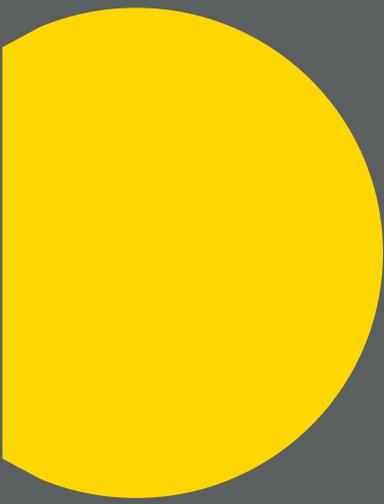


# Finanzbericht 2023

Ems-Weser-Elbe  
Versorgungs- und Entsorgungsverband  
Beteiligungsgesellschaft mbH

***EWE***



## Konzernlagebericht

---

- 2      Geschäfts- und Rahmenbedingungen
- 20     Unternehmenssituation im EWE-Verband-Konzern
- 28     Bericht über die voraussichtliche Entwicklung mit ihren wesentlichen Chancen und Risiken

## Konzernabschluss

---

- 58     Gewinn- und Verlustrechnung des EWE-Verband-Konzerns
- 59     Gesamtergebnisrechnung des EWE-Verband-Konzerns
- 60     Bilanz des EWE-Verband-Konzerns
- 62     Eigenkapitalveränderungsrechnung des EWE-Verband-Konzerns
- 64     Kapitalflussrechnung des EWE-Verband-Konzerns
- 66     Anhang zum Konzernabschluss des EWE-Verband-Konzerns

# Geschäfts- und Rahmenbedingungen

## Der EWE-Verband-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.

Die Ems-Weser-Elbe Versorgungs- und Entsorgungsverband Beteiligungsgesellschaft mbH (EWE-Verband GmbH oder EWE-Verband-Konzern) wurde 2007 gegründet und hat ihren Sitz in Oldenburg. Die GmbH-Anteile werden zu 100,0 Prozent vom Zweckverband Ems-Weser-Elbe Versorgungs- und Entsorgungsverband, Oldenburg, gehalten. Gegenstand des Unternehmens ist die Vermögensverwaltung, insbesondere das Halten von 100,0 Prozent der GmbH-Anteile der Weser-Ems-Energiebeteiligungen GmbH, Oldenburg (WEE). Die WEE hält ca. 59,0 Prozent der stimmberechtigten Anteile an der EWE Aktiengesellschaft, Oldenburg (EWE AG).

Im Geschäftsjahr 2023 beschäftigt der EWE-Verband-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-Verband-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-Verband-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-Verband-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-Verband-Konzern in der Region über die EWETEL GmbH, Oldenburg (EWE TEL), und die EWE NETZ GmbH, Oldenburg (EWE NETZ), am geförderten Glasfaserausbau.

Da eine gut ausgebaute 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 (BTC AG), 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

Der EWE-Verband-Konzern hält 59,0 Prozent an der EWE AG. Die EWE AG führt als Holding operativ 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.

## Forschung und Entwicklung

Im Netz-Bereich engagiert sich der EWE-Verband-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-e<sup>2</sup>“ 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.stored 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 Wärmeversorgung 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-e<sup>2</sup>“ 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-e<sup>2</sup> wird EWE NETZ die zentrale Rolle des VNB im Zusammenspiel der Marktakteure 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-Verband-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 Trans-

portleitungen 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 Wertschöpfungsoportunitäten profitieren zu können.

Das Ziel des EWE-Verband-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-Verband-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-Verband-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-Verband-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 GAS-SPEICHER, 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-Verband-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 CO<sub>2</sub>-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 Energiemärkte 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 viertes 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 Spannungen im Mittleren Osten in den Fokus der Märkte.

Der grundsätzlich führende Indikator für die Rohstoff- und Energiemärkte ist der Rohölmarkt. Insgesamt herrschte hier eine große Nervosität wegen globaler Rezessionsorgen 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 Energiebörse 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 CO<sub>2</sub>-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 Preistrallie 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 AGEB nur ein schwacher verbrauchs-senkender 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 Vorjahres. 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 CO<sub>2</sub>-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-Verband-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“ nachgeschärfte 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. Emissionsintensive 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 erneuerbar 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-Verband-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-Verband-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 Grundsatzvereinbarung 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 Grundsatzvereinbarungen 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 verbindliche 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 Übergang 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 „Solarpaket 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-Preisbremsegesetzes, 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 (BImSchG) 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-Verband-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 leitungsgebundenes 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 bilanzierter 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-Kernetzes**

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-Kernetzes 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 Ausbauzusage 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 Frequenznutzungsrechte 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 Markt-räumen 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 Prozent/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. offengehalten.

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 Verbraucherpreisindex 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.

### **Wegenutzungsverfahrensverfahren 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 m<sup>2</sup>, 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 Industriekundensegment in Bremen zu rechnen. Dies würde sich auf das Vertriebsgeschäft von swb auswirken.

# Unternehmenssituation im EWE-Verband-Konzern <sup>1)</sup>

## 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 Sachverhalte, bereinigt.

Die Prognoseerwartungen für den EWE-Verband-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	-50,5	-	-71,1	
<b>EWE-Verband-Konzern</b>	<b>664,4</b>	<b>+5 % bis +10 %</b>	<b>1.027,1</b>	<b>54,6</b>

\* 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.

<sup>1</sup> Vorjahreswerte angepasst, vgl. Tz. 2 des Anhangs zum Konzernabschluss des EWE-Verband-Konzerns

## Ertragslage

Insgesamt blickt die Geschäftsführung der EWE-Verband GmbH trotz des schwierigen Marktumfelds auf eine positive operative Geschäftsentwicklung im Geschäftsjahr 2023 zurück. Das Konzern-Periodenergebnis in Höhe von -584,7 Mio. Euro liegt unter dem Ergebnis des Vorjahres (374,6 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
<b>Operatives EBIT</b>	<b>1.027,1</b>	<b>664,4</b>
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
<b>EBIT</b>	<b>-622,6</b>	<b>573,5</b>
Zinsergebnis	-116,1	-62,0
Ertragsteuern	154,0	-136,9
<b>Periodenergebnis</b>	<b>-584,7</b>	<b>374,6</b>

## Wesentliche Entwicklungen in der Gewinn- und Verlustrechnung

In 2023 erwirtschaftete der EWE-Verband-Konzern einen Umsatz (ohne Strom- und Energiesteuer) von 10.004,9 Mio. Euro (Vergleichszeitraum: 8.605,0 Mio. Euro). Das entspricht einer Zunahme in Höhe von 1.399,9 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 (-251,9 Mio. Euro). Ursächlich hierfür ist der Anstieg der aktivierten 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: -116,1 Mio. Euro; Vergleichszeitraum: -62,0 Mio. Euro).

in Mio. Euro	2023	2022	Veränderung in %
<b>Umsatzerlöse (ohne Strom- und Energiesteuer)</b>	<b>10.004,9</b>	<b>8.605,0</b>	<b>16,3</b>
Materialaufwand	-8.500,4	-5.999,6	-41,7
Personalaufwand	-994,3	-908,4	-9,5
Sonstige Erträge und Aufwendungen <sup>1)</sup>	-121,9	-251,9	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
<b>EBIT</b>	<b>-622,6</b>	<b>573,5</b>	<b>&lt;-100</b>
Zinsergebnis	-116,1	-62,0	-87,3
<b>Ergebnis vor Ertragsteuern</b>	<b>-738,7</b>	<b>511,5</b>	<b>&lt;-100</b>
Ertragsteuern	154,0	-136,9	>100
<b>Periodenergebnis</b>	<b>-584,7</b>	<b>374,6</b>	<b>&lt;-100</b>
Davon entfallen auf:			
Eigentümer des Mutterunternehmens	-427,3	166,2	<-100
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-157,4	208,4	<-100
	<b>-584,7</b>	<b>374,6</b>	<b>&lt;-100</b>

<sup>1)</sup> inklusive Bestandsveränderungen und andere aktivierte Eigenleistungen

## Vermögenslage

### Aktiva

in Mio. Euro	31.12.2023	in %	31.12.2022	in %
Langfristiges Vermögen	10.076,5	62,8	11.133,8	54,2
Kurzfristiges Vermögen	5.962,1	37,2	9.426,8	45,8
davon zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	30,0			
<b>Summe Aktiva</b>	<b>16.038,6</b>	<b>100,0</b>	<b>20.560,6</b>	<b>100,0</b>

### Passiva

in Mio. Euro	31.12.2023	in %	31.12.2022	in %
Eigenkapital	3.405,8	21,2	4.187,2	20,4
Langfristige Schulden	6.861,5	42,8	9.440,7	45,9
Kurzfristige Schulden	5.771,3	36,0	6.932,7	33,7
davon zur Veräußerung gehaltene Verbindlichkeiten	27,3			
<b>Summe Passiva</b>	<b>16.038,6</b>	<b>100,0</b>	<b>20.560,6</b>	<b>100,0</b>

Aufgrund seiner Geschäftstätigkeit weist der EWE-Verband-Konzern eine hohe Anlagenintensität mit entsprechender Kapitalbindung auf. Die Finanzierung des langfristigen Vermögens erfolgt durch Eigen- und langfristiges Fremdkapital. Die Bilanzsumme des EWE-Verband-Konzerns beträgt zum Stichtag 16.038,6 Mio. Euro und liegt damit deutlich unter Vorjahresniveau (20.560,6 Mio. Euro).

Der Anteil des langfristigen Vermögens gemessen an der Bilanzsumme ist mit 62,8 Prozent (Vorjahr: 54,2 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 -3.464,7 Mio. Euro auf 5.962,1 Mio. Euro, womit es einen Anteil von 37,2 Prozent (Vorjahr: 45,8 Prozent) an der Bilanzsumme hat. Das Vorratsvermögen ist zum Stichtag mit 720,6 Mio. Euro bewertet (Vorjahr: 779,2 Mio. Euro). Ursächlich für den Rückgang ist insbesondere die Bewertung der Gasvorräte aufgrund gesunkener 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 1.644,4 Mio. Euro um -2.926,0 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 -797,6 Mio. Euro auf 776,9 Mio. Euro gesunken.

Auf der Passivseite liegt die Eigenkapitalquote mit 21,2 Prozent leicht über Vorjahresniveau (Vorjahr: 20,4 Prozent).

Die langfristigen Schulden nehmen mit 6.861,5 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahr um -2.579,2 Mio. Euro ab. Die langfristigen sonstigen finanziellen Verbindlichkeiten sind zum Stichtag mit 1.779,6 Mio. Euro um -1.548,9 Mio. Euro geringer als im Vorjahr. Ursächlich sind im Wesentlichen Bewertungs- und Mengeneffekte von Derivaten (-1.518,8 Mio. Euro) sowie die Veränderung langfristiger Gesellschafterdarlehen (-16,3 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 5.771,3 Mio. Euro um -1.161,4 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahr gesunken. Die Veränderung in den sonstigen finanziellen Verbindlichkeiten auf 2.790,4 Mio. Euro (Vorjahr: 4.111,7 Mio. Euro) resultiert im Wesentlichen aus den Bewertungs- und Mengeneffekten von Derivaten (-1.367,8 Mio. Euro), der Tilgung kurzfristiger Gesellschafterdarlehen (-3,6 Mio. Euro) sowie erhaltenen Sicherheiten im Energiehandel (-16,3 Mio. Euro). Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen reduzieren sich stichtagsbedingt von 1.973,4 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	216,9	1.443,8	-85,0
Cash Flow aus Investitionstätigkeit	-976,4	-587,4	-66,2
Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit	-32,6	-408,1	92,0
Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds	-792,1	448,3	<-100
Wechselkurs-, konsolidierungskreis- und bewertungsbedingte Änderungen des Finanzmittelfonds	-1,0	3,6	<-100
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	1.581,7	1.129,8	40,0
<b>Finanzmittelfonds am Ende der Periode</b>	<b>788,6</b>	<b>1.581,7</b>	<b>-50,1</b>

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-Verband-Konzern ist der Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit. Dieser lag im Geschäftsjahr 2023 bei 216,9 Mio. Euro und damit unter dem Wert des Vorjahres (1.443,8 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 (-3.527,5 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 -32,6 Mio. Euro (Vorjahr: -408,1 Mio. Euro). Den Einzahlungen aus der Aufnahme von Finanzverbindlichkeiten in Höhe von 316,7 Mio. Euro stehen Auszahlungen für die Tilgung von Finanzverbindlichkeiten in Höhe von -274,7 Mio. Euro gegenüber, so dass sich ein Nettowert von 42,0 Mio. Euro ergibt (Vorjahr: -299,8 Mio. Euro). Zudem sind die Zahlungen der (Vorjahres-) Dividenden an die Anteilseigner der EWE AG sowie an Gesellschafter ohne beherrschenden Einfluss in Höhe von -35,2 Mio. Euro in dem Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit enthalten.

Die finanzielle Flexibilität des EWE-Verband-Konzerns wird durch verschiedene Instrumente abgesichert. Darunter befinden sich syndizierte, revolvingende 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 betragen 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-Verband-Konzerns belaufen sich auf 1.192,3 Mio. Euro (Vorjahr: 1.154,3 Mio. Euro) und betreffen überwiegend Projektfinanzierungen im Segment Erneuerbare Energien und Schuldscheindarlehen und Namensschuldverschreibungen der EWE AG. Die Projektfinanzierungen haben Laufzeiten, welche zwischen 2024 und 2042 enden. Die Schuldscheindarlehen 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 Personal-aufbau 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
<b>Gesamt</b>	<b>10.845</b>	<b>10.185</b>

Im Geschäftsjahr 2023 beschäftigten wir konzernweit durchschnittlich 441 Auszubildende (Vorjahr: 444 Auszubildende) in diversen Ausbildungsberufen und dualen Studiengängen. Zudem stellt der EWE-Verband-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-Verband-Konzerns vorbereitet.

### Frauenquote

Der EWE-Verband-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

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

#### Zielquoten für die oberen Führungsebenen der EWE AG

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

# 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-Verband-Konzerns haben, müssen verschiedene Richtlinien und Verordnungen an das neue EU-Klimaziel von mindestens 55 Prozent weniger Emissionen bis 2030 angepasst werden. Der EWE-Verband-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-Verband-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 CO<sub>2</sub>-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-Verband-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-Verband-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 CO<sub>2</sub>-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 kapitalmarkt-orientierte 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-Verband-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-Verband-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-Verband-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) anzugleichen. Zudem soll auch die Datenverarbeitung in Unternehmen geregelt werden. Als Energieversorgungsunternehmen fällt der EWE-Verband-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 (SF<sub>6</sub>) 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“) forciert. 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 Haushaltsfinanzierungsgesetz 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 Prozessemissionen. 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 etwas 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 Strombezugsriterien 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-Verband-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 Nachtkennzeichnung (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 Nachtkennzeichnung (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-Netzausbaugesetz (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 Unterausschuss 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 Landeshaushalt 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 Netzgesellschaften 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-Verband-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 Haushaltslage 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 Gebäudenetzen. 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 ausgerufenen 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 Energiemärkte 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 Gasspeichergesetz beschlossen. Die laut Gasspeichergesetz 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 übertroffen. Die Speicherfüllstände in Deutschland betrugen 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 Gasspeicher 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 CO<sub>2</sub>-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 Gebäudesektor wird wahrscheinlich Erdgas zunehmend durch grünen Strom als Energieträger für hocheffiziente Wärmepumpen verdrängt. Erdgasversorger wie der EWE-Verband-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 CO<sub>2</sub>-Preis für Benzin, Diesel, Heizöl und Erdgas für Gebäudewärme und Verkehr eingeführt. Der Einstiegspreis nach dem BEHG beträgt 25 Euro je Tonne CO<sub>2</sub>. 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 CO<sub>2</sub> verbundenen Klimaschutz-Effekte gering ausfallen werden, ist eine weitere Verteuerung fossiler Energieträger infolge der bereits verabschiedeten Steigerung des CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Erdgas deutlich übertroffen. Durch den seit Oktober 2022 feststellbaren Verfall des Gaspreises nimmt die Bedeutung des CO<sub>2</sub>-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-Krieges 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 Bruttoinlandsprodukt demgegenüber um 0,3 Prozent. Jüngste Prognosen des Deutschen Institutes 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 Jahresteuersatzrate 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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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-Verband-Konzerns durch hohe Abregelungen der subventionierten Windeinspeisung belastet. Dem entgegen wirkt der avisierte 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 Übertragungsnetzausbaus 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 Klimazielerreichung 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 Kraftwerksstrategie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz in Folge der Haushaltskrise 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 CO<sub>2</sub>-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 Fernwärmenetze 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 Nahwärmeversorgung unsicher. Ein Gaseinsatz im Rahmen von KWK-Quartierslösungen, also der Kopplung von Strom- und Wärmeerzeugung in Verbindung mit Nah- oder Fernwärmenetzen 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 Wärmemarktes 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 H<sub>2</sub>-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 Treibhausgasreduzierung 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 serienreifer 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 Produktportfolio 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 Mobil 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 Marktakteuren, Kunden und Dienstleistern erfordert einen weiterhin zügigen Ausbaubedarf an Glasfasernetzen, um ausreichend hohe und schnelle Übertragungskapazitäten sicherzustellen.

## Erwartete Entwicklung im EWE-Verband-Konzern

### Erwartete Entwicklung im EWE-Verband-Konzern

Die Prognose für den EWE-Verband-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 Wärmesektors 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	-	-71,1
<b>Operatives EBIT, EWE-Verband-Konzern</b>	<b>-45% bis -40%</b>	<b>1.027,1</b>

\* 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 Gasspeicher 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 Wärmegeschäft 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-Verband-Konzerns dient der Früherkennung, Bewertung und Steuerung interner und externer Risiken. Das Interne Kontrollsystem (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-Verband-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-Verband-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-Verband-Konzerns auswirken.

Der grundlegende risikopolitische Rahmen für die Geschäftstätigkeit des EWE-Verband-Konzerns wird durch die Risikostrategie festgelegt. Neben Leitlinien für die Steuerung der Risiken werden darin Vorgaben zur Bestimmung des Risikoneigung sowie eindeutige Risikolimits zur Sicherstellung der Risikotragfähigkeit des EWE-Verband-Konzerns definiert. Den Bestand des EWE-Verband-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-Verband-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-Verband-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 Unternehmenstätigkeit 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-Verband-Konzerns aggregiert. Das Gesamtrisiko des EWE-Verband-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-Verband-Konzerns abgeleitet.

Die Energiehandelsaktivitäten im EWE-Verband-Konzern unterliegen darüber hinaus gesonderten Risiko-richtlinien, die spezifisch auf den Energiehandel ausgerichtete Instrumente zur Risikomessung und Risiko-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-Verband-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.

Die Geschäftsführung der EWE-Verband GmbH 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. Wirtschaftsstabilisierungssowie 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-Verband-Konzerns dar. Im strategischen Risikomanagement werden die Bedrohungen, die den Erfolgsfaktoren der EWE langfristig ausgesetzt sind, identifiziert und bewerten. 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-Verband-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-Verband-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-Verband-Konzern nachteilig beeinflussen.

Neben gesellschaftlichen und politischen Entwicklungen sind auch die des Wettbewerbs und Finanzmarkts wesentlich für den Erfolg des EWE-Verband-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-Verband-Konzerns einschränken. Die zunehmende Digitalisierung der Gesellschaft eröffnet Chancen für Energiedienstleistungsunternehmen 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-Verband-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-Verband-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-Verband-Konzern durch nicht ausreichende Governance oder mangelnde Informationen in Unternehmensentscheidungen fehlerhaft gesteuert wird.

Abschließend sind neben dem Ausbau des Bestandsgeschäfts wie der bestehenden Netzinfrastruktur, der Fähigkeit innovative und digitale Lösungen an den Markt zu stellen, auch Effizienz und Effektivität interner Prozessabläufe ausschlaggebend für einen nachhaltigen Erfolg des EWE-Verband-Konzerns. Durch einen immer höheren Grad an dezentraler Netzeinspeisung oder volatiler Ausspeisung zum Beispiel durch E-Mobilität sind die Anforderungen an die Netzinfrastruktur 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, Kundenzufriedenheit 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-Verband-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-Verband-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 CO<sub>2</sub>-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-Verband-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 Haushaltskrise 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-Verband-Konzern über einen strukturierten Liquiditätsmanagementprozess, über den die kurz-, mittel- und langfristige Entwicklung der Liquidität gesteuert und geplant wird. Zudem verfügt der EWE-Verband-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 Finanzierungsbedingungen des EWE-Verband-Konzerns deutlich verschlechtern. Dies kann durch Finanzmarkturbulenzen 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-Verband-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-Verband-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-Verband-Konzerns in ein kontinuierliches Schulungssystem zur Sicherstellung und Erweiterung ihres Ausbildungs- und Kompetenzprofils eingebunden. Des Weiteren ist der EWE-Verband-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 Haushaltskrise 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-Verband-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 Risikosteuerung 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-Verband-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-Verband-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-Verband-Konzern zu erheblichen finanziellen, wie reputativen Schäden führen. Aus diesem Grund werden die Mitarbeiter des EWE-Verband-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-Verband-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 Verwendungsnachweises 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-Verband-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 Kartellaufgaben genehmigt. Es besteht grundsätzlich das Risiko der Nichterfüllung bestehender Kartellaufgaben.

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-Verband-Konzern zum überwiegenden Teil der Absicherung von Marktpreisrisiken aus dem physischen Strom- und Gasgeschäft. Zusätzlich hat die Geschäftsführung der EWE-Verband GmbH 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-Verband-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-Verband-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-Verband-Konzerns und seiner operativen Einheiten. Ausgangspunkte sind hierbei die Zielvorgaben der Geschäftsführung der EWE-Verband GmbH. 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. Die Geschäftsführung der EWE-Verband GmbH 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.

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-Verband GmbH 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.

Die Geschäftsführung der EWE-Verband GmbH bestätigt, dass die vorgeschriebenen Rechnungslegungsstandards und die Bilanzierungsrichtlinien des EWE-Verband-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.

Oldenburg, den 16. Mai 2024

Die Geschäftsführung

Dr. Anika Logemann-Prunk

# Gewinn- und Verlustrechnung des EWE-Verband-Konzerns

in Mio. Euro	Anhang	01.01. - 31.12.2023	01.01. - 31.12.2022
<b>Umsatzerlöse</b>	5	<b>10.388,8</b>	<b>9.028,1</b>
Strom- und Energiesteuer		-383,9	-423,1
<b>Umsatzerlöse (ohne Strom- und Energiesteuer)</b>		<b>10.004,9</b>	<b>8.605,0</b>
Bestandsveränderungen		23,4	14,2
Andere aktivierte Eigenleistungen	6	276,9	63,4
Sonstige betriebliche Erträge <sup>1)</sup>	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	-546,5
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
<b>EBIT <sup>1)2)</sup></b>		<b>-622,6</b>	<b>573,5</b>
Zinserträge	15	100,1	78,0
Zinsaufwendungen	15	-216,2	-140,0
<b>Ergebnis vor Ertragsteuern</b>		<b>-738,7</b>	<b>511,5</b>
Ertragsteuern <sup>1)</sup>	16	154,0	-136,9
<b>Periodenergebnis <sup>1)</sup></b>		<b>-584,7</b>	<b>374,6</b>
Davon entfallen auf:			
Eigentümer des Mutterunternehmens		-427,3	166,2
Anteile ohne beherrschenden Einfluss		-157,4	208,4
		-584,7	374,6

<sup>1)</sup> Vorjahreswert angepasst, vgl. Tz. 2

<sup>2)</sup> Earnings before interest and taxes

# Gesamtergebnisrechnung des EWE-Verband-Konzerns

in Mio. Euro	Anhang	01.01. - 31.12.2023	01.01. - 31.12.2022
<b>Periodenergebnis <sup>1)</sup></b>		<b>-584,7</b>	<b>374,6</b>
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste	31	-90,7	506,0
Latente Steuern auf versicherungsmathematische Gewinne und Verluste		27,2	-156,0
Fair Value Bewertung von Eigenkapitalinstrumenten	40	-20,6	-75,6
<b>Summe der direkt im Eigenkapital erfassten sonstigen Aufwendungen und Erträge ohne zukünftige ergebniswirksame Umgliederung</b>		<b>-84,1</b>	<b>274,4</b>
Ausgleichsposten aus der Währungsumrechnung ausländischer Tochterunternehmen		10,4	-2,3
Cash Flow Hedges	39	-263,9	-511,0
Latente Steuern auf Rücklage für Cash Flow Hedges		79,0	152,3
Anteil am sonstigen Ergebnis der at-equity bilanzierten Finanzanlagen	21	-6,1	30,6
<b>Summe der direkt im Eigenkapital erfassten sonstigen Aufwendungen und Erträge mit zukünftiger ergebniswirksamer Umgliederung</b>		<b>-180,6</b>	<b>-330,4</b>
<b>Sonstiges Ergebnis nach Steuern</b>		<b>-264,7</b>	<b>-56,0</b>
<b>Gesamtergebnis nach Steuern</b>		<b>-849,4</b>	<b>318,6</b>
Davon entfallen auf:			
Eigentümer des Mutterunternehmens		-583,5	132,1
Anteile ohne beherrschenden Einfluss		-265,9	186,5
		<b>-849,4</b>	<b>318,6</b>

<sup>1)</sup> Vorjahreswert angepasst, vgl. Tz. 2

# Bilanz

## des EWE-Verband-Konzerns

### AKTIVA

in Mio. Euro	Anhang	31.12.2023	31.12.2022
<b>Langfristiges Vermögen</b>			
Immaterielle Vermögenswerte <sup>1)</sup>	17	1.368,6	1.583,0
Sachanlagen <sup>1)</sup>	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 <sup>1)</sup>	35	295,8	418,0
		<b>10.076,5</b>	<b>11.133,8</b>
<b>Kurzfristiges Vermögen</b>			
Vorräte	23	720,6	779,2
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	24	2.358,3	2.086,1
Sonstige finanzielle Vermögenswerte	25	1.644,4	4.570,4
Ertragsteuererstattungsansprüche		52,6	134,2
Sonstige nichtfinanzielle Vermögenswerte	26	379,3	282,4
Liquide Mittel	27	776,9	1.574,5
		<b>5.932,1</b>	<b>9.426,8</b>
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	28	30,0	
		<b>5.962,1</b>	<b>9.426,8</b>
<b>Summe Aktiva</b>		<b>16.038,6</b>	<b>20.560,6</b>

<sup>1)</sup> Vorjahreswert angepasst, vgl. Tz. 2

## PASSIVA

in Mio. Euro	Anhang	31.12.2023	31.12.2022
<b>Eigenkapital</b>	29		
Gezeichnetes Kapital		0,1	0,1
Kapitalrücklage		81,0	81,0
Angesammelte Ergebnisse <sup>1)</sup>		1.439,4	1.854,4
Kumuliertes sonstiges Konzernergebnis		-272,8	-166,1
<b>Auf die Eigentümer des Mutterunternehmens entfallendes Eigenkapital</b>		<b>1.247,7</b>	<b>1.769,4</b>
Anteile ohne beherrschenden Einfluss		2.158,1	2.417,8
		<b>3.405,8</b>	<b>4.187,2</b>
<b>Langfristige Schulden</b>			
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	1.779,6	3.328,5
Ertragsteuerverbindlichkeiten		17,0	6,7
Sonstige nichtfinanzielle Verbindlichkeiten	35	27,6	28,8
Latente Steuern <sup>1)</sup>	36	234,4	904,9
		<b>6.861,5</b>	<b>9.440,7</b>
<b>Kurzfristige Schulden</b>			
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	1.973,4
Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	34	2.790,4	4.111,7
Ertragsteuerverbindlichkeiten		197,8	52,4
Sonstige nichtfinanzielle Verbindlichkeiten	35	547,2	230,4
		<b>5.744,0</b>	<b>6.932,7</b>
Zur Veräußerung gehaltene Verbindlichkeiten	28	27,3	
		<b>5.771,3</b>	<b>6.932,7</b>
<b>Summe Passiva</b>		<b>16.038,6</b>	<b>20.560,6</b>

<sup>1)</sup> Vorjahreswert angepasst, vgl. Tz. 2

# Eigenkapitalveränderungsrechnung des EWE-Verband-Konzerns

	Gezeichnetes Kapital	Kapital- rücklage	Ange- sammelte Ergebnisse	Kumuliertes sonstiges Konzernergebnis (OCI - Other Comprehensive Income)	
in Mio. Euro					Eigenkapital- instrumente      Cash Flow Hedges
<b>Stand: 31.12.2021</b>	<b>0,1</b>	<b>81,0</b>	<b>1.692,3</b>	<b>74,1</b>	<b>334,5</b>
Periodenergebnis			166,2 <sup>1)</sup>		
Sonstiges Ergebnis				-44,6	-211,9
<b>Gesamtergebnis</b>					
Kapitalherabsetzung					
Dividendenzahlungen					
Konsolidierungskreisänderung			-1,3		
Übrige Veränderungen			-2,8	4,6	-158,1
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>0,1</b>	<b>81,0</b>	<b>1.854,4</b>	<b>34,1</b>	<b>-35,5</b>
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>0,1</b>	<b>81,0</b>	<b>1.854,4</b>	<b>34,1</b>	<b>-35,5</b>
Periodenergebnis			-427,3		
Sonstiges Ergebnis				-12,2	-109,1
<b>Gesamtergebnis</b>					
Dividendenzahlungen					
Konsolidierungskreisänderung			14,3		
Übrige Veränderungen			-2,0	-0,6	48,8
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>0,1</b>	<b>81,0</b>	<b>1.439,4</b>	<b>21,3</b>	<b>-95,8</b>

<sup>1)</sup> Vorjahreswert angepasst, vgl. Tz. 2

Kumuliertes sonstiges Konzernergebnis (OCI - Other Comprehensive Income)			Auf die Eigentümer des Mutterunternehmens entfallendes Eigenkapital	Anteile ohne beherrschenden Einfluss	<b>Eigenkapital</b>
Währungs-umrechnung	Versicherungs-mathematische Gewinne und Verluste	At-equity bewertete Unternehmen			
<b>-9,5</b>	<b>-362,8</b>	<b>-12,8</b>	<b>1.796,9</b>	<b>2.412,4</b>	<b>4.209,3</b>
			166,2	208,4	374,6
-1,6	206,0	18,0	-34,1	-21,9	-56,0
			<b>132,1</b>	<b>186,5</b>	<b>318,6</b>
				-5,0	-5,0
				-69,4	-69,4
			-1,3	1,3	
	-2,0		-158,3	-108,0	-266,3
<b>-11,1</b>	<b>-158,8</b>	<b>5,2</b>	<b>1.769,4</b>	<b>2.417,8</b>	<b>4.187,2</b>
<b>-11,1</b>	<b>-158,8</b>	<b>5,2</b>	<b>1.769,4</b>	<b>2.417,8</b>	<b>4.187,2</b>
			-427,3	-157,4	-584,7
6,0	-37,3	-3,6	-156,2	-108,5	-264,7
			<b>-583,5</b>	<b>-265,9</b>	<b>-849,4</b>
				-35,2	-35,2
			14,3	10,2	24,5
0,2	1,1		47,5	31,2	78,7
<b>-4,9</b>	<b>-195,0</b>	<b>1,6</b>	<b>1.247,7</b>	<b>2.158,1</b>	<b>3.405,8</b>

# Kapitalflussrechnung des EWE-Verband-Konzerns

## Mittelherkunft (+), Mittelverwendung (-)

in Mio. Euro	Anhang, Tz. 42	01.01. - 31.12.2023	01.01. - 31.12.2022
<b>EBIT <sup>1)2)</sup></b>		<b>-622,6</b>	<b>573,5</b>
Abschreibungen		913,1	844,6
Wertaufholungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen <sup>2)</sup>			-46,3
Auflösung von Bauzuschüssen		-52,4	-52,2
Gezahlte Zinsen		-135,2	-117,8
Erhaltene Zinszahlungen		92,3	20,7
Ertragsteuerzahlungen / -erstattungen		-86,4	-111,9
Ergebnis aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens		-17,7	-14,3
Zahlungsunwirksame Fremdwährungsgewinne / -verluste		-0,2	-0,4
Zahlungsunwirksame Veränderungen der Rückstellungen		-474,6	198,7
Ergebniswirksame Veränderungen aus der at-equity Bewertung		66,6	-30,1
Zahlungsunwirksames Ergebnis aus derivativen Finanzinstrumenten		1.901,0	-185,3
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge		83,0	107,8
Veränderung der Vorräte		54,3	-379,0
Veränderung der Forderungen und sonstiger Aktiva		2.023,2	-1.612,9
Veränderung der Verbindlichkeiten und sonstiger Passiva		-3.527,5	2.248,7
<b>Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit</b>		<b>216,9</b>	<b>1.443,8</b>
Einzahlungen aus Bauzuschüssen		95,6	76,2
Einzahlungen aus Abgängen von immateriellen Vermögenswerten		11,1	10,9
Auszahlungen für Investitionen in das immaterielle Anlagevermögen		-77,8	-56,2
Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Sachanlagevermögens		16,4	18,7
Auszahlungen für Investitionen in das Sachanlagevermögen		-975,4	-578,2
Einzahlungen aus Abgängen von anderen langfristigen Vermögenswerten		51,8	32,5
Auszahlungen für Investitionen in andere langfristige Vermögenswerte		-94,9	-135,3
Einzahlungen aus Abgängen von Anteilen vollkonsolidierter Gesellschaften			42,3
Auszahlungen für Investitionen in Anteile vollkonsolidierter Gesellschaften		-3,2	1,7
<b>Cash Flow aus Investitionstätigkeit</b>		<b>-976,4</b>	<b>-587,4</b>

<sup>1)</sup> Earnings before interest and taxes

<sup>2)</sup> Vorjahreswert angepasst, vgl. Tz. 2

in Mio. Euro	Anhang, Tz. 42	01.01. - 31.12.2023	01.01. - 31.12.2022
Auszahlungen aus Eigenkapitalveränderungen			-5,0
Gezahlte Dividenden an Gesellschafter ohne beherrschenden Einfluss		-35,2	-69,4
Einzahlungen aus der Aufnahme von Finanzverbindlichkeiten		316,7	115,0
Auszahlungen für die Tilgung von Finanzverbindlichkeiten		-274,7	-414,8
Auszahlungen für die Tilgung von Verbindlichkeiten aus Leasing		-39,4	-34,3
Sonstige Zahlungen (netto) Finanzierungstätigkeit			0,4
<b>Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit</b>		<b>-32,6</b>	<b>-408,1</b>
Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds		-792,1	448,3
Wechselkurs-, konsolidierungskreis- und bewertungsbedingte Änderungen des Finanzmittelfonds		-1,0	3,6
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode		1.581,7	1.129,8
<b>Finanzmittelfonds am Ende der Berichtsperiode</b>		<b>788,6</b>	<b>1.581,7</b>

# Anhang zum Konzernabschluss des EWE-Verband-Konzerns

## 1. Informationen zum Unternehmen

Die Ems-Weser-Elbe Versorgungs- und Entsorgungsverband Beteiligungsgesellschaft mbH (im Folgenden auch die EWE-Verband GmbH) und ihre Tochtergesellschaften (im Folgenden zusammen der EWE-Verband-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-Verband GmbH befindet sich in der Tirpitzstraße 39 in 26122 Oldenburg (Deutschland). Die Gesellschaft ist im Handelsregister unter der Nummer HRB 201794 beim Amtsgericht Oldenburg eingetragen.

Die Anteile an der EWE-Verband GmbH werden vollständig vom Ems-Weser-Elbe Versorgungs- und Entsorgungsverband, Oldenburg, einem Zusammenschluss von 21 Städten und Landkreisen im Ems-Weser-Elbe-Gebiet, gehalten. Gegenstand der EWE-Verband GmbH ist die Vermögensverwaltung, insbesondere das Halten von 100,0 Prozent der Anteile an der Weser-Ems-Beteiligungen GmbH (WEE), Oldenburg, die wiederum 59,0 Prozent der Anteile an der EWE Aktiengesellschaft, Oldenburg (im Folgenden auch EWE AG) hält. Die EWE AG ihrerseits erstellt und veröffentlicht als kapitalmarktorientiertes Unternehmen einen eigenständigen IFRS-Konzernabschluss

## 2. Rechnungslegungsmethoden

### Grundlagen der Abschlusserstellung

Der Konzernabschluss der EWE-Verband GmbH 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 xx. Mai 2024 von der Geschäftsführung zur Vorlage an die Gesellschafterversammlung freigegeben.

Der Konzernabschluss und der Konzernlagebericht der EWE-Verband GmbH 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 4.225,5 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-Verband GmbH 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 der EWE-Verband-Konzern 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. 44.

Der Konsolidierungskreis veränderte sich im Geschäftsjahr 2023 wie folgt:

Art der Konsolidierung und Anzahl	Inland	Ausland	Gesamt
<b>Vollkonsolidierung</b>			
<b>1. Januar 2023</b>	<b>272</b>	<b>25</b>	<b>297</b>
Zugänge	7	3	10
Abgänge	1		1
<b>31. Dezember 2023</b>	<b>278</b>	<b>28</b>	<b>306</b>
<b>At-equity bewertete Unternehmen</b>			
<b>1. Januar 2023</b>	<b>29</b>		<b>29</b>
Zugänge	3	1	4
<b>31. Dezember 2023</b>	<b>32</b>	<b>1</b>	<b>33</b>
<b>Gesamt</b>			
<b>1. Januar 2023</b>	<b>301</b>	<b>25</b>	<b>326</b>
Zugänge	10	4	14
Abgänge	1		1
<b>31. Dezember 2023</b>	<b>310</b>	<b>29</b>	<b>339</b>

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
<b>Summe Vermögenswerte</b>	<b>3.257,2</b>	<b>3.308,1</b>
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
<b>Summe Schulden</b>	<b>1.753,8</b>	<b>1.766,5</b>
<b>Nettovermögen</b>	<b>1.503,4</b>	<b>1.541,6</b>
<b>Nicht beherrschende Anteile</b>	<b>712,0</b>	<b>731,1</b>

## 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
<b>Finanzmittelfonds am Ende der Periode</b>	<b>352,5</b>	<b>375,9</b>

## Zusammenfassung wesentlicher Rechnungslegungsmethoden

Nachfolgend werden die wesentlichen Rechnungslegungsmethoden, die bei der Erstellung des vorliegenden EWE-Verband-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-Verband-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-Verband-Konzerns an einem assoziierten Unternehmen oder Gemeinschaftsunternehmen werden nach der Equity-Methode bilanziert. Ein assoziiertes Unternehmen ist ein Unternehmen, bei welchem der EWE-Verband-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-Verband-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-Verband-Konzerns. Soweit erforderlich, werden Anpassungen an konzerneinheitliche Rechnungslegungsmethoden vorgenommen.

Der EWE-Verband-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 behaltene 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-Verband-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-Verband-Konzernabschluss wird in Euro, der funktionalen Währung des Mutterunternehmens, aufgestellt. Jedes Unternehmen innerhalb des EWE-Verband-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 Geschäftsvorfalles 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 Geschäftsvorfalles 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:

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

1 Euro	Durchschnittskurs	
	31.12.2023	31.12.2022
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 Transaktionspreis 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-Verband-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-Verband-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-Verband-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:

- latenten 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 Geschäftsvorfalles weder das handelsrechtliche Periodenergebnis noch das zu versteuernde Ergebnis beeinflusst,
- latenten 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:

- latenten 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 Geschäftsvorfalles weder das handelsrechtliche Periodenergebnis noch das zu versteuernde Ergebnis beeinflusst,
- latenten 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-Verband-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.

### **Sachanlagen**

Die Bilanzierung der Sachanlagen 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-Verband-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 kleinvolumige, 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 geleasteten 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-Verband-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 (Nettoinvestitions-wert) wird als Forderung bilanziert. Zahlungen des Leasingnehmers werden als Tilgungsleistungen bzw. Zinsertrag behandelt. Die Erträge werden über die Laufzeit des Leasingverhältnisses nach der Effektiv-zinsmethode 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-Leasing-verhältnisse eingestuft. EWE weist das Leasingobjekt als Vermögenswert zu fortgeführten Anschaffungs-kosten 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 Vermögens-werts 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 Finanz-investition 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 Anhaltspunkte 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-Verband-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-Verband-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-Verband-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-Verband-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-Verband-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-Verband-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, das 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, das 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-Verband-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 Beteiligungsergebnis 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-Verband-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-Verband-Konzern diese Feststellung trifft.

Bei Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und Forderungen aus Leasingvereinbarungen wendet der EWE-Verband-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-Verband-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 CO<sub>2</sub>-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 Herstellungskosten erfolgswirksam erfasst.

### **Wertminderungen von nichtfinanziellen Vermögenswerten**

Der EWE-Verband-Konzern ermittelt an jedem Abschlussstichtag, ob Anhaltspunkte für eine Wertminderung nichtfinanzieller 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-Verband-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 beizule-

genden 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-Verband-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 schwebende Absatzgeschäfte**

Rückstellungen für schwebende 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 aufgezinnt. 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-Verband-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 des EWE-Verband-Konzerns 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-Verband-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-Verband-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 Vorruhestandsregelungen. 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-Verband-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-Verband-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-Verband-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**

Die EWE AG verfügt als unmittelbare Gesellschafterin 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 Kreditrisikoaufschläge 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 Bereitstellungsdienstleistungen 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 Kundenbindungsdauer.

### 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-Verband-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-Verband-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-Verband-Konzern hat eine erste indikative Analyse zur Ermittlung der zukünftigen Betroffenheit durch die globale Mindeststeuer durchgeführt. Der EWE-Verband-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-Verband-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	9.947,1	8.555,9
Umsatzerlöse aus Leasingverhältnissen	27,1	20,6
Sonstige Umsatzerlöse	30,7	28,5
<b>Gesamt</b>	<b>10.004,9</b>	<b>8.605,0</b>

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
<b>Strom</b>							
Energie	415,7	1,7	3.119,2	710,4	12,6		4.259,6
Netznutzung				106,9			549,4
Übrige	0,1	21,5		2,9			24,5
<b>Gas</b>							
Energie	6,0	1,2	2.617,9	475,8	117,5		3.218,4
Netznutzung				40,3	1,3		323,9
Übrige		16,2		1,9			18,1
<b>IT</b>							
Telekommunikation					171,8		171,8
Privatkunden			277,5				277,5
Geschäftskunden			143,8				143,8
Carrier & Wholesale		4,0	69,1				73,1
Übrige			21,3				21,3
<b>Sonstiges</b>							
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	1,7	446,0
<b>Externe Verkäufe</b>	<b>417,4</b>	<b>982,6</b>	<b>6.534,5</b>	<b>1.715,5</b>	<b>353,2</b>	<b>1,7</b>	<b>10.004,9</b>

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					146,6		146,6
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	1,9	344,2
<b>Externe Verkäufe</b>	<b>463,9</b>	<b>1.024,3</b>	<b>5.466,9</b>	<b>1.353,1</b>	<b>294,9</b>	<b>1,9</b>	<b>8.605,0</b>

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-Verband-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-Verband-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
<b>Gesamt</b>	<b>24,9</b>	<b>21,3</b>

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
<b>Gesamt</b>	<b>891,9</b>	<b>832,3</b>

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-Verband-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
<b>Gesamt</b>	<b>1.662,8</b>	<b>1.710,5</b>

## 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
<b>Gesamt</b>	<b>165,6</b>	<b>217,0</b>

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
<b>Gesamt</b>	<b>8.500,4</b>	<b>5.999,6</b>

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
<b>Gesamt</b>	<b>994,3</b>	<b>908,4</b>

Die Zahl der Mitarbeiter betrug im Jahresdurchschnitt:

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

## 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	2,7
Übrige	49,2	51,7
<b>Gesamt</b>	<b>587,8</b>	<b>546,5</b>

## 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
<b>Gesamt</b>	<b>-36,5</b>	<b>-23,1</b>

## 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	
<b>Gesamt</b>	<b>-60,8</b>	<b>35,5</b>

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
Hansegwasser 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 Klobbicke 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
<b>Gesamt</b>	<b>-47,0</b>	<b>34,1</b>

## 14. Erträge und Aufwendungen aus übrigen Beteiligungen

in Mio. Euro	2023	2022
<b>Erträge</b>		
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
<b>Gesamt</b>	<b>40,0</b>	<b>33,8</b>
<b>Aufwendungen</b>		
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
<b>Gesamt</b>	<b>-40,5</b>	<b>-73,2</b>

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 2023	Dividende auf bestehende Beteiligungen 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
<b>Gesamt</b>	<b>136,3</b>	<b>159,7</b>	<b>7,2</b>	<b>5,6</b>

## 15. Zinsergebnis

in Mio. Euro	2023	2022
<b>Zinsen und ähnliche Erträge</b>		
zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete finanzielle Vermögenswerte	91,8	18,8
finanzielle Verbindlichkeiten aufgrund der Negativverzinsung		0,3
Leasingverhältnisse	2,0	1,6
Derivate	4,4	22,7
Rückstellungen	1,1	22,2
übrige Zinserträge	0,8	12,4
<b>Zinsen und ähnliche Aufwendungen</b>		
zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete finanzielle Verbindlichkeiten	-124,9	-97,4
Leasingverhältnisse	-3,7	-4,5
Verwahrtgelte / negative Zinsen		-6,8
Derivate	-13,3	-8,7
Rückstellungen	-73,7	-21,8
übrige Zinsaufwendungen	-0,6	-0,8
<b>Gesamt</b>	<b>-116,1</b>	<b>-62,0</b>

## 16. Ertragsteuern

in Mio. Euro	2023	2022
Steueraufwand der laufenden Periode	318,9	70,6
Steueraufwand / (-ertrag) aus Vorperioden	4,7	-18,6
<b>Tatsächliche Ertragsteuern</b>	<b>323,6</b>	<b>52,0</b>
Temporäre Differenzen	-471,8	112,3
Verlustvorträge	-5,8	-27,4
<b>Latente Steuern</b>	<b>-477,6</b>	<b>84,9</b>
<b>Gesamt</b>	<b>-154,0</b>	<b>136,9</b>

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

Die Steuer auf das Ergebnis vor Steuern des EWE-Verband-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
<b>Ergebnis vor Ertragsteuern</b>	<b>-738,7</b>	<b>511,5</b>
<b>Erwarteter Steueraufwand</b>	<b>-221,4</b>	<b>153,4</b>
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	18,4	18,8
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
<b>Effektiver Steueraufwand</b>	<b>-154,0</b>	<b>136,9</b>
Effektiver Steuersatz (fortgeführte Aktivitäten) in %	20,8	26,8

## 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
<b>Gesamt</b>	<b>1.368,6</b>	<b>1.583,0</b>

Die Entwicklung der immateriellen Vermögenswerte ergibt sich wie folgt:

in Mio. Euro	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen u. ä. Rechte	Geleistete Anzahlungen	Geschäfts- oder Firmenwerte	Immaterielle Vermögens- werte mit unbestimmter Nutzungs- dauer *	<b>Gesamt</b>
<b>Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten</b>					
<b>Stand: 01.01.2023</b>	<b>1.688,6</b>	<b>10,0</b>	<b>675,1</b>	<b>290,5</b>	<b>2.664,2</b>
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
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>1.740,3</b>	<b>13,1</b>	<b>679,3</b>	<b>280,6</b>	<b>2.713,3</b>
<b>Kumulierte Abschreibungen</b>					
<b>Stand: 01.01.2023</b>	<b>773,1</b>		<b>243,0</b>	<b>65,1</b>	<b>1.081,2</b>
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
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>982,3</b>		<b>243,0</b>	<b>119,4</b>	<b>1.344,7</b>
<b>Buchwerte</b>					
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>758,0</b>	<b>13,1</b>	<b>436,3</b>	<b>161,2</b>	<b>1.368,6</b>

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

in Mio. Euro	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen u. ä. Rechte	Geleistete Anzahlungen	Geschäfts- oder Firmenwerte	Immaterielle Vermögens- werte mit unbestimmter Nutzungs- dauer *	<b>Gesamt</b>
<b>Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten</b>					
<b>Stand: 01.01.2022</b>	<b>1.654,6</b>	<b>41,5</b>	<b>674,8</b>	<b>324,5</b>	<b>2.695,4</b>
Veränderung Konsolidierungskreis / Unternehmenserwerbe				-29,2	-29,2
Zugänge	37,6	9,1		9,5	56,2
Abgänge	-33,4	-0,3		-24,7	-58,4
Umbuchungen	30,0	-40,3		10,4	0,1
Währungsanpassungen	-0,2		0,3		0,1
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>1.688,6</b>	<b>10,0</b>	<b>675,1</b>	<b>290,5</b>	<b>2.664,2</b>
<b>Kumulierte Abschreibungen</b>					
<b>Stand: 01.01.2022</b>	<b>590,5</b>		<b>243,0</b>	<b>1,5</b>	<b>835,0</b>
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	
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>773,1</b>		<b>243,0</b>	<b>65,1</b>	<b>1.081,2</b>
<b>Buchwerte</b>					
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>915,5</b>	<b>10,0</b>	<b>432,1</b>	<b>225,4</b>	<b>1.583,0</b>

\* 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	WACC	Wachstums-	Geschäfts- oder		
in Mio. Euro	in %	rate in %	Firmenwerte	Marke	<b>Gesamt</b>
<b>ZGE</b>					
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
<b>Gesamt</b>			<b>436,3</b>	<b>95,9</b>	<b>532,2</b>

2022	WACC	Wachstums-	Geschäfts- oder		
in Mio. Euro	in %	rate in %	Firmenwerte	Marke	<b>Gesamt</b>
<b>ZGE</b>					
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
<b>Gesamt</b>			<b>432,1</b>	<b>95,9</b>	<b>528,0</b>

Der EWE-Verband-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
<b>Gesamt</b>	<b>7.222,1</b>	<b>6.827,7</b>

Die Sachanlagen inklusive Nutzungsrechte haben sich wie folgt entwickelt:

in Mio. Euro	Grundstücke und Bauten	Technische Anlagen und Maschinen	Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäfts- ausstattung	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	<b>Gesamt</b>
<b>Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten</b>					
<b>Stand: 01.01.2023</b>	<b>1.330,3</b>	<b>14.874,0</b>	<b>264,7</b>	<b>422,5</b>	<b>16.891,5</b>
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
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>1.388,8</b>	<b>15.304,7</b>	<b>279,3</b>	<b>810,4</b>	<b>17.783,2</b>
<b>Kumulierte Abschreibungen</b>					
<b>Stand: 01.01.2023</b>	<b>646,5</b>	<b>9.213,2</b>	<b>201,6</b>	<b>2,5</b>	<b>10.063,8</b>
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
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>690,4</b>	<b>9.658,6</b>	<b>206,6</b>	<b>5,5</b>	<b>10.561,1</b>
<b>Buchwerte</b>					
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>698,4</b>	<b>5.646,1</b>	<b>72,7</b>	<b>804,9</b>	<b>7.222,1</b>

in Mio. Euro	Grundstücke und Bauten	Technische Anlagen und Maschinen	Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäfts- ausstattung	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	<b>Gesamt</b>
<b>Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten</b>					
<b>Stand: 01.01.2022</b>	<b>1.301,9</b>	<b>14.640,5</b>	<b>252,1</b>	<b>381,2</b>	<b>16.575,7</b>
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
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>1.330,3</b>	<b>14.874,0</b>	<b>264,7</b>	<b>422,5</b>	<b>16.891,5</b>
<b>Kumulierte Abschreibungen</b>					
<b>Stand: 01.01.2022</b>	<b>603,1</b>	<b>8.862,4</b>	<b>192,2</b>	<b>2,5</b>	<b>9.660,2</b>
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
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>646,5</b>	<b>9.213,2</b>	<b>201,6</b>	<b>2,5</b>	<b>10.063,8</b>
<b>Buchwerte</b>					
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>683,8</b>	<b>5.660,8</b>	<b>63,1</b>	<b>420,0</b>	<b>6.827,7</b>

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-Verband-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 Glasfaserausbaus.

## 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
<b>Sonstige betriebliche Aufwendungen</b>		
Variable Leasingzahlungen	5,6	11,6
Geringwertige Vermögenswerte	2,1	1,7
Kurzfristige Leasingverhältnisse	0,7	0,3
<b>Abschreibungen</b>		
Planmäßige Abschreibungen auf Nutzungsrechte		
Grundstücke und Bauten	32,2	31,0
Technische Anlagen und Maschinen	0,9	0,5
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	4,4	3,8
Wertminderungen auf Nutzungsrechte	0,3	
<b>Zinsergebnis</b>		
Zinsaufwendungen	3,7	4,4

### Leasing in der Bilanz

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

Im Geschäftsjahr 2023 betragen 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-Verband-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 Nutzungsdauer 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
<b>Gesamte Zahlungsmittelabflüsse für Leasingverhältnisse</b>	<b>51,6</b>	<b>52,3</b>

Der EWE-Verband-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
<b>Gesamt</b>	<b>369,3</b>	<b>383,2</b>

### 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
<b>Gesamt</b>	<b>133,5</b>	<b>119,0</b>	<b>18,7</b>	<b>12,7</b>	<b>114,8</b>	<b>106,3</b>

## 20. Als Finanzinvestition gehaltene Immobilien

Die als Finanzinvestition gehaltenen Immobilien haben sich wie folgt entwickelt:

in Mio. Euro	2023	2022
<b>Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten</b>		
<b>Stand: 01.01.</b>	<b>11,3</b>	<b>12,5</b>
Abgänge		-1,2
<b>Stand: 31.12.</b>	<b>11,3</b>	<b>11,3</b>
<b>Kumulierte Abschreibungen</b>		
<b>Stand: 01.01.</b>	<b>7,7</b>	<b>8,7</b>
Planmäßige Abschreibungen	0,2	0,2
Abgänge		-1,2
<b>Stand: 31.12.</b>	<b>7,9</b>	<b>7,7</b>
<b>Buchwerte</b>		
<b>Stand: 31.12.</b>	<b>3,4</b>	<b>3,6</b>

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
<b>Ergebnis aus Finanzinvestitionen</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>

Im EWE-Verband-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
<b>Stand: 01.01.</b>	<b>282,9</b>	<b>218,4</b>
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
<b>Stand: 31.12.</b>	<b>221,9</b>	<b>282,9</b>

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-Verband GmbH 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
<b>Bilanz</b>				
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
<b>At-equity-Ansatz</b>	<b>9,0</b>	<b>42,9</b>	<b>29,6</b>	<b>54,4</b>
Geschäfts- oder Firmenwert				
<b>Gewinn- und Verlustrechnung</b>				
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
<b>Ergebnis</b>	<b>-50,4</b>	<b>0,3</b>	<b>-39,1</b>	<b>32,1</b>
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
<b>Bilanz</b>				
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
<b>At-equity-Ansatz</b>	<b>34,0</b>	<b>42,9</b>	<b>50,0</b>	<b>46,2</b>
Geschäfts- oder Firmenwert		10,1		
<b>Gewinn- und Verlustrechnung</b>				
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
<b>Ergebnis</b>	<b>17,8</b>	<b>0,6</b>	<b>9,2</b>	<b>21,2</b>
Konzernanteil am Ergebnis	8,5	0,3	3,3	5,2
Vereinnahmte Gewinnausschüttungen				0,9

## Gemeinschaftsunternehmen

31.12.2023 in Mio. Euro	Gemeinschaftskraftwerk Bremen	Glasfaser NordWest	Hansewasser Ver- und Entsorgung	Sonstige Gemeinschafts- unternehmen
<b>Bilanz</b>				
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
<b>At-equity-Ansatz</b>	<b>35,8</b>	<b>26,7</b>	<b>15,1</b>	<b>8,4</b>
Geschäfts- oder Firmenwert				3,4
<b>Gewinn- und Verlustrechnung</b>				
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
<b>Ergebnis</b>	<b>1,7</b>	<b>-40,5</b>	<b>7,2</b>	<b>-1,8</b>
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	Glasfaser NordWest	Hansewasser Ver- und Entsorgung	Sonstige Gemein- schafts- unternehmen
<b>Bilanz</b>				
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
<b>At-equity-Ansatz</b>	<b>35,7</b>	<b>47,0</b>	<b>15,8</b>	<b>11,3</b>
Geschäfts- oder Firmenwert				3,4
<b>Gewinn- und Verlustrechnung</b>				
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
<b>Ergebnis</b>	<b>1,6</b>	<b>19,8</b>	<b>8,8</b>	<b>0,7</b>
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
<b>Gesamt</b>	<b>900,0</b>	<b>1.949,2</b>

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
<b>Bruttobuchwert</b>				
<b>Stand: 01.01.2023</b>	<b>317,1</b>	<b>100,1</b>		<b>417,2</b>
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
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>345,8</b>	<b>111,6</b>	<b>1,2</b>	<b>458,6</b>
<b>Wertberichtigung</b>				
<b>Stand: 01.01.2023</b>	<b>-0,6</b>	<b>-3,2</b>		<b>-3,8</b>
Zuführung / Auflösung (netto)	-0,8	-0,2	-1,2	-2,2
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>-1,4</b>	<b>-3,4</b>	<b>-1,2</b>	<b>-6,0</b>
<b>Nettobuchwert</b>				
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>344,4</b>	<b>108,2</b>		<b>452,6</b>

in Mio. Euro	Stufe 1 12-Monats-ECL (Expected Credit Loss)	Stufe 2 Gesamt- Laufzeit-ECL (nicht wert- gemindert)	<b>Gesamt</b>
<b>Bruttobuchwert</b>			
<b>Stand: 01.01.2022</b>	<b>241,2</b>	<b>98,5</b>	<b>339,7</b>
Veränderung Konsolidierungskreis	-3,0		-3,0
Zugang / Abgang (netto)	89,9	2,4	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
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>317,1</b>	<b>100,1</b>	<b>417,2</b>
<b>Wertberichtigung</b>			
<b>Stand: 01.01.2022</b>	<b>-0,8</b>	<b>-3,7</b>	<b>-4,5</b>
Zuführung / Auflösung (netto)	0,3	0,4	0,7
Umbuchungen	-0,1	0,1	
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>-0,6</b>	<b>-3,2</b>	<b>-3,8</b>
<b>Nettobuchwert</b>			
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>316,5</b>	<b>96,9</b>	<b>413,4</b>

## 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	15,7	20,3
Leasinggegenstände vor Vertragsbeginn	3,9	6,4
Geleistete Anzahlungen	2,4	3,7
<b>Gesamt</b>	<b>720,6</b>	<b>779,2</b>

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 Gesamt- Laufzeit-ECL (nicht wert- gemindert)	Stufe 3 Gesamt- Laufzeit-ECL (wert- gemindert)	<b>Gesamt</b>
<b>Bruttobuchwert</b>			
<b>Stand: 01.01.2023</b>	<b>2.084,0</b>	<b>48,7</b>	<b>2.132,7</b>
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
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>2.359,5</b>	<b>61,2</b>	<b>2.420,7</b>
<b>Wertberichtigung</b>			
<b>Stand: 01.01.2023</b>	<b>-2,6</b>	<b>-44,0</b>	<b>-46,6</b>
Zuführung / Auflösung (netto)	-1,9	-13,8	-15,7
Währungsanpassungen		-0,1	-0,1
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>-4,5</b>	<b>-57,9</b>	<b>-62,4</b>
<b>Nettobuchwert</b>			
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>2.355,0</b>	<b>3,3</b>	<b>2.358,3</b>

in Mio. Euro	Stufe 2 Gesamt- Laufzeit-ECL (nicht wert- gemindert)	Stufe 3 Gesamt- Laufzeit-ECL (wert- gemindert)	<b>Gesamt</b>
<b>Bruttobuchwert</b>			
<b>Stand: 01.01.2022</b>	<b>1.413,1</b>	<b>22,1</b>	<b>1.435,2</b>
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
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>2.084,0</b>	<b>48,7</b>	<b>2.132,7</b>
<b>Wertberichtigung</b>			
<b>Stand: 01.01.2022</b>	<b>-15,1</b>	<b>-20,4</b>	<b>-35,5</b>
Zuführung / Auflösung (netto)	0,8	-13,0	-12,2
Transfer in Stufe 3	11,0	-11,0	
Umbuchungen	0,7	0,4	1,1
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>-2,6</b>	<b>-44,0</b>	<b>-46,6</b>
<b>Nettobuchwert</b>			
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>2.081,4</b>	<b>4,7</b>	<b>2.086,1</b>

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	31,1	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
<b>Gesamt</b>	<b>1.644,4</b>	<b>4.570,4</b>

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 12-Monats-ECL (Expected Credit Loss)	Stufe 2 Gesamt- Laufzeit-ECL (nicht wert- gemindert)	Gesamt
<b>Bruttobuchwert</b>			
<b>Stand: 01.01.2023</b>	<b>932,3</b>	<b>12,7</b>	<b>945,0</b>
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	1,8		1,8
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>394,1</b>	<b>13,5</b>	<b>407,6</b>
<b>Wertberichtigung</b>			
<b>Stand: 01.01.2023</b>	<b>-0,3</b>	<b>-0,5</b>	<b>-0,8</b>
Zuführung / Auflösung (netto)		-0,2	-0,2
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>-0,3</b>	<b>-0,7</b>	<b>-1,0</b>
<b>Nettobuchwert</b>			
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>393,8</b>	<b>12,8</b>	<b>406,6</b>

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

## 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
<b>Gesamt</b>	<b>379,3</b>	<b>282,4</b>

## 27. Liquide Mittel

Die liquiden Mittel haben sich wie folgt entwickelt:

in Mio. Euro	Stufe 1 12-Monats-ECL (Expected Credit Loss)	Stufe 2 Gesamt- Laufzeit-ECL (nicht wert- gemindert)	<b>Gesamt</b>
<b>Bruttobuchwert</b>			
<b>Stand: 01.01.2023</b>	<b>1.569,3</b>	<b>5,7</b>	<b>1.575,0</b>
Veränderung Konsolidierungskreis	4,3	-2,7	1,6
Zugang / Abgang (netto)	-796,6	-1,1	-797,7
Umbuchung in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	-3,8		-3,8
Währungsanpassungen	2,0		2,0
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>775,2</b>	<b>1,9</b>	<b>777,1</b>
<b>Wertberichtigung</b>			
<b>Stand: 01.01.2023</b>	<b>-0,5</b>		<b>-0,5</b>
Zuführung / Auflösung (netto)	0,3		0,3
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>-0,2</b>		<b>-0,2</b>
<b>Nettobuchwert</b>			
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>775,0</b>	<b>1,9</b>	<b>776,9</b>

in Mio. Euro	Stufe 1 12-Monats-ECL (Expected Credit Loss)	Stufe 2 Gesamt- Laufzeit-ECL (nicht wert- gemindert)	<b>Gesamt</b>
<b>Bruttobuchwert</b>			
<b>Stand: 01.01.2022</b>	<b>1.123,1</b>	<b>6,4</b>	<b>1.129,5</b>
Veränderung Konsolidierungskreis	4,1		4,1
Zugang / Abgang (netto)	442,3	-0,7	441,6
Währungsanpassungen	-0,2		-0,2
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>1.569,3</b>	<b>5,7</b>	<b>1.575,0</b>
<b>Wertberichtigung</b>			
<b>Stand: 01.01.2022</b>	<b>-0,2</b>	<b>-0,1</b>	<b>-0,3</b>
Zuführung / Auflösung (netto)	-0,2		-0,2
Umbuchungen	-0,1	0,1	
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>-0,5</b>		<b>-0,5</b>
<b>Nettobuchwert</b>			
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>1.568,8</b>	<b>5,7</b>	<b>1.574,5</b>

## 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

Die Aufgliederung und Entwicklung des Eigenkapitals sind in der Eigenkapitalveränderungsrechnung dargestellt.

Die Weser-Ems-Energiebeteiligungen GmbH (WEE), Oldenburg, ist zu 59,0 Prozent und die Energieverband Elbe-Weser Beteiligungsholding GmbH (EEW), Oldenburg, zu 15,0 Prozent am Gezeichneten Kapital der EWE AG beteiligt. Gesellschafter der WEE ist die Ems-Weser-Elbe Versorgungs- und Entsorgungverband Beteiligungsgesellschaft mbH (EWE-Verband GmbH), Oldenburg. Alleingesellschafter der EWE-Verband GmbH und der EEW ist der Ems-Weser-Elbe Versorgungs- und Entsorgungverband (EWE-Verband), Oldenburg. Die Mitglieder des EWE-Verbands sind Landkreise und Städte unseres Versorgungsgebiets zwischen Ems, Weser und Elbe. Weitere 26,0 Prozent des Gezeichneten Kapitals der EWE AG werden von der Ems Weser Elbe Infrastruktur Akquisitionsgesellschaft mbH (2), Oldenburg, gehalten.

Das Gezeichnete Kapital der Ems-Weser-Elbe Versorgungs- und Entsorgungverband Beteiligungsgesellschaft mbH in Höhe von 100 Tsd. Euro (Vorjahr: 100 Tsd. Euro) hält der Ems-Weser-Elbe Versorgungs- und Entsorgungverband, Oldenburg.

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 EWE AG, Oldenburg, Altermic GmbH, Aurich, und der EWE NETZ GmbH, Oldenburg.

### Gewinnverwendungsvorschlag

In der Gesellschafterversammlung am 26. April 2024 wurde beschlossen den Jahresfehlbetrag der EWE-Verband GmbH in Höhe von 6.691,1 Tsd. Euro und den Gewinnvortrag in Höhe von 47.849,6 Tsd. Euro wie folgt zu verwenden: Einstellung in die Gewinnrücklagen in Höhe von 41.100,0 Tsd. Euro und Vortrag auf neue Rechnung in Höhe von 58,5 Tsd. Euro.

## 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
<b>Gesamt</b>	<b>2.137,6</b>	<b>153,2</b>	<b>2.290,8</b>	<b>2.416,3</b>	<b>336,3</b>	<b>2.752,6</b>

### Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Der EWE-Verband-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-Verband-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 vollumfänglich 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 Festgehalmes 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
<b>Bilanzwert</b>	<b>1.429,5</b>	<b>1.353,1</b>

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
<b>Gesamt</b>	<b>82,0</b>	<b>60,9</b>

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	
<b>Barwert zum Bilanzstichtag</b>	<b>1.651,9</b>	<b>1.532,7</b>

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	
<b>Marktwert zum Bilanzstichtag</b>	<b>222,4</b>	<b>179,6</b>

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	
<b>Bilanzwert am Ende des Jahres</b>	<b>1.429,5</b>	<b>1.353,1</b>

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-Verband-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

in Mio. Euro	Stand:	Zu-	Auf-	Zinseffekte	Dotierung /	Übrige	In-	Stand:	
	31.12.2022	führungen	lösungen		Erfolgs- neutrale Verände- rungen				Inanspruch- nahme Plan- vermögen
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	1.353,1	30,5		47,3	91,6	-17,9	-0,7	-74,4	1.429,5
Sonstige Rückstellungen									
Personalbereich	34,4	24,4	-0,7	0,9	-0,9	-5,9	0,9	-10,4	42,7
Rekultivierung, Rückbau und Entfernung	591,7	1,8	-4,7	15,2	27,0		-6,4	-13,7	610,9
Drohende Verluste	631,3	11,6	-600,5	3,0				-6,4	39,0
Übrige	142,1	74,9	-11,5	6,2			0,1	-43,1	168,7
<b>Gesamt</b>	<b>2.752,6</b>	<b>143,2</b>	<b>-617,4</b>	<b>72,6</b>	<b>117,7</b>	<b>-23,8</b>	<b>-6,1</b>	<b>-148,0</b>	<b>2.290,8</b>

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 führten 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-	Buchwert	Nominal-
			31.12.2023	volumen		
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	
<b>Gesamt</b>			<b>1.094,6</b>	<b>1.100,0</b>	<b>1.093,6</b>	<b>1.100,0</b>

### 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)	891,7	3,3	908,0	6,9
Verbindlichkeiten aus Einlagen Stiller Gesellschafter	225,0		225,0	
Ausstehende Rechnungen und Gutschriften		43,7		33,2
Barsicherheiten		37,6		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		9,3		6,3
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	2,6	275,5	0,9	236,3
<b>Gesamt</b>	<b>1.779,6</b>	<b>2.790,4</b>	<b>3.328,5</b>	<b>4.111,7</b>

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-Verband-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	28,8	25,0
<b>Gesamt</b>	<b>27,6</b>	<b>547,2</b>	<b>28,8</b>	<b>230,4</b>

### 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
<b>Langfristige Vermögenswerte</b>	<b>173,2</b>	<b>1.054,6</b>	<b>153,0</b>	<b>1.438,7</b>
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
<b>Kurzfristige Vermögenswerte</b>	<b>969,3</b>	<b>735,2</b>	<b>1.420,5</b>	<b>1.686,3</b>
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
<b>Langfristige Schulden</b>	<b>744,0</b>	<b>13,4</b>	<b>1.315,5</b>	<b>14,3</b>
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	
<b>Kurzfristige Schulden</b>	<b>1.021,1</b>	<b>1.048,8</b>	<b>1.793,0</b>	<b>2.057,0</b>
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		
<b>Latente Steuern lt. Bilanz</b>	<b>295,8</b>	<b>234,4</b>	<b>418,0</b>	<b>904,9</b>

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 465,4 Mio. Euro (Vorjahr: 334,3 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 steuerliche Zinsvortrag beträgt 664,6 Mio. Euro (Vorjahr: 622,8 Mio. Euro). Wie im Vorjahr werden auf diese Beträge keine latenten Steuern aktiviert, da von einer Realisierung der Steueransprüche in absehbarer Zeit nicht auszugehen ist.

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 69,4 Mio. Euro (Vorjahr: 82,3 Mio. Euro).

### **37. Eventualforderungen, Eventualverbindlichkeiten und sonstige Verpflichtungen**

#### **Eventualforderungen**

Zum 31. Dezember 2023 bestehen Eventualforderungen in Höhe von 39,6 Mio. Euro (Vorjahr: 32,5 Mio. Euro) aus erhaltenen Bürgschaften, Garantien sowie aus sonstigen Eventualforderungen.

#### **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: 684,4 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 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 GmbH & Co. KG, Oldenburg (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 430,0 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-Verband-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-Verband-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-Verband-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 betragen:

in Mio. Euro	31.12.2023	31.12.2022
Summe Eigenkapital	3.405,8	4.187,2
Eigenkapitalquote in %	21,2	20,4
<b>Bilanzsumme</b>	<b>16.038,6</b>	<b>20.560,6</b>

## 39. Derivative Finanzinstrumente und Hedge Accounting

### a) Strategie und Ziele

Die Grundsätze des Risikomanagements im EWE-Verband-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-Verband-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 Restlaufzeit bis 1 Jahr	Nominal- volumen Restlaufzeit 1 bis 5 Jahre	Nominal- volumen Restlaufzeit über 5 Jahre	Nominal- volumen gesamt (Mengen)	Durch- schnittlicher Sicherungs- kurs
<b>Absicherung des Währungsrisikos</b>			<b>Fremdwährung</b>			<b>Euro</b>	<b>USD / Euro PLN / Euro</b>
für die Währung USD							
in Cash Flow Hedges							
<b>Gesamt</b>							
für die Währung PLN							
nicht in Sicherheitsbeziehung							
<b>Gesamt</b>							
<b>Absicherung des Zinsrisikos</b>							
nicht in Sicherheitsbeziehung	2,2		3,8	14,0	74,2		
<b>Gesamt</b>	<b>2,2</b>		<b>3,8</b>	<b>14,0</b>	<b>74,2</b>		
<b>Absicherung des Commodity- Preisänderungsrisikos</b>						<b>GWh</b>	<b>Euro / MWh</b>
für Stromderivate							
in Cash Flow Hedges		30,8	36,6			65,5	
nicht in Sicherheitsbeziehung	32,5	198,2	3.141,2	602,4		28.106,2	
<b>Gesamt</b>	<b>32,5</b>	<b>229,0</b>	<b>3.177,8</b>	<b>602,4</b>		<b>28.171,7</b>	<b>134,2</b>
für Gasderivate							
in Cash Flow Hedges	5,3	1,0	1,4	7,4		437,6	
nicht in Sicherheitsbeziehung	201,0	1.002,5	9.862,2	2.257,3		234.555,3	
<b>Gesamt</b>	<b>206,3</b>	<b>1.003,5</b>	<b>9.863,6</b>	<b>2.264,7</b>		<b>234.992,9</b>	<b>51,6</b>
						<b>Mio. t</b>	<b>Euro / t</b>
für Kohlederivate							
in Cash Flow Hedges							
nicht in Sicherheitsbeziehung							
<b>Gesamt</b>							
für CO <sub>2</sub> -Derivate							
in Cash Flow Hedges							
nicht in Sicherheitsbeziehung			15,7			0,2	
<b>Gesamt</b>			<b>15,7</b>			<b>0,2</b>	<b>90,5</b>
für übrige Commodity-Derivate							
nicht in Sicherheitsbeziehung		1,8	1,8				
<b>Gesamt</b>		<b>1,8</b>	<b>1,8</b>				
<b>Aktivische Sicherungsinstrumente</b>							
in Cash Flow Hedges	5,3	31,8					
nicht in Sicherheitsbeziehung	235,7	1.202,5					
<b>Gesamt</b>	<b>241,0</b>	<b>1.234,3</b>					

## Aktivische Sicherungsinstrumente (II/II)

31.12.2022 in Mio. Euro	Buchwert langfristig	Buchwert kurzfristig	Nominal- volumen Restlaufzeit bis 1 Jahr	Nominal- volumen Restlaufzeit 1 bis 5 Jahre	Nominal- volumen Restlaufzeit über 5 Jahre	Nominal- volumen gesamt (Mengen)	Durch- schnittlicher Sicherungs- kurs	
							<b>USD / Euro</b>	
<b>Absicherung des Währungsrisikos</b>						<b>Euro</b>	<b>PLN / Euro</b>	
für die Währung USD								
in Cash Flow Hedges		1,0	31,9			30,3		
<b>Gesamt</b>		<b>1,0</b>	<b>31,9</b>			<b>30,3</b>	<b>1,1</b>	
für die Währung PLN								
nicht in Sicherheitsbeziehung		0,1	7,1			1,4		
<b>Gesamt</b>		<b>0,1</b>	<b>7,1</b>			<b>1,4</b>	<b>5,0</b>	
<b>Absicherung des Zinsrisikos</b>								
nicht in Sicherheitsbeziehung	5,4		2,3	14,6	180,9			
<b>Gesamt</b>	<b>5,4</b>		<b>2,3</b>	<b>14,6</b>	<b>180,9</b>			
<b>Absicherung des Commodity- Preisänderungsrisikos</b>							<b>GWh</b>	<b>Euro / MWh</b>
für Stromderivate								
in Cash Flow Hedges	20,2	15,6	104,4	36,6		506,7		
nicht in Sicherheitsbeziehung	79,2	632,8	4.114,0	1.272,3		32.772,5		
<b>Gesamt</b>	<b>99,4</b>	<b>648,4</b>	<b>4.218,4</b>	<b>1.308,9</b>		<b>33.279,2</b>	<b>166,1</b>	
für Gasderivate								
in Cash Flow Hedges	307,0	34,6	172,5	277,6		10.188,3		
nicht in Sicherheitsbeziehung	892,2	2.637,0	13.430,2	4.302,8		236.527,1		
<b>Gesamt</b>	<b>1.199,2</b>	<b>2.671,6</b>	<b>13.602,7</b>	<b>4.580,4</b>		<b>246.715,4</b>	<b>73,7</b>	
							<b>Mio. t</b>	<b>Euro / t</b>
für Kohlederivate								
in Cash Flow Hedges		0,6	3,6					
nicht in Sicherheitsbeziehung			164,8			0,6		
<b>Gesamt</b>		<b>0,6</b>	<b>168,4</b>			<b>0,6</b>	<b>273,4</b>	
für CO <sub>2</sub> -Derivate								
in Cash Flow Hedges		0,9	23,5			0,3		
nicht in Sicherheitsbeziehung			23,7	12,1		0,4		
<b>Gesamt</b>		<b>0,9</b>	<b>47,2</b>	<b>12,1</b>		<b>0,7</b>	<b>83,4</b>	
für übrige Commodity-Derivate								
nicht in Sicherheitsbeziehung								
<b>Gesamt</b>								
<b>Aktivische Sicherungsinstrumente</b>								
in Cash Flow Hedges	327,2	52,7						
nicht in Sicherheitsbeziehung	976,8	3.269,9						
<b>Gesamt</b>	<b>1.304,0</b>	<b>3.322,6</b>						

## Passivische Sicherungsinstrumente (I/II)

31.12.2023 in Mio. Euro	Buchwert langfristig	Buchwert kurzfristig	Nominal- volumen Restlaufzeit bis 1 Jahr	Nominal- volumen Restlaufzeit 1 bis 5 Jahre	Nominal- volumen Restlaufzeit über 5 Jahre	Nominal- volumen gesamt (Mengen)	Durch- schnittlicher Sicherungs- kurs
<b>Absicherung des Währungsrisikos</b>			<b>Fremdwährung</b>			<b>Euro</b>	<b>USD / Euro PLN / Euro</b>
für die Währung USD							
in Cash Flow Hedges							
nicht in Sicherungsbeziehung							
<b>Gesamt</b>							
für die Währung PLN							
in Cash Flow Hedges			39,7	2,6		9,1	
nicht in Sicherungsbeziehung		0,6					
<b>Gesamt</b>		<b>0,6</b>	<b>39,7</b>	<b>2,6</b>		<b>9,1</b>	<b>4,7</b>
<b>Absicherung des Zinsrisikos</b>							
in Cash Flow Hedges		2,6	60,2				
nicht in Sicherungsbeziehung	1,3		2,4	8,1	102,1		
<b>Gesamt</b>	<b>1,3</b>	<b>2,6</b>	<b>62,6</b>	<b>8,1</b>	<b>102,1</b>		
<b>Absicherung des Commodity- Preisänderungsrisikos</b>						<b>GWh</b>	<b>Euro / MWh</b>
für Stromderivate							
in Cash Flow Hedges							
nicht in Sicherungsbeziehung	79,0	739,9	4.072,8	737,3		34.112,5	
<b>Gesamt</b>	<b>79,0</b>	<b>739,9</b>	<b>4.072,8</b>	<b>737,3</b>		<b>34.112,5</b>	<b>141,0</b>
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	
<b>Gesamt</b>	<b>279,4</b>	<b>1.615,8</b>	<b>10.774,3</b>	<b>3.181,4</b>		<b>271.655,5</b>	<b>51,4</b>
						<b>Mio. t</b>	<b>Euro / t</b>
für Kohlederivate							
in Cash Flow Hedges							
nicht in Sicherungsbeziehung							
<b>Gesamt</b>							
für CO <sub>2</sub> -Derivate							
in Cash Flow Hedges		1,9	9,5			0,1	
nicht in Sicherungsbeziehung			21,3			0,2	
<b>Gesamt</b>		<b>1,9</b>	<b>30,8</b>			<b>0,3</b>	<b>95,4</b>
<b>Passivische Sicherungsinstrumente</b>							
in Cash Flow Hedges	63,8	148,5					
nicht in Sicherungsbeziehung	295,9	2.212,3					
<b>Gesamt</b>	<b>359,7</b>	<b>2.360,8</b>					

## Passivische Sicherungsinstrumente (II / II)

31.12.2022 in Mio. Euro	Buchwert langfristig	Buchwert kurzfristig	Nominal- volumen Restlaufzeit bis 1 Jahr	Nominal- volumen Restlaufzeit 1 bis 5 Jahre	Nominal- volumen Restlaufzeit über 5 Jahre	Nominal- volumen gesamt (Mengen)	Durch- schnittlicher Sicherungs- kurs	
							<b>USD / Euro</b>	
<b>Absicherung des Währungsrisikos</b>						<b>Euro</b>	<b>PLN / Euro</b>	
für die Währung USD								
in Cash Flow Hedges		1,4	45,0			43,2		
nicht in Sicherheitsbeziehung		0,3	27,6			26,0		
<b>Gesamt</b>		<b>1,7</b>	<b>72,6</b>			<b>69,2</b>	<b>1,0</b>	
für die Währung PLN								
in Cash Flow Hedges								
nicht in Sicherheitsbeziehung		1,8	191,0	2,7		39,0		
<b>Gesamt</b>		<b>1,8</b>	<b>191,0</b>	<b>2,7</b>		<b>39,0</b>	<b>5,0</b>	
<b>Absicherung des Zinsrisikos</b>								
in Cash Flow Hedges								
nicht in Sicherheitsbeziehung	1,2			12,8	13,2			
<b>Gesamt</b>	<b>1,2</b>			<b>12,8</b>	<b>13,2</b>			
<b>Absicherung des Commodity- Preisänderungsrisikos</b>							<b>GWh</b>	<b>Euro / MWh</b>
für Stromderivate								
in Cash Flow Hedges		0,7	4,9			24,0		
nicht in Sicherheitsbeziehung	440,9	1.040,8	4.613,3	1.259,4		31.456,2		
<b>Gesamt</b>	<b>440,9</b>	<b>1.041,5</b>	<b>4.618,2</b>	<b>1.259,4</b>		<b>31.480,2</b>	<b>186,7</b>	
für Gasderivate								
in Cash Flow Hedges	52,8	319,9	819,7	177,4		7.834,4		
nicht in Sicherheitsbeziehung	1.382,4	2.348,2	13.102,8	4.399,5		220.902,2		
<b>Gesamt</b>	<b>1.435,2</b>	<b>2.668,1</b>	<b>13.922,5</b>	<b>4.576,9</b>		<b>228.736,6</b>	<b>80,9</b>	
							<b>Mio. t</b>	<b>Euro / t</b>
für Kohlederivate								
in Cash Flow Hedges		15,5	56,4			0,2		
nicht in Sicherheitsbeziehung			118,9			0,5		
<b>Gesamt</b>		<b>15,5</b>	<b>175,3</b>			<b>0,7</b>	<b>246,5</b>	
für CO <sub>2</sub> -Derivate								
in Cash Flow Hedges	1,2		8,1	9,5		0,2		
nicht in Sicherheitsbeziehung			32,7	12,1		0,5		
<b>Gesamt</b>	<b>1,2</b>		<b>40,8</b>	<b>21,6</b>		<b>0,7</b>	<b>89,5</b>	
<b>Passivische Sicherungsinstrumente</b>								
in Cash Flow Hedges	54,0	337,5						
nicht in Sicherheitsbeziehung	1.824,5	3.391,1						
<b>Gesamt</b>	<b>1.878,5</b>	<b>3.728,6</b>						

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
<b>Aktiva / Passiva</b>					
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	
Kohlelderivate	-10,2	10,2			
CO <sub>2</sub> -Derivate	1,1	-1,1		-1,3	
<b>Gesamt</b>	<b>149,4</b>	<b>-162,7</b>	<b>13,3</b>	<b>-120,7</b>	<b>-41,7</b>

31.12.2022 in Mio. Euro	Wertänderung Grundgeschäft	Wertänderung Sicherungs- instrument	Ineffektivität	Hedging Reserve bestehender Sicherungs- beziehungen	Hedging Reserve beendeter Sicherungs- beziehungen
<b>Aktiva / Passiva</b>					
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	
Kohlelderivate	6,8	-6,8		-10,2	
CO <sub>2</sub> -Derivate	7,5	-7,5		-0,2	
<b>Gesamt</b>	<b>843,1</b>	<b>-835,9</b>	<b>-7,2</b>	<b>-14,4</b>	<b>-45,7</b>

Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung der Cash Flow Hedge-Rücklage:

in Mio. Euro	Absiche- rung Währungs- risiko	Absiche- rung Zinsrisiko	Absicherung Commodity-Preisänderungsrisiko				<b>Gesamt</b>
	Devisen- derivate	Zins- derivate	Strom- derivate	Gas- derivate	Kohle- derivate	CO2- Derivate	
<b>Stand: 01.01.2023</b>	<b>-0,3</b>	<b>-45,7</b>	<b>23,6</b>	<b>-27,3</b>	<b>-10,2</b>	<b>-0,2</b>	<b>-60,1</b>
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	-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
<b>Stand: 31.12.2023</b>		<b>-43,5</b>	<b>20,8</b>	<b>-138,4</b>		<b>-1,3</b>	<b>-162,4</b>

in Mio. Euro	Absiche- rung Währungs- risiko	Absiche- rung Zinsrisiko	Absicherung Commodity-Preisänderungsrisiko				<b>Gesamt</b>
	Devisen- derivate	Zins- derivate	Strom- derivate	Gas- derivate	Kohle- derivate	CO2- Derivate	
<b>Stand: 01.01.2022</b>	<b>0,5</b>	<b>-50,2</b>	<b>25,3</b>	<b>586,5</b>	<b>-3,4</b>	<b>7,3</b>	<b>566,0</b>
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		6,5	90,0	-928,7			-832,2
Reklassifizierungen aufgrund eines Basis Adjustments	-0,8			-373,1	-9,8	-0,2	-383,9
Latente Steuern	0,4	-2,0	-1,4	263,1	3,2	3,6	266,9
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>-0,3</b>	<b>-45,7</b>	<b>23,6</b>	<b>-27,3</b>	<b>-10,2</b>	<b>-0,2</b>	<b>-60,1</b>

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	
<b>Aktiva</b>					
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	31,1	31,1			31,1
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	776,9	776,9			776,9
<b>Gesamt</b>	<b>5.679,6</b>	<b>3.882,7</b>	<b>1.511,8</b>	<b>136,2</b>	<b>5.688,4</b>
<b>Passiva</b>					
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	1.517,8	1.517,4	0,4		1.620,2
Derivate					
Derivate ohne Hedge-Beziehung	2.508,3		2.508,3		2.508,3
Derivate mit Hedge-Beziehung (n.a.)	212,3				212,3
<b>Gesamt</b>	<b>8.510,8</b>	<b>5.458,0</b>	<b>2.508,7</b>		<b>8.676,1</b>

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	Bewertungskategorie nach IFRS 9			Fair Value
	31.12.2022	Fortgeführte Anschaffungskosten	Fair Value erfolgswirksam	Fair Value erfolgsneutral ohne Recycling	31.12.2022
<b>Aktiva</b>					
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 Barsicherheiten (Energiehandel)	837,4	837,4			837,4
Übrige kurzfristige finanzielle Vermögenswerte	68,2	68,2			68,2
Liquide Mittel	1.574,5	1.574,5			1.574,5
<b>Gesamt</b>	<b>10.180,2</b>	<b>4.915,6</b>	<b>4.622,4</b>	<b>159,7</b>	<b>10.158,6</b>
<b>Passiva</b>					
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	1.973,4	1.973,4			1.973,4
Verbindlichkeiten aus Leasing (n.a.)	331,4				331,4
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	1.501,6	1.501,6			1.653,4
Derivate					
Derivate ohne Hedge-Beziehung	5.215,7		5.215,7		5.215,7
Derivate mit Hedge-Beziehung (n.a.)	391,4				391,4
<b>Gesamt</b>	<b>11.661,4</b>	<b>5.722,9</b>	<b>5.215,7</b>		<b>11.746,0</b>

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, CO<sub>2</sub>-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:

<b>31.12.2023</b>				
in Mio. Euro	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	<b>Gesamt</b>
<b>Finanzielle Vermögenswerte, bewertet zum Fair Value</b>				
Anteile			206,4	206,4
Wertpapiere	3,5			3,5
Derivative Finanzinstrumente	36,9	1.436,6	1,8	1.475,3
<b>Gesamt</b>	<b>40,4</b>	<b>1.436,6</b>	<b>208,2</b>	<b>1.685,2</b>
<b>Finanzielle Verbindlichkeiten, bewertet zum Fair Value</b>				
Derivative Finanzinstrumente	9,4	2.673,5	37,6	2.720,5
Andere Finanzinstrumente			0,4	0,4
<b>Gesamt</b>	<b>9,4</b>	<b>2.673,5</b>	<b>38,0</b>	<b>2.720,9</b>

<b>31.12.2022</b>				
in Mio. Euro	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	<b>Gesamt</b>
<b>Finanzielle Vermögenswerte, bewertet zum Fair Value</b>				
Anteile			231,8	231,8
Wertpapiere	303,6			303,6
Derivative Finanzinstrumente	52,8	4.519,4	54,4	4.626,6
<b>Gesamt</b>	<b>356,4</b>	<b>4.519,4</b>	<b>286,2</b>	<b>5.162,0</b>
<b>Finanzielle Verbindlichkeiten, bewertet zum Fair Value</b>				
Derivative Finanzinstrumente	26,7	5.547,2	33,2	5.607,1
<b>Gesamt</b>	<b>26,7</b>	<b>5.547,2</b>	<b>33,2</b>	<b>5.607,1</b>

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)
<b>Stand: 01.01.2023</b>	<b>231,8</b>	<b>54,4</b>	<b>33,2</b>	
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			
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>206,4</b>	<b>1,8</b>	<b>37,6</b>	<b>0,4</b>

in Mio. Euro	Anteile (Aktiva)	Derivative Finanz- instrumente (Aktiva)	Derivative Finanz- instrumente (Passiva)	Sonstige Finanz- instrumente (Passiva)
<b>Stand: 01.01.2022</b>	<b>363,5</b>	<b>327,7</b>	<b>47,7</b>	
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			
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>231,8</b>	<b>54,4</b>	<b>33,2</b>	

in Mio. Euro	Anteile (Aktiva)	Derivative Finanz- instrumente (Aktiva)	Derivative Finanz- instrumente (Passiva)	Sonstige Finanz- instrumente (Passiva)
<b>Stand: 01.01.2023</b>	<b>231,8</b>	<b>54,4</b>	<b>33,2</b>	
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			
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>206,4</b>	<b>1,8</b>	<b>37,6</b>	<b>0,4</b>

in Mio. Euro	Anteile (Aktiva)	Derivative Finanz- instrumente (Aktiva)	Derivative Finanz- instrumente (Passiva)	Sonstige Finanz- instrumente (Passiva)
<b>Stand: 01.01.2022</b>	<b>363,5</b>	<b>327,7</b>	<b>47,7</b>	
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			
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>231,8</b>	<b>54,4</b>	<b>33,2</b>	

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	Nettobetrag
<b>Aktiva</b>						
Kurzfristige Forderungen aus Lieferungen und 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	-1,9		277,2
<b>Gesamt</b>	<b>12.085,8</b>	<b>-7.973,1</b>	<b>4.112,7</b>	<b>-781,8</b>		<b>3.330,9</b>
<b>Passiva</b>						
Kurzfristige Verbindlichkeiten aus Lieferungen und 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
<b>Gesamt</b>	<b>12.383,9</b>	<b>-7.973,1</b>	<b>4.410,8</b>	<b>-781,8</b>		<b>3.629,0</b>

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	Nettobetrag
<b>Aktiva</b>						
Kurzfristige Forderungen aus Lieferungen und 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
<b>Gesamt</b>	<b>22.400,9</b>	<b>-14.849,6</b>	<b>7.551,3</b>	<b>-2.313,3</b>		<b>5.238,0</b>
<b>Passiva</b>						
Kurzfristige Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	2.508,3	-534,9	1.973,4	-49,5		1.923,9
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
<b>Gesamt</b>	<b>22.482,7</b>	<b>-14.849,6</b>	<b>7.633,1</b>	<b>-2.313,3</b>		<b>5.319,8</b>

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
<b>Nettoergebnisse aus finanziellen Vermögenswerten</b>		
Fair Value through Profit or Loss (FVPL) bewertet		
Eigenkapitalinstrumente FVPL	0,4	0,1
Fremdkapitalinstrumente FVPL	26,5	-68,4
zu fortgeführten Anschaffungskosten	52,1	-12,8
im sonstigen Ergebnis als Fair Value through OCI (FVOCI) bewertete Eigenkapitalinstrumente	-4,8	-34,2
<b>Gesamt</b>	<b>74,2</b>	<b>-115,3</b>
<b>Nettoergebnisse aus finanziellen Verbindlichkeiten</b>		
zu fortgeführten Anschaffungskosten	-124,9	-97,1
<b>Gesamt</b>	<b>-124,9</b>	<b>-97,1</b>
<b>Nettoergebnisse aus finanziellen Vermögenswerten oder finanziellen Verbindlichkeiten</b>		
verpflichtend Fair Value bewertet (Derivate in Sicherheitsbeziehung)	-516,0	448,6
verpflichtend Fair Value bewertet (Derivate nicht in Sicherheitsbeziehung)	-1.904,2	204,0
<b>Gesamt</b>	<b>-2.420,2</b>	<b>652,6</b>
<b>Gesamt</b>	<b>-2.470,9</b>	<b>440,2</b>

## 41. Risikomanagement

### Liquiditätsrisiken

Das Liquiditätsrisiko eines Unternehmens besteht darin, dass es seine finanziellen Verpflichtungen nicht im ausreichenden Maß erfüllen kann. Der EWE-Verband-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-Verband-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-Verband-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-Verband-Konzerns werden in ausreichendem Umfang Kreditlinien bei Banken vorgehalten. Die finanzielle Flexibilität wird durch bilaterale Kreditlinien und insbesondere durch bestehende syndizierte, revolvingende 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 betragen 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-Verband-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
<b>Originäre finanzielle Verbindlichkeiten:</b>			
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	414,8	611,8	898,0
<b>Gesamt</b>	<b>2.297,6</b>	<b>1.866,5</b>	<b>2.050,1</b>

31.12.2022 in Mio. Euro	CASH FLOWS		
	< 1 Jahr	1 - 5 Jahre	> 5 Jahre
<b>Originäre finanzielle Verbindlichkeiten:</b>			
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	1.766,5		
Leasingverbindlichkeiten	36,9	147,7	167,0
Übrige finanzielle Verbindlichkeiten	386,2	810,7	933,3
<b>Gesamt</b>	<b>2.394,7</b>	<b>1.586,0</b>	<b>2.707,7</b>

#### 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	-1.539,6	-506,1
Cash Inflows	403,1	312,6	436,6	255,6
<b>Cash Flows netto</b>	<b>-850,5</b>	<b>-154,2</b>	<b>-1.103,0</b>	<b>-250,5</b>

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	-9.920,2	-4.184,9
Cash Inflows	4.577,6	1.352,2	7.341,9	3.108,5
<b>Cash Flows netto</b>	<b>-1.451,1</b>	<b>-954,3</b>	<b>-2.578,3</b>	<b>-1.076,4</b>

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-Verband-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 Auskunftsteien 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 Überfälligkeiten ausgewertet, um notwendige Forderungsabschreibungen bei den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen vorzunehmen. Ein Ausfall wird angenommen, wenn auf die zweite Mahnung kein zeitnaher 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 makroökonomischen Indikatoren. Entsprechend wurden hierfür keine Anpassungen berücksichtigt und stattdessen für individuell bemessene Kreditrisiken die in Bonitätsauskünften enthaltene Zukunftsrichtung 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-Verband-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)	1.602,1	45,6	0,8	2.080,3	3.728,8
Kategorie 2 (Non Investment Grade)	84,7	0,4		210,8	295,9
Kategorie 3 (Forderungsabwicklung)			2,0	62,5	64,5
<b>Gesamt</b>	<b>1.686,8</b>	<b>46,0</b>	<b>2,8</b>	<b>2.353,6</b>	<b>4.089,2</b>

31.12.2022 in Mio. Euro	General Approach			Simplified Approach	Gesamt
	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3		
Kategorie 1 (Investment Grade)	2.758,0	142,9	0,6	1.684,1	4.585,6
Kategorie 2 (Non Investment Grade)	44,1	0,2		414,0	458,3
Kategorie 3 (Forderungsabwicklung)			0,8	46,7	47,5
<b>Gesamt</b>	<b>2.802,1</b>	<b>143,1</b>	<b>1,4</b>	<b>2.144,8</b>	<b>5.091,4</b>

in Mio. Euro	Ausfallwahrscheinlichkeit p.a.	31.12.2023		31.12.2022	
		Brutto Forderungshöhe	Wertberichtigung	Brutto Forderungshöhe	Wertberichtigung
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 %	957,2	-0,2	1.608,4	-0,3
BBB	0,44 %	1.070,0	-1,7	1.978,7	-1,5
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		4.022,0	-11,6	5.041,2	-8,5
Einzelwertberichtigte Forderung / Einzelwertberichtigung		67,2	-58,2	50,2	-43,6
<b>Gesamt</b>		<b>4.089,2</b>	<b>-69,8</b>	<b>5.091,4</b>	<b>-52,1</b>

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-Verband-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-Verband-Konzern betrifft dies insbesondere die Marktpreisrisiken aus dem Commodity-, Währungs- und Zinsbereich.

Commoditypreisrisiken in der Energiebewirtschaftung durch den EWE-Verband-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 ausgehen zu können. Für die Sicherung werden teils spezifische Eindeckungen oder – z. B. für das Privat- und Kleingewerbekundengeschäft – 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.

in Mio. Euro	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
<b>Physisch zu erfüllende Strom-Termingeschäfte</b>					
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		
<b>Finanziell zu erfüllende Strom-Termingeschäfte</b>					
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		
<b>Gesamt</b>	<b>+10 %</b>	<b>80,3</b>	<b>182,5</b>	<b>-0,6</b>	<b>-10,8</b>
<b>Gesamt</b>	<b>-10 %</b>	<b>-80,3</b>	<b>-182,5</b>	<b>0,6</b>	<b>10,8</b>

in Mio. Euro	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
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		
<b>Gesamt</b>	<b>+10 %</b>	<b>45,4</b>	<b>141,9</b>	<b>43,4</b>	<b>139,5</b>
<b>Gesamt</b>	<b>-10 %</b>	<b>-44,5</b>	<b>-142,6</b>	<b>-43,4</b>	<b>-139,5</b>

### Währungen

Die im EWE-Verband-Konzern identifizierten Währungsrisiken korrespondieren in der Regel mit einem vorgelagerten Rohstoffhandel in Zukunft liegender Beschaffungs-/Absatzgeschäfte. Das betrifft vor allem die in USD denominierte 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 Risikoricthlinie in der Regel Devisentermingeschäfte abgeschlossen. Freistehende derivative Finanzinstrumente ohne Sicherungsbeziehung sind gemäß Risikoricthlinie 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:

in Mio. Euro	Kursent- wicklung Euro / Fremd- währung	Auswirkungen auf die Gewinn- und Verlustrechnung		Auswirkungen auf das Sonstige Ergebnis	
		31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
<b>Devisentermingeschäfte</b>					
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		
<b>Übrige</b>					
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		
<b>Gesamt</b>	<b>+10 %</b>	<b>2,3</b>	<b>4,3</b>		<b>-5,9</b>
<b>Gesamt</b>	<b>-10 %</b>	<b>-2,8</b>	<b>-5,2</b>		<b>7,2</b>

## Zinsen

Zinsrisiken im EWE-Verband-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:

in Mio. Euro	Veränderung der Zinsentwicklung	Auswirkungen auf die Gewinn- und Verlustrechnung		Auswirkungen auf das Sonstige Ergebnis	
		31.12.2023	31.12.2022	31.12.2023	31.12.2022
<b>Zinsderivate</b>					
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		
<b>Variabel verzinsliche Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten</b>					
nicht im Hedge Accounting	+100 bp	-0,5	-0,6		
nicht im Hedge Accounting	-100 bp	0,5	0,6		
<b>Liquide Mittel</b>					
nicht im Hedge Accounting	+100 bp	3,9			
nicht im Hedge Accounting	-100 bp	-3,9			
<b>Gesamt</b>	<b>+100 bp</b>	<b>8,7</b>	<b>3,2</b>	<b>3,9</b>	
<b>Gesamt</b>	<b>-100 bp</b>	<b>-8,9</b>	<b>-7,5</b>	<b>-3,9</b>	

### 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-Verband-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 Konzernverbände.

Die unter Marktpreisrisiken aufgeführten Commodities weisen Abhängigkeiten zueinander auf, die zu einer Risikokonzentration im Falle wirtschaftlicher oder politischer Entwicklungen führen können.

## 42. Kapitalflussrechnung

Der Finanzmittelfonds setzt sich zusammen aus den liquiden Mitteln der Bilanz in Höhe von 776,9 Mio. Euro (Vorjahr: 1.574,5 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 Pahlakosken 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 36,0 Mio. Euro (Vorjahr: 99,2 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 35,2 Mio. Euro (Vorjahr: 69,4 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:

in Mio. Euro	Anleihen	Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	Leasingverbindlichkeiten	Verbindlichkeiten Einlagen Stiller Gesellschafter	Verbindlichkeiten Garantiedividende	Sonstige Verbindlichkeiten	<b>Gesamt</b>
<b>Langfristige Schulden</b>							
<b>Stand: 01.01.2023</b>	<b>1.091,2</b>	<b>977,4</b>	<b>298,0</b>	<b>225,0</b>	<b>18,1</b>	<b>908,0</b>	<b>3.517,7</b>
zahlungswirksam		-60,1	-21,5			-16,3	-97,9
zahlungsunwirksam							
Veränderung Konsolidierungskreis		-2,0	-0,5				-2,5
Währungsanpassungen		-0,2	0,2				
Umbuchungen / sonstige Änderungen	1,0	-72,2	9,0		-2,7		-64,9
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>1.092,2</b>	<b>842,9</b>	<b>285,2</b>	<b>225,0</b>	<b>15,4</b>	<b>891,7</b>	<b>3.352,4</b>
<b>Kurzfristige Schulden</b>							
<b>Stand: 01.01.2023</b>	<b>2,4</b>	<b>176,9</b>	<b>33,4</b>		<b>3,5</b>	<b>16,2</b>	<b>232,4</b>
zahlungswirksam		125,3	-17,9		-3,4	-3,5	100,5
zahlungsunwirksam							
Veränderung Konsolidierungskreis						0,9	0,9
Umbuchungen / sonstige Änderungen		47,2	31,1		3,3	-0,1	81,5
<b>Stand: 31.12.2023</b>	<b>2,4</b>	<b>349,4</b>	<b>46,6</b>		<b>3,4</b>	<b>13,5</b>	<b>415,3</b>

in Mio. Euro	Anleihen	Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	Leasingverbindlichkeiten	Verbindlichkeiten Einlagen Stiller Gesellschafter	Verbindlichkeiten Garantiedividende	Sonstige Verbindlichkeiten	<b>Gesamt</b>
<b>Langfristige Schulden</b>							
<b>Stand: 01.01.2022</b>	<b>1.090,1</b>	<b>1.058,5</b>	<b>298,0</b>	<b>225,0</b>	<b>20,8</b>	<b>962,4</b>	<b>3.654,8</b>
zahlungswirksam		-80,2	-21,5			-28,6	-130,3
zahlungsunwirksam							
Veränderung							
Konsolidierungskreis		27,1	0,1			-29,0	-1,8
Währungsanpassungen			-0,1			0,1	
Umbuchungen / sonstige Änderungen	1,1	-28,0	21,5		-2,7	3,1	-5,0
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>1.091,2</b>	<b>977,4</b>	<b>298,0</b>	<b>225,0</b>	<b>18,1</b>	<b>908,0</b>	<b>3.517,7</b>
<b>Kurzfristige Schulden</b>							
<b>Stand: 01.01.2022</b>	<b>2,4</b>	<b>364,7</b>	<b>29,8</b>		<b>3,5</b>	<b>15,7</b>	<b>416,1</b>
zahlungswirksam		-188,2	-12,7		-3,5	1,0	-203,4
zahlungsunwirksam							
Veränderung							
Konsolidierungskreis			0,5			-0,5	
Umbuchungen / sonstige Änderungen		0,4	15,8		3,5	0,0	19,7
<b>Stand: 31.12.2022</b>	<b>2,4</b>	<b>176,9</b>	<b>33,4</b>		<b>3,5</b>	<b>16,2</b>	<b>232,4</b>

### 43. Angaben zu Wegenutzungsverträgen

Zwischen Unternehmen des EWE-Verband-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-Verband-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-Verband-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.

#### 44. 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
<b>Verbundene Unternehmen</b>			
<b>Konsolidiert:</b>			
Aeolus General Partner Sp. z o.o., Szczecin, Polen	100,00 <sup>1)</sup>	26.634	2.967 <sup>7)</sup>
Alterric Biogas GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	14.273	6.429 <sup>7)</sup>
Alterric Deutschland GmbH, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.027.094	-66.518 <sup>7) 9)</sup>
Alterric Ferme Eolienne Sud SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 <sup>1)</sup>	1.011	256 <sup>7)</sup>
Alterric GmbH, Aurich	50,00 <sup>1)</sup>	1.649.741	-10.366 <sup>7) 13)</sup>
Alterric Internationale Beteiligungs GmbH, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	117.249	12.619 <sup>7) 9)</sup>
Alterric SARL, Longueil Sainte Marie, Frankreich	100,00 <sup>1)</sup>	2.485	-3.953 <sup>7)</sup>
Alterric Umspannwerke GmbH, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	53	-140 <sup>7)</sup>
Alterric Windenergie Zell GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-468	-436 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark Betriebs GmbH & Co. KG, Oldenburg	100,00 <sup>1)</sup>	10.211	1.818 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark Essel GmbH & Co. KG, Oldenburg	100,00 <sup>1)</sup>	5.001	2.167 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark Glane GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	148	-328 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Aufwind KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	413	249 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Bad Emstal KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.578	811 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Belgern II KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.001	747 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Bertkow II KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	12.025	2.711 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Bertkow KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	3.260	1.067 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Bettinghausen KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	475	151 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Bimolten II KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.634	816 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Brandung I KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.670	1.066 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Deblinghausen KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.105	773 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Erftstadt KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.418	830 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Falkenhagen IV KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	909	296 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Frische Brise I KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	4.379	1.521 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Groß Niendorf I KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.101	666 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Großzöberitz I KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	661	503 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Ihlow KG, Ihlow	100,00 <sup>1)</sup>	1.600	2.538 <sup>3)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Ingeln KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	631	289 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Küstenwind I KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	180	352 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Küstenwind II KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	859	417 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Lutter I KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	896	154 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Lutlum KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	271	88 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Megawind II KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.433	620 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Mistral KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.170	474 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Mittelherwigsdorf KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.901	912 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Nordhausen KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.310	752 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Padenstedt KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.769	639 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Passat I KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	3.253	1.351 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Passat II KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.440	612 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Passat III KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.500	1.638 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Rhede KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	646	262 <sup>7)</sup>

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
<b>Verbundene Unternehmen</b>			
<b>Konsolidiert:</b>			
Alterric Windpark GmbH & Co. Scirocco I KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	3.399	1.611 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Scirocco II KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.090	469 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Steife Briese KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	750	276 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Stößen I KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	264	-28 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Stößen II KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.369	455 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Stößen III KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.616	1.284 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Süllberg KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.564	610 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Tornado KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	3.081	1.019 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Twist KG, Twist	100,00 <sup>1)</sup>	4.000	447 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Valbert KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	677	222 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Waltershausen KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	408	299 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Wickede KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	540	400 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Wiegleben KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.845	1.111 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Windnutzung II KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.750	721 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark GmbH & Co. Windrose KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.491	1.009 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark Haren GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	300	121 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark Hatten GmbH, Hatten	100,00 <sup>1)</sup>	14.273	1.268 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark Heidersdorf GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	396	23 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark Köhlen GmbH & Co. KG, Köhlen	100,00 <sup>1)</sup>	9.005	2.314 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark Obergeckler GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-49	-57 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark Petersdorf I GmbH & Co. KG, Oldenburg	100,00 <sup>1)</sup>	2.415	598 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark Pülfringer Höhe GmbH & Co. KG, Oldenburg	100,00 <sup>1)</sup>	24	-88 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark Rastdorf GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-10	44 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark Siedenbrünzow im Osten GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	3.906	3.424 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark Walsrode GmbH & Co. KG, Oldenburg	100,00 <sup>1)</sup>	1.466	326 <sup>7)</sup>
Alterric Windpark Werne GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-394	-399 <sup>7)</sup>
Alterric Windservice GmbH, Krummhörn	100,00 <sup>1)</sup>	4.314	778 <sup>7)</sup>
ANB Fläming GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-3.431	-2 <sup>7)</sup>
AWK 2 Sp. z o.o., Szczecin, Polen	100,00 <sup>1)</sup>	5.932	-18 <sup>7)</sup>
be.storaged GmbH, Oldenburg	100,00	3.775	<sup>2)</sup>
BEENIC GmbH, Oldenburg	100,00	7.961	<sup>2)</sup> <sup>7)</sup>
best-blu consulting with energy GmbH, Salzgitter	100,00 <sup>1)</sup>	668	642
BREKOM GmbH, Bremen	100,00 <sup>1)</sup>	7.881	119
Bremer Wasserstoff GmbH, Bremen	100,00 <sup>1)</sup>	1.841	-25 <sup>7)</sup>
BTC (Schweiz) AG, Glattbrugg, Schweiz	100,00 <sup>1)</sup>	2.712	577
BTC Business Technology Consulting AG, Oldenburg	100,00	12.902	<sup>2)</sup>
BTC Embedded Systems AG, Oldenburg	93,60 <sup>1)</sup>	4.135	1.915
BTC IT Services GmbH, Oldenburg	100,00 <sup>1)</sup>	1.463	<sup>2)</sup> <sup>9)</sup>
Carraigcannon Wind Farm Ltd., Athlone, Irland	100,00 <sup>1)</sup>	6.621	282 <sup>7)</sup>
Digitalprojekt 4 GmbH, Berlin	100,00 <sup>1)</sup>	278	218 <sup>7)</sup>
Eigensonne GmbH, Berlin	83,20		-21.566 <sup>12)</sup>
Energieallianz MV Beteiligungs GmbH, Rerik	90,00 <sup>1)</sup>	-725	-272 <sup>3)</sup>
Energieversorgung Weser-Ems GmbH, Oldenburg	100,00	170.210	-12 <sup>2)</sup>

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
<b>Verbundene Unternehmen</b>			
<b>Konsolidiert:</b>			
Eole Moustermeur SCS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 <sup>1)</sup>	631	35 <sup>7)</sup>
Eoliennes Saint Allouestre SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 <sup>1)</sup>	-431	-72 <sup>7)</sup>
Erste Immobilienentwicklung Donnerschwee GmbH & Co. KG, Oldenburg	100,00	721	-32 <sup>7)</sup>
EWE Aktiengesellschaft, Oldenburg	59,00 <sup>1)</sup>	2.785.050	428.268
EWE energia Sp. z o.o., Międzyrzecz, Polen	100,00 <sup>1)</sup>	104.550	10.135
EWE GASSPEICHER GmbH, Oldenburg	100,00	160.090	<sup>2)</sup>
EWE Go GmbH, Oldenburg	100,00	13.189	<sup>2)</sup>
EWE NETZ GmbH, Oldenburg	95,90 <sup>5)</sup>	222.799	<sup>2)</sup>
EWE Polska Sp. z o.o., Poznań, Polen	100,00	107.341	4.458
EWE SERVICEPARTNER GmbH, Oldenburg	100,00	375	-5.747 <sup>2)</sup>
EWE TEL GmbH, Oldenburg	100,00	95.908	<sup>2)</sup>
EWE TRADING GmbH, Bremen	100,00	30.026	<sup>2)</sup>
EWE VERTRIEB GmbH, Oldenburg	100,00	152.156	<sup>2)</sup>
EWE WASSER GmbH, Cuxhaven	100,00 <sup>1)</sup>	14.216	<sup>9)</sup>
Five1 GmbH, Heidelberg (vormals FIVE1 GmbH, Walldorf)	100,00 <sup>1)</sup>	626	124
Gabrielsberget Nord Vind AB, Malmö, Schweden	100,00 <sup>1)</sup>	17.770	-4.624 <sup>7)</sup>
Gastransport Nord GmbH, Oldenburg	100,00	110.790	9.126
GP + S Consulting GmbH, Bad Homburg vor der Höhe	100,00 <sup>1)</sup>	155	67
GRE Windpark Verwaltungs GmbH, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	69	5 <sup>7)</sup>
GRE Windpark Verwaltungs GmbH & Co. Projekt Windpark Dorna Mitte KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	3.906	3.424 <sup>7)</sup>
Groß Rietzer Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	885	275 <sup>7)</sup>
Gus Ruddy - Alt Turbines Co. Ltd., Athlone, Irland	100,00 <sup>1)</sup>	1.209	629 <sup>7)</sup>
Herrmannsdorfer Windkraft GmbH & Co. Projekt Kronsberg KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	459	161 <sup>7)</sup>
Höfen Projekt GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-652	-612 <sup>7)</sup>
IFE Windpark Berne GmbH & Co. Betriebs-KG, Berne	100,00 <sup>1)</sup>	5.419	111 <sup>7)</sup>
Infrastruktur Damsdorf GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-57	3 <sup>7)</sup>
Intervent SAS, Mulhouse, Frankreich	100,00 <sup>1)</sup>	7.637	5.299 <sup>7)</sup>
Killin Hill Windfarm Ltd., Athlone, Irland	100,00 <sup>1)</sup>	-651	-242 <sup>7)</sup>
Kilrush Energy Ltd., Athlone, Irland	100,00 <sup>1)</sup>	2.672	1.672 <sup>7)</sup>
Kinzig Trasse GmbH & Co. KG, Freiensteinau-Reichlos	77,78 <sup>1)</sup>	424	-118 <sup>3) 4)</sup>
Lichtenau Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Lichtenau	100,00 <sup>1)</sup>	375	-3.449 <sup>7)</sup>
Limón GmbH, Kassel	90,65	1.631	1.370 <sup>7) 10)</sup>
Loccumer Windparkbetriebsgesellschaft mit beschränkter Haftung, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	4.662	909 <sup>7)</sup>
Mühle Steinlah GmbH, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	776	100 <sup>7)</sup>
NEA Neue Energie Forschung und Entwicklung Windpark GmbH & Co. Aachen KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	201	-114 <sup>7)</sup>
nordcom Niedersachsen GmbH, Oldenburg	100,00 <sup>1)</sup>	525	<sup>2)</sup>
Offshore-Windpark RIFFGAT GmbH, Oldenburg	100,00	327.210	<sup>2)</sup>
Parc Eolien de la Saronde SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 <sup>1)</sup>	4.535	2.177 <sup>7)</sup>
PRO CONSULT Management- und Systemberatung GmbH, Neu-Isenburg	100,00 <sup>1)</sup>	423	323
qbig GmbH, Oldenburg	100,00 <sup>1)</sup>	25	-913

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
<b>Verbundene Unternehmen</b>			
<b>Konsolidiert:</b>			
REG Regenerative Energien Standortentwicklung GmbH & Co. Beverstedt KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	4.061	1.083 <sup>7)</sup>
REG Regenerative Energien Standortentwicklung GmbH & Co. Kirchwistedt KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.120	-118 <sup>7)</sup>
Salzkotten Windparkbetriebs GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	381	-1.210 <sup>7)</sup>
Schinne Windenergie GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	3.651	859 <sup>7)</sup>
SEC Selecta Energy Consulting GmbH, Kelkheim (Taunus)	100,00 <sup>1)</sup>	1.150	1.025
Société d'Exploitation du Parc Eolien de Charsonville SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 <sup>1)</sup>	3.906	3.424 <sup>7)</sup>
Société d'Exploitation du Parc Eolien de Sabine SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 <sup>1)</sup>	3.906	3.424 <sup>7)</sup>
Société d'Exploitation du Parc Eolien de Vallée Masson SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 <sup>1)</sup>	3.906	3.424 <sup>7)</sup>
Société d'Exploitation du Parc Eolien des Hayettes SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 <sup>1)</sup>	153	284 <sup>7)</sup>
Société d'Exploitation du Parc Eolien du Fouzon SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 <sup>1)</sup>	3.906	3.424 <sup>7)</sup>
Société d'Exploitation du Parc Eolien du Rocher Breton SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	75,00 <sup>1)</sup>	1.190	347 <sup>7)</sup>
Société d'Exploitation du Parc Eolien Helios SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 <sup>1)</sup>	3.906	3.424 <sup>7)</sup>
Société d'Exploitation du Parc Eolien Lande du Moulin SAS, Longueil Sainte Marie, Frankreich	100,00 <sup>1)</sup>	220	-475 <sup>7)</sup>
Société d'Exploitation du Parc Eolien les Garaches SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 <sup>1)</sup>	-72	-518 <sup>7)</sup>
Société d'Exploitation du Parc Eolien Silene SARL, Mulhouse, Frankreich	100,00 <sup>1)</sup>	-158	68 <sup>7)</sup>
Société d'Exploitation du Parc Eolien Violette SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 <sup>1)</sup>	3.906	3.424 <sup>7)</sup>
Société d'Exploitation du Parc Eolien Zephir SARL, Mulhouse, Frankreich	100,00 <sup>1)</sup>	-40	-377 <sup>7)</sup>
Stößen-Wind GmbH & Co. I KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.701	946 <sup>7)</sup>
Stromnetz Delmenhorst GmbH & Co. KG, Delmenhorst	50,05 <sup>1)</sup>	5.869	1.021
swb AG, Bremen	100,00	460.435	120.252 <sup>3)</sup>
swb Beleuchtung GmbH, Bremen	100,00 <sup>1)</sup>	250	<sup>9)</sup>
swb Bremerhaven GmbH, Bremerhaven	100,00 <sup>1)</sup>	23.760	<sup>9)</sup>
swb Entsorgung GmbH & Co. KG, Bremen	100,00 <sup>1)</sup>	140.693	13.344 <sup>7)</sup>
swb Erzeugung AG & Co. KG, Bremen	100,00 <sup>1)</sup>	133.822	62.928 <sup>7)</sup>
swb Gasumstellung GmbH, Bremen	100,00 <sup>1)</sup>	1.509	<sup>9)</sup>
swb Services AG & Co. KG, Bremen	100,00 <sup>1)</sup>	10.085	2.974 <sup>7)</sup>
swb Vertrieb Bremen GmbH, Bremen	100,00 <sup>1)</sup>	9.592	<sup>9)</sup>
swb Vertrieb Bremerhaven GmbH & Co. KG, Bremerhaven	100,00 <sup>1)</sup>	-16.082	-14.592 <sup>7)</sup>
Uetze Süd Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	4.025	558 <sup>7)</sup>
Umspannwerk Altentreptow Nord GmbH & Co. KG, Aurich	60,00 <sup>1)</sup>	-1.964	11 <sup>7)</sup>
Umspannwerk Bargstedt GbR, Aurich	88,24 <sup>1)</sup>	-57	-65 <sup>7)</sup>

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
<b>Verbundene Unternehmen</b>			
<b>Konsolidiert:</b>			
Umspannwerk Bütow GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	10	251 <sup>7)</sup>
Umspannwerk GmbH & Co. Trebbichau KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	10	355 <sup>7)</sup>
Umspannwerk Mainsche GbR, Aurich	76,25 <sup>1)</sup>	-47	-57 <sup>7)</sup>
Umspannwerk Schinne GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-257	36 <sup>7)</sup>
Umspannwerk Simmern GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	10	163 <sup>7)</sup>
UW Cahnsdorf GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-151	-57 <sup>7)</sup>
UW Gerichtstetten GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-394	-53 <sup>7)</sup>
UW Jagstzell GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-252	-121 <sup>7)</sup>
UW Kandelin GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-303	-125 <sup>7)</sup>
UW Kleinfurra Wind GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-120	-69 <sup>7)</sup>
UW Krauschwitz GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-122	-338 <sup>7)</sup>
UW Mögelin GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-68	-2 <sup>7)</sup>
UW Pöglitz GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-1.055	-219 <sup>7)</sup>
UW Spetzerfehn GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-283	-35 <sup>7)</sup>
UW Steinau Betriebsgesellschaft mbH, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	23	53 <sup>7)</sup>
UW Treuenbrietzen Nord GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-170	125 <sup>7)</sup>
UW Werneuchen-Seefeld GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	10	11 <sup>7)</sup>
UW Wessin GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	460	82 <sup>7)</sup>
WCG Wärme Contracting GmbH, Oldenburg	100,00 <sup>1)</sup>	7.432	-2.112
wesernetz Bremen GmbH, Bremen	99,00 <sup>1)</sup>	189.519	<sup>9)</sup>
wesernetz Bremerhaven GmbH, Bremerhaven	99,00 <sup>1)</sup>	56.469	<sup>9)</sup>
wesernetz Stuhr GmbH & Co. KG, Bremen	100,00 <sup>1)</sup>	6.589	771 <sup>7)</sup>
wesernetz Weyhe GmbH & Co. KG, Bremen	100,00 <sup>1)</sup>	3.799	530 <sup>7)</sup>
Weser-Ems-Energiebeteiligungen GmbH, Oldenburg	100,00 <sup>1)</sup>	898.292	
Windenergie Bischberg GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	653	85 <sup>7)</sup>
Windenergie Bütow GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	4.099	835 <sup>7)</sup>
Windenergie Falkenwalde GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	799	431 <sup>7)</sup>
Windenergie Gägelow GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	99	-22 <sup>7)</sup>
Windenergie Georgsheil GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	10	16 <sup>7)</sup>
Windenergie Girkenroth GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	591	-9 <sup>7)</sup>
Windenergie GmbH & Co. Metelen KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-404	-21 <sup>7)</sup>
Windenergie Helmbrechts GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	695	137 <sup>7)</sup>
Windenergie Meckel GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	518	113 <sup>7)</sup>
Windenergie Werneuchen-Seefeld GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	790	-45 <sup>7)</sup>
Windenergienutzungsgesellschaft Leipzig mbH & Co. Windpark Rehbach KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.021	432 <sup>7)</sup>
Windfarm Elsdorf II GmbH, Oldenburg	100,00 <sup>1)</sup>	3.611	765 <sup>7)</sup>
Windfarm Märkisch-Linden GmbH & Co. KG, Bremen	87,24 <sup>1)</sup>	7.841	899 <sup>7)</sup>
Windkraft Herford I GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	265	116 <sup>7)</sup>
Windkraft Rudolphberg GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	450	84 <sup>7)</sup>
Windpark Altes Lager GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	4.396	3.414 <sup>7)</sup>
Windpark Altes Lager II GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	4.375	2.486 <sup>7)</sup>
Windpark Bärfang GmbH & Co. KG, Oldenburg	100,00 <sup>1)</sup>	-3.528	-2.786 <sup>7)</sup>

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
<b>Verbundene Unternehmen</b>			
<b>Konsolidiert:</b>			
Windpark Buchhain 8 & 11 GmbH & Co. KG, Oldenburg	100,00 <sup>1)</sup>	-892	-1.137 <sup>7)</sup>
Windpark Extertal GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	521	180 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Altweidelbach KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.518	479 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Bad Emstal II KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.399	201 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Barnstedt KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	872	282 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Bertkow III KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-376	-334 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Bliedersdorf KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	750	1.000 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Brilon KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.571	-2.524 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Brimingen KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	423	169 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Bröckel-Eicklingen KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.490	598 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Coesfeld KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	816	197 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Damsdorf KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.150	636 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Diepenau II KG, Aurich	51,00 <sup>1)</sup>	2.000	395 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Diepenau KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.019	331 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Dietrichsfeld KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-1.658	-997 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Dülmen KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	3.906	3.424 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Ennigerloh KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.231	723 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Erlengarten KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.267	261 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Erp KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	366	112 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Etteln KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	495	157 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. FAAS-Nord KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.543	267 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Fehndorf KG, Haren	100,00 <sup>1)</sup>	1.695	3.091 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Feldheim KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.773	1.170 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Friedrichsgabekoog II KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.200	458 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Fuhrberg KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	625	241 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Gaugshausen KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-30	-850 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Gau-Heppenheim KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.060	-37 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Gensingen KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-1.508	-486 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Gischow KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	400	43 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Glövzin KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	427	-75 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Grabow-Reesen KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	7.505	676 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Haaßel KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.693	110 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Hamburg KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	5.118	596 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Heidehof III KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	4.051	204 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Heinzenbach-Unzenberg KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.253	170 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Hemeringen KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	319	113 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Horn KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.550	270 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Hummelsweiler KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.236	309 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Ihlow KG, Ihlow	100,00 <sup>1)</sup>		491 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Jänickendorf KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	6.510	484 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Jennelt III KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	660	-442 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Kalefeld KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.449	49 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Kandelin KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	100	805 <sup>7)</sup>

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
<b>Verbundene Unternehmen</b>			
<b>Konsolidiert:</b>			
Windpark GmbH & Co. Kirchheim KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-2.014	42 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Kisselsheide KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	3.110	512 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Külz I KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	535	765 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Külz II KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.933	802 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Leun KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	622	-539 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Lünne II KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.314	266 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Lünne III KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	650	936 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Lünne KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.410	595 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Mittelherwigsdorf II KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-195	-121 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Möhnesee-Echtrop KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	213	26 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Mulsum KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.237	1.078 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Neddenaverbergen KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.900	1.141 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Nentzelsrode KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	5.445	839 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Neustgewann KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.165	237 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Nichel KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.438	1.248 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Niederwerbig KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	3.985	-4.335 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Niemberg KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	385	144 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Oechlitz III KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-125	-146 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Olfen KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	30	44 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Penzlin KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-940	151 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Rauhkasten-Steinfirst KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.500	345 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Rechenberg KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.238	-675 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Rothensee KG, Aurich	76,00 <sup>1)</sup>	1.308	64 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Rysumer Nacken KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.350	656 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Sachsenhausen KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	565	243 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Schinne I KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	11.798	7.008 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Schinne KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-2.084	-3.484 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Schlalach KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	14.207	2.784 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Schönfeld KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.236	285 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Schwiegershausen KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.500	282 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Seefeld-Gokels KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	700	270 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Steinheim KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.880	310 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Stößen X KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	542	569 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Sulzthal KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-147	-4.355 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Swisstal KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-42	-120 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Telgte KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	209	154 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Trebbichau KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.450	1.030 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Twistetal KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	911	89 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. VG 3 KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	10	40 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Vollersode KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.200	345 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Weserbrise KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	7.800	1.515 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Witzenhausen KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	3.229	233 <sup>3)</sup>
Windpark GmbH & Co. Wolfhagen KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	963	386 <sup>7)</sup>

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
<b>Verbundene Unternehmen</b>			
<b>Konsolidiert:</b>			
Windpark GmbH & Co. Wolthausen KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	258	-46 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Wüschheim KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	839	556 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Zehnhausen KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	680	-248 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Zerbst KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	418	187 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Conneforde KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-723	100 <sup>7)</sup>
Windpark Hoppenrade GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	6.511	898 <sup>7)</sup>
Windpark Industriehäfen GmbH & Co. KG, Bremen	81,35 <sup>1)</sup>	1.600	349 <sup>7)</sup>
Windpark Jänickendorfer Heide GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	16.740	7.692 <sup>7)</sup>
Windpark Jennelt GmbH, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	3.643	610 <sup>7)</sup>
Windpark Jennelt II GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.650	439 <sup>7)</sup>
Windpark Kassieck-Lindstedt GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	8.607	3.651 <sup>7)</sup>
Windpark Kutenholz GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	5.198	3.710 <sup>7)</sup>
Windpark Lensahn GmbH & Co. Kommanditgesellschaft, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	720	465 <sup>7)</sup>
Windpark Neutz-Lettewitz GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	3.906	3.424 <sup>7)</sup>
Windpark Neutz-Lettewitz II GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.210	178 <sup>7)</sup>
Windpark Sendenhorst GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	2.980	857 <sup>7)</sup>
Windpark Tuchen GmbH & Co. KG, Oldenburg	100,00 <sup>1)</sup>	1.109	-43
Windpark Walkhügel Verwaltungs-GmbH, Aderstedt	100,00 <sup>1)</sup>	301	14 <sup>7)</sup>
Windpark Wardenburg GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	1.102	549 <sup>7)</sup>
Windpark Wiegleben II GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-645	153 <sup>3)</sup>
Windparkbetriebsgesellschaft Adorf/Diemelsee II (die Zweite) GmbH, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	83	-67 <sup>7)</sup>
Windparkbetriebsgesellschaft Adorf/Diemelsee mbH, Diemelsee	100,00 <sup>1)</sup>	3.413	828 <sup>7)</sup>
Windparkgesellschaft mbH Bohlendorf & Co. Kommanditgesellschaft, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	250	1.510 <sup>7)</sup>
WIND-projekt GmbH & Co. Sechste Betriebs-KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	4.043	11 <sup>7)</sup>
<b>Nicht in den Konsolidierungskreis einbezogen und nach IFRS 9 bilanziert:</b>			
ANB Fläming Verwaltungs GmbH, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	12	-36 <sup>7)</sup>
be.digital GmbH, Oldenburg	100,00	23	6 <sup>3)</sup>
BIBER GmbH - Bildung Betreuung Erziehung, Oldenburg	100,00	73	<sup>2)</sup> <sup>14)</sup>
BTC Bilişim Hizmetleri A.Ş., Istanbul, Türkei	100,00 <sup>1)</sup> <sup>18)</sup>	605	60 <sup>11)</sup>
BTC Software Systems Sp. z o.o., Poznań, Polen	100,00 <sup>1)</sup>	1.038	683
BTC Software Technology (Shanghai) Co., Ltd., Shanghai, China	100,00 <sup>1)</sup>	278	-15
Digitalprojekt 1 GmbH, Berlin	100,00	141	-29 <sup>3)</sup>
Dreißigste RE Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	25	<sup>2)</sup>
Einunddreißigste RE Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	25	<sup>2)</sup>
Energieallianz MV Betriebsführungs GmbH, Rerik	90,00 <sup>1)</sup>	49	6
Erste Immobilienentwicklung Donnerschwee Verwaltungs GmbH, Oldenburg	100,00 <sup>1)</sup>	80	13 <sup>7)</sup>
EWE DIREKT GmbH, Oldenburg	100,00 <sup>1)</sup>	28	<sup>2)</sup>
EWE HYDROGEN GmbH, Oldenburg	100,00	25	<sup>16)</sup>

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
<b>Nicht in den Konsolidierungskreis einbezogen und nach IFRS 9 bilanziert:</b>			
FSO Fernwirk-Sicherheitssysteme Oldenburg GmbH, Oldenburg	74,00	812	600 <sup>4)</sup>
GSN Gebäudesicherheit Nord GmbH, Oldenburg	51,00	1.286	365 <sup>3)</sup>
Kommunale EnergieSpargesellschaft Stuhr mbH, Stuhr	100,00 <sup>1)</sup>	103	-1 <sup>3)</sup>
Neununddreißigste RE Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	33	1
Primus Zweite Projekt GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 <sup>1)</sup>	-60	58 <sup>7)</sup>
Sechsenddreißigste RE Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	69	-1
Siebenunddreißigste RE Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	35	-8 <sup>3)</sup>
SOCON Sonar Control Kavernenvermessung GmbH, Giesen	62,00 <sup>1)</sup>	6.643	1.763
swb Assekuranz Vermittlungs-GmbH, Bremen	60,00 <sup>1)</sup>	4.609	433 <sup>3)</sup>
swb Erzeugung Beteiligungs-GmbH, Bremen	100,00 <sup>1)</sup>	1.566	66 <sup>3)</sup>
swb Netze Bremerhaven Beteiligungs-GmbH, Bremerhaven	100,00 <sup>1)</sup>	8	-2 <sup>3)</sup>
TEWE Energieversorgungsgesellschaft mbH Erkner, Erkner	100,00 <sup>1)</sup>	4.305	-556
Umspannwerk Altentreptow Nord Verwaltungs GmbH, Aurich	60,00 <sup>1)</sup>	13	-4 <sup>7)</sup>
UW Lichtenau Betriebsgesellschaft mbH, Lichtenau	100,00 <sup>1)</sup>	13	-104 <sup>3)</sup>
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 <sup>1)</sup>	-124	-2 <sup>7)</sup>
WN Windnutzungsgesellschaft mbH, Bremen	100,00 <sup>1)</sup>	885	-18 <sup>3)</sup>
<b>At-equity bilanzierte Unternehmen</b>			
<b>Assoziierte Unternehmen:</b>			
Bürgerwindpark Bakum West GmbH & Co. KG, Oldenburg	25,10 <sup>1)</sup>	4.124	1.242 <sup>3)</sup>
DOTI Deutsche Offshore-Testfeld- und Infrastruktur-GmbH & Co. KG, Oldenburg	47,50 <sup>1)</sup>	22.335	-37.808
ENERCON Windpark GmbH & Co. Strauch-Michelshof KG, Simmerath	48,47 <sup>1)</sup>	4.022	1.618 <sup>3)</sup>
GWAdriga GmbH & Co. KG, Berlin	48,00	1.059	-3.238 <sup>7)</sup>
htp GmbH, Hannover	50,00	41.755	670
Parc Eolien des Quintefeuelles SAS, Montpellier, Frankreich	50,00 <sup>1)</sup>		<sup>3)</sup>
swb Weserwind GmbH & Co. KG, Bremen	50,00 <sup>1)</sup>	1.828	1.577 <sup>3)</sup>
Trianel Windkraftwerk Borkum II GmbH & Co. KG, Oldenburg	37,50	-13.152	-51.550 <sup>7)</sup>
Weserkraftwerk Bremen GmbH & Co. KG, Bremen	50,00 <sup>1)</sup>	-11.485	451 <sup>3)</sup>
Windpark GmbH & Co. Harsewinkel KG, Aurich	34,00 <sup>1)</sup>	800	94 <sup>7)</sup>
Windpark GmbH & Co. Landesbergen Süd KG, Aurich	28,53 <sup>1)</sup>	300	194 <sup>3)</sup>
Windpark Granswang GmbH & Co. KG, Regensburg	50,00 <sup>1)</sup>	2.961	1.348 <sup>3)</sup>
Windpark Ihlow GmbH & Co. Betriebs KG, Ihlow	40,00 <sup>1)</sup>	2.704	6.432 <sup>3)</sup>
Windpark Klobbicke GmbH & Co. KG, Sehestedt	50,00 <sup>1)</sup>	3.096	76 <sup>3)</sup>

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
<b>At-equity bilanzierte Unternehmen</b>			
<b>Gemeinschaftsunternehmen:</b>			
EWE Go HOCHTIEF Ladepartner Betriebsgesellschaft mbH & Co. KG, Oldenburg	50,00 <sup>1)</sup>	42	-8
EWE Go HOCHTIEF Ladepartner Errichtungs-ARGE GbR, Oldenburg	50,00 <sup>1)</sup>	100	-58
EWE Go HOCHTIEF Ladepartner GmbH & Co. KG, Oldenburg	50,00 <sup>1)</sup>	833	-167
Gemeinschaftskraftwerk Bremen GmbH & Co. KG, Bremen	51,76 <sup>1)</sup>	85.985	3.473 <sup>7)</sup>
Glasfaser NordWest GmbH & Co. KG, Oldenburg	50,00	35.984	-33.525 <sup>8)</sup>
Hansegas Wasser Ver- und Entsorgung-GmbH, Bremen	51,00 <sup>1)</sup>	59.718	11.016 <sup>3)</sup>
HeideNetz GmbH, Munster	50,50 <sup>1)</sup>	3.211	148 <sup>3)</sup>
INGAVER Innovative Gasverwertungs-GmbH, Bremen	50,00 <sup>1)</sup>	2.531	600 <sup>7)</sup>
KENOW GmbH & Co. KG, Bremen	52,36 <sup>1)</sup>	14.241	-2.815 <sup>3)</sup>
Turneo GmbH, Oldenburg	50,00 <sup>1)</sup>	13	-88 <sup>3)</sup>
Windenergiepark Hohegaste GmbH & Co. KG, Bunde	50,00 <sup>1)</sup>	716	3.259 <sup>3)</sup>
Windpark Köhlen GmbH, Oldenburg	50,00 <sup>1)</sup>	1.304	-101 <sup>3)</sup>
Windpark Nattheim GmbH, Heidenheim an der Brenz	25,10 <sup>1)</sup>	31.183	4.841 <sup>3)</sup>
Windpark Schneeberger Hof GmbH & Co. KG, Wörrstadt	50,00 <sup>1)</sup>	-181	1.242 <sup>7)</sup>
Windpark Spolsen GmbH & Co. KG, Zetel	40,00 <sup>1)</sup>	2.006	907 <sup>3)</sup>
Windpark Walkhügel GmbH & Co Aderstedt II KG, Aderstedt	50,00 <sup>1)</sup>	1.792	308 <sup>3)</sup>
Windpark Walkhügel GmbH & Co Aderstedt KG I, Aderstedt	50,00 <sup>1)</sup>	1.360	206 <sup>3)</sup>
Windpark Walkhügel GmbH & Co Ilberstedt KG III, Aderstedt	43,00 <sup>1)</sup>	1.873	-272 <sup>3)</sup>
Windpark Weißenberg GmbH, Solms	45,00 <sup>1)</sup>	2.062	2.151 <sup>3)</sup>
<b>Sonstige Beteiligungen nach IFRS 9 bilanziert</b>			
AIREENERGY AETOS S.A., Athen, Griechenland	15,00 <sup>1)</sup>		
ANB Treuenbrietzen GmbH & Co. KG, Zossen	22,88 <sup>1)</sup>		1 <sup>7)</sup>
BEWA Windenergie Fehndorf/Lindloh Verwaltungsgesellschaft mbH, Haren (Ems)	27,00 <sup>1)</sup>		<sup>7)</sup>
BGV IV, LP, Delaware, USA	4,54	67.972	5.442 <sup>3) 15)</sup>
Bullfinch Asset Aktiengesellschaft, Frankfurt am Main	28,50	765	-3.338 <sup>4)</sup>
Bürgerwindpark Schlalach GmbH & Co. KG, Mühlenfließ OT Schlalach	15,50 <sup>1)</sup>		
BW Bürgerwindpark Fehndorf/Lindloh GmbH & Co. KG, Haren (Ems)	30,00 <sup>1)</sup>		
CEC Haren GmbH & Co. KG, Haren (Ems)	30,75 <sup>1)</sup>	8.590	-10 <sup>3)</sup>
Comgy GmbH, Berlin	7,42	15.015	-2.747 <sup>12)</sup>
Corfu Eole SAS, Béziers, Frankreich	50,00 <sup>1)</sup>	4.051	-73 <sup>7)</sup>
Corfu Solaire SAS, Lyon, Frankreich	26,66 <sup>1)</sup>		<sup>7)</sup>
dge wind Baar eins GmbH & Co. KG, Freiburg	33,33 <sup>1)</sup>		<sup>7)</sup>
EINHUNDERT Energie GmbH, Köln	9,45	1.036	-4.070 <sup>3)</sup>
ENERCON Windpark GmbH & Co. Falkenhagen III KG, Aurich	3,38 <sup>1)</sup>	271	128 <sup>3)</sup>
Energieversorgung Brand GmbH, Krausnick-Groß Wasserburg	50,00 <sup>1)</sup>	3.910	639
Energy Impact Partners Funds SCSp, Luxemburg	30,75	95.078	-6.143 <sup>3)</sup>
European Energy Exchange AG, Leipzig	1,00	484.453	84.625 <sup>4)</sup>
GasLINE Telekommunikationsnetzgesellschaft deutscher Gasversorgungsunternehmen mbH & Co. KG, Straelen	5,67 <sup>1)</sup>	131.719	33.320
Gasversorgung Angermünde GmbH, Angermünde	49,00 <sup>1)</sup>	2.458	351

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
<b>Sonstige Beteiligungen nach IFRS 9 bilanziert</b>			
GefuE GmbH & Co. Geeste-Wind KG, Bremen	49,88 <sup>1)</sup>	1.881	671 <sup>3)</sup>
Gemeinschaftskraftwerk Bremen Verwaltungsgesellschaft mbH, Bremen	51,76 <sup>1)</sup>	28	<sup>9)</sup>
hanseWasser Bremen GmbH, Bremen	38,20 <sup>1)</sup>	51.774	11.300 <sup>3) 6) 9)</sup>
Harzwasserwerke GmbH, Hildesheim	17,39 <sup>1)</sup>	113.156	8.878 <sup>3)</sup>
High-Tech Gründerfonds III GmbH & Co. KG, Bonn	1,56	112.937	-8.104 <sup>3)</sup>
Hude Netz GbR, Hude	22,22 <sup>1)</sup>		
IGK Abwassertechnik GmbH, Lilienthal	100,00 <sup>1)</sup>	536	-57 <sup>4)</sup>
Infrastruktur Schneeberger Hof GmbH, Aurich	33,33 <sup>1)</sup>	20	15 <sup>7)</sup>
Infrastrukturgesellschaft Groteland GmbH, Krummhörn	20,00 <sup>1)</sup>	402	2 <sup>3)</sup>
juwi Beteiligungs GmbH & Co. Kundert KG, Mainz	8,87 <sup>1)</sup>	278	566 <sup>3)</sup>
Netzanschluss Wilstermarsch GmbH, Enge-Sande	5,19 <sup>1)</sup>	3.614	27 <sup>3)</sup>
Osterholzer Stadtwerke GmbH & Co. KG, Osterholz-Scharmbeck	25,71 <sup>1)</sup>	39.304	5.793 <sup>3)</sup>
PRISMA European Capacity Platform GmbH, Leipzig	1,33 <sup>1)</sup>	1.975	173 <sup>7)</sup>
Solandeo GmbH, Berlin	11,74		-2.101 <sup>3) 19)</sup>
SOLYTIC GmbH, Berlin	10,00		-1.329 <sup>3)</sup>
sovanta AG, Heidelberg	10,00	9.009	2.249
Städtische Betriebswerke Luckenwalde GmbH, Luckenwalde	20,00 <sup>1)</sup>	14.550	1.873
Stadtwerke Frankfurt (Oder) GmbH, Frankfurt (Oder)	10,00 <sup>1)</sup>	36.800	5.064 <sup>9)</sup>
Stadtwerke Ludwigsfelde GmbH, Ludwigsfelde	20,00 <sup>1)</sup>	12.881	2.102
Stadtwerke Schwedt GmbH, Schwedt	10,20 <sup>1)</sup>	25.383	4.816 <sup>9)</sup>
Stadtwerke Soltau GmbH & Co. KG, Soltau	49,50 <sup>1)</sup>	12.813	1.077 <sup>4)</sup>
TANDEM Investitions- und Beteiligungsgesellschaft für ökologische Projekte mbH, Bremen	5,46 <sup>1)</sup>	2.807	69 <sup>3)</sup>
Trading Hub Europe GmbH, Berlin	9,09 <sup>1)</sup>	9.180	104 <sup>7)</sup>
UW Nessa II GmbH & Co. KG, Teuchem	50,00 <sup>1)</sup>		-118 <sup>7)</sup>
Vaira UG, Paderborn	8,70		-307 <sup>3)</sup>
Verkehr und Wasser GmbH, Oldenburg	26,00 <sup>1)</sup>	17.600	
Wärmeversorgungsgesellschaft Königs Wusterhausen mbH, Königs Wusterhausen	22,90	7.405	1.003 <sup>7)</sup>
Windpark Mehringer Höhe Infrastruktur GmbH, Gerbach	33,33 <sup>1)</sup>	440	33 <sup>3)</sup>
Windpark Rhede Betriebs- u. Abrechnungsgesellschaft mbH, Rhede	37,50 <sup>1)</sup>	-17	12 <sup>3)</sup>
Windpark Riepsterhammrich GmbH & Co. Grundeigentümer KG, Ihlow	3,24 <sup>1)</sup>	2.996	3.283 <sup>3)</sup>

<sup>1)</sup> Mittelbare Beteiligung

<sup>2)</sup> Mit diesem Unternehmen bestehen (Teil-)Beherrschungs-, Gewinn- bzw. Ergebnisabführungsverträge

<sup>3)</sup> Angabe Eigenkapital und Jahresergebnis aus 2022

<sup>4)</sup> Angabe Eigenkapital und Jahresergebnis aus 2021

<sup>5)</sup> 95,12 % der Anteile werden mittelbar gehalten

<sup>6)</sup> Die Gesellschaft wird nach der Equity-Methode bei der Hansewasser Ver- und Entsorgungs-GmbH, Bremen, einbezogen.

<sup>7)</sup> Vorläufiges Jahresergebnis 2023

<sup>8)</sup> seit Januar 2020 Joint Venture mit der Telekom Deutschland GmbH

<sup>9)</sup> Die Gesellschaft besitzt Ergebnisabführungsverträge mit anderen Gesellschaften.

<sup>10)</sup> Die Gesellschaft hält 0,13 % eigene Anteile.

<sup>11)</sup> Zwei Aktien befinden sich in Fremdbesitz.

<sup>12)</sup> Vorläufiges Jahresergebnis 30.11.2023

<sup>13)</sup> seit März 2021 Joint Venture mit der Aloys Wobben Stiftung

<sup>14)</sup> Wirtschaftsjahr 1. August 2022 bis 31. Juli 2023

<sup>15)</sup> Eigenkapital inklusive nicht realisierter Gewinne

<sup>16)</sup> Die Gesellschaft besitzt einen Verlustausgleichsvertrag mit einer anderen Gesellschaft.

<sup>17)</sup> seit 2023 Joint Venture mit der HOCHTIEF Ladepartner GmbH

<sup>18)</sup> Es handelt sich um 99,9998 % der Anteile

<sup>19)</sup> Insolvenzverfahren am 26.04.2024 beantragt

## 45. Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen

Zu den nahestehenden Unternehmen zählen insbesondere der Zweckverband 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 100,0 Prozent der Anteile an der Ems-Weser-Elbe Versorgungs- und Entsorgungsverband Beteiligungsgesellschaft mbH. Zu den nahestehenden Unternehmen des EWE-Verband-Konzerns zählen daneben die nicht konsolidierten verbundenen Unternehmen (sonstige Unternehmen) sowie die nach der Equity-Methode bewerteten assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen.

In den folgenden Tabellen werden Geschäfte mit nahestehenden Unternehmen sowie die bestehenden offenen Salden aus Transaktionen gezeigt:

in Mio. Euro	2023	2022
<b>Erträge</b>		
Gesellschafter der EWE-Verband GmbH	0,1	0,1
Assoziierte Unternehmen	13,9	15,2
Gemeinschaftsunternehmen	92,2	270,9
Sonstige Unternehmen	18,8	14,9
<b>Aufwendungen</b>		
Gesellschafter der EWE-Verband GmbH	46,7	51,2
Assoziierte Unternehmen	9,0	17,0
Gemeinschaftsunternehmen	44,0	68,8
Sonstige Unternehmen	35,3	29,1
<b>Forderungen</b>		
Assoziierte Unternehmen	97,8	90,8
Gemeinschaftsunternehmen	186,6	209,2
Sonstige Unternehmen	37,3	37,4
<b>Verbindlichkeiten</b>		
Gesellschafter der EWE-Verband GmbH	823,7	867,4
Assoziierte Unternehmen	9,3	5,3
Gemeinschaftsunternehmen	6,8	3,3
Sonstige Unternehmen	102,0	102,2
<b>Gewährte Bürgschaften oder Sicherheiten</b>		
Assoziierte Unternehmen	22,9	0,5
Gemeinschaftsunternehmen	10,0	4,7
Sonstige Unternehmen	2,4	
<b>Liquiditätsverpflichtungen</b>		
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 zwei (Vorjahr: zwei) Gesellschafterdarlehen des Ems-Weser-Elbe Versorgungs- und Entsorgungsverbands an die EWE-Verband GmbH mit einem Volumen von 297,0 Mio. Euro bzw. 480,0 Mio. Euro (Vorjahr: 337,0 Mio. Euro bzw. 480,0 Mio. Euro). Diese festverzinslichen Fälligkeitsdarlehen sind mit einem Zinssatz von 6,27 Prozent p.a bzw. 5,50 Prozent p.a. zu verzinsen. Die Endfälligkeiten sind auf den 12. November 2027 bzw. 6. Januar 2034 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-Verband-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.

## 46. Angaben zu den Organen der EWE-Verband GmbH

### Geschäftsführung

Dr. Anika Logemann-Prunk

Die Geschäftsführung erhält keine Bezüge von der EWE-Verband GmbH.

## 47. Honorare und Dienstleistungen des Abschlussprüfers

Die Gesellschaften des EWE-Verband-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	3,6	2,9
Andere Bestätigungsleistungen	0,7	0,5
Sonstige Leistungen	0,3	0,5
<b>Gesamt</b>	<b>4,6</b>	<b>3,9</b>

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.

## 48. 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 wesentliche Ereignisse nach dem Bilanzstichtag bekannt.

Oldenburg, den 16. Mai 2024

Die Geschäftsführung

Dr. Anika Logemann-Prunk



**Ems-Weser-Elbe  
Versorgungs- und Entsorgungsverband  
Beteiligungsgesellschaft mbH**

Tirpitzstraße 39  
26122 Oldenburg

***EWE***