen,
- Wiederabsatzrisiko bei Verkaufsverträgen und gesunkenen Marktpreisen.

Die Begrenzung potentieller Kreditrisiken im Handelsgeschäft wird zusätzlich durch spezielle Vereinbarungen in Rahmenverträgen mit Handelspartnern sichergestellt. Die Rahmenverträge der EFET oder der DRV tragen zu einem geordneten und risikoorientierten Geschäftsablauf bei. Im Rahmenvertrag sind unter anderem Vereinbarungen über gegebenenfalls zu leistende Sicherheiten oder auch über Schutzmechanismen der Parteien vor insolvenzbedingten Verlusten getroffen. Sicherheiten werden im Kreditrisikomanagement hinsichtlich des Sicherheitengebers und der Wirkungsweise differenziert. Die Reduzierung des Kreditrisikos hinsichtlich der Schadenshöhe oder der Ausfallwahrscheinlichkeit erweitert den verfügbaren Handlungsrahmen. Weiterhin werden im Handelsgeschäft Netting-Vereinbarungen zur Reduzierung der Netto-Risikoposition getroffen.

Neben bilateralen Handelsgeschäften werden an den Börsen EEX (European Energy Exchange) und ICE (Intercontinental Exchange) in einem festgelegten Rahmen Geschäfte unter Clearingbedingungen abgeschlossen. Dadurch werden Marktpreis- und Kreditrisiken in Liquiditätsrisiken umgewandelt und es verbleibt ein Kreditrisiko gegenüber den Clearing-Banken in Höhe der hinterlegten Initial Margin.

Die Bonitätsbeurteilung der Vertrags- oder Handelspartner ist prozessual und methodisch festgelegt. Zusätzlich zur initialen Bewertung findet eine kontinuierliche Bonitätsüberwachung statt. Die Bonitätsbeurteilung wird durch ein internes Rating dargestellt und bezieht sowohl externe als auch interne Informationen mit ein. Sofern erhältlich, werden dabei bevorzugt Ratings von Standard & Poor's, Moody's und Fitch verwendet. Zusätzlich werden weitere Ratingagenturen und Auskunfteien einbezogen sowie aktuelle Jahresabschlüsse bewertet. Geschäfte finden ausschließlich im Rahmen freigegebener Kreditlimite statt, deren Einhaltung überwacht wird.

Im operativen Geschäft werden die Außenstände fortlaufend durch das dezentrale Forderungsmanagement überwacht. Dabei werden die vorliegenden kundenspezifischen Informationen wie beispielsweise Überfälligkeit ausgewertet, um notwendige Forderungsabschreibungen bei den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen vorzunehmen. Ein Ausfall wird angenommen, wenn auf die zweite Mahnung kein zeitnäher Zahlungseingang erfolgt. Besteht zu einem Zeitpunkt nicht mehr die Erwartung eines erfolgreichen Zahlungseinganges, wird die Forderung abgeschrieben. Keine Erwartung auf erfolgreichen Zahlungseingang besteht mehr, wenn der entsprechende Vertragspartner sich in einem laufenden Insolvenzverfahren befindet. Sollten Zahlungseingänge auf abgeschriebene Forderungen zu verzeichnen sein, werden diese erfolgswirksam vereinnahmt.

Finanzielle Vermögenswerte werden auf Basis eines Expected-Credit-Loss-Ansatzes (ECL) wertgemindert. Darin wird das im Risiko stehende Nominal, die Ausfallwahrscheinlichkeit und die Verlustquote berücksichtigt. Für langfristige finanzielle Vermögenswerte wird eine Mehrjahresbetrachtung bis zum Ende der Laufzeit durchgeführt und diskontiert.

Die Bewertung der Ausfallwahrscheinlichkeit erfolgt analog zum Kreditrisikomanagement und bedient sich der dort vorliegenden Informationen. Es erfolgt eine Bewertung bei Zugang und zu jedem folgenden Berichtsstichtag. Im General Approach erfolgt ein Stufenwechsel, sofern eine signifikante Veränderung des Kreditrisikos vorliegt. Um zu beurteilen, ob diese vorliegt, wird das Kreditrisiko zum Berichtsstichtag mit dem Kreditrisiko zum Umstellungszeitpunkt oder gegebenenfalls bei späterem Zugang verglichen. Die Ausfallwahrscheinlichkeit wird bei Zugang auf einen 12-Monats-Zeitraum normiert und hinsichtlich ihres Bezugszeitraums angepasst. Dazu wird bei langfristigen finanziellen Vermögenswerten auf die empirischen Informationen zur Ratingmigration von Standard & Poor's und Moody's zurückgegriffen.

Eine signifikante Erhöhung des Kreditrisikos im ECL des Wertminderungskonzepts liegt vor, wenn sich die Bonität des Vertragspartners um eine entsprechende Ratingstufe verschlechtert und sich darüber hinaus nicht mehr im Investment Grade befindet. Die Zuordnung der Ausfallwahrscheinlichkeit zu den Ratingstufen findet analog zu den Ratings von Standard & Poor's und Moody's statt. Die Feststellung einer signifikanten Erhöhung des Kreditrisikos führt zu einer erhöhten Risikovorsorge in der Wertminderung.

Für den Simplified Approach werden die finanziellen Vermögenswerte dem Betrag nach unterschieden. Unterhalb der Betragsgrenze für die Kreditlimitvergabe werden keine individuellen Informationen vorgehalten und die Vermögenswerte werden zu Portfolien zusammengefasst und im Folgenden einer gemeinsamen Wertminderung unterzogen. Um das Klein- und Privatkundensegment einer adäquaten Wertminderung zu unterziehen, werden gesellschaftsspezifische Portfolien verwendet. Die Zuordnung der im Konzernabschluss einbezogenen Gesellschaften zu den Portfolien wird jährlich überprüft.

Über die Vertragslaufzeit der finanziellen Vermögenswerte werden die Kreditrisiken laufzeitgerecht bewertet. In die Berechnung fließen im Bereich der Portfolien ausschließlich historische Ausfalldaten ein.

Da Energie, Wasser und Telekommunikation Grundbedürfnisse für private Abnehmer und Elementargüter in der Industrie darstellen, variieren Ausfallerwartungen nicht erkennbar in Abhängigkeit von makro-ökonomischen Indikatoren. Entsprechend wurden hierfür keine Anpassungen berücksichtigt und stattdessen für individuell bemessene Kreditrisiken die in Bonitätsauskünften enthaltene Zukunftsausrichtung einbezogen.

Kategorie	Kategoriebeschreibung	Basis für Bemessung des erwarteten Verlustes aus
		Kreditrisiken
Kategorie 1 Investment Grade	Kunden haben geringe Ausfallwahrscheinlichkeit und eine große Kapazität die vertraglichen Zahlungsströme zu erfüllen	12 Monats ECL oder kürzer
Kategorie 2 Non Investment Grade	Kunden bei denen ein erhöhtes Kreditausfallrisiko besteht	Vertragslaufzeit
Kategorie 3 Forderungsabwicklung	Es besteht große Gefahr des teilweisen Verlustes des Vermögenswertes	Vermögenswert ist (teilweise) abgeschrieben

Der EWE-Konzern weist folgende Struktur der Risikokategorien auf Basis der Buchwerte auf:

31.12.2023 in Mio. Euro	General Approach			Simplified Approach	Gesamt
	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3		
Kategorie 1 (Investment Grade)	1.353,8	45,6	0,8	2.080,3	3.480,5
Kategorie 2 (Non Investment Grade)	84,7	0,4		210,8	295,9
Kategorie 3 (Forderungsabwicklung)			2,0	62,5	64,5
Gesamt	1.438,5	46,0	2,8	2.353,6	3.840,9

31.12.2022 in Mio. Euro	General Approach			Simplified Approach	Gesamt
	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3		
Kategorie 1 (Investment Grade)	2.557,8	142,9	0,6	1.684,1	4.385,4
Kategorie 2 (Non Investment Grade)	44,1	0,2		414,0	458,3
Kategorie 3 (Forderungsabwicklung)			0,8	46,7	47,5
Gesamt	2.601,9	143,1	1,4	2.144,8	4.891,2

in Mio. Euro	Ausfallwahr- scheinlichkeit p.a.	31.12.2023		31.12.2022	
		Brutto Forderungs- höhe	Wert- berichtigung	Brutto	Forderungs- höhe
					Wert- berichtigung
Portfolio					
1,00 %	n.a.	398,5	-3,6	409,4	-3,0
2,50 %	n.a.	625,0	-2,1	131,7	-1,1
4,50 %	n.a.	256,0	-1,5	171,7	-0,8
IFRS 9-Rating					
AAA	0,01 %	2,1		10,8	-0,1
AA	0,05 %	228,4		129,5	-0,1
A	0,16 %	770,9	-0,2	1.532,7	-0,3
BBB	0,44 %	1.008,0	-1,6	1.854,2	-1,4
BB	1,57 %	238,6	-0,6	467,4	-0,9
B	5,42 %	243,2	-1,0	131,0	-0,6
C	20,00 %	0,1		0,1	
D	35,00 %	2,9	-0,9	2,5	-0,1
Zwischensumme		3.773,7	-11,5	4.841,0	-8,4
Einzelwertberichtigte Forderung /					
Einzelwertberichtigung		67,2	-58,2	50,2	-43,6
Gesamt		3.840,9	-69,7	4.891,2	-52,0

n.a. = nicht anwendbar: den Forderungen sind keine individuellen Ausfallwahrscheinlichkeiten zugeordnet

Die angegebenen Portfolio-Prozentsätze beziehen sich auf eine Laufzeit von einem Jahr, sodass kürzer laufende Forderungen mit geringerer Ausfallquote in die Berechnung eingehen. Der EWE-Konzern verwendet eine einheitliche Verlustquote bei Ausfall (Loss Given Default, LGD) von 75,0 Prozent.

Der gegenüber dem Vorjahr durch normale Schwankungen niedrigere Bestand finanzieller Vermögenswerte beeinflusst die Höhe der Wertberichtigungen vor den Einzelwertberichtigungen nicht wesentlich. Das maximale Ausfallrisiko des Konzerns spiegelt sich im Wesentlichen in den bilanzierten Buchwerten der finanziellen Vermögenswerte zum Bilanzstichtag wider.

Der Konzern hält Barsicherheiten aus Energiehandels- und Energieabsatzgeschäften. Die Sicherheiten des Energiehandels stammen aus Standardhandelsverträgen und bestehen gegenüber Instituten hoher Bonität.

Die Finanzinstrumente werden unter Einbeziehung eventuell gestellter Sicherheiten einer Wertminderung unterzogen.

Marktpreisrisiken

Unter Marktpreisrisiken sind solche Risiken zu verstehen, die sich aufgrund von schwankenden Marktpreisen im beizulegenden Zeitwert oder aus risikobehafteten künftigen Zahlungsströmen eines Finanzinstruments ergeben oder von diesen maßgeblich beeinflusst werden. Im EWE-Konzern betrifft dies insbesondere die Marktpreisrisiken aus dem Commodity-, Währungs- und Zinsbereich.

Commoditypreisrisiken in der Energiebewirtschaftung durch den EWE-Konzern entstehen grundsätzlich aus asynchronen Entwicklungen der Preise aus Energie- und Rohstoffeinkaufs- sowie Verkaufsverträgen bzw. erwarteten Verträgen einerseits und Marktpreisentwicklungen andererseits. EWE sichert sich zum Ausgleich dieser abweichenden Preis- und Wertentwicklungen im Rahmen vorgegebener Risikostrategien weitgehend durch den Einsatz von Strom- und Gastermingeschäften, die als Derivate klassifiziert werden, ab. Hierzu werden regelmäßig strukturierte Produkte sowie selten und in geringem Umfang als Level 3 klassifizierte Positionen eingesetzt.

Die über die Termingeschäfte abgesicherten Energie- bzw. Rohstoffpreise entsprechen der Art nach regelmäßig dem Risiko-Exposure aus den zugrunde liegenden Grundgeschäften. So werden Strompreisrisiken über strompreisgebundene Instrumente, Gaspreisrisiken aus TTF-, Gaspool- oder NCG-angebundene Grundgeschäfte regelmäßig über jeweils entsprechenden TTF-, Gaspool- oder NCG angebundene Instrumente abgesichert. Im Rahmen der Kohlepreisabsicherung für die erwarteten Erzeugungsmengen werden ebenfalls standardisierte Produkte z.B. auf Basis API 2 abgesichert und entsprechen damit den üblichen Marktbedingungen und Preisrisiken. Volatile Energieerzeugung – z.B. aus erneuerbaren Energien wird nur kurzfristig vermarktet und nicht im Hedge Accounting geführt. Der Sicherungszeitraum geht regelmäßig nicht über die liquide Marktperiode hinaus.

Der Sicherungsgrad bezogen auf Energieproduktion bzw. erwarteten Absatz (Produktion als auch Energievertrieb) und bezogen auf ein künftiges Zeitfenster steigt grundsätzlich im Zeitablauf. Er bleibt aber regelmäßig in designierten Sicherungsbeziehungen unterhalb der realistisch erwarteten Mengen, um vom Eintritt des Grundgeschäfts in der Sicherungsbilanzierung regelmäßig hoch wahrscheinlich aussehen zu können. Für die Sicherung werden teils spezifische Eindeckungen oder – z.B. für das Privat- und Kleingewerbebekundengeschäft – kurz- bis mittelfristige Eindeckungen zur Preissicherung vorgenommen.

Für die konventionelle Erzeugung von Elektrizität werden Stromabsatzsicherung und entsprechend dafür nötige Rohstoffbezüge nach Zeit und Menge aufeinander abgestimmt.

Soweit wirtschaftlich sinnvoll unterliegen Preisrisiko und darauf eingegangene Preissicherungsinstrumente der gleichen spezifischen Variable oder dem gleichen Index. Ineffektivität ist daher neben Bonitätsrisiken üblicherweise nicht in wesentlicher Höhe zu erwarten. Bei Kohle unterliegt der Preis gegebenenfalls Qualitätsanpassungen und kann sich daher begrenzt abweichend entwickeln. Diese Qualitätsunterschiede gegenüber der vertraglich vereinbarten Basis können erst bei Lieferung festgestellt werden und schlagen sich dann unmittelbar in der Gewinn- und Verlustrechnung nieder.

Soweit möglich und sachgerecht, werden Derivate in Sicherungsbeziehungen designiert. Bei Rohstoffbezügen in Fremdwährung werden gegebenenfalls Fremdwährungssicherungen ergänzt.

Im Folgenden werden Sensitivitäten zur Bewertung von Finanzinstrumenten bzw. Derivaten auf Strom, Gas sowie für Währungen und Zinsen dargestellt. Dabei wurden nur die bilanzierten Finanzinstrumente einbezogen, deren Marktwertschwankungen das Eigenkapital bzw. die Gewinn- und Verlustrechnung beeinflussen.

Hingegen sind Finanzinstrumente, die zur physischen Erfüllung nichtfinanzieller Posten gemäß des erwarteten Einkaufs-, Verkaufs- oder Nutzungsbedarfs des Unternehmens („Own-Use“) abgeschlossen wurden, nicht Teil der Betrachtung. Diese sind nicht nach IFRS 9 zu bilanzieren. Daher entsprechen die nachfolgend dargestellten Sensitivitäten nicht den tatsächlichen ökonomischen Risiken und dienen lediglich der Erfüllung der Angabevorschriften des IFRS 7. Die ökonomische Sensitivität wird als niedrig eingestuft.

Aus den angegebenen Marktwertschwankungen resultieren in verstärktem Maße Cash Flow-Effekte durch Aktivitäten an den Energiebörsen. Für die dort abgeschlossenen Geschäfte werden die Marktwertschwankungen aufgrund von Marginvereinbarungen finanziell durch Hinterlegung des Marginbetrages ausgeglichen.

Die Sensitivitätsanalysen unterstellen eine Änderung des jeweils zugrunde liegenden Marktpreises oder des Währungskurses um +/-10 Prozent bzw. der Zinsen um +/-100 Basispunkte (bp) über alle betrachteten Lieferjahre bzw. Zeiträume.

Strom und Gas

Offene Strom- und Gas-Positionen führen zu Marktpreisrisiken, wenn EWE das Risiko von Preisveränderungen durch Festpreis oder indizierte Verträge mit Endkunden übernimmt. Dieses Marktpreisrisiko wird mit entweder an der EEX oder der Intercontinental Exchange (ICE) notierten Strom- und Gasfutures geschlossen. Zusätzlich werden bilaterale Strom- und Gas-Forward Kontrakte auf dem Großhandelsmarkt abgeschlossen. Zur Messung und Limitierung der Marktpreisrisiken werden die entsprechenden geschlossenen Positionen für alle Lieferperioden auf Basis stochastischer Modelle hinsichtlich möglicher Marktpreisentwicklungen bewertet. Diese dürfen vorgegebene Limite nicht überschreiten und deren Einhaltung wird daher vom Risikomanagement ständig überwacht.

	Veränderung der Preis- entwicklung	Auswirkungen auf die Gewinn- und Verlustrechnung		Auswirkungen auf das Sonstige Ergebnis	
		31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
in Mio. Euro					
Physisch zu erfüllende Strom-Termingeschäfte					
im Hedge Accounting	+10 %				-1,5
im Hedge Accounting	-10 %				1,5
nicht im Hedge Accounting	+10 %	38,9	54,7		
nicht im Hedge Accounting	-10 %	-38,9	-54,7		
Finanziell zu erfüllende Strom-Termingeschäfte					
im Hedge Accounting	+10 %			-0,6	-9,3
im Hedge Accounting	-10 %			0,6	9,3
nicht im Hedge Accounting	+10 %	41,4	127,8		
nicht im Hedge Accounting	-10 %	-41,4	-127,8		
Gesamt	+10 %	80,3	182,5	-0,6	-10,8
Gesamt	-10 %	-80,3	-182,5	0,6	10,8

	Veränderung der Preis- entwicklung	Auswirkungen auf die Gewinn- und Verlustrechnung		Auswirkungen auf das Sonstige Ergebnis	
		31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
in Mio. Euro					
Physisch zu erfüllende Gas-Termingeschäfte					
im Hedge Accounting	+10 %			43,4	139,5
im Hedge Accounting	-10 %			-43,4	-139,5
nicht im Hedge Accounting	+10 %	45,4	141,9		
nicht im Hedge Accounting	-10 %	-44,5	-142,6		
Gesamt	+10 %	45,4	141,9	43,4	139,5
Gesamt	-10 %	-44,5	-142,6	-43,4	-139,5

Währungen

Die im EWE-Konzern identifizierten Währungsrisiken korrespondieren in der Regel mit einem vorgelagerten Rohstoffhandel in Zukunft liegender Beschaffungs- / Absatzgeschäfte. Das betrifft vor allem die in USD denomierte Kohlebeschaffung und den in PLN fakturierten Gasabsatz. Das Risiko besteht in der Variabilität zukünftiger Cash Flows aufgrund volatiler Wechselkurse, insbesondere EUR / USD und EUR / PLN. Um dieses Risiko zu steuern, werden gemäß der Risikorichtlinie in der Regel Devisentermingeschäfte abgeschlossen. Freistehende derivative Finanzinstrumente ohne Sicherungsbeziehung sind gemäß Risikorichtlinie nicht vorgesehen und können bei Glattstellung zu erfolgswirksamen Ergebnisvolatilitäten führen.

Es wird grundsätzlich das Bilden von effektiven Sicherungsbeziehungen bzw. das Anwenden von Hedge Accounting angestrebt („im Hedge Accounting“). Aus operationellen Gründen kann es dennoch dazu kommen, dass derivative Finanzinstrumente, trotz nachweisbarer Risikominderungswirkung, erfolgswirksam bilanziert werden („nicht im Hedge Accounting“). Hierunter kann auch die Bilanzierung von nur teilweise effektiven Absicherungsgeschäften fallen. Unter dem Posten „Übrige“ werden andersartige Absicherungsgeschäfte aufgeführt (z. B. Devisen Optionen).

In der folgenden Sensitivitätsanalyse werden die Implikationen einer angenommenen +/-10% Veränderung des Bewertungskurses zum Stichtag aufgeführt:

	Kursentwicklung Euro / Fremdwährung	Auswirkungen auf die Gewinn- und Verlustrechnung	Auswirkungen auf das Sonstige Ergebnis
in Mio. Euro		31.12.2023	31.12.2022
Devisentermingeschäfte			
im Hedge Accounting	+10 %		-4,5
im Hedge Accounting	-10 %		5,5
nicht im Hedge Accounting	+10 %	0,9	1,2
nicht im Hedge Accounting	-10 %	-1,1	-1,4
Übrige			
im Hedge Accounting	+10 %		-1,4
im Hedge Accounting	-10 %		1,7
nicht im Hedge Accounting	+10 %	1,4	3,1
nicht im Hedge Accounting	-10 %	-1,7	-3,8
Gesamt	+10 %	2,3	4,3
Gesamt	-10 %	-2,8	-5,9
			7,2

Zinsen

Zinsrisiken im EWE-Konzern stehen in der Regel im Zusammenhang mit Cash Flow-Änderungsrisiken aus bestehenden oder zukünftig geplanten Grundgeschäften im Sinne von Finanzierungen und den daraus resultierenden Zinszahlungen. Zur derivativen Steuerung der Risiken ist ein adäquates Zinsrisikomanagement mit entsprechender Richtlinie aufgesetzt. Hierzu können im Rahmen einer definierten Strategie derivative Zinssicherungsgeschäfte abgeschlossen werden. Die Absicherung umfasst dabei das isolierte Zinsänderungsrisiko, nicht aber die Variabilität des eigenen Kreditrisikos (Credit Spread).

Freistehende derivative Finanzinstrumente ohne Sicherungsbeziehung sind gemäß Risikorichtlinie nicht vorgesehen und können bei Glattstellung zu erfolgswirksamen Ergebnisvolatilitäten führen. Es wird grundsätzlich das Bilden von effektiven Sicherungsbeziehungen bzw. das Anwenden von Hedge Accounting angestrebt („im Hedge Accounting“). Aus operationellen Gründen kann es dennoch dazu kommen, dass derivative Finanzinstrumente, trotz nachweisbarer Risikominderungswirkung, erfolgswirksam bilanziert werden („nicht im Hedge Accounting“). Hierunter kann auch die Bilanzierung von nur teilweise effektiven Absicherungsgeschäften fallen.

Die aufgeführten Sensitivitäten variabel verzinsten Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten beziehen sich ausschließlich auf zum Stichtag in Anspruch genommene Fazilitäten.

Es liegen dabei die folgenden Annahmen zugrunde:

- Marktzinsänderungen von originären festverzinslichen Finanzinstrumenten wirken sich nur dann auf das Periodenergebnis aus, wenn diese zum Fair Value bewertet sind.
- Die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewerteten Finanzinstrumente mit fester Verzinsung unterliegen keinen Zinsänderungsrisiken.

In der folgenden Sensitivitätsanalyse werden die Implikationen einer angenommenen +/-100 bp Veränderung des Bewertungszinssatzes zum Stichtag aufgeführt:

	Veränderung der Zins- entwicklung	Auswirkungen auf die Gewinn- und Verlustrechnung		Auswirkungen auf das Sonstige Ergebnis	
		31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
in Mio. Euro					
Zinsderivate					
im Hedge Accounting	+100 bp			3,9	
im Hedge Accounting	-100 bp			-3,9	
nicht im Hedge Accounting	+100 bp	5,3	3,8		
nicht im Hedge Accounting	-100 bp	-5,5	-8,1		
Variabel verzinsliche Verbindlichkeiten gegenüber					
Kreditinstituten					
nicht im Hedge Accounting	+100 bp	-0,5	-0,6		
nicht im Hedge Accounting	-100 bp	0,5	0,6		
Liquide Mittel					
nicht im Hedge Accounting	+100 bp	3,5			
nicht im Hedge Accounting	-100 bp	-3,5			
Gesamt	+100 bp	8,3	3,2	3,9	
Gesamt	-100 bp	-8,5	-7,5	-3,9	

Risikokonzentration

Risikokonzentrationen entstehen, wenn der Eintritt mehrerer Risiken nicht unabhängig voneinander ist bzw. Klumpenrisiken bestehen. Im Bereich der Kreditrisiken treten diese auf, wenn Geschäftspartner ähnliche Geschäftstätigkeiten oder wirtschaftliche Merkmale aufweisen, die dazu führen, dass sie bei Veränderungen der wirtschaftlichen oder politischen Lage oder anderer Bedingungen in gleicher Weise in ihrer Fähigkeit zur Erfüllung ihrer vertraglichen Verpflichtungen beeinträchtigt werden. Dies kann zum Beispiel für bestimmte Branchen bzw. Wirtschaftszweige gegeben sein, die stark durch transitorische Klimarisiken betroffen sind. Zu nennen sind hierbei insbesondere energieintensive Industrien wie die Stahlproduktion. Weiter sind sowohl der EWE-Konzern sowie auch Vertragspartner von den aktuellen wirtschaftlichen bzw. makroökonomischen Entwicklungen betroffen, aus denen sich Auswirkungen auf die beiderseitige Leistungsfähigkeit oder die wirtschaftliche Lage von Kunden ergeben können. Der wirtschaftliche Abschwung in Verbindung mit den gestiegenen Strom- und Gaspreisen für Privat- und Geschäftskunden hat negativen Einfluss auf die Bonität des Kundenportfolios.

Um unverhältnismäßig hohe Risikokonzentrationen grundsätzlich zu vermeiden oder zu begrenzen, enthalten die Konzernrichtlinien spezielle Vorgaben zur Aufrechterhaltung eines diversifizierten Portfolios sowie zur Begrenzung hochkorrelierter Risiken durch Konzernverbünde.

Die unter Marktpreisrisiken aufgeführten Commodities weisen Abhängigkeiten zueinander auf, die zu einer Risikokonzentration im Falle wirtschaftlicher oder politischer Entwicklungen führen können.

42. Segmentberichterstattung

Die Segmentierung des EWE-Konzerns entspricht der internen Berichterstattung (Management Approach). Die sich hieraus ergebenden Segmente sind wie folgt:

- Erneuerbare Energien
- Infrastruktur
- Markt
- swb
- Sonstiges

Das Segment „Erneuerbare Energien“ umfasst die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Onshore und Offshore).

Neben den Strom-, Erdgas- und Telekommunikationsnetzen werden im Segment „Infrastruktur“ die Geschäftsaktivitäten im Bereich Gasspeicher gebündelt.

Der Energie- und Telekommunikationsvertrieb, der Energiehandel sowie die Elektromobilität sind im Segment „Markt“ zusammengefasst.

Das Segment „swb“ umfasst den swb-Teilkonzern. Dieser Bereich beinhaltet die Erbringung von Energie- und Wasserdienstleistungen, insbesondere in den Stadtgemeinden Bremen und Bremerhaven und deren Umland.

Im Segment „Sonstiges“ sind die Geschäftsaktivitäten in Polen, das Informationstechnologiegeschäft und der Bereich Innovation enthalten.

Der Konzern-Zentralbereich beinhaltet neben der EWE AG als Holding den Immobilienbestand, die direkt von der EWEAG geführten Beteiligungen sowie die auf Konzernebene durchzuführenden Konsolidierungen.

Die Darstellung der Außenumsatzerlöse nach Produkten und Dienstleistungen erfolgt im Rahmen der Berichterstattung der Umsatzerlöse (Tz. 5).

Der Außenumsatz und die Auszahlungen für Investitionen stellen sich nach Regionen (Sitz des Unternehmens) wie folgt dar:

Außenumsatz nach Regionen

in Mio. Euro	Deutschland		Ausland		Konzern	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Externe Verkäufe	9.812,8	8.469,3	192,3	135,8	10.005,1	8.605,1
Auszahlungen für Investitionen	1.109,0	761,4	42,3	6,6	1.151,3	768,0

Aufgrund der großen Anzahl von Kunden und der Vielzahl der Geschäftsaktivitäten gibt es keine Kunden, deren Geschäftsvolumen im Vergleich zum Gesamtgeschäftsvolumen des EWE-Konzerns wesentlich ist.

Segmentinformationen

2023 in Mio. Euro	Erneuerbare Energien		Infrastruktur		Markt		swb		Sonstiges		Konzern- Zentral- bereich		Konzern	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Außenumsatz	417,4	982,6	6.534,5	1.715,5	353,2	1,9	10.005,1							
Innenumsatz	198,1	1.032,4	1.075,7	281,4	111,5	-2.699,1								
Umsatzerlöse	615,5	2.015,0	7.610,2	1.996,9	464,7	-2.697,2	10.005,1							
Segmentergebnis (Operatives EBIT)	93,3	339,9	573,2	113,0	-21,2	-70,9	1.027,3							
Wertminderungen	288,3	1,1	19,5	0,8	2,5	0,4	312,6							
davon auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	287,2	1,1	6,8	0,8	1,7		297,6							
Planmäßige Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	183,4	209,8	70,0	98,8	18,4	35,1	615,5							
Auszahlungen für Investitionen	163,2	573,9	146,9	222,1	27,7	17,5	1.151,3							
Mitarbeitende (Durchschnitt)	434	2.072	2.720	2.253	2.647	720	10.845							

2022 in Mio. Euro	Erneuerbare					Konzern- Zentral- bereich		Konzern
	Energien	Infrastruktur	Markt	swb	Sonstiges			
Außenumsatz	463,9	1.024,3	5.466,9	1.353,1	294,9	2,0	8.605,1	
Innenumsatz	186,7	912,8	991,6	111,8	102,1	-2.305,0		
Umsatzerlöse	650,6	1.937,1	6.458,5	1.464,9	397,0	-2.303,0	8.605,1	
Segmentergebnis								
(Operatives EBIT)	210,7	329,6	85,7	99,7	-10,8	-50,2	664,7	
Wertminderungen	201,6	2,5	3,0	1,4	0,1		208,6	
davon auf immaterielle Vermögenswerte und								
Sachanlagen	201,6	2,5	3,0	1,4			208,5	
Planmäßige Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und								
Sachanlagen	194,8	210,7	66,0	112,0	18,3	34,4	636,2	
Wertaufholungen	47,8						47,8	
davon auf immaterielle Vermögenswerte und								
Sachanlagen	46,3						46,3	
Auszahlungen für								
Investitionen	113,8	286,0	151,0	165,7	34,8	16,7	768,0	
Mitarbeitende (Durchschnitt)	330	1.986	2.534	2.260	2.363	712	10.185	

Das Operative EBIT lässt sich wie folgt auf das Ergebnis vor Ertragsteuern (EBT) überleiten:

in Mio. Euro	2023	2022
Operatives EBIT	1.027,3	664,7
Derivate	-1.901,0	185,3
Belastende Absatzverträge mit gegenüberstehenden derivativen Beschaffungsgeschäften	579,4	-87,2
Fair Value-Bewertung übrige Finanzinstrumente	-0,8	-72,6
Wertaufholungen		47,8
Wertminderungen	-312,6	-208,6
Beteiligungen	-13,4	30,3
Nachträglicher Verkaufserlös im Zusammenhang mit der Veräußerung einer ehemals at-equity bilanzierten Finanzanlage		14,2
Sonstiges	-1,3	-0,1
EBIT	-622,4	573,8
Zinserträge	95,4	77,0
Zinsaufwendungen	-169,2	-89,7
EBT	-696,2	561,1

Das Ergebnis aus Derivaten in Höhe von -1.901,0 Mio. Euro (Vorjahr: 185,3 Mio. Euro) betrifft Wertänderungen in Höhe von -2.265,9 Mio. Euro (Vorjahr: 2.508,2 Mio. Euro) sowie Realisierungen der Marktwerte in Höhe von 364,9 Mio. Euro (Vorjahr: -2.322,9 Mio. Euro).

43. Kapitalflussrechnung

Der Finanzmittelfonds setzt sich zusammen aus den liquiden Mitteln der Bilanz in Höhe von 530,4 Mio. Euro (Vorjahr: 1.374,3 Mio. Euro) sowie aus Cash Pool-Forderungen in Höhe von 11,7 Mio. Euro (Vorjahr: 7,2 Mio. Euro).

Im Rahmen der Ermittlung des Cash Flows aus der laufenden Geschäftstätigkeit werden die Zuführungen und Auflösungen zu den Rückstellungen als zahlungsunwirksame Veränderungen der Rückstellungen und die Inanspruchnahme der Rückstellungen bei den Veränderungen der Verbindlichkeiten sowie anderer Passiva ausgewiesen.

Im Cash Flow aus der laufenden Geschäftstätigkeit sind erhaltene Dividenden in Höhe von 17,8 Mio. Euro (Vorjahr: 15,2 Mio. Euro) enthalten.

Die Einzahlungen aus Abgängen von Anteilen vollkonsolidierter Gesellschaften resultieren in 2022 im Wesentlichen aus der Entkonsolidierung der Alkkian Energia Oy, Kauhajoki, Finnland und Pahkakosken Energia Oy Kauhajoki, Finnland.

Die Auszahlungen für Investitionen in Anteile vollkonsolidierter Gesellschaften betreffen den Erwerb der Anteile an der GP+S Consulting GmbH, Bad Homburg vor der Höhe, nach Abzug der erworbenen Finanzmittel in Höhe von 0,9 Mio. Euro.

Im Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit sind Dividenden an die Anteilseigner der EWE AG in Höhe von 61,0 Mio. Euro (Vorjahr: 168,1 Mio. Euro) enthalten. Dies entspricht 251,00 Euro (Vorjahr: 692,00 Euro) je dividendenberechtigter Aktie. An Gesellschafter ohne beherrschenden Einfluss wurden Ausschüttungen in Höhe von 10,2 Mio. Euro (Vorjahr: 0,6 Mio. Euro) vorgenommen.

Die nicht zahlungswirksamen Investitionen in Höhe von 75,1 Mio. Euro (Vorjahr: 74,1 Mio. Euro) betreffen im Wesentlichen zum einen aktivierungspflichtige Anschaffungs- oder Herstellungskosten in Höhe von 30,6 Mio. Euro (Vorjahr: 39,4 Mio. Euro), die auf Verpflichtungen zur Rekultivierung, Rückbau und Entfernung von Anlagen beruhen. Diese Verpflichtungen sind erfolgsneutral als Rückstellungen zu erfassen, indem sie als Anschaffungskosten der Anlagen aktiviert werden. Zum anderen resultieren die nicht zahlungswirksamen Investitionen aus Anschaffungskosten für Nutzungsrechte aus Leasingverhältnissen in Höhe von 43,2 Mio. Euro (Vorjahr: 34,7 Mio. Euro).

Die nicht zahlungswirksamen Finanzierungsvorgänge betreffen die Passivierung von Leasingverbindlichkeiten nach IFRS 16 in Höhe von 43,2 Mio. Euro (Vorjahr: 34,7 Mio. Euro), die aus dem Erwerb der Anlagengegenstände im Wege eines Leasingverhältnisses resultieren.

Zum 31. Dezember 2023 unterlagen die flüssigen Mittel Verfügungsbeschränkungen in Höhe von 0,1 Mio. Euro (Vorjahr: 0,7 Mio. Euro).

Die in der Kapitalflussrechnung als Leasingnehmer nach IFRS 16 erfassten Beträge werden wie folgt ausgewiesen:

- Ausweis der Auszahlungen für den Tilgungsanteil im Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit
- Ausweis der Auszahlungen für den Zinsanteil der Leasingverbindlichkeit im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit
- Ausweis der Leasingzahlungen für kurzfristige Leasingverhältnisse und Leasingverhältnisse über geringwertige Vermögenswerte, die nicht in der Bilanz ausgewiesen werden, und variablen Leasingzahlungen, die nicht in der Leasingverbindlichkeit enthalten sind, im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit

Die folgende Überleitungsrechnung zeigt die Veränderung der Schulden aus Finanzierungstätigkeit:

		Verbind- lichkeiten gegenüber Kredit- instituten	Verbind- lichkeiten Leasing- verbind- lichkeiten	Verbind- lichkeiten Einlagen Stiller Gesellschafter	Verbind- lichkeiten Garantie- dividende	Sonstige Verbind- lichkeiten	Gesamt
in Mio. Euro	Anleihen						
Langfristige Schulden							
Stand: 01.01.2023	1.091,2	977,4	298,0	225,0	18,1	201,0	2.810,7
zahlungswirksam		-60,1	-21,5			23,7	-57,9
zahlungsunwirksam							
Veränderung							
Konsolidierungskreis		-2,0	-0,5				-2,5
Währungs- anpassungen		-0,2	0,2				
Umbuchungen / sonstige Änderungen	1,0	-72,2	9,0		-2,7		-64,9
Stand: 31.12.2023	1.092,2	842,9	285,2	225,0	15,4	224,7	2.685,4
Kurzfristige Schulden							
Stand: 01.01.2023	2,4	176,9	33,4		3,5	116,2	332,4
zahlungswirksam		125,3	-17,9		-3,4	-103,5	0,5
zahlungsunwirksam							
Veränderung							
Konsolidierungskreis						0,9	0,9
Umbuchungen / sonstige Änderungen		47,2	31,1		3,3	-0,1	81,5
Stand: 31.12.2023	2,4	349,4	46,6		3,4	13,5	415,3

in Mio. Euro	Anleihen	Verbind-	Verbind-	Verbind-	Sonstige Verbind- lichkeiten	Gesamt
		lichkeiten gegenüber Kredit- instituten	Leasing- verbind- lichkeiten	Einlagen Stiller Gesellschafter		
Langfristige Schulden						
Stand: 01.01.2022	1.090,1	1.058,5	298,0	225,0	20,8	300,4
zahlungswirksam		-80,2	-21,5			26,4
zahlungsunwirksam						-75,3
Veränderung						
Konsolidierungskreis		27,1	0,1		-29,0	-1,8
Währungs- anpassungen			-0,1			0,1
Umbuchungen / sonstige Änderungen	1,1	-28,0	21,5		-2,7	-96,9
Stand: 31.12.2022	1.091,2	977,4	298,0	225,0	18,1	201,0
Kurzfristige Schulden						
Stand: 01.01.2022	2,4	364,6	29,9		3,5	115,7
zahlungswirksam		-188,2	-12,7		-3,5	-99,0
zahlungsunwirksam						-303,4
Veränderung						
Konsolidierungskreis		0,1	0,4			-0,5
Umbuchungen / sonstige Änderungen		0,4	15,8		3,5	100,0
Stand: 31.12.2022	2,4	176,9	33,4		3,5	116,2

44. Angaben zu Wegenutzungsverträgen

Zwischen Unternehmen des EWE-Konzerns und den Gebietskörperschaften der EWE-Netzbereiche bestehen eine Reihe von Wegenutzungsverträgen im Strom- und Erdgasbereich sowie Konzessionsverträge im Wasserbereich.

In den Wegenutzungsverträgen wird den EWE-Konzernunternehmen das Recht eingeräumt, im Vertragsgebiet öffentliche Wege für die Errichtung, den Betrieb und die Erhaltung von Leitungen und deren Zubehör zu nutzen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern mit Strom und Erdgas dienen. In den Wasser-Konzessionsverträgen verpflichten sich die Gebietskörperschaften, im Vertragsgebiet ausschließlich den EWE-Konzernunternehmen die Nutzung öffentlicher Wege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen für eine unmittelbare öffentliche Wasserversorgung zu gestatten. Für die Nutzung der öffentlichen Wege ist eine Konzessionsabgabe an die Gebietskörperschaften zu zahlen.

Die Laufzeit der Verträge beträgt in der Regel 20 Jahre. Bei Nichtverlängerung der Wegenutzungsverträge besteht eine gesetzliche Pflicht zur Überlassung der örtlichen Verteilungsanlagen an das neue Energieversorgungsunternehmen gegen Zahlung einer angemessenen Vergütung.

45. Aufstellung der Angaben nach § 313 Abs. 2 HGB zum 31.12.2023

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Konsolidiert:			
Aeolus General Partner Sp. z o.o., Szczecin, Polen	100,00 ¹⁾	26.634	2.967 ⁷⁾
Alterrict Biogas GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	14.273	6.429 ⁷⁾
Alterrict Deutschland GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	1.027.094	-66.518 ^{7) 9)}
Alterrict Ferme Eolienne Sud SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	1.011	256 ⁷⁾
Alterrict GmbH, Aurich	50,00 ¹⁾	1.649.741	-10.366 ^{7) 13)}
Alterrict Internationale Beteiligungs GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	117.249	12.619 ^{7) 9)}
Alterrict SARL, Longueil Sainte Marie, Frankreich	100,00 ¹⁾	2.485	-3.953 ⁷⁾
Alterrict Umspannwerke GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	53	-140 ⁷⁾
Alterrict Windenergie Zell GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-468	-436 ⁷⁾
Alterrict Windpark Betriebs GmbH & Co. KG, Oldenburg	100,00 ¹⁾	10.211	1.818 ⁷⁾
Alterrict Windpark Essel GmbH & Co. KG, Oldenburg	100,00 ¹⁾	5.001	2.167 ⁷⁾
Alterrict Windpark Glane GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	148	-328 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Aufwind KG, Aurich	100,00 ¹⁾	413	249 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Bad Emstal KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.578	811 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Belgern II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.001	747 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Bertkow II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	12.025	2.711 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Bertkow KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.260	1.067 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Bettinghausen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	475	151 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Bimolten II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.634	816 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Brandung I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.670	1.066 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Deblinghausen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.105	773 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Ertstadt KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.418	830 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Falkenhagen IV KG, Aurich	100,00 ¹⁾	909	296 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Frische Brise I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	4.379	1.521 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Groß Niendorf I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.101	666 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Großzöberitz I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	661	503 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Ihlow KG, Ihlow	100,00 ¹⁾	1.600	2.538 ³⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Ingeln KG, Aurich	100,00 ¹⁾	631	289 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Küstenwind I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	180	352 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Küstenwind II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	859	417 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Lutter I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	896	154 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Lutum KG, Aurich	100,00 ¹⁾	271	88 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Megawind II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.433	620 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Mistral KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.170	474 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Mittelherwigsdorf KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.901	912 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Nordhausen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.310	752 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Padenstedt KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.769	639 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Passat I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.253	1.351 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Passat II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.440	612 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Passat III KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.500	1.638 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Rhede KG, Aurich	100,00 ¹⁾	646	262 ⁷⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Konsolidiert:			
Alterrict Windpark GmbH & Co. Scirocco I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.399	1.611 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Scirocco II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.090	469 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Steife Briese KG, Aurich	100,00 ¹⁾	750	276 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Stößen I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	264	-28 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Stößen II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.369	455 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Stößen III KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.616	1.284 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Süllberg KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.564	610 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Tornado KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.081	1.019 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Twist KG, Twist	100,00 ¹⁾	4.000	447 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Valbert KG, Aurich	100,00 ¹⁾	677	222 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Waltershäusen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	408	299 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Wickede KG, Aurich	100,00 ¹⁾	540	400 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Wiegleben KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.845	1.111 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Windnutzung II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.750	721 ⁷⁾
Alterrict Windpark GmbH & Co. Windrose KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.491	1.009 ⁷⁾
Alterrict Windpark Haren GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	300	121 ⁷⁾
Alterrict Windpark Hatten GmbH, Hatten	100,00 ¹⁾	14.273	1.268 ⁷⁾
Alterrict Windpark Heidersdorf GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	396	23 ⁷⁾
Alterrict Windpark Köhlen GmbH & Co. KG, Köhlen	100,00 ¹⁾	9.005	2.314 ⁷⁾
Alterrict Windpark Obergeckler GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-49	-57 ⁷⁾
Alterrict Windpark Petersdorf I GmbH & Co. KG, Oldenburg	100,00 ¹⁾	2.415	598 ⁷⁾
Alterrict Windpark Pülftringer Höhe GmbH & Co. KG, Oldenburg	100,00 ¹⁾	24	-88 ⁷⁾
Alterrict Windpark Rastdorf GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-10	44 ⁷⁾
Alterrict Windpark Siedenbrünzow im Osten GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.906	3.424 ⁷⁾
Alterrict Windpark Walsrode GmbH & Co. KG, Oldenburg	100,00 ¹⁾	1.466	326 ⁷⁾
Alterrict Windpark Werne GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-394	-399 ⁷⁾
Alterrict Windservice GmbH, Krummhörn	100,00 ¹⁾	4.314	778 ⁷⁾
ANB Fläming GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-3.431	-2 ⁷⁾
AWK 2 Sp. z o.o., Szczecin, Polen	100,00 ¹⁾	5.932	-18 ⁷⁾
be.storaged GmbH, Oldenburg	100,00	3.775	2) ⁷⁾
BEENIC GmbH, Oldenburg	100,00	7.961	2) ⁷⁾
best-blu consulting with energy GmbH, Salzgitter	100,00 ¹⁾	668	642
BREKOM GmbH, Bremen	100,00 ¹⁾	7.881	119
Bremer Wasserstoff GmbH, Bremen	100,00 ¹⁾	1.841	-25 ⁷⁾
BTC (Schweiz) AG, Glattbrugg, Schweiz	100,00 ¹⁾	2.712	577
BTC Business Technology Consulting AG, Oldenburg	100,00	12.902	2)
BTC Embedded Systems AG, Oldenburg	93,60 ¹⁾	4.135	1.915
BTC IT Services GmbH, Oldenburg	100,00 ¹⁾	1.463	2) ⁹⁾
Carraigcannon Wind Farm Ltd., Athlone, Irland	100,00 ¹⁾	6.621	282 ⁷⁾
Digitalprojekt 4 GmbH, Berlin	100,00 ¹⁾	278	218 ⁷⁾
Eigensonne GmbH, Berlin	83,20		-21.566 ¹²⁾
Energieallianz MV Beteiligungs GmbH, Rerik	90,00 ¹⁾	-725	-272 ³⁾
Energieversorgung Weser-Ems GmbH, Oldenburg	100,00	170.210	-12 ²⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Konsolidiert:			
Eole Mousstermeur SCS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	631	35 ⁷⁾
Eoliennes Saint Alouestre SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	-431	-72 ⁷⁾
Erste Immobilienentwicklung Donnerschwee GmbH & Co. KG, Oldenburg	100,00	721	-32 ⁷⁾
EWE energia Sp. z o.o., Miedzyrzecz, Polen	100,00 ¹⁾	104.550	10.135
EWE GASSPEICHER GmbH, Oldenburg	100,00	160.090	²⁾
EWE Go GmbH, Oldenburg	100,00	13.189	²⁾
EWE NETZ GmbH, Oldenburg	95,90 ⁵⁾	222.799	²⁾
EWE Polska Sp. z o.o., Poznań, Polen	100,00	107.341	4.458
EWE SERVICEPARTNER GmbH, Oldenburg	100,00	375	-5.747 ²⁾
EWE TEL GmbH, Oldenburg	100,00	95.908	²⁾
EWE TRADING GmbH, Bremen	100,00	30.026	²⁾
EWE VERTRIEB GmbH, Oldenburg	100,00	152.156	²⁾
EWE WASSER GmbH, Cuxhaven	100,00 ¹⁾	14.216	⁹⁾
Five1 GmbH, Heidelberg (vormals FIVE1 GmbH, Walldorf)	100,00 ¹⁾	626	124
Gabrielsberget Nord Vind AB, Malmö, Schweden	100,00 ¹⁾	17.770	-4.624 ⁷⁾
Gastransport Nord GmbH, Oldenburg	100,00	110.790	9.126
GP + S Consulting GmbH, Bad Homburg vor der Höhe	100,00 ¹⁾	155	67
GRE Windpark Verwaltungs GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	69	5 ⁷⁾
GRE Windpark Verwaltungs GmbH & Co. Projekt Windpark Dorna Mitte KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.906	3.424 ⁷⁾
Groß Rietzer Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Aurich	100,00 ¹⁾	885	275 ⁷⁾
Gus Ruddy - Alt Turbines Co. Ltd, Athlone, Irland	100,00 ¹⁾	1.209	629 ⁷⁾
Herrmannsdorfer Windkraft GmbH & Co. Projekt Kronsberg KG, Aurich	100,00 ¹⁾	459	161 ⁷⁾
Höfen Projekt GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-652	-612 ⁷⁾
IFE Windpark Berne GmbH & Co. Betriebs-KG, Berne	100,00 ¹⁾	5.419	111 ⁷⁾
Infrastruktur Damsdorf GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-57	3 ⁷⁾
Intervent SAS, Mulhouse, Frankreich	100,00 ¹⁾	7.637	5.299 ⁷⁾
Killin Hill Windfarm Ltd, Athlone, Irland	100,00 ¹⁾	-651	-242 ⁷⁾
Kilrush Energy Ltd, Athlone, Irland	100,00 ¹⁾	2.672	1.672 ⁷⁾
Kinzig Trasse GmbH & Co. KG, Freiensteinau-Reichlos	77,78 ¹⁾	424	-118 ^{3) 4)}
Lichtenau Windparkbetriebsgesellschaft mbh, Lichtenau	100,00 ¹⁾	375	-3.449 ⁷⁾
Limón GmbH, Kassel	90,65	1.631	1.370 ^{7) 10)}
Loccumer Windparkbetriebsgesellschaft mit beschränkter Haftung, Aurich	100,00 ¹⁾	4.662	909 ⁷⁾
Mühle Steinlah GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	776	100 ⁷⁾
NEA Neue Energie Forschung und Entwicklung Windpark GmbH & Co. Aachen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	201	-114 ⁷⁾
nordcom Niedersachsen GmbH, Oldenburg	100,00 ¹⁾	525	²⁾
Offshore-Windpark RIFFGAT GmbH, Oldenburg	100,00	327.210	²⁾
Parc Eolien de la Saronne SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	4.535	2.177 ⁷⁾
PRO CONSULT Management- und Systemberatung GmbH, Neu-Isenburg	100,00 ¹⁾	423	323
qbig GmbH, Oldenburg	100,00 ¹⁾	25	-913

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Konsolidiert:			
REG Regenerative Energien Standortentwicklung GmbH & Co.			
Beverstedt KG, Aurich	100,00 ¹⁾	4.061	1.083 ⁷⁾
REG Regenerative Energien Standortentwicklung GmbH & Co			
Kirchwistedt KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.120	-118 ⁷⁾
Salzkotten Windparkbetriebs GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	381	-1.210 ⁷⁾
Schinne Windenergie GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.651	859 ⁷⁾
SEC Selecta Energy Consulting GmbH, Kelkheim (Taunus)	100,00 ¹⁾	1.150	1.025
Société d'Exploitation du Parc Eolien de Charsonville SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	3.906	3.424 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien de Sabine SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	3.906	3.424 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien de Vallée Masson SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	3.906	3.424 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien des Hayettes SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	153	284 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien du Fouzon SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	3.906	3.424 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien du Rocher Breton SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	75,00 ¹⁾	1.190	347 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Helios SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	3.906	3.424 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Lande du Moulin SAS, Longueil Sainte Marie, Frankreich	100,00 ¹⁾	220	-475 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien les Garaches SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	-72	-518 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Silene SARL, Mulhouse, Frankreich	100,00 ¹⁾	-158	68 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Violette SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	3.906	3.424 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Zephir SARL, Mulhouse, Frankreich	100,00 ¹⁾	-40	-377 ⁷⁾
Stößen-Wind GmbH & Co. I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.701	946 ⁷⁾
Stromnetz Delmenhorst GmbH & Co. KG, Delmenhorst	50,05 ¹⁾	5.869	1.021
swb AG, Bremen	100,00	460.435	120.252 ³⁾
swb Beleuchtung GmbH, Bremen	100,00 ¹⁾	250	9) ⁹⁾
swb Bremerhaven GmbH, Bremerhaven	100,00 ¹⁾	23.760	9) ⁹⁾
swb Entsorgung GmbH & Co. KG, Bremen	100,00 ¹⁾	140.693	13.344 ⁷⁾
swb Erzeugung AG & Co. KG, Bremen	100,00 ¹⁾	133.822	62.928 ⁷⁾
swb Gasumstellung GmbH, Bremen	100,00 ¹⁾	1.509	9) ⁹⁾
swb Services AG & Co. KG, Bremen	100,00 ¹⁾	10.085	2.974 ⁷⁾
swb Vertrieb Bremen GmbH, Bremen	100,00 ¹⁾	9.592	9) ⁹⁾
swb Vertrieb Bremerhaven GmbH & Co. KG, Bremerhaven	100,00 ¹⁾	-16.082	-14.592 ⁷⁾
Uetze Süd Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Aurich	100,00 ¹⁾	4.025	558 ⁷⁾
Umspannwerk Altentreptow Nord GmbH & Co. KG, Aurich	60,00 ¹⁾	-1.964	11 ⁷⁾
Umspannwerk Bargstedt GbR, Aurich	88,24 ¹⁾	-57	-65 ⁷⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Konsolidiert:			
Umspannwerk Bütow GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	10	251 ⁷⁾
Umspannwerk GmbH & Co. Trebbichau KG, Aurich	100,00 ¹⁾	10	355 ⁷⁾
Umspannwerk Mainsche GbR, Aurich	76,25 ¹⁾	-47	-57 ⁷⁾
Umspannwerk Schinne GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-257	36 ⁷⁾
Umspannwerk Simmern GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	10	163 ⁷⁾
UW Cahnsdorf GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-151	-57 ⁷⁾
UW Gerichtstetten GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-394	-53 ⁷⁾
UW Jagstzell GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-252	-121 ⁷⁾
UW Kandelin GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-303	-125 ⁷⁾
UW Kleinfurra Wind GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-120	-69 ⁷⁾
UW Krauschwitz GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-122	-338 ⁷⁾
UW Mögeln GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-68	-2 ⁷⁾
UW Pöglitz GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-1.055	-219 ⁷⁾
UW Spetzerfehn GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-283	-35 ⁷⁾
UW Steinau Betriebsgesellschaft mbH, Aurich	100,00 ¹⁾	23	53 ⁷⁾
UW Treuenbrietzen Nord GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-170	125 ⁷⁾
UW Werneuchen-Seefeld GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	10	11 ⁷⁾
UW Wessin GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	460	82 ⁷⁾
WCG Wärme Contracting GmbH, Oldenburg	100,00 ¹⁾	7.432	-2.112
wesernetz Bremen GmbH, Bremen	99,00 ¹⁾	189.519	⁹⁾
wesernetz Bremerhaven GmbH, Bremerhaven	99,00 ¹⁾	56.469	⁹⁾
wesernetz Stuhr GmbH & Co. KG, Bremen	100,00 ¹⁾	6.589	771 ⁷⁾
wesernetz Weyhe GmbH & Co. KG, Bremen	100,00 ¹⁾	3.799	530 ⁷⁾
Windenergie Bischberg GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	653	85 ⁷⁾
Windenergie Bütow GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	4.099	835 ⁷⁾
Windenergie Falkenwalde GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	799	431 ⁷⁾
Windenergie Gägelow GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	99	-22 ⁷⁾
Windenergie Georgsheil GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	10	16 ⁷⁾
Windenergie Girkenroth GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	591	-9 ⁷⁾
Windenergie GmbH & Co. Metelen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-404	-21 ⁷⁾
Windenergie Helmbrechts GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	695	137 ⁷⁾
Windenergie Meckel GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	518	113 ⁷⁾
Windenergie Werneuchen-Seefeld GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	790	-45 ⁷⁾
Windenergienutzungsgesellschaft Leipzig mbH & Co. Windpark Rehbach KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.021	432 ⁷⁾
Windfarm Elsdorf II GmbH, Oldenburg	100,00 ¹⁾	3.611	765 ⁷⁾
Windfarm Märkisch-Linden GmbH & Co. KG, Bremen	87,24 ¹⁾	7.841	899 ⁷⁾
Windkraft Herford I GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	265	116 ⁷⁾
Windkraft Rudolphberg GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	450	84 ⁷⁾
Windpark Altes Lager GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	4.396	3.414 ⁷⁾
Windpark Altes Lager II GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	4.375	2.486 ⁷⁾
Windpark Bärfang GmbH & Co. KG, Oldenburg	100,00 ¹⁾	-3.528	-2.786 ⁷⁾
Windpark Buchhain 8 & 11 GmbH & Co. KG, Oldenburg	100,00 ¹⁾	-892	-1.137 ⁷⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Konsolidiert:			
Windpark Extertal GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	521	180 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Altweidelbach KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.518	479 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Bad Emstal II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.399	201 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Barnstedt KG, Aurich	100,00 ¹⁾	872	282 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Bertkow III KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-376	-334 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Bliedersdorf KG, Aurich	100,00 ¹⁾	750	1.000 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Brilon KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.571	-2.524 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Brimingen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	423	169 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Bröckel-Eicklingen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.490	598 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Coesfeld KG, Aurich	100,00 ¹⁾	816	197 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Damsdorf KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.150	636 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Diepenau II KG, Aurich	51,00 ¹⁾	2.000	395 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Diepenau KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.019	331 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Dietrichsfeld KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-1.658	-997 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Dülmen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.906	3.424 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Ennigerloh KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.231	723 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Erlengarten KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.267	261 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Erp KG, Aurich	100,00 ¹⁾	366	112 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Etteln KG, Aurich	100,00 ¹⁾	495	157 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. FAAS-Nord KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.543	267 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Fehndorf KG, Haren	100,00 ¹⁾	1.695	3.091 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Feldheim KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.773	1.170 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Friedrichsgabekoop II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.200	458 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Fuhrberg KG, Aurich	100,00 ¹⁾	625	241 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Gaugshausen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-30	-850 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Gau-Heppenheim KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.060	-37 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Gengingen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-1.508	-486 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Gischow KG, Aurich	100,00 ¹⁾	400	43 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Glövzin KG, Aurich	100,00 ¹⁾	427	-75 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Grabow-Reesen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	7.505	676 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Haaßel KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.693	110 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Hamburg KG, Aurich	100,00 ¹⁾	5.118	596 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Heidehof III KG, Aurich	100,00 ¹⁾	4.051	204 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Heinzenbach-Unzenberg KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.253	170 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Hemeringen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	319	113 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Horn KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.550	270 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Hummelsweiler KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.236	309 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Ihlow KG, Ihlow	100,00 ¹⁾		491 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Jänickendorf KG, Aurich	100,00 ¹⁾	6.510	484 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Jennelt III KG, Aurich	100,00 ¹⁾	660	-442 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Kaledfeld KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.449	49 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Kandelin KG, Aurich	100,00 ¹⁾	100	805 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Kirchheim KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-2.014	42 ⁷⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Konsolidiert:			
Windpark GmbH & Co. Kisselsheide KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.110	512 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Külz I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	535	765 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Külz II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.933	802 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Leun KG, Aurich	100,00 ¹⁾	622	-539 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Lünne II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.314	266 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Lünne III KG, Aurich	100,00 ¹⁾	650	936 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Lünne KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.410	595 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Mittelherwigsdorf II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-195	-121 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Möhnesee-Echtrop KG, Aurich	100,00 ¹⁾	213	26 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Mulsum KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.237	1.078 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Neddenaverbergen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.900	1.141 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Nentzelsrode KG, Aurich	100,00 ¹⁾	5.445	839 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Neustgewann KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.165	237 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Nichel KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.438	1.248 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Niederwerbig KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.985	-4.335 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Niemberg KG, Aurich	100,00 ¹⁾	385	144 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Oechlitz III KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-125	-146 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Olfen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	30	44 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Penzlin KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-940	151 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Rauhkasten-Steinfirst KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.500	345 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Rechenberg KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.238	-675 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Rothensee KG, Aurich	76,00 ¹⁾	1.308	64 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Rysumer Nacken KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.350	656 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Sachsenhausen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	565	243 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Schinne I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	11.798	7.008 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Schinne KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-2.084	-3.484 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Schlalach KG, Aurich	100,00 ¹⁾	14.207	2.784 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Schönfeld KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.236	285 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Schwiegershausen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.500	282 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Seefeld-Gokels KG, Aurich	100,00 ¹⁾	700	270 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Steinheim KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.880	310 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Stößen X KG, Aurich	100,00 ¹⁾	542	569 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Sulzthal KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-147	-4.355 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Swisstal KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-42	-120 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Telgte KG, Aurich	100,00 ¹⁾	209	154 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Trebbichau KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.450	1.030 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Twistetal KG, Aurich	100,00 ¹⁾	911	89 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. VG 3 KG, Aurich	100,00 ¹⁾	10	40 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Vollersode KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.200	345 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Weserbrise KG, Aurich	100,00 ¹⁾	7.800	1.515 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Witzenhausen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.229	233 ³⁾
Windpark GmbH & Co. Wolfhagen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	963	386 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Wolthausen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	258	-46 ⁷⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Konsolidiert:			
Windpark GmbH & Co. Wüscheheim KG, Aurich	100,00 ¹⁾	839	556 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Zehnhausen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	680	-248 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Zerbst KG, Aurich	100,00 ¹⁾	418	187 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Conneforde KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-723	100 ⁷⁾
Windpark Hoppenrade GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	6.511	898 ⁷⁾
Windpark Industriehäfen GmbH & Co. KG, Bremen	81,35 ¹⁾	1.600	349 ⁷⁾
Windpark Jänickendorfer Heide GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	16.740	7.692 ⁷⁾
Windpark Jennelt GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	3.643	610 ⁷⁾
Windpark Jennelt II GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.650	439 ⁷⁾
Windpark Kassieck-Lindstedt GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	8.607	3.651 ⁷⁾
Windpark Kutenholz GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	5.198	3.710 ⁷⁾
Windpark Lensahn GmbH & Co. Kommanditgesellschaft, Aurich	100,00 ¹⁾	720	465 ⁷⁾
Windpark Neutz-Lettewitz GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.906	3.424 ⁷⁾
Windpark Neutz-Lettewitz II GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.210	178 ⁷⁾
Windpark Sendenhorst GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.980	857 ⁷⁾
Windpark Tuchen GmbH & Co. KG, Oldenburg	100,00 ¹⁾	1.109	-43
Windpark Walkhügel Verwaltungs-GmbH, Aderstedt	100,00 ¹⁾	301	14 ⁷⁾
Windpark Wardenburg GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.102	549 ⁷⁾
Windpark Wiegelen II GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-645	153 ³⁾
Windparkbetriebsgesellschaft Adorf/Diemelsee II (die Zweite) GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	83	-67 ⁷⁾
Windparkbetriebsgesellschaft Adorf/Diemelsee mbH, Diemelsee	100,00 ¹⁾	3.413	828 ⁷⁾
Windparkgesellschaft mbH Bohlendorf & Co. Kommanditgesellschaft, Aurich	100,00 ¹⁾	250	1.510 ⁷⁾
WIND-projekt GmbH & Co. Sechste Betriebs-KG, Aurich	100,00 ¹⁾	4.043	11 ⁷⁾
Nicht in den Konsolidierungskreis einbezogen und nach IFRS 9 bilanziert:			
ANB Fläming Verwaltungs GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	12	-36 ⁷⁾
be.digital GmbH, Oldenburg	100,00	23	6 ³⁾
BIBER GmbH - Bildung Betreuung Erziehung, Oldenburg	100,00	73	²⁾ ¹⁴⁾
BTC Bilişim Hizmetleri A.Ş., Istanbul, Türkei	100,00 ¹⁾ ¹⁸⁾	605	60 ¹¹⁾
BTC Software Systems Sp. z o.o., Poznań, Polen	100,00 ¹⁾	1.038	683
BTC Software Technology (Shanghai) Co., Ltd., Shanghai, China	100,00 ¹⁾	278	-15
Digitalprojekt 1 GmbH, Berlin	100,00	141	-29 ³⁾
DreiBigste RE Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	25	²⁾
Einunddreißigste RE Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	25	²⁾
Energieallianz MV Betriebsführungs GmbH, Rerik	90,00 ¹⁾	49	6
Erste Immobilienentwicklung Donnerschwee Verwaltungs GmbH, Oldenburg	100,00 ¹⁾	80	13 ⁷⁾
EWE DIREKT GmbH, Oldenburg	100,00 ¹⁾	28	²⁾
EWE HYDROGEN GmbH, Oldenburg	100,00	25	¹⁶⁾
FSO Fernwirk-Sicherheitssysteme Oldenburg GmbH, Oldenburg	74,00	812	600 ⁴⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Nicht in den Konsolidierungskreis einbezogen und nach IFRS 9 bilanziert:			
GSN Gebäudesicherheit Nord GmbH, Oldenburg	51,00	1.286	365 ³⁾
Kommunale EnergieSpargesellschaft Stuhr mbH, Stuhr	100,00 ¹⁾	103	-1 ³⁾
Neununddreißigste RE Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	33	1
Primus Zweite Projekt GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-60	58 ⁷⁾
Sechsunddreißigste RE Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	69	-1
Siebenunddreißigste RE Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	35	-8 ³⁾
SOCON Sonar Control Kavernenvermessung GmbH, Giesen	62,00 ¹⁾	6.643	1.763
swb Assekuranz Vermittlungs-GmbH, Bremen	60,00 ¹⁾	4.609	433 ³⁾
swb Erzeugung Beteiligungs-GmbH, Bremen	100,00 ¹⁾	1.566	66 ³⁾
swb Netze Bremerhaven Beteiligungs-GmbH, Bremerhaven	100,00 ¹⁾	8	-2 ³⁾
TEWE Energieversorgungsgesellschaft mbH Erkner, Erkner	100,00 ¹⁾	4.305	-556
Umspannwerk Altentreptow Nord Verwaltungs GmbH, Aurich	60,00 ¹⁾	13	-4 ⁷⁾
UW Lichtenau Betriebsgesellschaft mbH, Lichtenau	100,00 ¹⁾	13	-104 ³⁾
Vierunddreißigste RE Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	32	-4
Vierzigste RE Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	22	-4
Windpark Jümme GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-124	-2 ⁷⁾
WN Windnutzungsgesellschaft mbH, Bremen	100,00 ¹⁾	885	-18 ³⁾
At-equity bilanzierte Unternehmen			
Assoziierte Unternehmen:			
Bürgerwindpark Bakum West GmbH & Co. KG, Oldenburg	25,10 ¹⁾	4.124	1.242 ³⁾
DOTI Deutsche Offshore-Testfeld- und Infrastruktur-GmbH & Co. KG, Oldenburg	47,50 ¹⁾	22.335	-37.808
ENERCON Windpark GmbH & Co. Strauch-Michelshof KG, Simmerath	48,47 ¹⁾	4.022	1.618 ³⁾
GWAdriga GmbH & Co. KG, Berlin	48,00	1.059	-3.238 ⁷⁾
htp GmbH, Hannover	50,00	41.755	670
Parc Eolien des Quintefeuilles SAS, Montpellier, Frankreich	50,00 ¹⁾		³⁾
swb Weserwind GmbH & Co. KG, Bremen	50,00 ¹⁾	1.828	1.577 ³⁾
Trianel Windkraftwerk Borkum II GmbH & Co. KG, Oldenburg	37,50	-13.152	-51.550 ⁷⁾
Weserkraftwerk Bremen GmbH & Co. KG, Bremen	50,00 ¹⁾	-11.485	451 ³⁾
Windpark GmbH & Co. Harsewinkel KG, Aurich	34,00 ¹⁾	800	94 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Landesbergen Süd KG, Aurich	28,53 ¹⁾	300	194 ³⁾
Windpark Granswang GmbH & Co. KG, Regensburg	50,00 ¹⁾	2.961	1.348 ³⁾
Windpark Ihlow GmbH & Co. Betriebs KG, Ihlow	40,00 ¹⁾	2.704	6.432 ³⁾
Windpark Klobbické GmbH & Co. KG, Sehestedt	50,00 ¹⁾	3.096	76 ³⁾
At-equity bilanzierte Unternehmen			
Gemeinschaftsunternehmen:			
EWE Go HOCHTIEF Ladepartner Betriebsgesellschaft mbH & Co. KG, Oldenburg	50,00 ¹⁾	42	-8

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
At-equity bilanzierte Unternehmen			
Gemeinschaftsunternehmen:			
EWE Go HOCHTIEF Ladepartner Errichtungs-ARGE GbR, Oldenburg	50,00 ¹⁾	100	-58
EWE Go HOCHTIEF Ladepartner GmbH & Co. KG, Oldenburg	50,00 ¹⁾	833	-167
Gemeinschaftskraftwerk Bremen GmbH & Co. KG, Bremen	51,76 ¹⁾	85.985	3.473 ⁷⁾
Glasfaser NordWest GmbH & Co. KG, Oldenburg	50,00	35.984	-33.525 ⁸⁾
Hanewasser Ver- und Entsorgungs-GmbH, Bremen	51,00 ¹⁾	59.718	11.016 ³⁾
HeideNetz GmbH, Munster	50,50 ¹⁾	3.211	148 ³⁾
INGAVER Innovative Gasverwertungs-GmbH, Bremen	50,00 ¹⁾	2.531	600 ⁷⁾
KENOW GmbH & Co. KG, Bremen	52,36 ¹⁾	14.241	-2.815 ³⁾
Turneo GmbH, Oldenburg	50,00 ¹⁾	13	-88 ³⁾
Windenergiepark Hohegaste GmbH & Co. KG, Bunde	50,00 ¹⁾	716	3.259 ³⁾
Windpark Köhlen GmbH, Oldenburg	50,00 ¹⁾	1.304	-101 ³⁾
Windpark Nattheim GmbH, Heidenheim an der Brenz	25,10 ¹⁾	31.183	4.841 ³⁾
Windpark Schneeberger Hof GmbH & Co. KG, Wörrstadt	50,00 ¹⁾	-181	1.242 ⁷⁾
Windpark Spolzen GmbH & Co. KG, Zetel	40,00 ¹⁾	2.006	907 ³⁾
Windpark Walkhügel GmbH & Co Aderstedt II KG, Aderstedt	50,00 ¹⁾	1.792	308 ³⁾
Windpark Walkhügel GmbH & Co Aderstedt KG I, Aderstedt	50,00 ¹⁾	1.360	206 ³⁾
Windpark Walkhügel GmbH & Co Ilberstedt KG III, Aderstedt	43,00 ¹⁾	1.873	-272 ³⁾
Windpark Weißenberg GmbH, Solms	45,00 ¹⁾	2.062	2.151 ³⁾
Sonstige Beteiligungen nach IFRS 9 bilanziert			
AIRENERGY AETOS S.A., Athen, Griechenland	15,00 ¹⁾		
ANB Treuenbrietzen GmbH & Co. KG, Zossen	22,88 ¹⁾		1 ⁷⁾
BEWA Windenergie Fehndorf/Lindloh Verwaltungsgesellschaft mbH, Haren (Ems)	27,00 ¹⁾		7)
BGV IV, LP, Delaware, USA	4,54	67.972	5.442 ^{3) 15)}
Bullfinch Asset Aktiengesellschaft, Frankfurt am Main	28,50	765	-3.338 ⁴⁾
Bürgerwindpark Schlalach GmbH & Co. KG, Mühlenfließ OT Schlalach	15,50 ¹⁾		
BW Bürgerwindpark Fehndorf/Lindloh GmbH & Co. KG, Haren (Ems)	30,00 ¹⁾		
CEC Haren GmbH & Co. KG, Haren (Ems)	30,75 ¹⁾	8.590	-10 ³⁾
Comgy GmbH, Berlin	7,42	15.015	-2.747 ¹²⁾
Corfu Eole SAS, Béziers, Frankreich	50,00 ¹⁾	4.051	-73 ⁷⁾
Corfu Solaire SAS, Lyon, Frankreich	26,66 ¹⁾		7)
dge wind Baar eins GmbH & Co. KG, Freiburg	33,33 ¹⁾		7)
EINHUNDERT Energie GmbH, Köln	9,45	1.036	-4.070 ³⁾
ENERCON Windpark GmbH & Co. Falkenhagen III KG, Aurich	3,38 ¹⁾	271	128 ³⁾
Energieversorgung Brand GmbH, Krausnick-Groß Wasserburg	50,00 ¹⁾	3.910	639
Energy Impact Partners Funds SCSp, Luxemburg	30,75	95.078	-6.143 ³⁾
European Energy Exchange AG, Leipzig	1,00	484.453	84.625 ⁴⁾
GasLINE Telekommunikationsnetzgesellschaft deutscher Gasversorgungsunternehmen mbH & Co. KG, Straelen	5,67 ¹⁾	131.719	33.320
Gasversorgung Angermünde GmbH, Angermünde	49,00 ¹⁾	2.458	351
GefuE GmbH & Co. Geeste-Wind KG, Bremen	49,88 ¹⁾	1.881	671 ³⁾
Gemeinschaftskraftwerk Bremen Verwaltungsgesellschaft mbH, Bremen	51,76 ¹⁾	28	9)

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Sonstige Beteiligungen nach IFRS 9 bilanziert			
hanseWasser Bremen GmbH, Bremen	38,20 ¹⁾	51.774	11.300 ^{3) 6) 9)}
Harzwasserwerke GmbH, Hildesheim	17,39 ¹⁾	113.156	8.878 ³⁾
High-Tech Gründerfonds III GmbH & Co. KG, Bonn	1,56	112.937	-8.104 ³⁾
Hude Netz GbR, Hude	22,22 ¹⁾		
IGK Abwassertechnik GmbH, Lilienthal	100,00 ¹⁾	536	-57 ⁴⁾
Infrastruktur Schneeberger Hof GmbH, Aurich	33,33 ¹⁾	20	15 ⁷⁾
Infrastrukturgesellschaft Groteland GmbH, Krummhörn	20,00 ¹⁾	402	2 ³⁾
juwi Beteiligungs GmbH & Co. Kundert KG, Mainz	8,87 ¹⁾	278	566 ³⁾
Netzanschluss Wilstermarsch GmbH, Enge-Sande	5,19 ¹⁾	3.614	27 ³⁾
Osterholzer Stadtwerke GmbH & Co. KG, Osterholz-Scharmbeck	25,71 ¹⁾	39.304	5.793 ³⁾
PRISMA European Capacity Platform GmbH, Leipzig	1,33 ¹⁾	1.975	173 ⁷⁾
Solandeo GmbH, Berlin	11,74		-2.101 ³⁾
SOLYTIC GmbH, Berlin	10,00		-1.329 ³⁾
sovanta AG, Heidelberg	10,00	9.009	2.249
Städtische Betriebswerke Luckenwalde GmbH, Luckenwalde	20,00 ¹⁾	14.550	1.873
Stadtwerke Frankfurt (Oder) GmbH, Frankfurt (Oder)	10,00 ¹⁾	36.800	5.064 ⁹⁾
Stadtwerke Ludwigsfelde GmbH, Ludwigsfelde	20,00 ¹⁾	12.881	2.102
Stadtwerke Schwedt GmbH, Schwedt	10,20 ¹⁾	25.383	4.816 ⁹⁾
Stadtwerke Soltau GmbH & Co. KG, Soltau	49,50 ¹⁾	12.813	1.077 ⁴⁾
TANDEM Investitions- und Beteiligungsgesellschaft für ökologische Projekte mbH, Bremen	5,46 ¹⁾	2.807	69 ³⁾
Trading Hub Europe GmbH, Berlin	9,09 ¹⁾	9.180	104 ⁷⁾
UW Nessa II GmbH & Co. KG, Teuchem	50,00 ¹⁾		-118 ⁷⁾
Vaira UG, Paderborn	8,70		-307 ³⁾
Verkehr und Wasser GmbH, Oldenburg	26,00 ¹⁾	17.600	
Wärmeversorgungsgesellschaft Königs Wusterhausen mbH, Königs Wusterhausen	22,90	7.405	1.003 ⁷⁾
Windpark Mehringer Höhe Infrastruktur GmbH, Gerbach	33,33 ¹⁾	440	33 ³⁾
Windpark Rhede Betriebs- u. Abrechnungsgesellschaft mbH, Rhede	37,50 ¹⁾	-17	12 ³⁾
Windpark Riepsterhammrich GmbH & Co. Grundeigentümer KG, Ihlow	3,24 ¹⁾	2.996	3.283 ³⁾

¹⁾ Mittelbare Beteiligung

¹⁰⁾ Die Gesellschaft hält 0,13 % eigene Anteile.

²⁾ Mit diesem Unternehmen bestehen (Teil-)Beherrschungs-, Gewinn- bzw.

¹¹⁾ Zwei Aktien befinden sich in Fremdbesitz.

Ergebnisabführungsverträge

¹²⁾ Vorläufiges Jahresergebnis 30.11.2023

³⁾ Angabe Eigenkapital und Jahresergebnis aus 2022

¹³⁾ seit März 2021 Joint Venture mit der Aloys Wobben Stiftung

⁴⁾ Angabe Eigenkapital und Jahresergebnis aus 2021

¹⁴⁾ Wirtschaftsjahr 1. August 2022 bis 31. Juli 2023

⁵⁾ 95,12 % der Anteile werden mittelbar gehalten

¹⁵⁾ Eigenkapital inklusive nicht realisierter Gewinne

⁶⁾ Die Gesellschaft wird nach der Equity-Methode bei der Hansewasser Ver- und
Entsorgungs-GmbH, Bremen, einbezogen.

¹⁶⁾ Die Gesellschaft besitzt einen Verlustausgleichsvertrag mit einer
anderen Gesellschaft.

⁷⁾ Vorläufiges Jahresergebnis 2023

¹⁷⁾ seit 2023 Joint Venture mit der HOCHTIEF Ladepartner GmbH

⁸⁾ seit Januar 2020 Joint Venture mit der Telekom Deutschland GmbH

¹⁸⁾ Es handelt sich um 99,9998 % der Anteile

⁹⁾ Die Gesellschaft besitzt Ergebnisabführungsverträge mit anderen
Gesellschaften.

46. Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen

Zu den nahestehenden Unternehmen zählen die

- Gesellschafter der EWE AG
- nach der Equity-Methode bewerteten assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen
- nicht konsolidierten verbundenen Unternehmen (sonstige Unternehmen)

Zu den Gesellschaftern der EWE AG gehören der Ems-Weser-Elbe Versorgungs- und Entsorgungsverband, Oldenburg, in dem sich 21 Städte und Landkreise aus dem Ems-Weser-Elbe-Bereich zusammengeschlossen haben. Dieser hält mittelbar über seine kommunalen Beteiligungsunternehmen, die Weser-Ems-Energiebeteiligungen GmbH, Oldenburg (WEE), und die Energieverband Elbe-Weser Beteiligungsholding GmbH, Oldenburg (EEW), die Mehrheit der Anteile (74,0 Prozent) an der EWE AG. Daneben ist auch die Mutter der WEE, die Ems-Weser-Elbe Versorgungs- und Entsorgungsverband Beteiligungsgesellschaft mbH, Oldenburg, als nahestehendes Unternehmen anzusehen. Des Weiteren ist die über den Infrastrukturinvestor ARDIAN gehaltene Ems Weser Elbe Infrastruktur Beteiligungsgesellschaft mbH (1), Düsseldorf, unmittelbar mit 26,0 Prozent an der EWE AG beteiligt.

In den folgenden Tabellen werden Geschäfte mit nahestehenden Unternehmen sowie die bestehenden offenen Salden aus Transaktionen gezeigt:

in Mio. Euro	2023	2022
Erträge		
Gesellschafter der EWE AG	0,2	0,2
Assoziierte Unternehmen	13,9	15,2
Gemeinschaftsunternehmen	92,2	270,9
Sonstige Unternehmen	18,8	14,9
Aufwendungen		
Gesellschafter der EWE AG	0,5	0,8
Assoziierte Unternehmen	9,0	17,0
Gemeinschaftsunternehmen	44,0	68,8
Sonstige Unternehmen	35,2	29,0
Forderungen		
Assoziierte Unternehmen	97,8	90,8
Gemeinschaftsunternehmen	186,6	209,2
Sonstige Unternehmen	37,3	37,4
Verbindlichkeiten		
Gesellschafter der EWE AG	200,0	300,0
Assoziierte Unternehmen	9,3	5,3
Gemeinschaftsunternehmen	6,8	3,3
Sonstige Unternehmen	12,0	12,2
Gewährte Bürgschaften oder Sicherheiten		
Assoziierte Unternehmen	22,9	0,5
Gemeinschaftsunternehmen	10,0	4,7
Sonstige Unternehmen	2,4	
Liquiditätsverpflichtungen		
Gemeinschaftsunternehmen	459,2	430,0

Im Rahmen der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit wurden sämtliche Liefer- und Leistungsbeziehungen zu nahestehenden Unternehmen wie Geschäfte mit konzernfremden Dritten zu marktüblichen Bedingungen und Konditionen abgeschlossen.

Mit der Gruppe der Gesellschafter bestehen neben Beziehungen bezüglich kaufmännischer Dienstleistungen auch finanzielle Verflechtungen. Die Verbindlichkeiten beinhalten ein (Vorjahr: zwei) Gesellschafterdarlehen der WEE an die EWE AG mit einem Volumen von 200,0 Mio. Euro (Vorjahr: 300,0 Mio. Euro). Dieses festverzinsliche Fälligkeitsdarlehen ist mit einem Zinssatz von 0,11 Prozent p.a. zu verzinsen. Die Endfälligkeit ist auf den 30. Juni 2027 terminiert.

Mit der Gruppe der nach der Equity-Methode bewerteten assoziierten Unternehmen sowie Gemeinschaftsunternehmen bestehen neben betrieblichen Liefer- und Leistungsbeziehungen im Erdgas- und Strombereich auch Beziehungen bezüglich kaufmännischer Dienstleistungen. Die gesunkenen Erträge sind zum einen darauf zurückzuführen, dass im Vergleich zum Vorjahr weniger Projektaufträge mit der Glasfaser NordWest GmbH & Co. KG, Oldenburg (Glasfaser NordWest), in Bezug auf die Erschließung von FTTH-Gebieten fertiggestellt wurden. Zum anderen hat der durch technische Defekte bedingte Ausfall eines Gas- und Dampfturbinen (GuD)-Kraftwerks zu Umsatzeinbußen geführt. In den Forderungen sind lang- und kurzfristige Darlehensforderungen mit Gesellschaften aus dem Bereich Stromerzeugung in Höhe von 87,2 Mio. Euro (Vorjahr: 93,3 Mio. Euro) und mit der Glasfaser NordWest in Höhe von 129,4 Mio. Euro (Vorjahr: 126,0 Mio. Euro) enthalten. Die daraus resultierenden Erträge aus Finanzierungsvereinbarungen wurden in Höhe von 9,5 Mio. Euro (Vorjahr: 8,2 Mio. Euro) vereinnahmt.

Die Sicherheiten wurden gegenüber Gläubigern eines assoziierten Unternehmens eingegangen.

EWE hat 37,5 Prozent der Anteile an der Trianel Windkraft Borkum II GmbH & Co. KG, Oldenburg, zur Absicherung der Finanzierung eines Windparkprojektes an die finanzierende Bank verpfändet. Die Glasfaser NordWest hat durch externe Banken eine Darlehenszusage in Höhe von 820,0 Mio. Euro erhalten. Die EWE haftet in ihrer Stellung als Gesellschafterin mit ihren Geschäftsanteilen an der Glasfaser NordWest durch Stellung von Pfandrechten an diesen sowie durch Abtretung von Ansprüchen aus den ausgereichten Gesellschafterdarlehen anteilig in Höhe von 50,0 Prozent. Im Falle des Eintritts von aufschiebenden Bedingungen haben die EWE und die Telekom Deutschland GmbH, Bonn, jeweils eine Darlehensvergabe zur Ablösung der bestehenden Verbindlichkeiten der Glasfaser NordWest von bis zu 430 Mio. Euro vereinbart. Mit einer Inanspruchnahme ist nicht zu rechnen, da die Glasfaser NordWest ihre Verpflichtungen voraussichtlich erfüllen wird, und die aufschiebenden Bedingungen des Darlehensvertrags voraussichtlich nicht eintreten werden.

Gewinnausschüttungen wurden in Höhe von 14,2 Mio. Euro (Vorjahr: 15,9 Mio. Euro) von nahestehenden Unternehmen vereinnahmt.

Aufwendungen für uneinbringliche oder zweifelhafte Forderungen gegenüber nahestehenden Unternehmen sind in Höhe von 2,2 Mio. Euro (Vorjahr: 1,8 Mio. Euro) angefallen. Diese schlagen sich in der Gruppe der sonstigen Unternehmen nieder und haben durch die Wertberichtigung auf Forderungen aus Ausleihungen gegenüber einem zuvor vollkonsolidierten insolventen Unternehmen zu einem Anstieg der Aufwendungen geführt.

Als nahestehend gelten auch Personen, die im Management der EWE AG eine Schlüsselposition bekleiden und somit einen maßgeblichen Einfluss auf die Finanz- und Geschäftspolitik ausüben können. Dazu zählen die Mitglieder des Vorstandes und des Aufsichtsrates der EWE AG sowie deren nahe Familienangehörige. Sind diese Personen auch an einem Gemeinschaftsunternehmen oder an einem Unternehmen beteiligt, das sie beherrschen, dann fällt auch dies unter den Anwendungsbereich des IAS 24. Der EWE-Konzern hat mit diesem Personenkreis keine wesentlichen Geschäfte getätigt. Lieferungen von Strom und Erdgas sowie die Erbringung von Telekommunikationsdienstleistungen an nahestehende Personen erfolgen zu den Bedingungen, wie sie auch mit vergleichbaren fremden Dritten vereinbart werden.

47. Angaben zu den Organen der EWE AG

Aufsichtsrat

Heinz Feldmann (seit 30. Juni 2023)
Vorsitzender des Aufsichtsrats (seit 30. Juni 2023)
Sparkassendirektor a.D., Nortmoor

Bernhard Bramlage (bis 30. Juni 2023)
Vorsitzender des Aufsichtsrats (bis 30. Juni 2023)
Landrat a.D., Leer

Carsten Hahn
1. stellv. Vorsitzender
Technischer Sachbearbeiter der EWE NETZ GmbH, Osterholz-Scharmbeck

Herbert Winkel
2. stellv. Vorsitzender (seit 30. Juni 2023)
Verbandsgeschäftsführer EWE-Verband / Landrat a.D., Lohne

Heiner Schönecke (bis 30. Juni 2023)
2. stellv. Vorsitzender (bis 30. Juni 2023)
Kaufmann, Neu Wulmstorf

Johann Wimberg
3. stellv. Vorsitzender
Landrat des Landkreises Cloppenburg, Friesoythe

Dr. Andreas Radmacher
4. stellv. Vorsitzender
Geschäftsführer R3AMP GmbH, Essen

Patrick Assing (seit 30. Juni 2023)
Consultant der EWE TEL GmbH, Oldenburg

Christian Blömer
Leiter Konzernkommunikation & Marke der EWE AG, Oldenburg

Dr. Sebastian Campagna (seit 7. August 2023)
Referatsleiter im Institut für Mitbestimmung und Unternehmensführung der Hans-Böckler-Stiftung (I.M.U.),
Düsseldorf

Henning R. Deters
Vorstandsvorsitzender der GELSENWASSER AG, Essen

Sigrid Flegel (bis 30. Juni 2023)
Kaufmännische Angestellte der swb Vertrieb Bremen GmbH, Bremen

Frank Gawrischschuk
Vorsitzender Betriebsrat der swb Erzeugung AG & Co. KG, Bremen

Petra Gerlach (seit 30. Juni 2023)
Oberbürgermeisterin der Stadt Delmenhorst, Ganderkesee

Lars Giegling (bis 30. Juni 2023)
Sales Trader / Diplom-Geologe, technischer Betriebswirt (IHK) der EWE TRADING GmbH, Wardenburg

Karin Harms (seit 30. Juni 2023)
Landrätin des Landkreises Ammerland, Bad Zwischenahn

Mareike de Jonge (am 30. Juni 2023)
Gewerkschaftssekretärin ver.di im Bezirk Bremen-Nordniedersachsen, Bremen

Aloys Kiepe (bis 30. Juni 2023)
Rentner, Emden

Jürgen Krogmann
Oberbürgermeister der Stadt Oldenburg, Oldenburg

Jürgen Franz Löcke
Geschäftsführer des Sparkassenverbandes Niedersachsen, Barsinghausen

Immo Schlepper
Fachbereichsleiter im ver.di Landesbezirk Niedersachsen-Bremen, Oldenburg

Ulrike Schlieper (bis 30. Juni 2023)
Qualitätsmanagerin im Gesundheitswesen, Sande

Paul Schneider
Wasserstoffbotschafter EWE, Dipl.-Ing. der EWE GASSPEICHER GmbH, Oldenburg

Dr. Daniel Graf von der Schulenburg
Senior Managing Director / Head of Ardian Infrastructure Germany, Benelux & Northern Europe,
Frankfurt / Main

Almut Siems (seit 30. Juni 2023 bis 31. Dezember 2023)
Kaufmännische Mitarbeiterin der EWE AG, Oldenburg

Vera Visser
Gewerkschaftssekretärin ver.di im Bezirk Weser-Ems, Bremen

Thomas Walter (seit 30. Juni 2023)
Senior Consultant der BTC AG, Bremen

Ingo Wührmann (bis 30. Juni 2023)
Betriebsratsvorsitzender der EWE VERTRIEB GmbH, Zentraler Bereich, Stadland

Vorstand

Stefan Dohler

Vorsitzender des Vorstands der EWE AG, Oldenburg

Dr. Christian Friege (seit 1. März 2023)

Mitglied des Vorstands der EWE AG, Markt, Oldenburg

Dr. Urban Keussen

Mitglied des Vorstands der EWE AG, Technik, Schliersee

Wolfgang Mücher

Mitglied des Vorstands der EWE AG, Finanzen, Oldenburg

Marion Rövekamp (bis 30. April 2023)

Mitglied des Vorstands der EWE AG, Personal & Recht, Arbeitsdirektorin, Oldenburg

Vera Weidemann (seit 1. Juni 2023)

Mitglied des Vorstands der EWE AG, Personal & Recht, Arbeitsdirektorin, Immenstadt

Die Gesamtbezüge der Mitglieder des Vorstands gemäß § 314 Abs. 1 Nr. 6 HGB für das Geschäftsjahr 2023 betragen insgesamt 5,4 Mio. Euro (Vorjahr: 4,5 Mio. Euro).

Für aktive Mitglieder des Vorstands der EWE AG bestehen Pensionsverpflichtungen aus Bruttoentgeltumwandlung in Höhe von 7,7 Mio. Euro (Vorjahr: 6,8 Mio. Euro), die über den EWE-Treuhandverein e.V. finanziert werden.

Die Rückstellung für Pensionsverpflichtungen gegenüber früheren Mitgliedern des Vorstands und ihren Hinterbliebenen beträgt 37,7 Mio. Euro (Vorjahr: 35,3 Mio. Euro); die Gesamtbezüge belaufen sich auf 1,8 Mio. Euro (Vorjahr: 1,8 Mio. Euro).

Dem Aufsichtsrat werden Vergütungen in Höhe von 0,9 Mio. Euro (Vorjahr: 0,9 Mio. Euro) gewährt.

Darüber hinaus erhalten die Vertreter des Aufsichtsrats für ihre Tätigkeit als Arbeitnehmer eine Vergütung in Höhe von 0,7 Mio. Euro (Vorjahr: 0,7 Mio. Euro).

Die Gesamtbezüge der Mitglieder des Vorstands gemäß IAS 24 betragen 5,9 Mio. Euro (Vorjahr: 5,3 Mio. Euro). Darin enthalten sind feste und variable Vergütungsbestandteile sowie Nebenleistungen ganz überwiegend kurzfristiger Art. Neben der Grundvergütung in Höhe von 2,5 Mio. Euro (Vorjahr: 2,1 Mio. Euro) betreffen diese Tantiemen in Höhe von 1,6 Mio. Euro (Vorjahr: 1,1 Mio. Euro) sowie geldwerte Vorteile mit einem Betrag von 0,0 Mio. Euro (Vorjahr: 0,1 Mio. Euro). Zudem sind in den Bezügen eine Abfindungszahlung in Höhe von 0,3 Mio. Euro (Vorjahr: 0,2 Mio. Euro) und laufender Dienstzeitaufwand in Höhe von 1,5 Mio. Euro (Vorjahr: 1,8 Mio. Euro) enthalten.

Im Berichtsjahr betragen die für kurzfristig fällige Leistungen erfassten Aufwendungen an Vorstand und Aufsichtsrat insgesamt 6,8 Mio. Euro (Vorjahr: 6,2 Mio. Euro).

Es bestehen Rückstellungen für variable Vergütungsanteile in Höhe von 1,3 Mio. Euro (Vorjahr: 1,2 Mio. Euro).

48. Honorare und Dienstleistungen des Abschlussprüfers

Die Gesellschaften des EWE-Konsolidierungskreises haben folgende Dienstleistungen vom Konzernabschlussprüfer PricewaterhouseCoopers GmbH, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (PwC) sowie von Gesellschaften des internationalen PwC-Netzwerks in Anspruch genommen:

in Mio. Euro	2023	2022
Abschlussprüfungsleistungen	3,4	2,8
Andere Bestätigungsleistungen	0,7	0,5
Sonstige Leistungen	0,3	0,5
Gesamt	4,4	3,8

Von den Honoraren für Abschlussprüfungsleistungen entfallen 0,0 Mio. Euro auf Gesellschaften des internationalen PwC-Verbunds.

In den angegebenen Abschlussprüfungsleistungen sind Honorare für die Konzernabschlussprüfung selbst einschließlich der Prüfung der Jahresabschlüsse der einbezogenen Unternehmen (Mutter- und Tochterunternehmen), projektbegleitende Prüfungen IT-gestützter rechnungslegungsbezogener Systeme sowie die prüferische Durchsicht des Konzernzwischenabschlusses enthalten. Andere Bestätigungsleistungen umfassen Honorare für gesetzliche und freiwillige energierechtliche Prüfungen, die prüferische Durchsicht der nichtfinanziellen Erklärung, einen Comfort Letter sowie eine EMIR-Prüfung. Sonstige zulässige Leistungen enthalten im Wesentlichen Honorare für Projektbegleitung.

49. Inanspruchnahme von §§ 264 Abs. 3 und 264b HGB

Die folgenden Tochterunternehmen haben im Geschäftsjahr 2023 von den Befreiungen des §§ 264 Abs. 3 und 264b HGB Gebrauch gemacht:

- Alterric Biogas GmbH & Co. KG, Aurich
- Energieversorgung Weser-Ems GmbH, Oldenburg
- EWE SERVICEPARTNER GmbH, Oldenburg
- nordcom Niedersachsen GmbH, Oldenburg

50. Konzernverhältnisse

Der Konzernabschluss der EWE AG wird in den Konzernabschluss der Ems-Weser-Elbe Versorgungs- und Entsorgungsverband Beteiligungsgesellschaft mbH (HRB 201794), Oldenburg, die den Konzernabschluss für den größten Kreis von Unternehmen aufstellt, einbezogen. Die Konzernabschlüsse werden im Unternehmensregister veröffentlicht.

51. Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Die im Berichtsjahr aufgenommenen Tarifverhandlungen zwischen ver.di und EWE konnten am 18. Januar 2024 abgeschlossen werden. Die Ergebnisse wurden – soweit sie für die Verpflichtungen zum Bilanzstichtag von Relevanz waren – vollumfänglich berücksichtigt. Darüber hinaus sind keine weiteren wesentlichen Ereignisse nach dem Bilanzstichtag bekannt.

Oldenburg, den 19. März 2024

Der Vorstand

Stefan Dohler

Dr. Christian Friege

Dr. Urban Keussen

Wolfgang Mücher

Vera Weidemann

Versicherung der gesetzlichen Vertreter

Wir versichern nach bestem Wissen, dass gemäß den anzuwendenden Rechnungslegungsgrundsätzen der Konzernabschluss ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt und im Konzernlagebericht, der mit dem Lagebericht der EWE AG zusammengefasst ist, der Geschäftsverlauf einschließlich des Geschäftsergebnisses und die Lage des Konzerns so dargestellt sind, dass ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt wird, sowie die wesentlichen Chancen und Risiken der voraussichtlichen Entwicklung des Konzerns beschrieben sind.

Oldenburg, den 19. März 2024

Der Vorstand

Stefan Dohler

Dr. Christian Friege

Dr. Urban Keussen

Wolfgang Mücher

Vera Weidemann

Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

An die EWE Aktiengesellschaft, Oldenburg

Vermerk über die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts

Prüfungsurteile

Wir haben den Konzernabschluss der EWE Aktiengesellschaft, Oldenburg, und ihrer Tochtergesellschaften (der Konzern) – bestehend aus der Konzernbilanz zum 31. Dezember 2023, der Konzerngewinn- und Verlustrechnung, der Konzerngesamtergebnisrechnung, der Konzernneigenkapitalveränderungsrechnung und der Konzernkapitalflussrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2023 sowie dem Konzernanhang, einschließlich wesentlicher Angaben zu den Rechnungslegungsmethoden – geprüft. Darüber hinaus haben wir den Konzernlagebericht der EWE Aktiengesellschaft, der mit dem Lagebericht der Gesellschaft zusammengefasst ist, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2023 geprüft. Die Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289f Abs. 4 HGB (Angaben zur Frauenquote) 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 2023 sowie seiner Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2023 und
- vermittelt der beigefügte Konzernlagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns. In allen wesentlichen Belangen steht dieser Konzernlagebericht in Einklang mit dem Konzernabschluss, entspricht den deutschen gesetzlichen Vorschriften und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar. Unser Prüfungsurteil zum Konzernlagebericht erstreckt sich nicht auf den Inhalt der oben genannten Erklärung zur Unternehmensführung.

Gemäß § 322 Abs. 3 Satz 1 HGB erklären wir, dass unsere Prüfung zu keinen Einwendungen gegen die Ordnungsmäßigkeit des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts geführt hat.

Grundlage für die Prüfungsurteile

Wir haben unsere Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit § 317 HGB und der EU-Abschlussprüferverordnung (Nr. 537/2014; im Folgenden „EU-APrVO“) unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Unsere Verantwortung nach diesen Vorschriften und Grundsätzen 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 2023 waren. Diese Sachverhalte wurden im Zusammenhang mit unserer Prüfung des Konzernabschlusses als Ganzem und bei der Bildung unseres Prüfungsurteils hierzu berücksichtigt; wir geben kein gesondertes Prüfungsurteil zu diesen Sachverhalten ab.

Aus unserer Sicht waren folgende Sachverhalte am bedeutsamsten in unserer Prüfung:

- 1. Werthaltigkeit der immateriellen Vermögenswerte und Sachanlagen**
- 2. Bewertung von Drohverlustrückstellungen aus schwedenden Absatzgeschäften in den Bereichen Strom und Gas**

Unsere Darstellung dieser besonders wichtigen Prüfungssachverhalte haben wir jeweils wie folgt strukturiert:

- ① Sachverhalt und Problemstellung
- ② Prüferisches Vorgehen und Erkenntnisse
- ③ Verweis auf weitergehende Informationen

Nachfolgend stellen wir die besonders wichtigen Prüfungssachverhalte dar:

1. Bewertung der immateriellen Vermögenswerte und Sachanlagen

① In dem Konzernabschluss der Gesellschaft werden immaterielle Vermögenswerte in Höhe von 1.368,6 Mio. Euro (8,7 Prozent der Bilanzsumme) und Sachanlagen in Höhe von 7.222,1 Mio. Euro (45,7 Prozent der Bilanzsumme) ausgewiesen. Der Bilanzposten „Immaterielle Vermögenswerte“ entfällt mit 436,3 Mio. Euro auf Geschäfts- oder Firmenwerte, mit 161,2 Mio. Euro auf immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmter Nutzungsdauer und mit 758,0 Mio. Euro auf immaterielle Vermögenswerte mit bestimmter Nutzungsdauer. Während Geschäfts- oder Firmenwerte und immaterielle Vermögenswerte mit einer unbestimmten Nutzungsdauer von der Gesellschaft turnusmäßig einmal im Geschäftsjahr oder anlassbezogen Werthaltigkeitstests (sogenannte Impairment-Tests) unterzogen werden müssen, ist ein solcher Test für die immateriellen Vermögenswerte mit bestimmter Nutzungsdauer und die Sachanlagen nur dann durchzuführen, wenn es Anhaltspunkte dafür gibt, dass eine Wertminderung bzw. Wertaufholung vorliegen könnte. Im Rahmen der Werthaltigkeitstests wird der Buchwert der jeweiligen zahlungsmittelgenerierenden Einheiten bzw. Gruppen (gegebenenfalls inklusive des Geschäfts- oder Firmenwerts) dem entsprechenden erzielbaren Betrag gegenübergestellt. Grundlage dieser Bewertungen ist regelmäßig der Barwert künftiger Zahlungsströme der zahlungsmittelgenerierenden Einheit bzw. Gruppe, der der jeweilige Vermögenswert zuzuordnen ist. Die Barwerte werden mittels Discounted-Cashflow-Modellen ermittelt. Dabei bildet die verabschiedete Mittelfristplanung des Konzerns, die unter anderem auch die Auswirkungen der aktuellen Entwicklungen auf den Energiemarkten berücksichtigt und mit Annahmen über langfristige Wachstumsraten fortgeschrieben wird, den Ausgangspunkt. Die Abzinsung erfolgt mittels der gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten der jeweiligen zahlungsmittelgenerierenden Einheit bzw. Gruppe. Als Ergebnis der Werthaltigkeitstests kam es im Segment „Erneuerbare Energien“ zu Wertminderungen von insgesamt 60,9 Mio. Euro auf immaterielle Vermögenswerte mit einer unbestimmten Nutzungsdauer und 119,2 Mio. Euro (übrige Segmente 2,8 Mio. Euro) auf immaterielle Vermögenswerte mit einer bestimmten Nutzungsdauer sowie zu einer Wertminderung bei Sachanlagen in Höhe von 107,0 Mio. Euro und in den übrigen Segmenten zu Wertminderungen von 7,6 Mio. Euro. Das Ergebnis dieser Bewertungen ist in hohem Maße von der Einschätzung der gesetzlichen Vertreter hinsichtlich

der künftigen Zahlungsmittelzuflüsse, der verwendeten Diskontierungssätze, der Wachstumsraten sowie weiteren Annahmen abhängig und dadurch mit einer erheblichen Unsicherheit, unter anderem auch vor dem Hintergrund der Auswirkungen der aktuellen Krise auf den Energiemarkten, behaftet. Vor diesem Hintergrund und aufgrund der Komplexität der Bewertung war dieser Sachverhalt im Rahmen unserer Prüfung von besonderer Bedeutung.

- ② Im Rahmen unserer Prüfung haben wir unter anderem das methodische Vorgehen zur Durchführung der Werthaltigkeitstests nachvollzogen. Nach Abgleich der bei der Berechnung verwendeten künftigen Zahlungsmittelzuflüsse mit der verabschiedeten Mittelfristplanung des Konzerns haben wir die Angemessenheit der Berechnung insbesondere durch Abstimmung mit allgemeinen und branchen-spezifischen Markterwartungen beurteilt. Zudem haben wir die Einschätzung der gesetzlichen Vertreter hinsichtlich der Auswirkungen der aktuellen Krise auf den Energiemarkten auf die Geschäftstätigkeit des Konzerns gewürdigt und deren Berücksichtigung bei der Ermittlung der künftigen Zahlungsmittelzuflüsse nachvollzogen. Zudem haben wir auch die sachgerechte Berücksichtigung der Kosten von Konzernfunktionen beurteilt. Mit der Kenntnis, dass bereits relativ kleine Veränderungen des verwendeten Diskontierungszinssatzes wesentliche Auswirkungen auf die Höhe des auf diese Weise ermittelten Unternehmenswerts haben können, haben wir auch die bei der Bestimmung des verwendeten Diskontierungszinssatzes herangezogenen Parameter geprüft und das Berechnungsschema nachvollzogen. Um den bestehenden Prognoseunsicherheiten Rechnung zu tragen, haben wir die von der Gesellschaft erstellten Sensitivitätsanalysen nachvollzogen und ergänzend eigene Sensitivitätsanalysen für die zahlungsmittelgenerierenden Einheiten bzw. Gruppen mit geringer Überdeckung (Buchwert im Vergleich zum erzielbaren Betrag) durchgeführt. Dabei haben wir festgestellt, dass die Buchwerte der zahlungsmittelgenerierenden Einheiten bzw. Gruppen inklusive des zugeordneten Geschäfts- oder Firmenwerts, für die kein Wertminderungsbedarf ermittelt wurde, unter Berücksichtigung der verfügbaren Informationen ausreichend durch die diskontierten künftigen Zahlungsmittelüberschüsse gedeckt sind. Hinsichtlich der Wertaufholung haben wir abschließend nachvollzogen, ob die ermittelte Zuschreibung auf die Höhe der fortgeführten Anschaffungs-/ Herstellungskosten begrenzt wurde. 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 Werthaltigkeitstests sind in den Abschnitten „2. Rechnungslegungsmethoden“, „13. Immaterielle Vermögenswerte“ und „14. Sachanlagen“ des Konzernanhangs enthalten.

2. Bewertung von Drohverlustrückstellungen aus schwebenden Absatzgeschäften in den Bereichen Strom und Gas

- ① Im Konzernabschluss der EWE Aktiengesellschaft zum 31. Dezember 2023 wird unter dem Bilanzposten „Rückstellungen“ ein Betrag von 2.290,8 Mio. Euro ausgewiesen. Hiervon entfallen 39,0 Mio. Euro auf Drohverluste aus schwebenden Absatzgeschäften in den Bereichen Strom und Gas. Insgesamt wurden ferner entsprechende Drohverlustrückstellungen in Höhe von 599,7 Mio. Euro im Geschäftsjahr 2023 erfolgswirksam aufgelöst. Drohverlustrückstellungen werden bei Vorliegen der allgemeinen Voraussetzungen einer Rückstellungsbildung für belastende Verträge mit dem Betrag gebildet, um den die mit dem Vertrag verbundenen unvermeidbaren Kosten den daraus erwarteten wirtschaftlichen Nutzen übersteigen. Sowohl der Ansatz als auch der Folgebewertung von Rückstellungen liegen ebenso wie der Ermittlung der hierbei zugrundeliegenden Annahmen in einem hohen Ausmaß Einschätzungen der gesetzlichen Vertreter, unter anderem auch hinsichtlich der Auswirkungen der aktuellen Krise auf den Energiemarkten, zugrunde. Dazu bedienen sich die gesetzlichen Vertreter

komplexer Bewertungsmodelle. Daher war dieser Sachverhalt aus unserer Sicht von besonderer Bedeutung für unsere Prüfung.

- ② Mit der Kenntnis, dass die Rückstellungsbewertung maßgeblich auf von den gesetzlichen Vertretern getroffenen Einschätzungen beruht und diese erhebliche Auswirkung auf das Konzernergebnis haben, haben wir insbesondere die Verlässlichkeit der verwendeten Datengrundlagen sowie die Angemessenheit der bei der Bewertung verwendeten Annahmen und Modelle beurteilt. Im Rahmen unserer Prüfung der Rückstellungen für Drohverluste aus schwebenden Absatzgeschäften haben wir das Berechnungsschema der jeweiligen Rückstellungen anhand der eingehenden Bewertungsannahmen, insbesondere die Zusammenfassung der Geschäfte in Portfolios nach Commodity bzw. Laufzeit, die Ermittlung der verwendeten Preiskurven sowie die noch erwarteten Absatzmengen für die zugrundeliegenden Kundenportfolios, nachvollzogen sowie die geplante zeitliche Inanspruchnahme der Rückstellungen hinterfragt. Wir konnten uns davon überzeugen, dass die getroffenen Einschätzungen und Annahmen der gesetzlichen Vertreter hinreichend begründet sind, um den Ansatz und die Bewertung der Drohverlustrückstellungen zu rechtfertigen. Die von den gesetzlichen Vertretern angewandten Bewertungsparameter, -annahmen und -modelle konnten wir insgesamt nachvollziehen und uns von deren sachgerechter Berücksichtigung bei der Ermittlung der Rückstellungen überzeugen.
- ③ Die Angaben der Gesellschaft zur Bewertung der Drohverlustrückstellungen sind in den Abschnitten "2. Rechnungslegungsmethoden" sowie "27 Rückstellungen" des Konzernanhangs enthalten.

Sonstige Informationen

Die gesetzlichen Vertreter sind für die sonstigen Informationen verantwortlich. Die sonstigen Informationen umfassen die Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289f Abs. 4 HGB (Angaben zur Frauenquote) als nicht inhaltlich geprüften Bestandteil des Konzernlageberichts.

Die sonstigen Informationen umfassen zudem

- den gesonderten nichtfinanziellen Bericht zur Erfüllung der §§ 289b bis 289e HGB und der §§ 315b bis 315c HGB.
- Alle 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 oben genannten sonstigen Informationen zu lesen und dabei zu würdigen, ob die sonstigen Informationen

- wesentliche Unstimmigkeiten zum Konzernabschluss, zu den inhaltlich geprüften Konzernlageberichtsangaben oder zu unseren bei der Prüfung erlangten Kenntnissen aufweisen oder
- anderweitig wesentlich falsch dargestellt erscheinen.

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 falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen (d.h. Manipulationen der Rechnungslegung und Vermögensschädigungen) oder Irrtümern ist.

Bei der Aufstellung des Konzernabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmensaktivität zu beurteilen. Des Weiteren haben sie die Verantwortung, Sachverhalte in Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmensaktivität, sofern einschlägig, anzugeben. Darüber hinaus sind sie dafür verantwortlich, auf der Grundlage des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmensaktivität 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 falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern 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 durchgeföhrte Prüfung eine wesentliche falsche Darstellung stets aufdeckt. Falsche Darstellungen können aus dolosen Handlungen oder Irrtümern 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 falscher Darstellungen im Konzernabschluss und im Konzernlagebericht aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern, 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 aus dolosen Handlungen resultierende wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist höher als das Risiko, dass aus Irrtümern resultierende wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, da dolose Handlungen kollusives 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 Kontrollsysten und den für die Prüfung des Konzernlageberichts relevanten Vorehrungen 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 Darstellung, Aufbau und Inhalt des Konzernabschlusses insgesamt 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, Beaufsichtigung 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 bedeutsamer Mängel im internen Kontrollsysteem, 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 sofern einschlägig, die zur Beseitigung von Unabhängigkeitsgefährdungen vorgenommenen Handlungen oder ergriffenen 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. 3a HGB

Prüfungsurteil

Wir haben gemäß § 317 Abs. 3a HGB eine Prüfung mit hinreichender Sicherheit durchgeführt, ob die in der Datei EWE_AG_KA_ZLB_ESEF 2023 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 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 2022 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 Datei enthaltenen Wiedergaben des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit § 317 Abs. 3a HGB unter Beachtung des IDW Prüfungsstandards: Prüfung der Zwecke der Offenlegung erstellten elektronischen Wiedergaben von Abschlüssen und Lageberichten nach § 317 Abs. 3a HGB (IDW PS 410 (06.2022)) 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 Qualitätsmanagementsystem des IDW Qualitätsmanagementstandards: Anforderungen an das Qualitätsmanagement in der Wirtschaftsprüferpraxis (IDW QMS 1 (09.2022)) 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.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Prozesses 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) nach Maßgabe der Artikel 4 und 6 der Delegierten Verordnung (EU) 2019 / 815 in der am Abschlussstichtag geltenden Fassung eine angemessene und vollständige maschinenlesbare XBRL-Kopie der XHTML-Wiedergabe ermöglicht.

Übrige Angaben gemäß Artikel 10 EU-APrVO

Wir wurden von der Hauptversammlung am 30. Juni 2023 als Konzernabschlussprüfer gewählt. Wir wurden am 8. November 2023 vom Aufsichtsrat beauftragt. Wir sind ununterbrochen seit dem Geschäftsjahr 2022 als Konzernabschlussprüfer der EWE Aktiengesellschaft, Oldenburg, 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.

Hinweis auf einen sonstigen Sachverhalt – Verwendung des Bestätigungsvermerks

Unser Bestätigungsvermerk ist stets im Zusammenhang mit dem geprüften Konzernabschluss und dem geprüften Konzernlagebericht sowie den geprüften ESEF-Unterlagen zu lesen. Der in das ESEF-Format überführte Konzernabschluss und Konzernlagebericht – auch die in das Unternehmensregister einzustellenden Fassungen – sind lediglich elektronische Wiedergaben des geprüften Konzernabschlusses und des geprüften Konzernlageberichts und treten nicht an deren Stelle. Insbesondere ist der „Vermerk über die Prüfung der für Zwecke der Offenlegung erstellten elektronischen Wiedergaben des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts nach § 317 Abs. 3a HGB“ und unser darin enthaltenes Prüfungsurteil nur in Verbindung mit den in elektronischer Form bereitgestellten geprüften ESEF-Unterlagen verwendbar.

Verantwortlicher Wirtschaftsprüfer

Die für die Prüfung verantwortliche Wirtschaftsprüfer ist Hubert Ahlers.

Bremen, 20. März 2024

PricewaterhouseCoopers GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Hubert Ahlers
Wirtschaftsprüfer

Carsten Engelhardt
Wirtschaftsprüfer

Bericht des Aufsichtsrats

Sehr geehrte Damen und Herren,

der Aufsichtsrat hat sich während des Geschäftsjahres 2023 vom Vorstand regelmäßig und umfassend über die Lage der Gesellschaft, alle wesentlichen Geschäftsvorfälle und die Entwicklung des Unternehmens mündlich und schriftlich berichten lassen und die Geschäftsführung laufend überwacht.

Im Aufsichtsrat wurden alle Maßnahmen, die nach Gesetz und Satzung der Zustimmung bedürfen, eingehend erörtert und die notwendigen Entscheidungen getroffen. Im Jahr 2023 wurden zehn Sitzungen des Aufsichtsrats durchgeführt. Der Aufsichtsrat hat sich insbesondere mit dem Jahres- und Konzernabschluss, der aktuellen Ertragslage einschließlich des Risikomanagementsystems, den Investitionen und ihrer Finanzierung sowie einzelnen bedeutenden Geschäftsvorgängen befasst und zu den ihm per Gesetz oder Satzung zugewiesenen Gegenständen Beschlüsse gefasst.

Großes Augenmerk richtete sich im Geschäftsjahr 2023, wie schon im Vorjahr, insbesondere auf die Entwicklung der Energiepreise aufgrund des Angriffskrieges auf die Ukraine sowie auf die daraus entstehenden Auswirkungen auf die Gasversorgung allgemein und die Lage der EWE AG insbesondere. Resultierend aus der unsicheren Gesamtsituation hat sich der Aufsichtsrat in regelmäßigen schriftlichen Berichten zum aktuellen Stand berichten lassen.

Ein weiterer Schwerpunkt der Überwachungstätigkeit des Aufsichtsrats war auch die in 2023 nach wie vor angespannte Beschwerdesituation auf der Kundenseite im Zusammenhang mit der Umstellung des IT-Systems für die Kundenabrechnungsprozesse. Der Aufsichtsrat hat sich in regelmäßigen Abständen schriftlich zur aktuellen Entwicklung sowie regelmäßig in Gremiensitzungen dazu berichten lassen.

Des Weiteren hat der Aufsichtsrat im Geschäftsjahr 2023 nach eingehender Beratung der Freigabe von Finanzmitteln für das Wasserstoffgroßprojekt Clean Hydrogen Coastline (CHC) des europäischen Programmes Important Project of Common European Interests (IPCEI), der Änderung der Geschäftsordnung des Aufsichtsrats, der Freigabe weiterer Investitionsmittel in Form von langfristigen Gesellschafterdarlehen in die htp GmbH, der Finanzierung des Ladeinfrastrukturprojekts van Mark Projekta GmbH, der Teilnahme an der PV-Ausschreibung des Landes Niedersachsen (Onsite PPA), den Investitionen im FTTH-Ausbau, der Angebotsabgabe für das Deutschlandnetz, der Nachgenehmigung von Onshore Windparkprojekten und Desinvestitionen der Alterric-Gruppe sowie der Neuverhandlung der syndizierten Kreditlinie für den Energiehandel in 2024 zugestimmt. Weiterhin hat der Aufsichtsrat der Hauptversammlung der EWE AG vorgeschlagen, die Rechtsstreitigkeiten mit dem ehemaligen Vorstandsvorsitzenden Herrn Matthias Brückmann durch Vergleich zu beenden und zum weiteren Vorgehen im Hinblick auf die Rechtsstreitigkeiten mit Herrn Nikolaus Behr Beschluss gefasst.

Zudem hat sich der Aufsichtsrat zu den Themen Klimaneutralität, Aktualisierung der Liquiditätsentwicklung und der Clearing Szenarien, zur Zentralisierung des Fördermittelmanagements, zum Projekt Horizont und zu einzelnen wesentlichen Konzernprojekten berichten lassen. Weiterhin hat der Aufsichtsrat im Geschäftsjahr 2023 einen gesonderten Ausschuss gebildet, welcher intensiv die Gestaltung der strategischen Ausrichtung des EWE Konzerns begleitet hat.

Mit dem Ende der Hauptversammlung der EWE AG am 30. Juni 2023 endete die Amtszeit des amtierenden Aufsichtsrats. Herr Lars Giegling, Herr Aloys Kiepe, Herr Ingo Wührmann und Frau Sigrid Flegel sind als Vertreter der Arbeitnehmer aus dem Aufsichtsrat ausgeschieden. Frau Ulrike Schlieper, Herr Bernhard Bramlage und Herr Heiner Schönecke sind als Vertreter der Anteilseigener aus dem Aufsichtsrat ausgeschieden. Als Arbeitnehmervertreter wurden Herr Patrick Assing, Herr Christian Blömer, Herr Frank

Gawrischschuk, Herr Carsten Hahn, Frau Mareike de Jonge, Herr Immo Schlepper, Herr Paul Schneider, Frau Almut Siems, Frau Vera Visser sowie Herr Thomas Walter, entsprechend den Vorschriften des Mitbestimmungsgesetzes in den Aufsichtsrat gewählt. Als Anteilseignervertreter wurden durch die Hauptversammlung Herr Heinz Feldmann, Herr Henning Deters, Frau Petra Gerlach, Frau Karin Harms, Herr Jürgen Krogmann, Herr Jürgen Löcke, Herr Johann Wimberg und Herr Herbert Winkel und in den Aufsichtsrat gewählt. Herr Dr. Andreas Radmacher und Herr Dr. Daniel Graf von der Schulenburg wurden durch den Minderheitsaktionär ARDIAN in den Aufsichtsrat entsandt. Im Anschluss an die Hauptversammlung hat sich der Aufsichtsrat der EWE AG in seiner Sitzung am 30. Juni 2023 neu konstituiert. Aufgrund der Niederlegung des Aufsichtsratsmandats von Frau Mareike de Jonge mit Ablauf des 30. Juni 2023 wurde Herr Dr. Sebastian Campagna zum 7. August 2023 gerichtlich nachbestellt. Zudem hat Frau Almut Siems mit Ablauf des 31. Dezember 2023 ihr Aufsichtsratsmandat niedergelegt. Auf sie folgt zum 1. Januar 2024 Herr Lars Giegling.

Dem bisherigen Vorsitzenden des Aufsichtsrates folgt Herr Heinz Feldmann nach. In diesem Zuge wurden die Ausschüsse des Aufsichtsrats umbenannt. Der Finanz- und Prüfungsausschuss wurde zum Prüfungsausschuss und der Arbeitsausschuss zum Finanz- und Investitionsausschuss umbenannt und die Zuständigkeitsbereiche der Ausschüsse durch eine Änderung der Geschäftsordnung neu zugeschnitten.

Mit der Neubesetzung des Aufsichtsrats erfolgte ebenfalls eine Änderung in der Besetzung seiner Ausschüsse. In das Präsidium wurden Herr Frank Gawrischschuk, Herr Immo Schlepper, Herr Paul Schneider, Herr Carsten Hahn, Herr Heinz Feldmann, Herr Herbert Winkel, Herr Johann Wimberg und Herr Dr. Andreas Radmacher gewählt. In den Prüfungsausschuss wurden Herr Jürgen Löcke, Frau Petra Gerlach, Frau Karin Harms, Herr Dr. Andreas Radmacher, Frau Vera Visser, Herr Frank Gawrischschuk, Herr Carsten Hahn und Herr Paul Schneider gewählt. In den Finanz- und Investitionsausschuss wurden Herr Heinz Feldmann, Herr Jürgen Krogmann, Herr Dr. Daniel Graf von der Schulenburg, Herr Herbert Winkel, Herr Patrick Assing, Herr Christian Blömer, Herr Immo Schlepper und Herr Thomas Walter gewählt. Herr Heinz Feldmann wurde zum Vorsitzenden des Finanz- und Investitionsausschusses und Herr Jürgen Löcke zum Vorsitzenden des Prüfungsausschusses benannt.

Der Aufsichtsrat dankte den ausgeschiedenen Mitgliedern des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse für ihre engagierte, konstruktive Mitarbeit sowie für ihren Einsatz zum Wohle des Unternehmens.

Die Ausschüsse des Aufsichtsrats haben mit dem Vorstand die Sitzungen und Beschlüsse des Aufsichtsrats vorbereitet. Insgesamt fanden zehn Sitzungen des Präsidiums sowie sechs Sitzungen des Arbeitsausschusses / Finanz- und Investitionsausschusses und sechs Sitzungen des Finanz- und Prüfungsausschusses / Prüfungsausschusses statt. Für Sitzungen des Vermittlungsausschusses gemäß § 27 Abs. 3 Mitbestimmungsgesetz bestand keine Notwendigkeit.

Der Aufsichtsrat der EWE AG hat in seiner außerordentlichen Sitzung am 20. Januar 2023 der Bestellung von Herrn Dr. Christian Friege als Vorstand Markt sowie dem Abschluss eines entsprechenden Vorstandsdienstvertrages ab dem 1. März 2023 zugestimmt. Der Aufsichtsrat hat zudem über die Verlängerung der Amtszeit von Herrn Wolfgang Mücher als Finanzvorstand bis Ende Mai 2024 positiv entschieden. Frau Marion Rövekamp hat auf eigenen Wunsch nach Ablauf des Bestellungszeitraums zum 30. April 2023 das Unternehmen verlassen. Auf sie folgte Frau Vera Weidemann als Vorständin Personal und Recht zum 1. Juni 2023. Zudem fasste der Aufsichtsrat Beschlüsse zur Altersversorgungsregelung, zu Zielvereinbarungen für die variable Vergütung, zur Zielerreichung für das Geschäftsjahr 2022 und zu Zielvorgaben für das Geschäftsjahr 2023 der Vorstandsmitglieder. In seiner außerordentlichen Sitzung am 13. Oktober 2023 hat der Aufsichtsrat der EWE AG ferner der Bestellung von Herrn Dr. Frank Reiners als Finanzvorstand sowie dem Abschluss eines entsprechenden Vorstandsdienstvertrages ab dem 1. Juli 2024 zugestimmt.

Der Aufsichtsrat hat sich auch im abgelaufenen Geschäftsjahr mit der Wirksamkeit des internen Kontrollsystems, des Risikomanagementsystems und des internen Revisionssystems befasst und wurde vom Vorstand hierüber, sowie über die Compliance der Gesellschaft und des Konzerns informiert. Dabei hat die interne Revision dem Aufsichtsrat gegenüber regelmäßig über die durchgeführten Revisionsprüfungen berichtet. Über Rechtsstreitigkeiten zwischen ehemaligen Vorständen und der EWE AG hat der Vorsitzende des Aufsichtsrats regelmäßig berichtet.

Die PricewaterhouseCoopers GmbH, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, wurde durch Beschluss der Hauptversammlung vom 30. Juni 2023 zum Abschlussprüfer bestellt und vom Aufsichtsrat daraufhin beauftragt. Der vom Vorstand nach den Regeln des HGB aufgestellte Jahresabschluss der EWE AG und der IFRS-Konzernabschluss sowie der zusammengefasste Lagebericht der EWE AG und des Konzerns für das Geschäftsjahr 2023 wurden geprüft und mit einem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen. Die Berichte des Abschlussprüfers sind dem Aufsichtsrat ausgehändigt worden; sie wurden in die Aussprache und Prüfung des Jahres- und Konzernabschlusses einbezogen und zur Kenntnis genommen. Der Abschlussprüfer hat an den Sitzungen des Prüfungsausschusses am 18. April 2024 sowie an der Jahresabschlussitzung des Aufsichtsrats am 24. April 2024 teilgenommen, über die wesentlichen Ergebnisse seiner Prüfung berichtet und stand für Erläuterungen zur Verfügung. Nach dem abschließenden Ergebnis seiner Prüfung erhebt der Aufsichtsrat gegen den vom Vorstand aufgestellten Jahres- und Konzernabschluss, den Bericht über die Lage der EWE AG und des Konzerns sowie den Vorschlag für die Verwendung des Bilanzgewinns keine Einwendungen. Der Aufsichtsrat hat am heutigen Tage den Jahresabschluss festgestellt, den Konzernabschluss gebilligt und sich dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstandes angeschlossen.

Der nach § 312 AktG vom Vorstand aufzustellende Bericht über die Beziehungen zu verbundenen Unternehmen gemäß § 313 AktG liegt vor. Er wurde vom Abschlussprüfer geprüft und mit folgendem Bestätigungsvermerk versehen:

„Nach unserer pflichtmäßigen Prüfung und Beurteilung bestätigen wir, dass

1. die tatsächlichen Angaben des Berichts richtig sind,
2. bei den im Bericht aufgeführten Rechtsgeschäften die Leistung der Gesellschaft nicht unangemessen hoch war,
3. bei den im Bericht aufgeführten Maßnahmen keine Umstände für eine wesentlich andere Beurteilung als die durch den Vorstand sprechen.“

Jahresabschluss und Lagebericht, Konzernabschluss und Konzernlagebericht sowie die Prüfungsberichte des Abschlussprüfers der Gesellschaft haben allen Mitgliedern des Aufsichtsrats vorgelegen. Nach eigener Prüfung stimmt der Aufsichtsrat dem Prüfungsergebnis des Abschlussprüfers zu und erklärt, dass gegen die Erklärung des Vorstandes am Schluss des Berichtes über die Beziehungen zu verbundenen Unternehmen keine Einwendungen zu erheben sind.

Weiterhin hat der Aufsichtsrat die PricewaterhouseCoopers GmbH, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, mit der prüferischen Begleitung sowie der prüferischen Durchsicht (Limited Assurance) der nichtfinanziellen Erklärung (NFE) für das Geschäftsjahr 2023 beauftragt; hierzu gab es keine Prüfungsfeststellungen. Der Prüfungsausschuss hat die Beauftragung von zulässigen Nicht-Prüfungsleistungen an den Wirtschaftsprüfer gebilligt.

Der Aufsichtsrat spricht dem Vorstand, allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern sowie den Betriebsräten für die im Geschäftsjahr 2023 geleistete Arbeit seinen Dank und seine Anerkennung aus.

Oldenburg, 24. April 2024

Der Aufsichtsrat

Heinz Feldmann
Vorsitzender

Disclaimer

Der Finanzbericht enthält zukunftsgerichtete Aussagen, die auf Annahmen und Schätzungen der Unternehmensleitung der EWE AG beruhen. Auch wenn die Unternehmensleitung der Ansicht ist, dass diese Annahmen und Schätzungen zutreffend sind, können die künftige tatsächliche Entwicklung und die künftigen tatsächlichen Ergebnisse von diesen Annahmen und Schätzungen aufgrund vielfältiger Faktoren erheblich abweichen. Zu diesen Faktoren können beispielsweise die Veränderung der gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen in Deutschland und der EU sowie Veränderungen in der Branche gehören. Die EWE AG übernimmt keine Gewährleistung und keine Haftung dafür, dass die künftige Entwicklung und die künftig erzielten tatsächlichen Ergebnisse mit den in diesem Finanzbericht geäußerten Annahmen und Schätzungen übereinstimmen werden. Es ist von der EWE AG weder beabsichtigt, noch übernimmt die EWE AG eine gesonderte Verpflichtung, zukunftsbezogene Aussagen zu aktualisieren, um sie an Ereignisse oder Entwicklungen nach dem Datum des Berichts anzupassen.

Dieses Dokument enthält – in IFRS nicht genau bestimmte – ergänzende Finanzkennzahlen, die sogenannten Non-GAAP-Measures sind oder sein können. Für die Beurteilung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des EWE-Konzerns sollten diese nicht isoliert oder als Alternative zu den im Konzernabschluss dargestellten und im Einklang mit IFRS ermittelten Finanzkennzahlen herangezogen werden. Andere Unternehmen, die Finanzkennzahlen mit einer ähnlichen Bezeichnung darstellen oder berichten, können diese anders berechnen.

Aufgrund von Rundungen ist es möglich, dass sich einzelne Zahlen in diesem und anderen Dokumenten nicht genau zur angegebenen Summe addieren und dass dargestellte Prozentangaben nicht genau die absoluten Werte widerspiegeln, auf die sie sich beziehen.

Der Finanzbericht liegt ebenfalls in englischer Übersetzung vor; bei Abweichungen geht die deutsche Fassung des Finanzberichts vor. Er steht in beiden Sprachen im Internet unter www.ewe.de zum Download bereit.

EWE Aktiengesellschaft

Tirpitzstraße 39
26122 Oldenburg
www.ewe.de

EWE