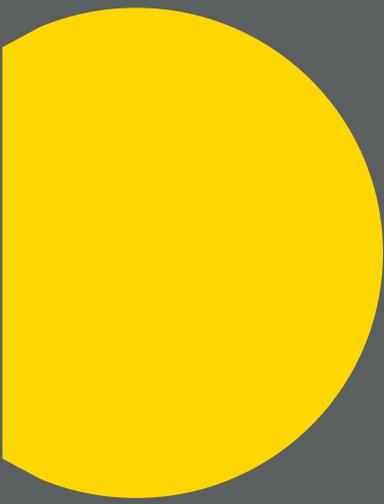


Finanzbericht 2024

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-Konzern
- 59 Gesamtergebnisrechnung des EWE-Verband-Konzern
- 60 Bilanz des EWE-Verband-Konzern
- 62 Eigenkapitalveränderungsrechnung des EWE-Verband-Konzern
- 64 Kapitalflussrechnung des EWE-Verband-Konzern
- 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 und Telekommunikation, sowie Elektromobilität und Informationstechnologie (IT). Neben dem Betrieb von Energienetzen sind wir ebenfalls im Bereich der Speicherung und Erzeugung mit dem Schwerpunkt erneuerbarer Energien sowie dem Energievertrieb 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 2024 beschäftigte der EWE-Verband-Konzern im Durchschnitt 10.899 Mitarbeitende (Vorjahr: 10.845 Mitarbeitende).

Beschreibung der Geschäftstätigkeit

Segment Erneuerbare Energien

Im Segment 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 2023 2.611,4 Megawatt betrug, liegt sie zum 31. Dezember des abgelaufenen Geschäftsjahres bei 2.667,7 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 143,7 Tsd. km Netzlänge (Vorjahr: 143,2 Tsd. km). Aufgrund der sehr geringen Störanfälligkeit gehören unsere Verteilnetze zu den sichersten Netzen in Europa. Während die durchschnittliche Stromausfallzeit laut der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Jahr 2023 pro Kunde und Jahr in Deutschland bei rund 12,8 Minuten lag, betrug die Ausfallzeit beim EWE-Verband-Konzern rund 5,93 Minuten und liegt im Jahr 2024 bei 6,41 Minuten. Hinzu kommt der Betrieb eines weit verzweigten Telekommunikationsnetzes von 69,1 Tsd. km Länge (Vorjahr: 65,0 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 geplante überregionale Wasserstoffnetz anbinden. Die Möglichkeit der bedarfsgerechten Ein- und Auslagerung von umweltfreundlichem Wasserstoff soll die Versorgungssicherheit der Region stärken, 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 Telekommunikationsvertriebs liegt überwiegend im Nordwesten Deutschlands, in Teilen Brandenburgs und auf Rügen sowie in Ostwestfalen-Lippe. Geschäftskunden betreuen wir bundesweit. 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, das eine langfristig nutzbare Infrastruktur schafft. Darüber hinaus beteiligt sich der EWE-Verband-Konzern in der Region über die EWE TEL GmbH, Oldenburg (EWE TEL), und die EWE NETZ GmbH, Oldenburg (EWE NETZ), am geförderten Glasfaserausbau.

Da eine gut 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 Geschäftsjahr 2023 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 sowie in deren Umland. swb ist mit ihren Tochtergesellschaften in den Bereichen Strom, Erdgas, Wärme und Telekommunikation tätig. Darüber hinaus betreibt eine Tochtergesellschaft im Nordwesten Deutschlands einige Trinkwassernetze und ist im Abwassergeschäft tätig. Dieses Segment beinhaltet ebenfalls in noch geringem Umfang 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.

Darüber hinaus sind die ausländischen Aktivitäten in Polen bis zu ihrer Veräußerung zum Jahresende 2024 im Segment Sonstiges enthalten.

Konzern-Zentralbereich

Der EWE-Verband-Konzern hält 59,0 Prozent an der EWE AG. Die EWE AG führt als Holding den EWE-Konzern. Ihre Aufgaben liegen in der strategischen und marktübergreifenden Weiterentwicklung der Segmente sowie in der strategischen Planung und Sicherstellung der Finanzierung. Zudem erbringt die EWE AG zentrale Serviceleistungen für Konzerngesellschaften.

Wichtige immaterielle Ressourcen

Für den EWE-Verband-Konzern von zentraler Bedeutung sind sowohl das Human- als auch das Beziehungskapital.

Der EWE-Verband-Konzern zeichnet sich durch eine hohe Zufriedenheit der Mitarbeitenden und eine niedrige Fluktuationsrate aus. Wir fördern dies durch attraktive Arbeitsbedingungen, eine Vielzahl von Weiterbildungsangeboten, freiwillige Sozialleistungen sowie eine offene Unternehmenskultur.

Unsere Mitarbeitenden verfügen über umfassende Kenntnisse und Fähigkeiten in den jeweiligen Bereichen. Durch regelmäßige Schulungen motivieren wir sie zudem, sich aktiv in die Verbesserung von (Geschäfts-) Prozessen einzubringen. Der EWE-Verband-Konzern wurde im Jahr 2024 mit dem Arbeitgebersiegel „Great-Place-To-Work“ ausgezeichnet.

Neben den Mitarbeitenden, welche die Qualität unserer Produkte und Dienstleistungen sicherstellen, ist die Infrastruktur und das damit verbundene Knowhow elementar für den EWE-Verband-Konzern. Eine sichere Versorgung unserer Kunden mit Strom und Gas sowie zu Teilen auch mit Wärme und Wasser spiegelt sich in der Kundenzufriedenheit wider. Durch Umfragen und direkte Kommunikation können wir zudem kontinuierlich an einer Verbesserung arbeiten. Kundenzufriedenheit und -bindung erachten wir bei steigender Wettbewerbsintensität als maßgebliches Kapital für unseren Geschäftserfolg.

Mit unseren Lieferanten pflegen wir faire Handelspraktiken sowie teilweise langfristige Beziehungen, die auf Vertrauen und gegenseitigem Nutzen basieren. Wir legen Wert auf nachhaltige und ethische Beschaffungspraktiken. Daher werden unsere Lieferanten sorgfältig ausgewählt und regelmäßig überprüft, um sicherzustellen, dass die gelieferten Materialien und Dienstleistungen unsere Anforderungen an Umwelt- und Sozialstandards erfüllen. Die Qualität und Zuverlässigkeit unserer Lieferanten sind entscheidend für die Stabilität und Qualität unserer Lieferketten und tragen ebenfalls zu unserem Geschäftserfolg bei.

Unsere Marken – „EWE“ und „swb“ – sind ein wesentlicher immaterieller Vermögenswert, der ebenfalls zum Erfolg unseres Unternehmens beiträgt. Mit innovativen Marketingkampagnen und Kooperationen stärken wir unsere Markenbekanntheit in unseren Zielmärkten und erreichen darüber hinaus neue Zielgruppen. Dies wird durch regelmäßige Marktforschungen und Umfragen bestätigt.

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 2024 die vier Projekte „Wärmewende Nordwest“, „Redispatch 3.0“, „unIT-e²“ sowie „WARAN“ fortgesetzt. Das Innovationsprojekt „ANaPlanPlus“, welches sich mit der automatisierten Netzausbauplanung für die kombinierte Betrachtung von Strom- und Gasnetzen unter Einbeziehung von grünen Gasen wie Wasserstoff oder Biomethan beschäftigt hat, konnte im Geschäftsjahr 2024 erfolgreich abgeschlossen werden. Mitte 2024 sind nach längerer Antragsphase die Förderbescheide für die Important Projects of Common European Interests (IPCEI)-Projekte eingegangen, so dass im EWE-Verband-Konzern die Projekte zum Bau eines der größten Elektrolyseure Europas, der Umstellung einer Erdgaskaverne auf Wasserstoff sowie dem Aufbau der dafür notwendigen Wasserstoff-Infrastruktur begonnen wurden.

Das Verbundprojekt „WARAN“, an dem neben der EWE NETZ auch die BTC AG beteiligt sind, hat sich zum übergeordneten Ziel gesetzt, die Sektorenkopplung von Strom und Wärme und die damit verbundenen Potenziale umfassend zu beleuchten, technisch vorzubereiten und in Reallaboren zu erproben. Das intelligente Messsystem als etablierte und zentrale Säule der Digitalisierung der Energiewende wird im Rahmen des Projektes für den Mess- und Steuerungseinsatz im Wärmesektor wesentlich weiterentwickelt. Hierfür werden die marktspezifischen Anwendungsfälle stärker in den Fokus genommen 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. Beispielhaft sei hier die Entwicklung eines Erneuerbaren-Energiekatasters für die Stadt Oldenburg genannt, die neben einem Solarpotenzialkataster eine Wärmepotenzialkarte sowie eine Übersicht der bestehenden Wärmenetze beinhaltet. 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 wird die Nutzung der Abwärme von Elektrolyseuren und die mögliche Einbindung in die Kommunale Wärmeplanung (KWP) untersucht. Die BTC AG beteiligt sich in der Querschnittsaktivität „Aufbau und Betrieb einer digitalen Wärmewende-Plattform für die Integration der Forschungsfelder“ mit der Entwicklung eines Funktionsbausteins, der die Anbindung intelligenter Messsysteme für Mess- und Steuerungszwecke ermöglicht. Die über intelligente Messsysteme (Smart-Meter-Gateway (SMGW)) empfangenen Messdaten aus Strom-, Gas- und Wärmezählern werden den Forschungsfeldern zur weiteren Nutzung an der digitalen Wärmewende-Plattform bereitgestellt.

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 „unIT-e²“ liefert einen essenziellen Beitrag auf dem Weg zur Digitalisierung und stellt einen Baustein auf dem Weg zum Verteilnetzbetreiber der Zukunft (DSO 2.0) dar. Im Rahmen von unIT-e² vertritt EWE NETZ die zentrale Rolle des VNB im Zusammenspiel der Marktakteure, 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. EWE Go beteiligt sich am Projekt, indem intelligente und interoperable Ladekonzepte entwickelt und erprobt werden, und leistet damit einen Beitrag zur erfolgreichen Integration der Elektromobilität in das Energiesystem sowie zur Förderung einer nachhaltigen Mobilitätswende.

Das IPCEI-Projekt „Clean Hydrogen Coastline“ bildet die gesamte Wasserstoff-Wertschöpfungskette einschließlich H₂-Produktion, H₂-Transport, H₂-Speicherung und Nutzung des Wasserstoffs im Industriesektor ab. Ein Teilprojekt ist „H₂-Pipeline-Infrastruktur-Nordwest“, welches das Ziel hat, eine initiale Wasserstoffinfrastruktur in Nordwestdeutschland zu realisieren und damit einen Beitrag zu dem von der Politik eingeleiteten Wasserstoff-Hochlauf leistet. In diesem Teilprojekt werden der geplante Elektrolyseurstandort in Emden sowie der Kavernenstandort Huntorf durch neue und umzustellende H₂-Leitungen an das überregionale Transportnetz (H₂-Kernnetz) angeschlossen.

Seit April 2024 führt die Alterric GmbH (ALTERRIC) das Forschungsvorhaben kurSyV (Kurative Systemführung im Verteilnetz) durch. Das Projekt mit einem Gesamtbudget von 0,6 Mio. Euro wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Projekträger Jülich) mit einer Förderquote von 45 Prozent bewilligt. Im Rahmen des Vorhabens sollen die spezifischen Umsetzungsaspekte der kurativen Systemführung im 110 kV-Verteilnetz sowie praktikable und kurzfristig umsetzbare Konzepte insbesondere unter Verwendung der im Verteilnetz zur Verfügung stehenden Flexibilitäten erarbeitet werden. Zudem ist es das Ziel, Ansätze zur Weiterentwicklung von Anreizsystemen zu finden, die die Bereitstellung von kurativer Flexibilität auch für Betreiber erneuerbarer Erzeugungsanlagen attraktiv machen.

Der Schwerpunkt des Vorhabens liegt auf der Erarbeitung konkreter Musterlösungen sowie notwendiger Anpassungen und Entwicklungen, um diese in die Systemführung und Netzplanungsgrundsätze zu integrieren. Die Ergebnisse und Umsetzungen sollen bereits im Projektverlauf hinsichtlich ihrer Einsetzbarkeit, Wirkung und praktischen Relevanz analysiert werden, um aktiv zur Möglichkeit der höheren Auslastung der Verteilnetze beizutragen. Ebenfalls sollen aus Feldtests und Ergebnissen mögliche Reduzierungen von Redispatch-Kosten sowie die Möglichkeit für einen günstigeren und beschleunigten Anschluss von Erneuerbare Energien-Anlagen oder Flexibilitäten aufgezeigt werden.

Marktaktivierung

Mit den nationalen und europäischen Wasserstoffstrategien wurde im Jahr 2020 ein wichtiger politischer Grundstein für Wasserstoff als Schlüsseltechnologie der Transformation zu einem klimaneutralen Europa gelegt. Mit der Novellierung der Strategie im Jahre 2023 sind weitere richtungsweisende politische Entscheidungen im Bereich Wasserstoff getroffen worden. So wurde das Ziel zur inländischen Wasserstoff-erzeugung in Folge des Ukraine-Kriegs und der resultierenden Energiekrise für 2030 auf 10 GW verdoppelt. Zur Erreichung dieses Ziels wurden neben weiteren Instrumenten die IPCEI in den Fokus gestellt. Die IPCEI-

Projekte sollen insbesondere im Infrastrukturbereich erste kommerzielle Großprojekte als Marktinitiierung ermöglichen. Mit dem Zusammenschluss von Projekten im Bereich der Erzeugung, Speicherung und dem Transport von Wasserstoff verfolgt IPCEI die Etablierung erster vollständiger Wertschöpfungsketten zur Versorgung von Kunden im Industriesektor. Zur Erreichung der nationalen Förderung müssen die IPCEI-Projekte aufgrund ihrer Dimension und der damit verbundenen Förderhöhe durch die EU genehmigt werden. Der Prozess dazu startete bereits im Jahr 2021.

Im Jahr 2024 wurde mit der europäischen Genehmigung und der anschließenden Ausstellung der nationalen Förderbescheide somit nicht nur ein wesentlicher Meilenstein für die IPCEI-Projekte erreicht, sondern auch ein wichtiger Schritt für die Erreichung der Ziele der Nationalen Wasserstoffstrategie gegangen. Erste IPCEI-Projekte sind im Jahr 2024 zur Investitionsentscheidung gelangt und damit offiziell in die Umsetzung gegangen. Um eine gesamtdeutsche Versorgung mit Wasserstoff sicherzustellen, hat die Bundesregierung parallel zu den IPCEI-Projekten das Wasserstoffkernnetz gestartet. Mit dem Wasserstoffkernnetz sollen alle großen Industriezentren Deutschlands mit relevanten Erzeugungs- und Importkapazitäten durch Fernleitungsnetze bis zum Jahr 2032 verbunden werden. Damit wird ein staatlich gestütztes initiales Wasserstoffleitungssystem in Deutschland etabliert.

Der EWE-Verband-Konzern ist mit der EWE NETZ über das Projekt Clean Hydrogen Coastline sowohl an den IPCEI-Projekten als auch über die Gastransport Nord GmbH, Oldenburg, an dem Projekt zum Wasserstoffkernnetz beteiligt. Wasserstoff stellt ein zentrales Thema in der Wachstumsstrategie des Konzerns dar und bietet die Grundlage, von künftigen Marktpotenzialen sowie neuen Wertschöpfungsoptionen profitieren zu können. Das Ziel des EWE-Verband-Konzerns und seiner Partner 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.

Clean Hydrogen Coastline ist als IPCEI-Projekt in einen gesamteuropäischen Rahmen eingebunden, der zusammen mit 32 Projekten die Grundlage der europäischen Wasserstoffwirtschaft legen soll. Der EWE-Verband-Konzern geht in dem Projekt Clean Hydrogen Coastline voran, um im Nordwesten Deutschlands die Wasserstoff-Technologie über alle Wertschöpfungsstufen hinweg durch unterschiedliche Teilprojekte marktrelevant in das Energiesystem zu integrieren. Insgesamt plant der EWE-Verband-Konzern für die Umsetzung von Clean Hydrogen Coastline bis 2028 eine Investition von etwa 800 Mio. Euro. Die Förder-summe des Bundesministeriums für Wirtschaft, Energie und Klimaschutz (BMWK) beläuft sich auf etwa 500 Mio. Euro. Ein wesentliches Teilprojekt von Clean Hydrogen Coastline ist die Elektrolyseanlage Ostfriesland, welche am Netzknotenpunkt Emden-Ost errichtet wird. Mit einer elektrischen Leistungsaufnahme von über 300 MW und einer Produktionskapazität von bis zu 26.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr stellt sie bei Projektstart eine der größten Anlagen Europas dar.

Die Projektpartner können mit der positiven Förderbescheidung aus Juli 2024 in Höhe von 510,0 Mio. Euro im Projekt Clean Hydrogen Coastline die Vorteile des Nordwesten Deutschlands optimal nutzen. Diese Region bietet durch ihre geographische Lage und ihre wirtschaftlichen sowie infrastrukturellen Gegebenheiten beste Voraussetzungen 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.

Die EWE GASSPEICHER hat den Standort Huntorf mit einem Elektrolyseur im Demonstrationsmaßstab 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 hat EWE GASSPEICHER in Zusammenarbeit mit dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Köln (DLR), im Projekt HyCavMobil die Kavernenspeicherung von Wasserstoff getestet. Dazu wurde eine Testkaverne errichtet und verschiedene Testbetriebe durchgeführt, um beispielsweise die Wasserstoffqualität zu untersuchen. Das Projekt konnte durch die Förderung des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV) im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie im Jahr 2024 erfolgreich abgeschlossen werden. Neben dem Nachweis der grundsätzlichen technischen Machbarkeit konnten in dem Projekt wichtige Erkenntnisse für die anschließende Kommerzialisierung gesammelt werden.

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

Das Joint Venture Turneo GmbH, Oldenburg, bietet Wasserstoff-Erzeugungskapazitäten für die maritime und landseitige Anwendung in Cuxhaven. Die Inbetriebnahme der Anlage erfolgte im Jahr 2023, im Jahr 2024 konnte diese erfolgreich betrieben werden.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Marktentwicklung

Die Geschäftsentwicklung des EWE-Verband-Konzerns ist im Geschäftsjahr 2024 von energie- und telekommunikationswirtschaftlichen sowie von allgemeinen (welt-)wirtschaftlichen Entwicklungen geprägt.

Energiemarkt und -preise

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

Im Jahr 2024 haben mehrere Faktoren eine bestimmende Rolle für die Energiemärkte gespielt. Auf der geopolitischen Seite waren es vor allem der andauernde Krieg in der Ukraine und die Ereignisse im Nahen Osten rund um Israel und den Iran. Auch die allgemeine Entwicklung der Wirtschaft in Europa aber auch in China und nicht zuletzt die Präsidentschaftswahl in den USA übten Einfluss auf die Märkte aus.

Im Folgenden wird auf die Entwicklung der Tagesschlusskurse ohne Berücksichtigung von Intraday-Schwankungen eingegangen.

Der grundsätzlich führende Indikator für die Rohstoff- und Energiemärkte ist der Rohölmarkt. Der Brent Frontmonatskontrakt bewegte sich an der Intercontinental Exchange (ICE) 2024 in einer Spanne zwischen ungefähr 69,00 und 92,00 USD/bbl. Der erste Tagesschlusskurs des Jahres lag am 2. Januar 2024 bei 75,89 USD/bbl. Der höchste Tagesschlusskurs des Jahres wurde mit 91,17 USD/bbl am 5. April 2024 erreicht. Den Jahrestiefststand mit 69,19 USD/bbl notierte der Kontrakt am 10. September 2024. Überhaupt kam es im

Jahresverlauf zu Preisschwankungen, da die Erwartungen steigender und fallender Preise immer wieder verschieden stark vom Markt gewichtet wurden. Zu den preissteigernden Faktoren zählten Versorgungsängste wegen des Nahostkonfliktes, insbesondere Befürchtungen, dass der Iran hier stärker involviert werden könnte. Auch die saisonal auftretenden Wirbelstürme im Golf von Mexiko, die immer wieder für Evakuierungen der US-amerikanischen Ölförderplattformen führten, wirkten preisunterstützend. Auf der anderen Seite wirkte die schwache weltweite Nachfrage, besonders die aus China, dem weltgrößten Rohölimporteur, immer wieder bremsend auf Preisanstiege. Zum Jahresende verzeichnete der Kontrakt insgesamt ein leichtes Minus von rund 1,6 Prozent und schloss das Handelsjahr am 31. Dezember 2024 bei 74,64 USD/bbl ab.

Innerhalb der europäischen Energiemärkte fand der Gasmarkt die meiste Beachtung. Dementsprechend folgten die anderen Märkte (Kraftwerkskohle, Emissionszertifikate und Strom) weitestgehend den Bewegungen auf dem Gasmarkt. Wesentliche Einflussfaktoren waren hier die jeweils aktuellen Wetterbedingungen, Produktionsrückgänge aufgrund ungeplanter Ausfälle von norwegischen Gasförder- und Transportanlagen sowie das Auslaufen des russisch-ukrainischen Gastransitvertrages zum 31. Dezember 2024. Der Gasmarkt startete an der EEX mit dem TTF-Frontjahreskontrakt Cal 25 bei 33,52 EUR/MWh in das Jahr 2024. Der niedrigste Preis des Jahres wurde am 23. Februar 2024 mit 27,44 EUR/MWh ermittelt. Ab diesem Tag folgte ein stetiger Anstieg bis auf den Jahreshöchstpreis von 46,68 EUR/MWh am 27. Dezember 2024. Da dies zugleich auch die letzte Notierung des Jahres war, konnte bei dem Kontrakt ein Plus von 39,3 Prozent im Jahr 2024 verzeichnet werden.

Der Markt für CO₂-Emissionen – hier der EUA Dec 25 – eröffnete das Jahr am 2. Januar 2024 an der ICE mit einem Schlusskurs bei 78,23 EUR/t. Nur einen Tag später, am 3. Januar 2024, erreichte er seinen Jahreshöchststand bei 79,69 EUR/t. Bis zum 23. Februar 2024 fiel der Preis auf 54,21 EUR/t, was die niedrigste Notierung des Jahres war. Es folgte die saisonal nicht untypische Preisrallye zum Ende des ersten Quartals des Jahres, jedoch konnte der Höchststand nicht mehr erreicht werden. Insgesamt folgte der Emissionszertifikatemarkt den Bewegungen des Gasmarktes. Aufgrund der sehr schwachen Nachfrage entkoppelte er sich vom Gasmarkt, so dass mit einem Jahresendpreis von 73,00 EUR/t ein Jahresminus von 6,7 Prozent zu verzeichnen war.

Aufgrund nur weniger inhärenter Fundamentalfaktoren wurde der Stromterminmarkt fast ausschließlich von den Entwicklungen in den Märkten für Gas-, Kohle- und Emissionszertifikate geprägt. Der Frontjahreskontrakt für Strom (Grundlast) in Deutschland (Base Cal 25) als Leitindex schloss am 2. Januar 2024 an der Energiebörse EEX (European Energy Exchange) bei 91,50 EUR/MWh. Ebenso wie die anderen Märkte erreichte er seinen Tiefststand Ende Februar, genauer am 23. Februar 2024 mit 68,55 EUR/MWh. Der höchste Preis des Jahres wurde am 21. November 2024 mit 102,12 EUR/MWh ermittelt. Der Jahresschlusskurs lag am 27. Dezember 2024 bei 98,31 EUR/MWh, was für den Kontrakt ein Jahresplus von 7,4 Prozent bedeutet.

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 2024 mit großer Wahrscheinlichkeit auf einen neuen Tiefststand gefallen. Die AGEB geht von einem Rückgang des Verbrauchs um etwa 1,3 Prozent auf 357,5 Millionen Tonnen Steinkohleneinheiten (Mio. t SKE) gegenüber dem Vorjahr aus. Damit läge der Energieverbrauch in Deutschland um knapp 30 Prozent unter dem bisherigen Höchststand des Jahres 1990 und auf einem Niveau, das zu Beginn der 1970er Jahre in den alten Bundesländern erreicht worden war.

Der Verbrauch von Steinkohle ging 2024 insgesamt um 12,5 Prozent auf 25,7 Mio. t SKE zurück. Der Einsatz von Steinkohle in Kraftwerken zur Stromerzeugung verzeichnete infolge einer insgesamt gesunkenen Stromerzeugung, einer gestiegenen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien sowie erhöhten Strombezügen aus den Nachbarländern ein Minus von gut einem Drittel. Der Absatz an die Eisen- und Stahlindustrie erhöhte sich aufgrund der gestiegenen inländischen Roheisenproduktion dagegen um knapp 4 Prozent.

Der Erdgasverbrauch verzeichnete 2024 ein Plus von gut 3 Prozent und stieg auf 92,5 Mio. t SKE. Der Nachfrageanstieg ist vor allem auf das gesunkene Preisniveau zurückzuführen, auch wenn die Preise im Großhandel immer noch deutlich über dem Niveau von vor der Energiekrise liegen. Insbesondere energieintensive Industriezweige erhöhten 2024 ihren Erdgaseinsatz. Aber auch Haushalte sowie Verbraucher in den Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistungen verbrauchten etwas mehr Erdgas. Die Stromerzeugung aus Erdgas lag mit 1 Prozent im Plus, die Fernwärmeerzeugung aus Erdgas stieg um 3 Prozent.

2024 wurden 23,5 Mrd. kWh mehr Strom aus dem Ausland bezogen als umgekehrt aus Deutschland ins Ausland flossen. Damit war Deutschland erneut Netto-Importeur von Strom. Die Exporte sanken um 9 Prozent, die Importe erhöhten sich um 15 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Der aktuelle Importüberschuss ist ein Zeichen für einen funktionierenden europäischen Binnenmarkt. Höhere Stromimporte bedeuten weder eine Abhängigkeit vom europäischen Ausland, noch weisen sie auf inländische Knappheit hin.

Der Beitrag der erneuerbaren Energien erhöhte sich 2024 insgesamt um 1,6 Prozent auf 71,5 Mio. t SKE. Diese Entwicklung beruht insbesondere auf einer Zunahme der Stromproduktion aus Wasserkraft und Photovoltaik, während die Windstromerzeugung wetterbedingt auf Vorjahresniveau verharrte. Insgesamt stieg der Beitrag erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung um 4 Prozent. Bedingt durch die wärmere Witterung verringerte sich der Einsatz erneuerbarer Energien in der Wärmeerzeugung dagegen um etwa 2 Prozent.

Die Veränderungen in der Struktur des Energieverbrauchs, insbesondere der weitere Rückgang des Verbrauchs von Kohlen, haben nach Einschätzung der AGEB 2024 zu einer Einsparung der energiebedingten CO₂-Emissionen in Höhe von mindestens 17 Mio. Tonnen geführt, das entspricht einer Reduktion um mehr als 3 Prozent gegenüber dem Vorjahr.

Telekommunikationsmarkt

Die folgenden Informationen basieren auf verschiedenen Quellen, darunter die VATM-Studie zur Wettbewerbssituation auf dem deutschen Festnetzmarkt (Stand Q2 2024), die BREKO Marktanalyse 2024 (September 2024), die Berichterstattung der Deutschen Telekom AG, Bonn, (Deutsche Telekom) zum Halbjahr 2024 sowie eigenen Einschätzungen.

Der Telekommunikationsmarkt in Deutschland hat sich 2024 weiterhin dynamisch entwickelt. Im Festnetzbereich setzt sich der Ausbau von FTTH-Glasfasernetzen fort. Der EWE-Verband-Konzern bedient sich bei seinen Angeboten insbesondere der Glasfasernetze von EWE NETZ und Glasfaser NordWest. Beide Unternehmen haben 2024 deutlich in den Ausbau ihrer Glasfasernetze investiert, um der wachsenden Nachfrage nach leistungsstärkeren Internetverbindungen gerecht zu werden. Auch viele andere private und kommunale Unternehmen treiben den Glasfaserausbau voran.

Im Mobilfunkbereich schreitet der 5G-Ausbau weiter fort. Die großen Netzbetreiber wie Deutsche Telekom, Vodafone und Telefónica Deutschland (O₂) erweitern ihre 5G-Netze kontinuierlich. Darüber hinaus wird der 5G-Ausbau im ländlichen Raum durch staatliche Förderprogramme unterstützt, wodurch auch abgelegene Regionen eine verbesserte digitale Infrastruktur erhalten sollen.

Die Investitionen in Sachanlagen auf dem Telekommunikationsmarkt werden weiter maßgeblich von Wettbewerbern wie der Deutschen Telekom getätigt. Der Schwerpunkt liegt dabei auf dem Bau von neuen Glasfasernetzen. Die Regulierung des Telekommunikationsmarktes bleibt ein wesentlicher Faktor für die Entwicklung des Sektors. Die BNetzA spielt eine zentrale Rolle bei der Schaffung fairer Wettbewerbsbedingungen und der Gewährleistung der Netzneutralität. Es wird erwartet, dass die BNetzA auch in Zukunft einen regulatorischen Rahmen schafft, der Innovationen fördert und den Wettbewerb sichert.

Politische und regulatorische Rahmenbedingungen

Europäische Ebene

Neue EU-Kommission

Nach der Europawahl im Juni 2024 hat sich die Europäische Union politisch neu sortiert. Die Europäische Volkspartei (EVP) bleibt stärkste Fraktion, musste jedoch weitere Verluste hinnehmen, ebenso wie die Sozialdemokraten (S&D). Gleichzeitig gewannen rechte und konservative Kräfte wie Europe of Sovereign Nations (ESN) und die Fraktion der Europäischen Konservativen und Reformer (EKR) an Einfluss, während Renew Europe und die Bündnis 90/die Grünen ihre Positionen stabilisierten. Ursula von der Leyen wurde zur Kommissionspräsidentin wiedergewählt, die Ernennung erfolgte im November 2024. Im Vergleich zur vorherigen Legislaturperiode wird deutlich, dass stabile Allianzen schwerer zu formen sind und jede Entscheidung von wechselnden Bündnissen abhängt. Die deutsche Kommissionspräsidentin möchte ihre Agenda zur Transformation im Kern fortsetzen; hierzu gehören Maßnahmen zur Klimaneutralität und Energiewende, zum technologischen Wandel sowie zur Förderung von Digitalisierung. Nach der Wahl im Parlament konnte die neue Kommission am 1. Dezember 2024 ihre Arbeit aufnehmen. Die europäische Politik setzt die Rahmenbedingungen für die deutsche Politik und betrifft somit auf nahezu allen Ebenen das Geschäft des EWE-Verband-Konzerns.

F-Gase-Verordnung

Die novellierte EU-Verordnung über fluorierte Treibhausgase, Verordnung (EU) 2024/573, ist am 11. März 2024 in Kraft getreten. Damit werden die Vorgaben für die Verwendung von stark klimaschädlichen Gasen wie Schwefelhexafluorid (SF₆) in elektrischen Schaltanlagen verschärft. Betreiber von Anlagen, die fluorierte Treibhausgase enthalten, sind verpflichtet, regelmäßige Dichtheitskontrollen durchzuführen, um Emissionen zu minimieren. Der EWE-Verband-Konzern ist insbesondere im Bereich der Netzinfrastruktur davon betroffen.

Gas- und Wasserstoffpaket

Das EU-Gas- und Wasserstoffpaket, bestehend aus der Verordnung (EU) 2024/1789 und der Richtlinie (EU) 2024/1788, ist am 4. August 2024 in Kraft getreten. Bestimmungen aus der Verordnung sind ab 5. Februar 2025 umzusetzen. Für die Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht haben die Mitgliedsstaaten bis August 2026 Zeit. Ziel von Verordnung und Richtlinie ist es, den Rechts- und Regulierungsrahmen für den Hochlauf erneuerbarer und CO₂-armer Gase zu aktualisieren und auf Wasserstoff zu erweitern. Kernpunkte sind die Anpassung der Verbraucherrechte an die aktualisierte Strom-Richtlinie, Entflechtungsregelungen für Wasserstoffnetzbetreiber, die schrittweise Anwendung der Gasmarktregeln auf Wasserstoff sowie Vorgaben zur Netzplanung und Integration von Wasserstoff. Folglich sind im EWE-Verband-Konzern vor allem die Bereiche Großspeicher und Wasserstoff, sowie die Netzgesellschaften betroffen.

Reduzierung der Methanemissionen im Energiesektor

Die EU-Methanverordnung 2024/1787 ist am 5. August 2024 in Kraft getreten. Im Kern der Verordnung geht es um die Reduktion der Methanemissionen im Energiesektor. Die Verordnung macht verpflichtende Vorgaben für die Quantifizierung, Meldung und Überprüfung von Emissionen. Darüber hinaus werden Betreiber der Gasinfrastruktur zur engmaschigen Erkennung von Leckagen und deren kurzfristiger Reparatur verpflichtet. Erste Untersuchungen sollen bereits 2025 abgeschlossen sein. Der EWE-Verband-Konzern ist auf verschiedenen Erdgas-Wertschöpfungsstufen davon betroffen.

Gebäudeenergieeffizienz-Richtlinie

Die überarbeitete Gebäudeenergieeffizienz-Richtlinie (EPBD) trat am 28. Mai 2024 in Kraft und zielt darauf ab, den Gebäudebestand in der gesamten Union zu dekarbonisieren. Die Mitgliedstaaten sind verpflichtet, die Bestimmungen dieser Richtlinie bis Ende Mai 2026 in nationales Recht umzusetzen. Im Mittelpunkt der Maßnahmen stehen dabei insbesondere Gebäude mit der geringsten Energieeffizienz. Zudem enthält die überarbeitete EPBD Maßnahmen, die Renovierungen erleichtern sowie die Verbreitung nachhaltiger Mobilitätslösungen verbessern sollen. Des Weiteren werden Nullemissionsgebäude ab 2030 zum Standard bei neuen Gebäuden und die verpflichtende Einführung von Gebäudeautomationssystemen soll den Energieverbrauch weiter optimieren. Die Nationalstaaten sind ferner aufgefordert, nationale Datenbanken zu etablieren. Darin sollen Daten zur Energieeffizienz einzelner Gebäude sowie zur Energieeffizienz des nationalen Gebäudebestands enthalten sein. Das davon betroffene Energieeffizienzgesetz (EnEg) betrifft insbesondere das Geschäft der EWE VERTRIEB GmbH, Oldenburg (EWE VERTRIEB), sowie das der swb.

Europäische Maßnahmen zur Stärkung der erneuerbaren Energien

Auf europäischer Ebene ist die Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive III: RED III) Ende 2023 in Kraft getreten. Der Ausbau von erneuerbaren Energien und entsprechender Netzinfrastruktur wird damit dauerhaft und europaweit als von „überragendem öffentlichen Interesse“ definiert. In ausgewiesenen Windenergiegebieten („Beschleunigungsgebieten“) entfallen Umweltverträglichkeitsprüfungen dauerhaft und es greifen weitere Erleichterungen für Planung und Repowering. Diese europäischen Regelungen haben grundsätzlich einen dauerhaften und positiven Einfluss auf den Bereich der erneuerbaren Energien des EWE-Verband-Konzerns.

Die nationale Umsetzung der RED III verzögert sich allerdings weiterhin. Zu einem Gesetzentwurf gab es im September 2024 die erste Lesung im Bundestag. Dieser Entwurf fand allerdings vor der vorgezogenen Neuwahl keine politische Mehrheit im Bundestag, sodass die nächste Regierung mit dem Gesetzgebungsverfahren neu starten muss. Immerhin wurde die Geltungsdauer der „EU-Notfallverordnung“ vom nationalen Gesetzgeber auf Ende Juni 2025 verlängert und bereits ausgewiesene Windenergiegebiete in Deutschland wurden im Zuge des „Solar-Pakets“ im Mai 2024 vom Bundestag zu „Beschleunigungsgebieten“ erklärt. Somit kann beim EWE-Verband-Konzern der Bereich der erneuerbaren Energien vorerst auf vielen Flächen in Deutschland von den europäischen Regelungen zur beschleunigten Projektentwicklung profitieren, die erstmals im Zuge der Energiekrise eingeführt wurden.

Weiterhin ist auf europäischer Ebene Ende Juni 2024 der Net-Zero Industry Act (NZIA) formal in Kraft getreten. Damit werden Präqualifikationskriterien und nicht-preisliche Kriterien für einen Teil der Ausschreibungsmenge eingeführt, um europäische Hersteller von Wind- und Solaranlagen zu stärken. Die Ausgestaltung der Kriterien wird in den nächsten Monaten auf EU-Ebene und dann auf nationaler Ebene festgelegt; unmittelbar nach Inkrafttreten am 29. Juni 2024 ist der NZIA anwendbar, wobei die Mitgliedsstaaten eine solche Verordnung innerhalb von 18 Monaten nutzen müssen. Für den Bereich der Windenergie des EWE-Verband-Konzerns ist eine bürokratiearme Ausgestaltung entscheidend, die vor allem auf leicht nachzuweisende Präqualifikationskriterien (z. B. Cybersicherheit, Anlagenkonfiguration) setzt und nicht den Bürokratieaufwand und die Ausschreibungsdauer für einzelne Projekte erhöht.

Europäisches Strommarktdesign

Das Europäische Parlament hat am 11. April 2024 der Reform des europäischen Strommarktdesigns zugestimmt, der Europäische Rat am 21. Mai 2024. Eine Veröffentlichung der Richtlinie und der Verordnung im EU-Amtsblatt erfolgte am 26. Juni 2024. Es schließt sich die nationale Umsetzung an. Eines der Kernanliegen für die Überprüfung der bestehenden Regelungen waren die Folgen des Ukraine-Kriegs auf die Energiepreise für Endkunden. Diese stärker gegen Preisvolatilitäten zu schützen, war ein Haupttreiber. Die Reform umfasst u. a. die Förderung langfristiger Strombezugsverträge (Power Purchase Agreements, PPA) und zweiseitiger Differenzverträge (Contracts for Difference, CfD), um Preisstabilität für Verbraucher und Investitionssicherheit für Erzeuger zu gewährleisten. Zudem sollen Kapazitätsmechanismen gestärkt werden, um die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Der Verbraucherschutz wird durch eine größere Auswahl an Vertragsarten und Maßnahmen zur Verhinderung von Stromsperrern für schutzbedürftige Kunden angepasst. Die Änderungen des Strommarktdesigns werden sich entlang der Stromwertschöpfungskette auf sämtliche Bereiche auswirken und betreffen somit ALTERRIC, die EWE TRADING GmbH, Bremen (EWE TRADING), die Netzgesellschaften sowie die Vertriebsgesellschaften im EWE-Verband-Konzern.

Data Act / Datengesetz der EU

Durch die „Verordnung über harmonisierte Vorschriften für einen fairen Datenzugang und eine faire Datennutzung“ (EU) 2023/2854 (kurz: Data Act) erhalten Nutzer von Produkten das Recht, vom Hersteller Zugriff auf die von ihnen erzeugten Daten zu erhalten und diese auch mit einem Dritten zu teilen. Dies kann die Datenbasis für digitale Geschäftsmodelle des EWE-Verband-Konzerns verbessern. Des Weiteren soll der Anbieterwechsel von Cloud- und Edge-Diensten erleichtert werden, was den EWE-Verband-Konzern 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 ist am 11. Januar 2024 in Kraft getreten; sie wird 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 Daten nutzt, von dem Gesetz betroffen sein.

AI Act / KI-Verordnung

Die „Verordnung zur Festlegung harmonisierter Vorschriften für künstliche Intelligenz“ (EU) 2024/1689 (kurz: AI Act) verfolgt das Ziel, ein hohes Schutzniveau für Gesundheit, Sicherheit und Grundrechte zu gewährleisten, während Innovationen gefördert werden. Im EWE-Verband-Konzern wird jede Gesellschaft, die KI entwickelt oder anwendet, von dem Gesetz betroffen sein. KI-Entwicklern und KI-Anwendern werden klare Anforderungen auferlegt, dabei verfolgt die KI-Verordnung einen risikobasierten Ansatz, das heißt je höher das Risiko bei der Anwendung eingeschätzt wird, desto strenger sind auch die Anforderungen hinsichtlich der Nutzung. Explizit werden bestimmte Anwendungen bei Management und Betrieb von Energie-, Wasser- und digitaler Infrastruktur als sogenannte Hochrisikoanwendungen angesehen. Die KI-Verordnung ist am 1. August 2024 in Kraft getreten.

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

Die Delegierte Verordnung (EU) 2024/1364 vom 14. März 2024 über die erste Phase der Einrichtung eines gemeinsamen Bewertungssystems der Union für Rechenzentren trat am 6. Juni 2024 in Kraft. Sie verpflichtet Betreiber von Rechenzentren mit einer installierten IT-Leistung von mindestens 500 kW, bestimmte Nachhaltigkeitsinformationen zu melden. Die erste Meldefrist für diese Betreiber endete am 15. September 2024. Die Übermittlung der Daten erfolgt über nationale Berichterstattungssysteme, sofern diese eingerichtet sind, andernfalls direkt an die EU-Datenbank. In Deutschland wurde hierfür das Rechenzentrumsregister (RZReg) geschaffen, das die Datenmeldung ermöglicht. Die BTC ist als Betreiber von Rechenzentren gemäß der EU-Taxonomie Adressat der Regelung.

Ablösung der Kostensenkungsrichtlinie durch den Gigabit Infrastructure Act (GIA)

Die europäische Richtlinie für den Zugang zu Leerrohren (als Richtlinie zur Senkung der Kosten des Breitbandausbaus bezeichnet) aus 2014 wurde durch die neue Rechtsverordnung „Gigabit Infrastructure Act“ (GIA) abgelöst. 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 den Zugang zu Rohrsystemen (sogenannte Leerrohre), die das Vorleistungsgeschäft und die Netzauslastung unterlaufen. Im Ergebnis würde durch weitgehende Mitverlegungs- und Mitnutzungszwänge ein Mehrfachausbau („Überbau“) forciert. Im Gesetzgebungsprozess konnte eine Ausnahmeregelung für den Fall etabliert werden, dass Telekommunikationsanbieter eine tragfähige Alternative in Form von Bitstrom-Vorleistungen anbieten. Die Regelung senkt die Gefahr von Überbau und Entwertung der Investitionen für EWE TEL und EWE NETZ im Bereich der eigenwirtschaftlich ausgebauten Telekommunikationsinfrastrukturen, soweit sie Wholesale in Form von Bitstream Access anbieten.

Breitband-Leitlinien

Die EU-Vorgaben für die finanzielle Förderung des Ausbaus von Glasfasernetzen wurden angepasst. Erstmals sehen die Regeln ausdrücklich auch Fördermittel für Kunden zur Unterstützung der Nachfrage nach Glasfaseranschlüssen vor (Voucher-Förderung).

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 Bestandsheizungen ändert sich zunächst nichts, sie dürfen 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 blauem Wasserstoff erzeugt werden. Grundsätzlich stehen aber eine Vielzahl von Energieträgern zur Verfügung, um die 65 Prozent Erneuerbare-Energien-Pflicht zu erfüllen: Anschluss an ein Wärmenetz (Fernwärme), elektrische Wärmepumpe, Stromdirektheizung, Solarthermische Anlage, gasförmige, flüssige oder feste Biomasse, Hybridheizung, Wasserstoff, unvermeidbare Abwärme. Das GEG betrifft das Geschäft der EWE VERTRIEB und EWE NETZ sowie das der swb.

CO₂-Preis im Rahmen des Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) steigt auf 45 Euro pro Tonne

Der CO₂-Preis für Benzin, Heizöl und Gas steigt zum 1. Januar 2024 auf 45 Euro pro Tonne. Es bleibt bei der Entlastung durch den Wegfall der Erneuerbare-Energien-Gesetz-Umlage (EEG-Umlage) für Stromkunden. Diese Preiserhöhung ist Teil eines gestaffelten Anstiegs, um Anreize für den Umstieg auf klimafreundlichere Technologien zu schaffen und die CO₂-Emissionen zu reduzieren. Der CO₂-Preis betrifft das Geschäft von EWE VERTRIEB und swb.

Bundes-Immissionsschutzrecht

Im Jahr 2024 sind in Deutschland mehrere Änderungen im Bundes-Immissionsschutzrecht in Kraft getreten. Alle Änderungen betreffen den EWE-Verband-Konzern bei der Planung von Wasserstoffprojekten sowie Bereiche des Vertriebs.

Die novellierte 37. Bundes-Immissionsschutzverordnung (37. BImSchV), auch als „Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote“ bezeichnet, trat am 20. April 2024 in Kraft. Mit der 37. BImSchV setzt Deutschland die Vorgaben aus dem Delegierten Rechtsakt zu den Strombezugskriterien für erneuerbaren Wasserstoff um. Die Verordnung regelt die Bedingungen sowie die Anrechnung, unter denen strombasierte Kraftstoffe zur Minderung von Treibhausgasemissionen angerechnet werden können.

Das Gesetz zur Verbesserung des Klimaschutzes beim Immissionsschutz trat am 9. Juli 2024 in Kraft und beinhaltet unter anderem Änderungen des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) sowie der 9. BImSchV. Das Gesetz hat ebenfalls Auswirkungen auf Wasserstoffprojekte. Die Änderungen sollen die Grundlage für eine effizientere Genehmigung und Förderung von Wasserstofftechnologien schaffen.

Die Anpassung der 4. Bundes-Immissionsschutzverordnung mit Änderungen zur Erleichterung der Genehmigung von Elektrolyseuren für die Wasserstofferzeugung traten am 4. August 2024 in Kraft. Sie soll zu Erleichterungen in der Genehmigung von kleineren Elektrolyseuren für die Wasserstofferzeugung führen.

Zudem ist am 27. November 2024 die dritte Änderung der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasreduzierung bei Kraftstoffen (38. BImSchV) in Kraft getreten. Die Verordnung reguliert die hohen Übererfüllungen der vergangenen Jahre bei der THG-Minderungsquote und den damit entgangenen Quotenerlösen. Die Verordnungsänderung sieht nun ein Aussetzen der Übertragung von Übererfüllungen für die Verpflichtungsjahre 2025 und 2026 vor. Als Folge dieser Sofortmaßnahme können Verpflichtete in diesen Jahren nur solche Erfüllungsoptionen nutzen, die auch in diesen Jahren eingesetzt wurden. Die Übererfüllungen aus 2024 können erst 2027 wieder in Anrechnung gebracht werden.

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

Das Wärmeplanungsgesetz (WPG) ist am 1. Januar 2024 in Kraft getreten. Es verpflichtet den Bund und die Länder, eine unverbindliche Wärmeplanung zu erarbeiten, wie sie ihre Heizinfrastruktur klimaneutral umbauen wollen. Ziel ist eine bessere Planungssicherheit für Hauseigentümer sowie beteiligte Kommunen und Unternehmen. Die Umsetzung der kommunalen Wärmeplanung orientiert sich an der Größe der Kommunen: Städte mit mehr als 100.000 Einwohnern sollen bis spätestens 30. Juni 2026, Kommunen mit weniger als 100.000 Einwohnern sollen bis spätestens 30. Juni 2028 eine abgeschlossene Wärmeplanung vorlegen. Neue Wärmenetze, die ab März 2025 in Betrieb genommen werden, müssen zu mindestens 65 Prozent aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme gespeist werden. In Bestandsnetzen müssen bis 2030 mindestens 30 Prozent erneuerbare Energien oder unvermeidbare Abwärme eingespeist werden. Bis 2040 soll dieser Anteil auf 80 Prozent steigen. Im Zusammenspiel mit dem GEG soll mit dem WPG ein zielorientierter Übergang hin zu einer klimaneutralen Wärmeversorgung realisiert werden. Das Gesetz betrifft das Geschäft der EWE VERTRIEB und EWE NETZ sowie das der swb.

Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes

Im Geschäftsjahr 2024 sind zwei Änderungen des EnWG in Kraft getreten, die im EWE-Verband-Konzern das Geschäft der EWE GASPEICHER, der EWE NETZ sowie das der swb betreffen:

Das „Zweite Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)“ ist am 17. Mai 2024 in Kraft getreten und zielt darauf ab, die Versorgungssicherheit im Energiesektor zu stärken und rechtliche Grundlagen für den Markthochlauf von Wasserstoff zu setzen. Dies soll u. a. geschehen durch eine Verlängerung befristeter Regelungen zur Gewährleistung der Gasversorgung, insbesondere zur besseren Krisenvorsorge

bei Gasimporten sowie mit der Einführung eines rechtlichen Rahmens für eine nationale Wasserstoffinfrastruktur. Darüber beinhaltet das Gesetz Änderungen bei der Regulierung von Gas- und Stromnetzen zur besseren Integration erneuerbarer Energien sowie neue Mechanismen zur Netzentgeltgestaltung, insbesondere im Zusammenhang mit der Wasserstoffinfrastruktur.

Das „Dritte Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)“, das am 31. Dezember 2024 in Kraft getreten ist, betrifft vor allem die Anpassung der Gasspeicherumlage an EU-Vorgaben.

Solarpaket I mit positiven Regelungen auch für die Windenergie

Das „Solarpaket I“ wurde im Bundestag lange diskutiert und in zwei Schritten politisch beschlossen und umgesetzt. Kurz vor Weihnachten 2023 erfolgte in einem ersten Beschluss eine Auskopplung zeitkritischer Regelungen aus dem „Solarpaket I“. Diese umfassen vor allem eine Verlängerung der sonst zum Jahresende 2023 ausgelaufenen Frist zur Umsetzung der bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung bis Ende 2024 und eine Verlängerung der Umsetzungsfrist für bezuschlagte EEG-Projekte auf 36 Monate, um anhaltenden Lieferketten-Problemen Rechnung zu tragen. Allerdings mit Opt-Out-Option, sodass bezuschlagte Altprojekte auch nach ursprünglich kürzerer Frist die Pönale zahlen können, um erneut an Ausschreibungen teilzunehmen. Beide Änderungen wirken sich positiv auf das Windenergiegeschäft des EWE-Verband-Konzerns aus.

Der Beschluss der übrigen Teile des „Solarpakets I“ erfolgte dann im April 2024 im Bundestag. Die Regelungen zur Photovoltaik (PV) fokussieren auf Balkon-Solar, Aufdach-Solar und Gemeinschaftsnutzung von Solarenergie in Wohn- und Mietgebäuden. Für Freiflächen-PV gibt es wenige Änderungen, darunter aber Verbesserungen im Bereich Agri-PV und eine Anhebung der Grenze zur Teilnahme an EEG-Ausschreibungen von 20 auf 50 MW je Projekt – die beihilferechtliche Genehmigung der EU für diese neue maximale Gebotsmenge steht allerdings weiterhin aus.

Als Teil des Solarpakets wurde auch die EU-Notfallverordnung um ein Jahr verlängert und bestehende Windenergiegebiete zu europäischen „Beschleunigungsgebieten“ erklärt (siehe „Europäische Maßnahmen zur Stärkung der erneuerbaren Energien“). Zudem wurde eine Duldungspflicht für Kabeltrassen und Zuwegungen eingeführt, allerdings nicht wie ursprünglich vorgesehen für alle Flächen (auch private Flächen), sondern nur für Flächen im Eigentum der öffentlichen Hand. Auch wenn EWE hier eine weitreichendere Regelung bevorzugt hätte, bringt die Duldungspflicht für öffentliche Flächen eine positive Auswirkung für den Bereich erneuerbare Energien.

Weiterhin enthält das „Solarpaket I“ Änderungen des § 19 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), durch die die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) der über 850 Netzbetreiber in Deutschland stärker vereinheitlicht werden sollen und netzbetreiberspezifische Sondervorgaben nur noch in bestimmten Ausnahmefällen zulässig sind. Die Rolle der Technischen Anschlussrichtlinien (TAR) des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) wird dadurch ebenfalls gestärkt. Auch wenn EWE sich hier eine noch enger gefasste Formulierung gewünscht hätte, bedeutet dies für ALTERRIC als bundesweit tätigen Projektierer insgesamt eine Erleichterung.

Novelle des Bundes-Immissionsschutzgesetzes

Im Juni 2024 wurde die Novelle des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) von Bundestag und Bundesrat beschlossen. Die Novelle ist im Juli 2024 in Kraft getreten und bringt zahlreiche Verbesserungen, Beschleunigungen und Entbürokratisierungen im Genehmigungsrecht und ist damit vorteilhaft für den Bereich der erneuerbaren Energien des EWE-Verband-Konzerns. Eine wichtige Neuerung ist die Stärkung des Vorbescheids (der zukünftig ohne Gesamtprognose und Umweltverträglichkeitsprüfung erstellt werden kann). Dies ermöglicht eine frühere Bewertung der Erfolgchancen von Projekten. Weiterhin erfolgen erstmals eine gesetzliche Definition der Vollständigkeit der Antragsunterlagen, explizitere Genehmigungs- und Beteiligungsfristen, sowie Vorgaben zur Digitalisierung. Dies bringt weitere potenzielle

Verfahrensbeschleunigungen, auch wenn sich die tatsächliche Wirkung in der Praxis zeigen wird und von den Genehmigungsbehörden abhängt. Verbesserungen beim Repowering („1 zu X“ und „5-H“) sind im BImSchG angelegt, ein größerer positiver Effekt würde aber erst bei einer (aktuell nicht absehbaren) Anpassung des Baugesetzbuches (BauGB) eintreten, ansonsten bleibt der Effekt beschränkt auf Flächen in ausgewiesenen Windenergiegebieten (im alten Umkreis „2-H“). Eine weitere positive Änderung für das Repowering betrifft die Klarstellung, dass keine Betreiberidentität notwendig ist, solange die Zustimmung des „Altbetreibers“ vorliegt. Schließlich wird der Wechsel des Anlagentyps nach Genehmigungserhalt in bestimmten Fällen erleichtert und beschleunigt.

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 künftig 2 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.

Universaldienst

Die BNetzA setzt die Anwendung der gesetzlichen Vorgaben zum Universaldienst (Recht auf Versorgung mit Telekommunikation, RaVT) um. Die Anforderungen an diese mittels Umlage von allen Netzbetreibern zu finanzierenden Universaldienstanschlüssen, wie z. B. die Mindestbandbreite, sind aktualisiert worden. Das Risiko, dass die EU-rechtlich als Mindestversorgung konzipierte Regelung zu einer Maximalversorgung umgedeutet wird, ist weiter nicht eingetreten. Die BNetzA hat nach einer ersten Phase fehlerhafter Verfahren, gegen die u. a. die EWE TEL erfolgreich gerichtlich vorgegangen ist, einen technologieneutralen Ansatz gewählt und richtigerweise Mobilfunk- und Satellitenversorgung einbezogen. Verpflichtet wurden in den bekannt gewordenen Einzelfällen Satellitenanbieter.

Diansteanbieterverpflichtung Mobilfunk

Im Rechtsstreit um die Diansteanbieterverpflichtung im Mobilfunkbereich hat sich EWE TEL auch vor dem Verwaltungsgericht Köln, an die das Verfahren durch das Bundesverwaltungsgericht zurückverwiesen worden war, durchgesetzt. EWETEL 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 (Diansteanbieterverpflichtung). Das Gericht gab dem Antrag der EWE statt und forderte die BNetzA auf, den Bescheid aufzuheben und neu zu bescheiden. Die BNetzA hat dabei die aktuelle Marktsituation und Rechtslage zu berücksichtigen. Im aktuellen Telekommunikationsgesetz ist die zuvor strittige Rechtsgrundlage unzweifelhaft enthalten und verpflichtet die Behörde, den Wettbewerb zu fördern. Eine Revision hatte das Verwaltungsgericht nicht zugelassen. Die BNetzA hat hiergegen Nichtzulassungsbeschwerde eingelegt.

Im Zuge einer neuerlichen Vergabe von exklusiven Frequenznutzungsrechten an Mobilfunknetzbetreiber für die Zeit ab 2026 hat die BNetzA auf Basis dieser Neuregelung über die Auferlegung einer Diansteanbieter- und Mobile-Virtual-Network-Operator-Verpflichtung (MVNO) zu entscheiden. Im Konsultationsentwurf, der noch vor dem Urteil veröffentlicht worden war, hatte die BNetzA keine Veränderung für Diansteanbieter vorgesehen. Die Entscheidung dazu wird im Jahr 2025 ergehen.

Entgelte für die Teilnehmeranschlussleitung

Die Entgelte für die Bereitstellung, Entstörung, Änderung und Kündigung von Teilnehmeranschlussleitungen (TAL), die EWE TEL an die Telekom Deutschland GmbH (TDG) entrichtet, sind für den Zeitraum ab 2020 weiter Gegenstand von Rechtsstreitigkeiten.

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 Märkten 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 die EWE NETZ Beschwerde gegen die Beschlüsse vor dem OLG Düsseldorf eingereicht. Nachdem das OLG Düsseldorf zunächst in erster Instanz in mehreren Musterverfahren die Eigenkapitalzinsfestlegungen aufgehoben hatte, hat der BGH nach der mündlichen Verhandlung im Dezember 2024 in mehreren Musterverfahren die Beschwerden der Netzbetreiber zurückgewiesen und damit die von der BNetzA festgelegten Eigenkapitalzinssätze bestätigt. Die konkreten Entscheidungsgründe liegen hierzu noch nicht vor. Da die EWE NETZ weiterhin der Auffassung ist, dass die festgelegten Eigenkapitalzinssätze für die 4. Regulierungsperiode nicht den aktuellen Gegebenheiten der Kapitalmärkte entsprechen, hat EWE NETZ neben vielen weiteren Netzbetreibern einen förmlichen Antrag auf nachträgliche Anpassung der Zinssätze bei der BNetzA gestellt. Dies wurde seitens der Behörde abgelehnt. EWE NETZ hat hiergegen Beschwerde beim OLG Düsseldorf eingereicht. Die mündliche Verhandlung findet am 2. Juli 2025 statt.

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 (Strom 1,71 Prozent / Gas 2,03 Prozent). Darüber hinaus wurden die Regelungen für die Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes im Kapitalkostenaufschlag durch die BNetzA mit Festlegung aus Januar 2024 angepasst. Auch wenn die Anpassungen grundsätzlich zu begrüßen sind, wird branchenseitig kritisiert, dass die neuen Zinssätze erst ab dem 1. Januar 2024 gelten und damit weder Bestandsanlagen noch Investitionen des Jahres 2023 mit eingeschlossen sind. EWE NETZ hat daher Beschwerde gegen die Festlegungen beim OLG Düsseldorf eingereicht, führt das Verfahren jedoch nicht aktiv, sondern wartet den Ausgang der Musterverfahren ab. Da die BNetzA in konsequenter Anwendung ihrer Rechtsauffassung im Beschluss zum Kapitalkostenaufschlag Gas für das Jahr 2023 der EWE NETZ nur die niedrigere Eigenkapital- und Fremdkapitalverzinsung gewährt, hat EWE NETZ hiergegen ebenfalls Beschwerde beim 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 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 der BGH die Beschwerden der Netzbetreiber zurückgewiesen und damit die Festlegungen der BNetzA bestätigt. 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 Erlösbergrenzen Gas für die 3. Regulierungsperiode geklagt. Mit Entscheidung vom 26. September 2023 hat sich der BGH 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. Eine Umsetzung ist bislang noch nicht erfolgt.

Wegenutzungsverfahrensverfahren im Jahr 2023

In den Vergabeverfahren um die Wegenutzungsrechte Strom und Gas der Stadt Emden ist der Beschluss durch die kommunalen Gremien gefasst worden, so dass die Unterzeichnung der Wegenutzungsverträge kurz bevorsteht. Zudem sind mit den Gemeinden Gramzow, Zichow und Flieth-Stegelitz (Landkreis Uckermark) gasseitige Vertragswerke geschlossen worden.

Landesebene

Verabschiedung des niedersächsischen „Windenergiebeschleunigungsgesetzes“

Im April 2024 verabschiedete der niedersächsische Landtag das „Windenergiebeschleunigungsgesetz“. Das darin enthaltene „Niedersächsische Gesetz über die Beteiligung von Kommunen und Bevölkerung am wirtschaftlichen Überschuss von Windenergie- und Photovoltaikanlagen“ (NWindPVBetG) sieht eine verpflichtende Abgabe von 0,2 Cent je Kilowattstunde an Kommunen, sowie ein weiteres Angebot zur finanziellen Beteiligung von Kommunen und / oder Anwohnenden in Höhe von 0,1 Cent je Kilowattstunde vor. Das Gesetz ist aus EWE-Sicht nicht optimal, vor allem weil diverse und unterschiedliche Beteiligungsgesetze in ihrer Gesamtheit das Geschäft der erneuerbaren Energien bürokratisieren und gegebenenfalls einzelne Projekte (vor allem im Bereich Photovoltaik) wirtschaftlich belasten. Dennoch ist das finale Gesetz pragmatischer und unbürokratischer als frühere Versionen. Zudem sieht die niedersächsische Umsetzung des Wind-an-Land-Gesetzes vor, dass Landkreise und Träger der Regionalplanung verbindliche Flächenziele für die Jahre 2027/2032 erhalten. Im Bundesländervergleich ist dies aus Sicht des EWE-Verband-Konzerns eher wenig ambitioniert. Das Gesetz enthält lediglich eine sanktionslose „Soll-Vorschrift“, gemäß der Flächen bereits bis Ende 2026 ausgewiesen sein sollen.

Novelle der Niedersächsischen Bauordnung (NBauO)

Die jüngste Novelle der Niedersächsischen Bauordnung (NBauO) wurde am 18. Juni 2024 vom Niedersächsischen Landtag beschlossen. Die neuen Regelungen traten am 1. Juli 2024 in Kraft. Die Novelle zielt darauf ab, das Bauen in Niedersachsen zu vereinfachen, zu beschleunigen und kostengünstiger zu gestalten. Ein zentrales Element ist die sogenannte „Umbauordnung“, die insbesondere Erleichterungen für Baumaßnahmen im Bestand vorsieht. Dazu gehören unter anderem die Reduzierung der Grenzabstände, der Wegfall der Stellplatzpflicht für Wohnungen und die Einführung einer Genehmigungsfiktion für bestimmte Wohnbauvorhaben. EWE hatte sich im Rahmen der Novelle für vereinfachte Verfahren zur Aufstellung von Wärmepumpen eingesetzt.

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

Zur Erreichung der Bremer Klimaschutzziele und zur Hebung der Stromerzeugungspotenziale aus solarer Strahlungsenergie, insbesondere im urbanen Raum, verabschiedete der Bremer Senat im Mai 2023 eine Pflicht zur Installation von PV-Anlagen. Diese Pflicht trifft Neubauten, für die eine Baugenehmigung ab Juli 2025 beantragt wird, sowie Bestandsgebäude, deren Dach nach dem 1. Januar 2024 grundlegend saniert wird. Für diese gilt eine zweijährige Umsetzungsfrist. Ausnahmen bestehen unter anderem für Dächer mit einer Bruttofläche unter 50 m², für starke Verschattungen und für 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 positiv auswirken.

Unternehmenssituation im EWE-Verband-Konzern

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 2024 konnten in Summe erfüllt werden. Es ergeben sich Abweichungen in einzelnen Segmenten.

Prognoseabweichungen

Operatives EBIT in Mio. Euro	2023	Ziel 2024	2024	Erreichung in %
Segment Erneuerbare Energien	93,3	+5 % bis +30 %	80,4	-13,8
Segment Infrastruktur	339,9	-10 % bis -5 %	382,3	12,5
Segment Markt	573,2	-85% bis -80%	71,6	-87,5
Segment swb	113,0	-10 % bis +15 %	139,3	23,3
Segment Sonstiges	-21,2	n.a. *	15,7	
Konzern-Zentralbereich	-71,1	-	-57,7	
EWE-Verband-Konzern	1.027,1	-45 % bis -40 %	631,6	-38,5

* Technisch war, aufgrund eines prognostizierten negativen Gesamtergebnisses die Angabe einer prozentualen Abweichung nicht möglich

Das Segment Erneuerbare Energien liegt, aufgrund geringerer Erlöse aus vergüteten Strommengen (Preis- und Mengeneffekte) sowie erforderlicher Wertanpassungen at-equity bilanzierter Offshore-Windparks, unterhalb unser Prognoseerwartung.

Im Segment Infrastruktur trägt insbesondere die Vermarktung freier Speicherkapazitäten im Bereich der Großspeicher zu einem Anstieg der Umsatzerlöse bei und führt insgesamt zu einer positiven Entwicklung, die unsere Erwartungen übertrifft.

Die Prognoseerwartungen im Segment Markt werden nicht erreicht. Insbesondere der Rückgang der Energiepreise sowie Anpassungen beim Verbraucherverhalten führen zu negativen Effekten beim Energievertrieb. Die hohe Wechselbereitschaft der Privatkunden erfordert zudem Maßnahmen zur Kundenrückgewinnung, was das Ergebnis weiter belastet. Obwohl sich die Handelsaktivitäten besser als prognostiziert auswirken, kann dies den Rückgang im Segment nicht vollständig kompensieren.

Im Segment swb führen Margeneffekte im Geschäftskundenbereich des Vertriebs und Erträge aus Rückstellungsaufösungen im Netzbereich zu einer positiven Entwicklung oberhalb unserer Prognoseerwartung.

Im Segment Sonstiges führen höhere Gastarife bei gleichzeitig sinkenden Gasbeschaffungskosten in Polen zu einer positiven Entwicklung. Zudem ergeben sich infolge der Neuaufstellung im Bereich Innovation geringere Aufwendungen.

Ertragslage

Insgesamt blickt die Geschäftsführung der EWE-Verband GmbH auf eine positive Geschäftsentwicklung im Geschäftsjahr 2024 zurück. Das Konzern-Periodenergebnis in Höhe von 882,6 Mio. Euro liegt deutlich über dem Ergebnis des Vorjahres (-584,7 Mio. Euro).

Das Konzern-Periodenergebnis ist im Berichtszeitraum maßgeblich durch einen stark positiven Netto-Überhang der Bewertungseffekte im Bereich der Derivate geprägt, während dieser im Vergleichszeitraum das Periodenergebnis negativ beeinflusste. Zudem prägen geringere Wertminderungen das Periodenergebnis.

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

in Mio. Euro	2024	2023
Operatives EBIT	631,6	1.027,1
Derivate	868,3	-1.901,0
Belastende Absatzverträge mit gegenüberstehenden derivativen Beschaffungsgeschäften	0,9	579,4
Fair Value-Bewertung übrige Finanzinstrumente	6,9	-0,8
Wertaufholungen	22,0	
Wertminderungen	-60,2	-312,6
Beteiligungen	-16,0	-13,4
Sonstiges	-4,7	-1,3
EBIT	1.448,8	-622,6
Zinsergebnis	-108,9	-116,1
Ertragsteuern	-457,3	154,0
Periodenergebnis	882,6	-584,7

Wesentliche Entwicklungen in der Gewinn- und Verlustrechnung

in Mio. Euro	2024	2023	Veränderung in %
Umsatzerlöse (ohne Strom- und Energiesteuer)	8.681,2	10.004,9	-13,2
Materialaufwand	-5.286,0	-8.500,4	37,8
Personalaufwand	-1.053,3	-994,3	-5,9
Sonstige Erträge und Aufwendungen ¹⁾	-141,8	-121,9	-16,3
Wertminderungsaufwendungen / -erträge gemäß IFRS 9.5.5	-49,4	-36,5	-35,3
Abschreibungen	-678,4	-913,1	25,7
Beteiligungsergebnis	-23,5	-61,3	61,7
EBIT	1.448,8	-622,6	>100
Zinsergebnis	-108,9	-116,1	6,2
Ergebnis vor Ertragsteuern	1.339,9	-738,7	>100
Ertragsteuern	-457,3	154,0	<-100
Periodenergebnis	882,6	-584,7	>100
Davon entfallen auf:			
Eigentümer des Mutterunternehmens	381,0	-427,3	>100
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	501,6	-157,4	>100
	882,6	-584,7	>100

¹⁾ inklusive Bestandsveränderungen und andere aktivierte Eigenleistungen

In 2024 erwirtschaftete der EWE-Verband-Konzern einen Umsatz (ohne Strom- und Energiesteuer) in Höhe von 8.681,2 Mio. Euro (Vorjahr: 10.004,9 Mio. Euro). Das entspricht einem Rückgang in Höhe von -1.323,7 Mio. Euro (-13,2 Prozent) gegenüber dem Vergleichszeitraum. Dies ist im Wesentlichen auf eine Normalisierung der Energiepreise zurückzuführen. Der Materialaufwand ist mit 5.286,0 Mio. Euro (Vorjahr: 8.500,4 Mio. Euro) ebenfalls deutlich gesunken. Der Personalaufwand hingegen hat sich aufgrund von Tarifsteigerungen gegenüber dem Vergleichszeitraum um 5,9 Prozent auf 1.053,3 Mio. Euro erhöht.

Der Saldo aus sonstigen betrieblichen Erträgen und sonstigen betrieblichen Aufwendungen (einschließlich Bestandsveränderungen und aktivierte Eigenleistungen) beläuft sich auf -141,8 Mio. Euro und liegt damit leicht unter dem Wert des Geschäftsjahres 2023 (-121,9 Mio. Euro). Ursächlich hierfür ist der Rückgang der aktivierten Eigenleistungen (-100,7 Mio. Euro), welche im Vorjahr maßgeblich von dem Bau der Erdgas-Pipeline für den LNG-Import geprägt waren. Die sonstigen betrieblichen Erträge sind um 64,3 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahr gestiegen, was im Wesentlichen auf Zuschreibungen auf Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen und auf Erträge aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens und auf Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen zurückzuführen ist.

Die Abschreibungen liegen im abgelaufenen Geschäftsjahr mit -678,4 Mio. Euro deutlich unter dem Vergleichszeitraum (-913,1 Mio. Euro). Während im Geschäftsjahr 2023 aufgrund von starken Marktpreis- und Zinssatzänderungen erhöhte Wertminderungen der Immateriellen Vermögenswerte und des Sachanlagevermögens erforderlich waren, sind im Vergleichszeitraum 2024 moderate Wertanpassungen im Wesentlichen auf Sachanlagevermögen vorgenommen worden. Detaillierte Angaben können dem Anlagepiegel im Anhang entnommen werden.

Das Beteiligungsergebnis beträgt im abgelaufenen Geschäftsjahr -23,5 Mio. Euro und verbesserte sich damit deutlich (Vorjahr: -61,3 Mio. Euro). Die positive Veränderung ist im Wesentlichen auf ein um 30,4 Mio. Euro besseres Ergebnis aus at-equity bilanzierten Finanzanlagen zurückzuführen.

Das Zinsergebnis entspricht mit -108,9 Mio. Euro im Berichtszeitraum etwa dem des Vergleichszeitraums (-116,1 Mio. Euro).

Vermögenslage

Aktiva				
in Mio. Euro	31.12.2024	in %	31.12.2023	in %
Langfristiges Vermögen	10.259,7	68,8	10.076,5	62,8
Kurzfristiges Vermögen	4.661,1	31,2	5.962,1	37,2
davon zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	52,5		30,0	
Summe Aktiva	14.920,8	100,0	16.038,6	100,0

Passiva				
in Mio. Euro	31.12.2024	in %	31.12.2023	in %
Eigenkapital	4.360,8	29,2	3.405,8	21,2
Langfristige Schulden	6.982,2	46,8	6.861,5	42,8
Kurzfristige Schulden	3.577,8	24,0	5.771,3	36,0
davon zur Veräußerung gehaltene Verbindlichkeiten	27,9		27,3	
Summe Passiva	14.920,8	100,0	16.038,6	100,0

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 14.920,8 Mio. Euro und liegt damit deutlich unter Vorjahresniveau (16.038,6 Mio. Euro).

Der Anteil des langfristigen Vermögens gemessen an der Bilanzsumme ist mit 68,8 Prozent (Vorjahr: 62,8 Prozent) gestiegen. Die dominierenden Größen im langfristigen Vermögen sind neben den Sachanlagen mit 7.595,9 Mio. Euro (Vorjahr: 7.222,1 Mio. Euro) die immateriellen Vermögenswerte mit 1.363,1 Mio. Euro (Vorjahr: 1.368,6 Mio. Euro) sowie die sonstigen finanziellen Vermögenswerte 852,4 Mio. Euro (Vorjahr: 900,0 Mio. Euro).

Der Anstieg des Sachanlagevermögens ist maßgeblich geprägt durch Zugänge in den Bereichen der Strom- und Gasversorgungsanlagen sowie der Telekommunikations-Infrastruktur, insbesondere aufgrund des Baus einer Anbindungsleitung des LNG-Terminals in Wilhelmshaven an die Speicher Jemgum und Nüttermoor, der Entwicklung von Windenergieanlagen, der Errichtung von Elektromobilität-Infrastruktur sowie dem Bau einer Wasserstoff-Transport-Infrastruktur im „Clean Hydrogen Coastline“-Projekt.

Die sonstigen langfristigen finanziellen Vermögenswerte sind mit 852,4 Mio. Euro um 47,6 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahr gesunken. Ursächlich sind im Wesentlichen die Bewertungs- und Mengeneffekte von Derivaten zum Stichtag (-120,0 Mio. Euro), gegenläufig sind langfristige finanzielle Ausleihungen (59,7 Mio. Euro) insbesondere im Zusammenhang mit der Entwicklung von Windenergieanlagen.

Das kurzfristige Vermögen verringert sich um -1.301,0 Mio. Euro auf 4.661,1 Mio. Euro, womit es einen Anteil von 31,2 Prozent (Vorjahr: 37,2 Prozent) an der Bilanzsumme hat. Das Vorratsvermögen ist zum Stichtag mit 538,7 Mio. Euro bewertet (Vorjahr: 720,6 Mio. Euro). Ursächlich für den Rückgang ist insbesondere die Bewertung der Gasvorräte aufgrund gesunkener Gaspreise. Die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen reduzieren sich stichtagsbedingt auf 1.907,3 Mio. Euro (Vorjahr: 2.358,3 Mio. Euro). Die kurzfristigen sonstigen finanziellen Vermögenswerte sind mit 900,3 Mio. Euro um -744,1 Mio. Euro geringer (Vorjahr: 1.644,4 Mio. Euro). Ursächlich sind insbesondere die Bewertungs- und Mengeneffekte von Derivaten zum Stichtag (-701,8 Mio. Euro) sowie geringere geleistete Sicherheiten im Energiehandel (-39,2 Mio. Euro). Liquide Mittel sind stichtagsbedingt um -1,9 Mio. Euro auf 775,0 Mio. Euro gesunken.

Auf der Passivseite liegt die Eigenkapitalquote mit 29,2 Prozent deutlich über Vorjahresniveau (Vorjahr: 21,2 Prozent).

Die langfristigen Schulden nehmen mit 6.982,2 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahr um 120,7 Mio. Euro zu. Die langfristigen Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten erhöhen sich aufgrund der Aufnahme von Darlehen von 842,9 Mio. Euro im Vorjahr auf 1.022,8 Mio. Euro zum 31. Dezember 2024. Bauzuschüsse, welche über die Nutzungsdauer der bezuschussten Vermögenswerte ertragswirksam aufgelöst werden, betragen zum Stichtag 821,0 Mio. Euro (Vorjahr: 730,2 Mio. Euro).

Gegenläufig sind die langfristigen sonstigen finanziellen Verbindlichkeiten, die zum Stichtag mit 1.532,7 Mio. Euro um -246,9 Mio. Euro geringer sind als im Vorjahr. Ursächlich sind im Wesentlichen Bewertungs- und Mengeneffekte von Derivaten (-226,8 Mio. Euro). Bei den langfristigen Rückstellungen ist ein Rückgang in Höhe von -37,6 Mio. Euro zu verzeichnen, der im Wesentlichen auf die Pensionsrückstellungen zurückzuführen ist.

Die kurzfristigen Schulden sind mit 3.577,8 Mio. Euro um -2.193,5 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahr gesunken. Dies ist im Wesentlichen auf die Entwicklung der sonstigen finanziellen Verbindlichkeiten zurückzuführen (31. Dezember 2024: 1.027,0 Mio. Euro, Vorjahr: 2.790,4 Mio. Euro). Ursächlich sind hier neben den Bewertungs- und Mengeneffekten von Derivaten (-1.718,5 Mio. Euro) auch die Entwicklung der erhaltenen Sicherheiten im Energiehandel (-34,9 Mio. Euro). Die kurzfristigen Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten sind von 349,4 Mio. Euro im Vorjahr auf 137,2 Mio. Euro zum 31. Dezember 2024 gesunken. Der Rückgang resultiert aus der Rückführung einer Kreditfazilität sowie den Tilgungen von (Schuldschein-)Darlehen. Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen reduzieren sich stichtagsbedingt von 1.653,7 Mio. Euro im Vorjahr auf 1.245,3 Mio. Euro zum 31. Dezember 2024.

Durch die Aufnahme von Commercial Papers erhöht sich im kurzfristigen Bereich der Bestand an Anleihen um 298,6 Mio. Euro gegenüber dem Vorjahr (2,4 Mio. Euro).

Die zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten beziehen sich zum aktuellen Stichtag auf eine Vereinbarung über den Verkauf von vier vollkonsolidierten Unternehmen, die jeweils einen Windpark betreiben. Zum 31. Dezember 2023 betraf dies eine Vereinbarung über den Verkauf der vollkonsolidierten Anteile an der Gabrielsberget Nord Vind AB, Malmö, Schweden.

Finanzlage

in Mio. Euro	2024	2023	Veränderung in %
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	887,2	216,9	>100
Cash Flow aus Investitionstätigkeit	-1.011,7	-976,4	-3,6
Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit	127,5	-32,6	>100
Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds	3,0	-792,1	>100
Wechselkurs-, konsolidierungskreis- und bewertungsbedingte Änderungen des Finanzmittelfonds	-1,6	-1,0	-60,0
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	788,6	1.581,7	-50,1
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	790,0	788,6	0,2

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 beträgt im Berichtsjahr 2024 887,2 Mio. Euro (Vorjahr: 216,9 Mio. Euro) bei einem EBIT in Höhe von 1.448,8 Mio. Euro (Vorjahr: -622,6 Mio. Euro) als Ausgangsbasis der Berechnung. Die Veränderungen der Forderungen und sonstiger Aktiva (2.019,9 Mio. Euro), zahlungsunwirksame Abschreibungen (678,4 Mio. Euro) und die Veränderung der Vorräte (178,3 Mio. Euro) erhöhen den Cash Flow, während vor allem die Veränderung der Verbindlichkeiten und sonstigen Passiva (-2.214,2 Mio. Euro), ein zahlungsunwirksames Ergebnis aus derivativen Finanzinstrumenten (-868,3 Mio. Euro) sowie die Veränderungen der Ertragsteuerzahlungen und -erstattungen (-367,7 Mio. Euro) diesen senken.

Im Berichtsjahr ergibt sich ein Cash Flow aus Investitionstätigkeit von -1.011,7 Mio. Euro (Vorjahr: -976,4 Mio. Euro). Der Cash Flow ist maßgeblich geprägt von Auszahlungen für Investitionen in das Sachanlagevermögen (-1.049,5 Mio. Euro), das immaterielle Anlagevermögen (-109,4 Mio. Euro) sowie in andere langfristige Vermögenswerte (-169,5 Mio. Euro). Einzahlungen aus Bauzuschüssen (159,1 Mio. Euro) sind in Abzug gebracht.

Der Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit beträgt 127,5 Mio. Euro (Vorjahr: -32,6 Mio. Euro). Den Einzahlungen aus der Aufnahme von Finanzverbindlichkeiten in Höhe von 731,8 Mio. Euro stehen Auszahlungen, insbesondere für die Tilgung von Anleihen und Darlehen in Höhe von -451,6 Mio. Euro gegenüber, so dass sich ein Netto-Wert von 280,2 Mio. Euro ergibt (Vorjahr: 42,0 Mio. Euro). Zudem sind die Zahlungen der (Vorjahres-) Dividenden an Gesellschafter ohne beherrschenden Einfluss in Höhe von -116,8 Mio. Euro in dem Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit enthalten.

Der Finanzmittelfonds zeigt den Bestand an liquiden Mitteln sowie Cash Pool-Forderungen und vermindert sich um 1,4 Mio. Euro auf 790,0 Mio. Euro (Vorjahr: 788,6 Mio. Euro).

Die finanzielle Flexibilität des EWE-Verband-Konzerns wird durch verschiedene Instrumente abgesichert. Darunter befinden sich syndizierte, revolvingende Kreditfazilitäten über 950,0 Mio. Euro (Vorjahr: 1.950,0 Mio. Euro). Im ersten Halbjahr 2024 wurde eine syndizierte Kreditfazilität über 1.000,0 Mio. Euro beendet, welche die Handlungsfähigkeit an den Börsen und den damit verbundenen Marginverpflichtungen in einem hochvolatilen Marktumfeld zusätzlich absicherte. Aufgrund der inzwischen eingetretenen Marktberuhigung war diese nicht länger erforderlich. Die Laufzeiten der verschiedenen Kreditfazilitäten enden im August 2026 und Juni 2029. Alle Kreditlinien dienen grundsätzlich der allgemeinen Betriebsmittelfinanzierung. Zum 31. Dezember 2024 wurden von diesen Kreditfazilitäten 58,3 Mio. Euro (Vorjahr: 189,2 Mio. Euro) in Anspruch genommen.

Die zum Bilanzstichtag zur Verfügung stehenden bilateralen Kreditlinien betragen insgesamt 771,6 Mio. Euro (Vorjahr: 679,0 Mio. Euro). Von diesem Betrag wurden 223,8 Mio. Euro (Vorjahr: 214,3 Mio. Euro) in Anspruch genommen.

Einen weiteren wesentlichen Bestandteil der Finanzierung stellen Anleihen und Bankverbindlichkeiten dar. Zum 31. Dezember 2024 sind in Euro notierte, unbesicherte Anleihen mit einem Nominalvolumen von 1.400,0 Mio. Euro (Vorjahr: 1.100,0 Mio. Euro) ausstehend. Darin enthalten sind zwei Anleihen in Höhe von jeweils 500,0 Mio. Euro mit Laufzeiten bis 2028 und 2032, sowie kurzfristige Schuldverschreibungen in Höhe von 300,0 Mio. Euro (Vorjahr: 0,0 Mio. Euro), welche die EWE AG im Rahmen ihres Commercial Paper Programms über 500,0 Mio. Euro am Geldmarkt platziert hat. Die Bankverbindlichkeiten des EWE-Verband-Konzerns belaufen sich auf 1.160,0 Mio. Euro (Vorjahr: 1.192,3 Mio. Euro) und betreffen überwiegend Projektfinanzierungen im Segment Erneuerbare Energien und Schuldscheindarlehen und Namensschuldverschreibungen der EWE AG. Die Projektfinanzierungen haben Laufzeiten, welche zwischen 2025 und 2047 enden. Die Schuldscheindarlehen und Namensschuldverschreibungen sind zwischen 2027 und 2034 fällig.

Nichtfinanzielle Angaben und Leistungsindikatoren

Entwicklung der Mitarbeitendenzahlen

Im Geschäftsjahr 2024 waren im EWE-Verband-Konzern im Durchschnitt 10.899 Mitarbeitende (Vorjahr: 10.845 Mitarbeitende) beschäftigt.

Anzahl Mitarbeitende nach Segmenten	2024	2023
Erneuerbare Energien	529	434
Infrastruktur	2.153	2.072
Markt	2.908	2.720
swb	2.320	2.253
Sonstiges	2.257	2.647
Konzern-Zentralbereich	732	720
Gesamt	10.899	10.845

Im Geschäftsjahr 2024 waren konzernweit durchschnittlich 454 Auszubildende (Vorjahr: 441 Auszubildende) in diversen Ausbildungsberufen und dualen Studiengängen beschäftigt. Zudem stellt der EWE-Verband-Konzern jährlich bedarfsgerecht Hochschulabsolvierende als Trainees ein. 2024 waren durchschnittlich 17 Trainees (Vorjahr: 10 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 Frauen-Netzwerk, 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 und genderinklusive Schriftsprache Wert. Des Weiteren unterstützt die betriebseigene Kindertagesstätte durch ein umfangreiches Betreuungsangebot die Vereinbarkeit von beruflicher Karriere und Familie.

Vor diesem Hintergrund wurden erstmals 2017 auf Grundlage des Gesetzes zur gleichberechtigten Teilhabe von Frauen und Männern an Führungspositionen in der Privatwirtschaft und im öffentlichen Dienst Zielquoten festgelegt. Nach einer erfolgreichen Implementierung wurden im Jahr 2022 erneut Quoten vereinbart.

Zielquoten für den Aufsichtsrat bzw. Vorstand der EWE AG

	Frauenquote (Stichtag 31.12.2024)	Zielfrauen- quote * bis 30.06.2027	Festgelegt durch:
Gremium bzw. Führungsebene			
Aufsichtsrat	15,0 %	20,0 %	Aufsichtsrat
Vorstand	20,0 %	20,0 %	EWE AG

Zielquoten für die oberen Führungsebenen der EWE AG

	Frauenquote (Stichtag 31.12.2024)	Zielfrauen- quote * bis 30.06.2027	Festgelegt durch:
Führungsebene			
Abteilungsleitung	15,4 %	21,0 %	Vorstand
Gruppenleitung	16,7 %	30,0 %	EWE AG

* Die Zielquoten werden auf Ebene der EWE AG festgelegt.

Bericht über die voraussichtliche Entwicklung mit ihren wesentlichen Chancen und Risiken

Prognosebericht

Entwicklung der politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen

Europäische Ebene

Clean Industrial Deal

Anknüpfend an den Green New Deal möchte die neue EU-Kommission einen Clean Industrial Deal auf den Weg bringen. Dieser wurde am 26. Februar 2025 veröffentlicht und soll die Industriepolitik der EU neu ausrichten. Dazu gehören unter anderem Maßnahmen zur Senkung der Energiepreise, die Förderung von Direktstromkaufverträgen (PPAs) sowie die Unterstützung der Fertigung von Stromnetzkomponenten. Berührt sind verschiedene Richtlinien und Verordnungen. In dem Zuge werden auch die bestehende EU-Klimaziele und dafür eingesetzte Instrumente evaluiert und angepasst. Es ist anzunehmen, dass nach dem Ziel für 2030 ein neues Klimaziel für 2035 und 2040 eingesetzt wird. Laut der EU-Kommission soll die Emissionsbelastung bis 2040 um 90 Prozent gesenkt werden. Ein zentrales Instrument zur Erreichung wird der europäische Emissionshandel (ETS) sein. Zum Jahresbeginn 2027 soll ein zweites Emissionshandelssystem (ETS II) eingeführt werden, das mit Gebäude und Verkehr weitere Sektoren einbindet. Für die EWE wird besonders relevant, welche Rolle dem Wasserstoffhochlauf im Clean Industrial Deal beigemessen wird. Diese Rahmensetzung ist von entscheidender Bedeutung für den Erfolg der eigenen Projekte.

Omnibus

In den vergangenen Jahren hat die EU zahlreiche Berichterstattungspflichten erlassen, die zu zusätzlichen Belastungen für Unternehmen geführt haben. Daher stieg zuletzt der Druck durch Unternehmen und Mitgliedsstaaten zur Entbürokratisierung. Die EU-Kommission hat am 26. Februar 2025 ein Omnibus-Gesetzespaket vorgestellt, das zentrale Nachhaltigkeitsvorgaben und Klimaschutzregeln betrifft. Die Vorschläge müssen nun im Europäischen Parlament und von den Mitgliedstaaten beraten werden. Neben der EU-Taxonomie zu nachhaltigen Finanzen und der Richtlinie (EU) zur Nachhaltigkeitsberichterstattung von Unternehmen (CSRD) umfasst das Paket zudem das EU-Lieferkettengesetz (CSDDD) sowie die europäische Klimazölle („CO₂-Grenzausgleichsmechanismus“, CBAM). Konkret sollen Unternehmen künftig nicht mehr verpflichtet sein, ihre Lieferanten entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu überprüfen. Die Umsetzung des EU-Lieferkettengesetzes soll laut den Reformplänen um ein Jahr auf 2028 verschoben werden. Somit werden die Finanz-, Compliance-, Lieferketten-, Infrastruktur- und Nachhaltigkeitsbereiche aller EWE-Gesellschaften von dem Omnibus-Paket betroffen sein.

Festlegung einer Methodik zur Bewertung von Treibhausgaseinsparungen durch kohlenstoffarme Kraftstoffe

Der delegierte Rechtsakt (EU) 2023/1184 enthält spezifische methodische Vorgaben, die die Richtlinie (EU) 2018/2001, bekannt als die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II), ergänzen. Diese Richtlinie regelt den Ausbau erneuerbarer Energien in der EU und enthält spezifische Anforderungen an die Nachhaltigkeit und die Treibhausgasemissionsreduzierung von Kraftstoffen, einschließlich erneuerbarer und kohlenstoffarmer Kraftstoffe. Sie stellt sicher, dass die Emissionsreduktionen kohlenstoffarmer Kraftstoffe konsistent und transparent berechnet werden. Diese Methodik, basierend auf einer Lebenszyklusanalyse, stellt sicher, dass grüner Wasserstoff als kohlenstoffarmer Kraftstoff zertifiziert werden kann, wenn er tatsächlich signifikante Emissionsreduktionen im Vergleich zu fossilen Brennstoffen erzielt. Die Europäische Kommission hat bis zum 24. Oktober 2024 den Entwurf zur Festlegung einer Methodik konsultiert. Die Veröffentlichung der Festlegung wird 2025 erwartet. Der EWE-Verband-Konzern ist im Zusammenhang mit der Produktion von grünem Wasserstoff von der Festlegung betroffen.

„REPowerEU“-Plan

REPowerEU ist der Plan der Europäischen Union, die Energieunabhängigkeit zu stärken, den Übergang zu erneuerbaren Energien zu beschleunigen und die Energieversorgungssicherheit in Europa zu gewährleisten. Im Jahr 2024 wurden signifikante Fortschritte erzielt. So konnte zwischen August 2022 und März 2024 der Gasverbrauch in der EU um 18 Prozent gesenkt werden. Darüber hinaus konnte die Kapazität der erneuerbaren Stromerzeugung deutlich erhöht werden. Seit 2022 wurden z. B. fast 96 GW neue Solarkapazität installiert. Zusätzlich wurden 33 GW neue Windenergiekapazitäten geschaffen. Des Weiteren wurden im Jahr 2024 große Fortschritte bei der Produktion und Nutzung von grünem Wasserstoff als Ersatz für fossile Brennstoffe, insbesondere in der Industrie gemacht. REPowerEU bleibt ein zentrales Element der EU-Strategie, die Klimaziele zu erreichen und gleichzeitig die Widerstandsfähigkeit des europäischen Energiesystems zu stärken. Die Regelungen sind besonders von Bedeutung für alle Aktivitäten im Wasserstoff-Bereich des EWE-Verband-Konzerns.

„Europäischer Kodex für elektronische Kommunikation“ und Digital Networks Act

Der European Electronic Communications Codex wird vom Jahr 2025 an plangemäß einem Review unterzogen. Parallel dazu arbeitet die EU-Kommission an der Schaffung eines Digital Networks Act (DNA). Möglicherweise werden die beiden grundlegenden Dokumente zusammengefasst. Zu den Regelungsinhalten werden u.a. die Migration von Kupfer- auf Glasfasernetze sowie Sicherheitsanforderungen gehören.

Bundesebene

Lage der Bundespolitik

Anfang November 2024 kam es zum Bruch der Ampelkoalition. In der Folge stellte Bundeskanzler Olaf Scholz am 16. Dezember 2024 die Vertrauensfrage. Nachdem ihm die breite Zustimmung des Bundestages versagt wurde, bat der Kanzler den Bundespräsidenten um Auflösung des Bundestages. Der Bundespräsident kam diesem Gesuch nach, löste den Bundestag auf und setzte vorgezogene Neuwahlen für den 23. Februar 2025 an. Aus den Wahlen ging die CDU als Gewinnerin hervor. Derzeit laufen Gespräche für eine Regierungsbildung der CDU mit der SPD.

„Gesetz zur Anpassung des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes an die Änderung der Richtlinie 2003 / 87 / EG“ (TEHG-Europarechtsanpassungsgesetz 2024)

Das TEHG-Europarechtsanpassungsgesetz 2024 dient der Umsetzung europäischer Vorgaben im Bereich des Emissionshandels und enthält ergänzende Bestimmungen zur EU-CBAM-Verordnung (Carbon Border Adjustment Mechanism). Es passt das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) an die aktualisierte EU-Emissionshandelsrichtlinie an. Bestandteil des Gesetzes ist die Neustrukturierung des TEHG zur Abbildung der vier Teilbereiche des EU-Emissionshandels (ETS): Stationäre Anlagen, Luftverkehr, Seeverkehr (neu im ETS-1), Brennstoffemissionshandel (ETS-2). Im Rahmen der Gesetzesnovelle wird der nationale Brennstoffemissionshandel (BEHG) in das neue EU-ETS-2 überführt, um eine einheitliche CO₂-Bepreisung innerhalb der EU sicherzustellen. Dabei wird gewährleistet, dass alle bisher im nationalen System erfassten Brennstoffe auch künftig im EU-ETS-2 bepreist werden. Das Gesetz stellt zudem die Kontinuität der CO₂-Bepreisung sicher, sodass keine Lücken oder Marktverzerrungen entstehen. Darüber hinaus schafft es eine Option für eine unilaterale Ausweitung (Opt-in), durch die bestimmten Sektoren – wie Land- und Forstwirtschaft, Schienenverkehr und Abfallverbrennung – in das Emissionshandelssystem integriert werden können. Das Gesetz wurde am 31. Januar 2025 vom Bundestag und am 14. Februar 2025 vom Bundesrat verabschiedet. Die Verkündung im Bundesgesetzblatt steht noch aus. Dieses Gesetz ist von besonderer Bedeutung für den Hochlauf der erneuerbaren Technologien bei EWE.

Gesetz zur Änderung des EnWG zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen

Der Bundestag hat in seiner Sitzung am 31. Januar 2025 das Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen beschlossen. Eine finale Zustimmung durch den Bundesrat erfolgte am 14. Februar 2025. Der Gesetzesentwurf beinhaltet Maßnahmen zur Systemstabilität. Allen voran geht es um die Gewährleistung der Systemstabilität durch die Vermeidung von Stromspitzen durch hohe zeitgleiche Einspeisung aus Photovoltaikanlagen, welche die Netze an ihre Grenzen bringen. Um dieses zu erreichen, sollen verschiedene Maßnahmen ergriffen werden. Beispielsweise sollen gewisse Anlagen für den Netzbetreiber steuerbar sein und dieser somit Möglichkeit erhalten, in kritischen Situationen eingreifen zu können. Nicht steuerbare Neuanlagen sollen eine Wirkleistungsbegrenzung für die Einspeisung erhalten. Ferner werden marktliche Anreize gesetzt, u. a. zur breiten Steuerung ist auch der Rollout moderner Messeinrichtungen erforderlich. Zu diesem Zweck soll die sogenannte Preisobergrenze erhöht werden. Das Gesetz ist relevant für ALTERRIC, EWE NETZ sowie die Vertriebsgesellschaften im EWE-Verband-Konzern.

Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zur Flexibilisierung von Biogasanlagen und Sicherung der Anschlussförderung

Mit der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), die am 31. Januar 2025 vom Bundestag verabschiedet wurde, wird die Förderung von Biogasanlagen neu ausgerichtet, um ihre Flexibilität zu erhöhen und eine verlässliche Anschlussförderung sicherzustellen. Der Bundesrat hat dem Gesetz am 14. Februar 2025 zugestimmt. Gemäß der Umstellung der Fördermechanismen erfolgt künftig die Zahlung auf Basis der tatsächlichen Betriebsstunden anstatt eines Anteils der jährlichen Bemessungsleistung. Dies soll Anreize für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung schaffen. Gleichzeitig wird der Flexibilitätszuschlag für Biogasanlagen erhöht, um Investitionen in steuerbare Erzeugungskapazitäten zu fördern. Um Marktverzerrungen zu vermeiden, wird die Förderung bereits bei schwach positiven Börsenstrompreisen eingestellt. Zur Erhöhung der Planungssicherheit erhalten wärmegekoppelte Bestandsanlagen bis Ende 2027 bevorzugte Zuschläge in den Ausschreibungen. Eine weitere Änderung ist die endgültige Aufhebung der Südquote, die bisher eine bevorzugte Förderung von Biogasanlagen in Süddeutschland vorsah. Zudem wird die Anschlussförderung verlängert, um eine langfristige wirtschaftliche Perspektive für Biogasanlagen zu sichern. Mit diesen Maßnahmen sollen die Flexibilität und Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen gestärkt werden, sodass sie einen stabilen Beitrag zur erneuerbaren Stromerzeugung leisten können. Von dem Gesetz ist vornehmlich die EWE VERTRIEB und auch die EWE NETZ betroffen sowie die entsprechenden swb-Gesellschaften.

Umsetzung der EU-Richtlinie (EU) 2024/1711 durch Aufnahme von Netzanschlussregelungen in das EnWG

Am 31. Januar 2025 hat der Deutsche Bundestag das Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2024/1711 verabschiedet, welches Netzanschlussregelungen in das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) integriert. Dieses Gesetz, offiziell als „Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen“ bekannt, zielt darauf ab, den Verbraucherschutz zu stärken und flexible Netzanschlussvereinbarungen zu ermöglichen. Zu den Inhalten des Gesetzes gehört die Erlaubnis zur gemeinsamen Nutzung eines Netzverknüpfungspunkts („Cable Pooling“), die Einführung flexibler Netzanschlussvereinbarungen (§ 8a EEG 2023) sowie Regelungen zur gemeinschaftlichen Nutzung der Netzanschlussleistung. Das Gesetz betrifft ALTERRIC, die EWE NETZ sowie die Vertriebsgesellschaften im EWE-Verband-Konzern und ist am 14. Februar 2025 vom Bundestag verabschiedet worden.

KWKG-Verlängerung

Der Deutsche Bundestag hat am 31. Januar 2024 die Verlängerung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) beschlossen. Mit dieser Gesetzesänderung werden die Förderregelungen für hocheffiziente KWK-Anlagen bis zum 31. Dezember 2030 verlängert. Ursprünglich war die Förderung für Anlagen vorgesehen, die bis zum 31. Dezember 2026 in Betrieb genommen werden. Das Gesetz tritt nach der Zustimmung des Bundesrates in Kraft und betrifft vornehmlich das Vertriebsgeschäft im EWE-Verband-Konzern.

Langfristige Weichenstellungen beim Strommarktdesign politisch festlegen und dabei investitionsfreundliche Rahmenbedingungen für die erneuerbaren Energien sicherstellen

Die Reform des europäischen Strommarktdesigns (Richtlinie und Verordnung) ist im Juli 2024 in Kraft getreten. Eines der Kernanliegen für die Reform waren die in Folge des Ukraine-Kriegs gestiegenen Energiepreise für Endkunden. Diese stärker gegen Preisvolatilitäten zu schützen, war ein Haupttreiber. Für die staatliche Förderung erneuerbarer Energien sollen zweiseitige Differenzverträge (CfD) oder „gleichwertige Regelungen mit den gleichen Auswirkungen“ das Standard-Modell in den EU-Mitgliedsstaaten werden. Alternativ bleibt auch eine wettbewerbliche Finanzierung über Power Purchase Agreements (PPAs) erlaubt. Für die Umsetzung in nationales Recht bleiben den Mitgliedsstaaten nun drei Jahre. Außerdem läuft Ende 2026 die beihilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission für das Markprämienmodell im aktuellen EEG aus.

Zudem werden zahlreiche weitere Veränderungen am Strommarkt diskutiert, um einem Stromsystem mit mehr als 80 Prozent erneuerbarer Energien gerecht zu werden und gleichzeitig auch die steigenden EEG-Differenzkosten durch die Förderung teurer Altanlagen zu dämpfen. Dazu zählen unter anderem eine stärkere Nutzung von nachfrageseitigen Flexibilitäten, ein Kapazitätsmechanismus zur Finanzierung von steuerbaren Kraftwerksleistungen und die Einführung von zeit- und ortsvariablen Netzentgelten.

Den umfassendsten Überblick über Optionen für ein zukünftiges Strommarktdesign hat im Sommer 2024 das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) mit dem sogenannten „Optionenpapier“ vorgelegt. Dieses Dokument bildete den Zwischenabschluss der seit 2023 tagenden „Plattform Klimaneutrales Stromsystem“ (PKNS) der Bundesregierung. Es wurde umfangreich mit der Energiebranche konsultiert, ist aber wegen der vorgezogenen Neuwahl nicht mehr in konkrete politische Beschlüsse gemündet. Die nächste Bundesregierung wird daher gleich zu Beginn ihrer Amtszeit wahrscheinlich einige fundamentale Entscheidungen zum zukünftigen Strommarktdesign treffen, welche die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der EWE dauerhaft beeinflussen werden. Die Ergebnisse der Konsultation sollen in die Entscheidungsfindung der Bundesregierung einfließen. Die Änderungen des Strommarktdesigns werden sich entlang der Strom-Wertschöpfungskette auf sämtliche Bereiche auswirken.

Politisch weitgehender Konsens ist es, dass der künftige Investitionsrahmen für erneuerbare Energien Anreize zum markt- und systemdienlichen Anlagenbetrieb und zur Windparkauslegung verstärken soll. Umstritten ist dagegen, ob und in welcher Höhe eine staatliche (Preis-)Absicherung noch erfolgt. Aus Sicht der EWE ist ein grundsätzliches Maß an Absicherung unbedingt notwendig, damit Kapitalkosten nicht steigen und Projekte finanzierbar bleiben. Die EU-rechtlich notwendige Erlösabschöpfung soll Marktsignale möglichst nicht verzerren, muss aber gleichzeitig unbürokratisch und nach klar kalkulierbaren Kriterien erfolgen – zwischen diesen Zielen existiert ein gewisser Zielkonflikt. In allen Systemen mit Erlösabschöpfung sind Wechselmöglichkeiten zwischen gefördertem und rein marktlichem Segment zudem entscheidend, um den aufkommenden Markt für PPAs nicht auszutrocknen und Liquidität im Terminmarkt zu erhalten.

In jedem Fall brauchen größere Systemumstellungen einen verlässlichen und langfristigen Übergangszeitraum und sollten – aus Sicht der EWE – verpflichtend erst in den 2030er Jahren wirken. Denn Windenergieprojekte, die im Jahr 2027 an den Ausschreibungen teilnehmen, sind aufgrund der langfristigen Projektlaufzeiten schon im Jahr 2024 in die Genehmigungsplanung gegangen. Gleichzeitig ist es angesichts der Projektlaufzeiten wichtig, frühzeitig zu wissen, vor welchem Hintergrund der weitere Ausbau nach 2030 abgesichert werden kann.

Ausstehende politische Beschlüsse zur Erreichung der Ausbauziele und zur Verbesserung der Rahmenbedingungen und Planungsgeschwindigkeit für die Windenergie an Land

Die jährlichen Ziele für den Ausbau der Windenergie werden bislang in Deutschland nicht erreicht. Zwar haben die Genehmigungszahlen 2024 das notwendige Niveau erreicht, allerdings müssen diese Zahlen auch die nächsten Jahre konstant gehalten werden und die tatsächlichen Inbetriebnahmen von Windenergieanlagen sind noch nicht auf dem Zielniveau. Auch wenn in dieser Legislaturperiode bereits einige positive politische Beschlüsse erfolgt sind, werden weitere gesetzliche Anpassungen auch im Jahr 2025 notwendig sein, um die Erreichung der Ausbauziele sicherzustellen.

Die nationale Umsetzung der RED III verzögert sich jedoch weiterhin. Zu einem Gesetzentwurf gab es im September 2024 die erste Lesung im Bundestag. Dieser Entwurf fand allerdings vor der vorgezogenen Neuwahl keine politische Mehrheit mehr im Bundestag, sodass die nächste Regierung mit dem Gesetzgebungsverfahren neu starten muss. Immerhin wurde die Geltungsdauer der „EU-Notfallverordnung“ vom nationalen Gesetzgeber auf Ende Juni 2025 verlängert. Zudem wurden bereits ausgewiesene Windenergiegebiete in Deutschland im Zuge des „Solar-Pakets“ im Mai 2024 vom Bundestag zu „Beschleunigungsgebieten“ erklärt. Somit kann bei EWE der Bereich der erneuerbaren Energien vorerst auf vielen Flächen in Deutschland von den europäischen Regelungen zur beschleunigten Projektentwicklung profitieren, die erstmals im Zuge der Energiekrise eingeführt wurden. Allerdings ist ein Beschluss des RED III Umsetzungsgesetzes bis Ende Juni 2025 unbedingt erforderlich. Ansonsten würden für die Windkraft an Land negative Konsequenzen drohen, da das veraltete, bürokratische und wesentlich zeitaufwendigere Genehmigungsregime für viele Projekte wieder greifen würde. Aufgrund der nicht-erfolgten RED III Umsetzung vor der Bundestagswahl ist es aktuell wahrscheinlich, dass der Gesetzgeber nicht rechtzeitig bis Ende Juni 2025 ein entsprechendes Gesetz verabschiedet. Somit könnten einige Projekte, die einen Genehmigungsantrag für die zweite Jahreshälfte 2025 geplant hatten, mindestens um einige Monate verzögert werden.

Im Januar 2025 einigten sich die Fraktionen von Union, SPD und Grünen kurzfristig auf eine Änderung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (BImSchG). Erklärtes Ziel der Gesetzesänderung ist eine bessere Steuerung des Windenergieausbaus. Verschlankte Vorbescheids-Verfahren zur Feststellung (und Sicherung) von Flächen außerhalb von Windenergiegebieten (und in Aufstellung befindlicher Windenergiegebiete) sind künftig nicht mehr zulässig. Die Umsetzung einiger geplanter Vorhaben von ALTERRIC wird dadurch erschwert oder in Frage gestellt. In der Gesamtbewertung der Projektpipeline halten sich die negativen Auswirkungen allerdings in Grenzen. Ein ursprünglicher Gesetzentwurf der Unionsfraktion von Weihnachten 2024 sah deutlich umfangreichere Verschlechterungen für die Windenergie vor, wurde so aber nicht beschlossen.

Nach der Bundestagswahl ist es aus Sicht der Windenergie in der kommenden Legislaturperiode besonders wichtig, erreichte Fortschritte im Planungs- und Genehmigungsrecht zu erhalten.

Um den Ausbau der Windenergie zu stärken und das hohe Niveau der Genehmigungen nicht zu gefährden, wären dagegen weitere Anpassungen und Standardisierungen im Naturschutzrecht notwendig. Dies betrifft unter anderem einen bundeseinheitlichen Rahmen für den Umgang mit Fledermäusen und die Einführung der Probabilistik. Auch Anpassungen im Baurecht, bei der (IT-)Sicherheit von kritischer Energieinfrastruktur, sowie eine pragmatische und unbürokratische nationale Umsetzung des Net-Zero-Industry-Act (NZIA) wären wünschenswert.

Überbauung von Netzverknüpfungspunkten gesetzlich verankern

Als große Herausforderung für das Gelingen der Energiewende stellt sich zunehmend der Netzanschluss der Erneuerbaren-Anlagen heraus. Um bis zum notwendigen erfolgten Netzausbau Zeit zu überbrücken, kurzfristig Erneuerbaren-Anlagen anschließen zu können und die bestehenden Netzverknüpfungspunkte bestmöglich auszulasten, wird die Vereinfachung und die gesetzliche Verankerung der sogenannten Überbauung von Netzverknüpfungspunkten als potenzielle sinnvolle Maßnahme diskutiert. Durch die

Überbauung von Erneuerbare-Energien-Anlagen wird mehr Leistung angeschlossen als der Netzverknüpfungspunkt transportieren kann. Hier hat die Bundesregierung im Herbst 2024 ein zunächst sehr umfangreiches Gesetzespaket vorgelegt (Novelle EnWG und EEG). Ende Dezember 2024 gab es einen deutlich kürzeren Gesetzentwurf, der insbesondere auf die gesetzliche Verankerung der sogenannte Überbauung von Kapazitäten („Cable Pooling“) abzielt. Zudem sind kleinere Verbesserungen für die Direktstrombelieferung von Industrieanlagen und ein Wegfall des Vergütungsanspruchs bereits nach dem ersten 15-Minuten-Intervall mit negativen Preisen vorgesehen. Weitere Regelungen betreffen vor allem die Steuerbarkeit von Aufdach-PV-Auflagen, womit das Stromsystem stabilisiert werden soll. Ende Januar 2025 wurde dieser Gesetzentwurf schließlich von Union, SPD und Grünen im Bundestag beschlossen. Die Gesetzesnovelle hat positive Auswirkungen für ALTERRIC, insbesondere weil erstmals die Möglichkeit des Cable Pooling gesetzlich verankert wurde.

BNetzA richtet neue „Große Beschlusskammer (GBK)“ ein

Vor dem Hintergrund eines Urteils des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) aus dem Jahr 2021 wurde mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zum Jahreswechsel 2023 /2024 bei der BNetzA eine Große Beschlusskammer Energie (GBK) eingerichtet. Ihre Zuständigkeit liegt in der Festlegung von bundesweit einheitlichen Bedingungen und Methoden für den Netzzugang sowie in der Ermittlung der dafür erhobenen Entgelte, einschließlich der Kosten- und Anreizregulierung.

In diesem Zusammenhang werden die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) zum 31. Dezember 2027, die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) zum 31. Dezember 2028 außer Kraft treten. Im Rahmen eines Prozesses zur Entwicklung von Nachfolgeregelungen hat die BNetzA ihre ersten Überlegungen zu möglichen Anpassungen an der Regulierung in einem Eckpunktepapier zusammengefasst. Sie hat dieses Eckpunktepapier am 18. Januar 2024 veröffentlicht. Das Eckpunktepapier macht in Teilen konkrete Vorschläge zur Anpassung der Regulierung, stellt teilweise aber auch verschiedene Optionen vor. Die genaue Ausgestaltung ist noch unklar, in Summe erwartet EWE NETZ aber eine Verschlechterung der regulatorischen Rahmenbedingungen.

KANU 2.0

Mit Blick auf das politische Ziel „End of Gas 2045“ befasst sich die GBK darüber hinaus in einem weiteren Verfahren mit einer Anpassung der Abschreibungsmodalitäten im Gassektor (KANU 2.0). Mit KANU 2.0 werden nunmehr für die Gasnetzbetreiber bundesweit die Abschreibungsmodalitäten für die betroffenen Anlagengüter weitgehend flexibilisiert. Der Beschluss erlaubt den Netzbetreibern erheblich kürzere Nutzungsdauern als bisher (in Ausnahmefällen bis 2035, in der Regel bis 2045 oder 2040) anzusetzen. Zusätzlich werden degressive Abschreibungen mit einem Satz von bis zu 12 Prozent erlaubt. Es sind jedoch Ausnahmen für bestimmte Anlagengruppen wie z.B. Verwaltungsgebäude vorgesehen. Die neuen Abschreibungsmodalitäten sollen bereits in den Erlösobergrenzen und Netzentgelten der Jahre 2025 bis 2027 angesetzt werden können.

In Anwendung dieser Möglichkeiten und zwecks angemessener Verteilung der Transformationskosten auf eine adäquate Anzahl von Anschlussnehmern hat EWE NETZ grundsätzlich die degressive Abschreibung für das Bestandsnetz sowie für die Investitionen gewählt. In dessen Folge wird somit der Großteil des Erdgasnetzes bis zum 31. Dezember 2044 vollständig abgeschrieben sein. Ausnahme bilden die Hochdrucknetze im Versorgungsgebiet Ems-Weser-Elbe, die – aufgrund der nach heutigen Erkenntnissen denkbaren Nutzung im noch auszubildenden EWE-H₂-Regionalnetz – nicht beschleunigt abgeschrieben werden. Bei Vorliegen neuer Erkenntnisse – etwa aus kommunalen Wärmeplanungen – kann zukünftig von den vorstehenden Prämissen begründet abgewichen werden.

Entlastung von Kunden in Ausbaugebieten im Bereich der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

Die BNetzA hat im April 2024 ein Verfahren zur Festlegung für eine sachgerechte Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien eröffnet. Im August 2024 hat die Beschlusskammer das Festlegungsverfahren abgeschlossen, so dass ab 2025 eine Entlastung der Kunden in Netzgebieten, die besonders stark vom Ausbau der erneuerbaren Energien betroffen sind, erfolgen kann. Zur Finanzierung wird im Folgejahr eine bundesweite Umlage erhoben, um diese Mehrkosten entsprechend zu solidarisieren. Damit werden die Letztverbraucher im Gebiet der EWE NETZ für das Jahr 2025 mit einer geschätzten Einsparung von ca. 20 Mio. Euro profitieren.

Open Access und Kupfer-Glas-Migration

Die BNetzA diskutiert weiter über Open Access (d. h. den wechselseitigen Netzzugang der Telekommunikationsanbieter) als wichtigen Beitrag für den erfolgreichen Netzausbau, allerdings begrenzt auf das Festnetz, was das Zusammenwachsen von Festnetz und Mobilfunk (fixed-mobile-convergence) in Technik und Vermarktung außer Acht lässt. Im Gigabitforum der BNetzA wird dazu weiter an marktweiten Erklärungen, Standardisierungen und Best-Practice-Sammlungen gearbeitet. Gleichzeitig befasst sich das Gigabitforum mit der Ausgestaltung der Kupfer-Glas-Migration. Die BNetzA hat dazu eine erste Struktur vorgelegt. Die Behörde befasst sich aktuell mit den Themen Migration und Abschaltung beim Wechsel auf Telekom-FTTH-Netze. Der Regelungsbedarf für alternative Glasfasernetze ist nicht Gegenstand derzeitiger Überlegungen. Langfristig ist die Abschaltung von Kupfernetzen zugunsten aller FTTH-Netze ein essenzieller Beitrag für die Wirtschaftlichkeit und – aufgrund der Energieeffizienz von FTTH-Netzen – zudem für die Nachhaltigkeit.

Landesebene

Novelle der Niedersächsischen Bauordnung (NBauO)

Das Niedersächsische Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Bauen und Digitalisierung hat nach der Novelle im Sommer 2024 für das Jahr 2025 eine erneute Novelle der Niedersächsischen Bauordnung angekündigt. Ein Entwurf liegt noch nicht vor. EWE bringt in das Verfahren Punkte zur leichteren und besseren Platzierung von Wärmepumpen an Wohngebäuden ein, da diese in der letzten Novelle nicht berücksichtigt wurden. Die aktuellen Regelungen führen oft zu Problemen bei einer Platzierung der Wärmepumpe unmittelbar am Wohnhaus bzw. machen eine Platzierung der Wärmepumpe fernab des Wohngebäudes und zu Lasten von Effizienz und Wirtschaftlichkeit notwendig. Die Bauordnung hätte somit Auswirkungen auf das Vertriebsgeschäft der EWE-Verband-Konzern.

Masterplan Wasser / Niedersächsisches Wassergesetz (NWG)

Der Masterplan Wasser zielt darauf ab, die Wasserressourcen des Landes nachhaltig zu sichern. Er umfasst Maßnahmen wie die Förderung der Grundwasserneubildung, den Ausbau intelligenter Wasser-managementsysteme in Kommunen, die Entsiegelung von Flächen, Anreize zum Wassersparen und Investitionen in den Hochwasserschutz. Der Entwicklungsprozess des Masterplans begann mit einer Auftaktveranstaltung, gefolgt von Abstimmungen mit Wasserversorgern, Kommunen sowie Umwelt- und Landwirtschaftsverbänden. Der Masterplan baut auf dem bereits bestehenden Niedersächsischen Wasserversorgungskonzept auf und soll in ein integriertes Wassermengenmanagement münden, das als dauerhafte Aufgabe in der Landespolitik verankert werden soll. Die Inhalte des Masterplans Wasser sollen langfristig im Niedersächsischen Wassergesetz (NWG) umgesetzt werden und können für EWE WASSER, EWE NETZ und EWE GASSPEICHER relevant werden.

Novellierung des Niedersächsischen Klimagesetzes (NKlimaG)

Die Landesregierung plant für das Jahr 2025 eine Novellierung des Niedersächsischen Klimagesetzes (NKlimaG), um es an die neuen bundesrechtlichen Vorgaben aus dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) anzupassen. Das NKlimaG verpflichtet bereits bestimmte Kommunen mit Ober- oder Mittelzentren zur Wärmeplanung bis Ende 2026. Das WPG weitet diese Pflicht jedoch auf alle Kommunen aus und setzt bundesweit einheitliche Fristen (bis 2026 für Großstädte, bis 2028 für kleinere Gemeinden). Zudem legt es verbindliche Mindestanteile für erneuerbare Energien in Wärmenetzen fest. Die Novellierung soll sicherstellen, dass die landesspezifischen Regelungen mit den neuen bundesweiten Vorgaben kompatibel sind. Darüber hinaus werden voraussichtlich keine weiteren Anpassungen im NKlimaG vorgenommen. Das Gesetz hat vornehmlich Auswirkungen auf das Vertriebsgeschäft im EWE-Verband-Konzern.

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 Worpswede (Landkreis Osterholz-Scharmbeck) befindet sich die EWE NETZ in konkreten Verhandlungen bzw. die Behandlung und Beschlussfassung durch die kommunalen Gremien steht in Kürze bevor. Des Weiteren hat auch das Vergabeverfahren für den Wegenutzungsvertrag Gas in der Gemeinde Süderholz (Landkreis Vorpommern-Rügen) begonnen.

Erwartete Branchenentwicklung

Ukraine-Krieg

Russland hat seine Erdgasexporte nach Deutschland über die Nord Stream 1 Pipeline gedrosselt und Ende August 2022 vollständig eingestellt. Durch Importe aus Norwegen, Belgien und den Niederlanden sowie die Nutzung der Erdgasspeicher konnten die fehlenden russischen Importe größtenteils ausgeglichen werden. Die restlichen Gasmengen wurden über die schwimmenden LNG-Terminals importiert.

Die Gesamtimportkapazität für LNG in Deutschland soll nach Plänen des Bundeswirtschaftsministeriums rund 30 Mrd. Kubikmeter betragen, was in etwa 50 Prozent der ehemaligen Importe aus Russland entspricht. Mit dem LNG-Beschleunigungsgesetz hat die Bundesregierung zudem bereits 2022 die Voraussetzung geschaffen, um die erforderlichen Genehmigungsprozesse zu verkürzen. EWE hat auf dieser Grundlage mit dem Bau einer 70 km langen Anbindungsleitung des LNG-Terminals in Wilhelmshaven an die Gasspeicher in Jemgum und Nüttermoor bis Ende 2023 kurzfristig einen Beitrag zur sicheren Gasversorgung der Region für bis zu 4 Mio. Haushalte geleistet. Ab 2028 ist auch technisch der Transport von Wasserstoff über die H₂-ready gebaute Leitung denkbar.

Analysen zeigen für 2023 und 2024 jedoch noch geringe Auslastungsraten der deutschen LNG-Terminals. Ein Grund hierfür ist sicherlich, dass die vorgeschriebenen Mindestfüllstände gemäß Gasspeichergesetz auch im Jahr 2024 deutlich übertroffen wurden. Mitte Februar 2024 betrug der Gesamtspeicherfüllstand noch über 70 Prozent, und das Füllstandsziel von mindestens 30 Prozent zum 1. Februar 2024 wurde übererfüllt. Auch das Füllstandsziel zum 1. Oktober 2024 von 85 Prozent wurde mit 96 Prozent deutlich übertroffen. Zum 31. Dezember 2024 waren die Speicher zu nahezu 80 Prozent gefüllt. Daher bestand keine Notwendigkeit höhere Erdgasmengen über LNG-Lieferungen sicherzustellen.

Mit dem Ausfall der russischen Gasimporte stiegen 2022 die Großhandelspreise im Strom- und Gassektor erheblich. Erst Ende 2022 begannen sich die Gasmärkte zu beruhigen, und die Großhandelspreise sanken. Im Laufe des Jahres 2024 stiegen die Preise im Spot- und Terminmarkt jedoch wieder leicht an. Trotz guter Versorgungslage und milder Witterung bleibt die Situation auf den Erdgasmärkten angespannt. Die Öl- und Gasindustrie sieht sich weiterhin mit gemischten Marktbedingungen und geopolitischen Veränderungen konfrontiert. Seit dem 1. Januar 2025 fließt kein russisches Gas mehr durch die Ukraine nach Europa, da der Transitvertrag zwischen Gazprom und Naftogaz ausgelaufen ist. Dies betrifft Länder wie Moldau, Österreich, die Slowakei und Ungarn, die bisher russisches Gas über die Ukraine bezogen haben. Der Stopp der russischen Gaslieferungen könnte zu weiteren politischen Spannungen und steigenden Erdgaspreisen führen.

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. Für ein klimaneutrales Deutschland ist Erdgas spätestens bis 2045 durch alternative CO₂-freie Energieträger wie Wasserstoff oder Biomethan zu ersetzen. Die EU hat durch ihren REPowerEU-Plan erste Schritte unternommen, einen Zielpfad für die Substitution von Erdgas zu beschreiten. Die Mitgliedsstaaten der EU sind überdies aufgefordert, in den nationalen Energie- und Klimaplänen die spezifischen Maßnahmen und Ziele zur Reduzierung des Erdgasverbrauches auf nationaler Ebene zu beschreiben. 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 im Gebäudesektor generieren, sind somit besonders gefordert, ihre Geschäftsmodelle anzupassen.

Energiewende

Die letzte Europäische Kommission hat im Rahmen des „EU Green Deal“ 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. Im Jahr 2023 wurde die EU-Klimataxonomie auf alle sechs Umweltziele – Klimaschutz, Anpassung an den Klimawandel, Nachhaltige Nutzung und Schutz von Wasser- und Meeresressourcen, Übergang zu einer Kreislaufwirtschaft, Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung und Schutz und Wiederherstellung der Biodiversität und der Ökosysteme – ausgedehnt. Im Berichtsjahr 2024 wurden erstmalig die Konformitätsanforderungen der Wirtschaftstätigkeiten der Umweltziele 3-6 geprüft. 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 verschärft und gesetzlich festgelegt.

Ein Urteil des Bundesverfassungsgerichtes im März 2021 führte zur ersten Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes. 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 April 2024 hat der Bundestag allerdings eine weitere Änderung des Klimaschutzgesetzes beschlossen, nach der die verbindlichen Sektorziele zu Gunsten des Gesamtziels aufgehoben werden.

Anfang 2022 wurde gemäß Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) erstmals ein CO₂-Preis für Benzin, Diesel, Heizöl und Erdgas für Gebäudewärme und Verkehr eingeführt. Der Einstiegspreis nach dem BEHG beträgt 25 Euro je Tonne CO₂. Das entspricht etwa 7,0 Cent je Liter Benzin, 7,9 Cent je Liter Diesel und Heizöl sowie 0,6 Cent je Kilowattstunde für Erdgas jeweils bereits inklusive Mehrwertsteuer. Eine weitere Verteuerung fossiler Energieträger infolge der bereits verabschiedeten Steigerung des CO₂-Preises auf 55 Euro je Tonne, ist im Jahr 2025 zu erwarten. Die weitere Umstellung des deutschen Festpreissystems ab 2026 in einen europäischen Zertifikatehandel ist absehbar. Die dafür notwendigen gesetzlichen Anpassungen werden aber erst nach der Bundestagswahl 2025 von der neuen Bundesregierung beschlossen werden können.

Durch den seit Oktober 2022 feststellbaren Verfall des Gaspreises nimmt die Bedeutung des CO₂-Preises für den erforderlichen Energieträgerwechsel von Erdgas auf Strom oder grüne Gase 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 Gaspreinsniveau. Im Jahr 2024 stiegen die Gaspreise für Haushalte im ersten Halbjahr um 4,0 Prozent im Vergleich zum zweiten Halbjahr 2023, während die Strompreise um 1,7 Prozent sanken. Sollte sich dieser Trend fortsetzen, müsste angesichts des weiterhin erheblich höheren Strompreisniveaus der Umstieg von Gas auf Strom durch geeignete Förderinstrumente des Staates weiter angereizt werden, damit die Wärmepumpe zeitnah eine höhere Marktdurchdringung erreichen kann.

Im Jahr 2024 erreichte der Anteil erneuerbarer Energien am Strommix in Deutschlands erstmals den Rekordwert von 55 Prozent. Die Emissionen aus der Stromerzeugung sind 2024 deshalb erneut gesunken, seit 2015 um ganze 50 Prozent – und seit Beginn der Datenerhebung (1990) um 58 Prozent.

Die Umsetzung der Pariser Klimaschutzziele 2030 erfordert weiterhin 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 haben zudem ergeben, dass das Ziel der Klimaneutralität die Entwicklung und den Hochlauf von negativen Emissionstechnologien erforderlich macht, um nicht vermeidbare Treibhausgasemissionen aus industriellen Prozessen und der Landwirtschaft zu kompensieren. Negative Emissionstechnologien könnten auch beispielsweise im Rahmen der Energieerzeugung aus Abfall eine relevante Rolle einnehmen.

Markt und Wettbewerb

Für das Jahr 2024 wird in Deutschland ein Rückgang des Brutto-Inlandsproduktes (BIP) um -0,2 Prozent erwartet. Das ist deutlich weniger, als noch in der Herbstprojektion des BMWK angenommen worden war. Das Wirtschaftswachstum für das Jahr 2024 wird damit voraussichtlich wie bereits im Vorjahr hinter den Erwartungen zurückbleiben. Die Deutsche Bundesbank prognostiziert darüber hinaus für 2025 einen leichten Anstieg des Bruttoinlandsproduktes um 0,2 Prozent.

Im Jahresdurchschnitt 2023 betrug die Inflationsrate 5,9 Prozent. Treiber für diese enormen Preisanstiege waren vor allem die hohen Energie- und Nahrungsmittelpreise in Deutschland. Gemäß einer Prognose der Deutschen Bundesbank wird für 2024 ein Wert von rund 2,9 Prozent erwartet. Der Trend sinkender Inflationsraten setzt sich demnach fort. Entsprechend hatten sich die Verbraucherpreise in Deutschland laut den Daten der deutschen Bundesbank im Jahresdurchschnitt auch im Jahr 2023 weiter erhöht und lagen um 5,4 Prozent über dem Vorjahr. Für das Jahr 2024 wird ein Rückgang auf 2,5 Prozent prognostiziert.

Für 2024 erwartet die AGEB einen Primärenergieverbrauch in Deutschland von 10.478 Petajoule (PJ) oder 357,5 Mio. t SKE. Dies entspricht nach erheblichen Rückgängen in den Vorjahren einem weiteren Rückgang von 1,3 Prozent.

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 neue Anbieter, 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 der konventionellen Energieversorgung und erfordert zur Kompensation neue Geschäftsmodelle und Produkte.

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 für neue Geschäftsmodelle. 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 Vernetzung, um ganzheitliche Kundenlösungen anbieten zu können. Zudem erfordert der bestehende Kostendruck eine hohe Skalierbarkeit von Geschäftsmodellen. Zur Erzielung eines volkswirtschaftlichen Optimums gewinnt eine integrierte Planung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen zunehmend an Bedeutung.

Entwicklungen im politischen und regulatorischen Umfeld erhöhen den Veränderungsdruck insbesondere im Wärmemarkt. Zu nennen sind hier die CO₂-Bepreisung der Energieträger Heizöl und Erdgas sowie das verabschiedete Gebäudeenergiegesetz. In der Folge wird der Absatz von Strom als alternativer Energieträger im Wärmemarkt absehbar zunehmen und der Einsatz von Erdgas zurückgehen. Die Abschaffung der EEG-Umlage unterstützt langfristig den Trend einer steigenden Elektrifizierung des Wärmemarktes, während gegenläufig (durch KANU 2.0) die Abschreibungsdauern für Gasnetze verkürzt werden und somit die Gasnetzentgelte steigen. Die nationale Wasserstoffstrategie und der neue Rechtsrahmen zum Aufbau eines Wasserstoff-Kernnetzes eröffnen für die Gaswirtschaft daneben neue Perspektiven 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

Die deutsche öffentliche Nettostromerzeugung erreichte 2024 einen historischen Meilenstein: Mit einem Anteil von 62,7 Prozent an erneuerbaren Energien war der Strommix so „grün“ wie nie zuvor. Solarstrom erzielte mit 72,2 Terawattstunden (TWh) einen neuen Höchstwert, wobei der Ausbau der Photovoltaik erneut über den Zielen der Bundesregierung lag.

Die Windkraft blieb mit 136,4 TWh und einem Anteil von 33 Prozent die wichtigste Energiequelle. Nach dem hervorragenden Windjahr 2023 war der Marktanteil 2024 allerdings etwas niedriger.

Die Kohleverstromung setzte ihren Abwärtstrend fort: Die Braunkohle sank um 8,4 Prozent auf 71,1 TWh, die Steinkohle um 27,6 Prozent auf 24,2 TWh. 2024 war zudem das erste Jahr seit 1962 ohne eine Stromerzeugung durch Kernkraft. 2023 wurden in Deutschland die letzten Atomkraftwerke abgeschaltet.

Dank des Rückgangs fossiler Energien und des Ausbaus erneuerbarer Energien wurde die Stromerzeugung 2024 in Deutschland so CO₂-arm wie nie zuvor. Seit 2014 haben sich die Emissionen in der deutschen Stromerzeugung halbiert, seit Beginn der Datenerhebung 1990 sanken sie um 58 Prozent. Die Emissionen des Stromsektors gingen im Vergleich zu 2023 nochmals um 9 Prozent zurück.

Die Genehmigungsverfahren für erneuerbare Energien wurden weiter vereinfacht und beschleunigt, was den Ausbau insbesondere in den kommenden Jahren stärkt. Im Jahr 2024 wurden fast 15 GW Genehmigungen für Wind an Land erteilt, was die dreifache Menge des bisher stärksten Ausbaujahres (2018) ist.

Mit dem gesetzlich verankerten Ausbauziel von 215 GW für Photovoltaik bis 2030 und einer Erhöhung der geplanten Ausbaupazitäten für Offshore-Windenergie auf 70 GW im Jahr 2045 hat die alte Bundesregierung ein deutliches Signal für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien zur Erreichung der ambitionierten Ziele bis 2030 / 2045 bereitet.

Darüber hinaus steht neben dem Ausstieg aus der Kernenergie seit dem 15. April 2023 auch der Kohleausstieg fest. Das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVVG) legt fest, dass die Kohleverstromung in Deutschland bis spätestens 2038 beendet werden soll. Die BNetzA ist für die Umsetzung des Kohleausstiegs verantwortlich und führt unter anderem Ausschreibungen zur Reduzierung der Kohleverstromung durch. Ob ein von der alten Bundesregierung angedachter vorgezogener Kohleausstieg bis 2030 für ganz Deutschland gelingen wird, bleibt mit Blick auf den Importstopp von russischem Erdgas infolge des Ukraine-Kriegs sowie aktuell unzureichender Kapazitäten an Gaskraftwerken abzuwarten. Bei einem um acht Jahre vorgezogenen Kohleausstieg sind mit Blick auf die Versorgungssicherheit und die 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 der Ampelkoalition beabsichtigte, diese im Rahmen einer Kraftwerkstrategie und auf Grundlage von Ausschreibungen in Verbindung mit der Einführung eines Kapazitätsmarktes bis 2028 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 Flexibilitäten wie Batteriespeicher oder Power-to-Gas Anlagen liefern. Denkbar wäre auch eine deutliche Steigerung der CO₂-Preise im EU-ETS-Handel, um einen Preisverfall der erneuerbaren Energiepreise zu kompensieren, da Gaskraftwerke bis 2030 und darüber hinaus bei dem aktuellen Strommarktdesign preissetzend für die Großhandelspreise im Strom bleiben dürften. Noch im Jahr 2024 wurde hierzu auf politischer Ebene eine Anpassung des Strommarktdesigns in Deutschland diskutiert. Hier wird abzuwarten sein, welche Änderungen des Strommarktdesigns von der neuen Bundesregierung angestrebt werden.

Kritisch ist weiterhin der schleppende Übertragungsnetzausbau, der zu erheblichen Ineffizienzen im Strommarkt in den vergangenen zehn Jahren geführt hat und speziell auch das Netzgebiet des EWE-Verband-Konzerns durch hohe Abregelungen betrifft. Dem entgegen wirkt der avisierte Ausbau von Stromspeichern und 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 und Förderung, aber nicht allein über

die Überschussstrommengen im Rahmen von Netzengpässen erreicht werden. Power-to-Gas Anlagen lösen damit nicht allein aktuell bestehende Netzengpässe.

Die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien wird gemäß den politischen Zielen 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 bisher auf dem Ausbau von Gaskraftwerken im Zuge des geplanten Kohleausstieges. Mit Blick auf die Klimazielerreichung sind diese zukünftig mit Wasserstoff zu betreiben. Die aktuelle Einigung der alten Bundesregierung mit der EU über die Leitplanken einer Förderung wasserstofffähiger Gaskraftwerke ist grundsätzlich ein wichtiger Beitrag zur Versorgungssicherheit. Damit kann der notwendige Ausbau steuerbarer Gaskraftwerkskapazitäten bei gleichzeitigem Ausstieg aus Kohle und ausreichendem Netzausbau im Bereich der Verteil- und Transportnetze gelingen. Unklar sind bisher die konkreten Förderbedingungen für derartige Kraftwerke. Die bspw. für das Jahr 2023 dafür notwendige Kraftwerksstrategie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz ist in Folge der Haushaltskrise auf das Jahr 2024 verschoben worden. Die Bundesregierung hat am 5. Februar 2024 erste Eckpunkte einer Kraftwerkstrategie veröffentlicht. Deren weitere Umsetzung oder Anpassung wird jedoch erst von der neuen Bundesregierung vorangetrieben werden können. Es ist denkbar, dass in diesem Zusammenhang auch über die Einführung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland erneut Diskussionen entstehen werden.

Die volatile dezentrale Stromproduktion über Photovoltaik als auch Onshore-Windenergie, der Ausbau der Offshore-Windenergie 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 Erneuerbare-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 zielgerichtete 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 möglich. 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 sowie Heizöl 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 weiterhin 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. Hierbei wird auch die ab 2021 über das Klimaschutzgesetz eingeführte zusätzliche nationale CO₂-Besteuerung für Erdgas bis 2026 einen Beitrag leisten. Durch das Klimaschutzgesetz müssen jedoch unter anderem ölbefeuerte Heizkessel in Deutschland ausgetauscht werden. Weitere Veränderungen über das bundesdeutsche Klimaschutzgesetz hinaus zeichneten sich bereits auf deutscher und europäischer Ebene ab. Dazu gehören beispielsweise die Ende 2022 vorgestellten Maßnahmen im Rahmen des EU-Gaspakets zum Einsatz von Wasserstoff und Biogas bzw. der Green Deal der EU mit dem Ziel einer Treibhausgasneutralität bis 2050. Der viel diskutierte deutsche Gesetzentwurf aus dem Jahr 2023, der bei einem Heizungstausch ab 2024 einen Einsatz von 65 Prozent erneuerbare Energien forderte, fand keine Mehrheit. Stattdessen wurde ein Gesetz zur kommunalen Wärmeplanung verabschiedet, wonach die Kommunen bis spätestens 2028 Pläne zu verabschieden haben, die über die zukünftige Wärmeversorgung Klarheit schaffen. Im Fokus stehen dabei die Frage nach einer zukünftigen Wärmeversorgung über Nah- und Fernwärmenetze bzw. die Rolle der dezentralen Gasversorgung.

Die unklaren Rahmen- und Förderbedingungen des Gebäudeenergiegesetzes führten im zweiten Halbjahr 2023 und im weiteren Verlauf des Jahres 2024 zu einem Einbruch der Absatzzahlen für Wärmepumpen. Der Bundesverband Wärmepumpe e.V. (BWP) erwartet daher für 2024 einen Absatz von knapp unter 200.000 Wärmepumpen, für 2025 werden bei den aktuellen Bedingungen rund 260.000 Geräte prognostiziert. Den im Vergleich zum Vorjahr zu verzeichnenden Marktrückgang um 45 Prozent begründet er mit einer starken Verunsicherung von Verbraucherinnen und Verbrauchern.

Der Wärmemarkt im Gebäudesektor als auch im Nichtwohngebäudebereich (GHD / Industrie) wird durch eine energetische Sanierung und effiziente Neubauten den Wärmebedarf kontinuierlich verringern. Der Einsatz fossiler Endenergie (Erdgas und Heizöl) wird, insbesondere durch die Kommunale Wärmeplanung getrieben, durch die dezentrale Elektrifizierung (Wärmepumpe, Elektrokessel) und Fernwärme (Geothermie, industrielle Abwärme und Biogas-KWK) in Städten und Quartieren, zunehmend verdrängt. Ein breiter Einsatz von Wasserstoff ist zwar technisch möglich, aber aufgrund der zu erwartenden Kosten zur Erwärmung von Gebäuden nicht oder nur vereinzelt zu erwarten. Für spezifische Wärmeanwendungen (Prozesswärme oder in Öfen mit stofflichen Anforderungen) kommen auch weiterhin Gase zum Einsatz. Hierbei könnte auch Biomethan und Wasserstoff vereinzelt zum Einsatz kommen. 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.

Verkehr

Im Jahr 2024 wurden insgesamt 1.217.658 Neuwagen mit alternativen Antrieben zugelassen, was einem Anteil von 47,0 Prozent am Gesamtneuzulassungsvolumen von 2.592.610 Personenkraftwagen entspricht. Dies stellt jedoch einen Rückgang von 2,6 Prozent im Vergleich zum Vorjahr dar. Trotz des Wachstums des Elektrofahrzeugbestandes ist das Ziel der Bundesregierung von 15 Mio. reinen Elektrofahrzeugen im Jahr 2030 in Deutschland mit dem derzeitigen Markthochlauf voraussichtlich nicht erreichbar. Das Dashboard des Kraftfahrtbundesamtes zeigte für Oktober 2024 demnach auch nur eine Zielerreichung in Deutschland von 17 Prozent.

Der Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur schreitet weiter kontinuierlich voran: Das Ladesäulenregister der BNetzA enthält 120.618 Normalladepunkte und 33.419 Schnellladepunkte, die am 1. Dezember 2024 in Betrieb waren. An den Ladepunkten können gleichzeitig insgesamt 5,72 GW Ladeleistung bereitgestellt werden. Die Zuwachsraten gegenüber dem Vorjahr sind weiterhin deutlich zweistellig. Ein weiterhin dynamischer Markthochlauf der Elektromobilität 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 dem Aufbau von Ladeinfrastruktur abhängen. Aufgrund der reduzierten Förderung der Elektromobilität im Jahr 2023, der prognostizierten hohen Strompreise und der erneut steigenden Inflation ist ein weiterer dynamischer Anstieg 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- und 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 wirtschaftlicher Wasserstofffahrzeuge sowie dem Ausbau der erforderlichen wettbewerblichen Wasserstoffproduktion und -infrastruktur ab.

Kundenzentrierung

Anhaltender Margendruck, der durch hohe Energiepreise in Folge des Ukraine-Kriegs stärkere Trend zur Eigenerzeugung und die Etablierung ausgereifter technischer Lösungen zur Erhöhung des Autarkie- und Effizienzgrades setzten den klassischen Vertrieb von Strom und Gas auch 2024 zunehmend unter Druck. Die Bedürfnisse von Endkunden und Konsumenten, die gleichzeitig Produzenten sind (sogenannte „Prosumer“), über die reine Energieversorgung hinaus, stehen weiterhin zunehmend im Fokus. Zu einem erweiterten Produktportfolio können neben regionalen Produkten für grünen Strom und grünem Gas beispielsweise Angebote zur Energieeffizienz, Stromspeicherung, Elektromobilität, Home-Energy-Management, 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 bezieht, sondern auch produziert.

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, die notwendige Digitalisierung von Infrastrukturen, der Kunde sowie das digitale Unternehmen. Notwendige Instrumente wie u. a. Prozessautomation, digitale Kommunikation mit Kunden sowie Digitalisierung von Infrastrukturen gewinnen an Bedeutung für den wirtschaftlichen Erfolg.

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 und dafür notwendige Digitalisierung erfüllt werden können.

Künstliche Intelligenz wird 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 und im Stromhandel (Wetter- und Bedarfsprognosen) in Betracht gezogen.

Mit fortschreitender Digitalisierung wachsen die Anforderungen an IT-Architekturen, IT- und Datensicherheit. Der damit verbundene Fokus auf cloudbasierten IT-Lösungen erhöht die Gefahr von vermehrten Hackerangriffen. 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 Ausbau an intelligenten Messsystemen und 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 basiert auf Erfahrungen, einer klaren Unternehmensstrategie und -planung sowie einer auf derzeitigen Erkenntnissen basierenden fundierten Einschätzung zukünftiger Entwicklungen. Der EWE-Verband-Konzern reagiert auf die Herausforderungen des sich wandelnden Energiemarktes und den Vorgaben und Bedürfnissen aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft insbesondere dem Streben nach Autarkie, Klimaneutralität und einer sicheren und bezahlbaren Energieversorgung. Durch den Ausbau erneuerbarer Energien, der Erweiterung der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität und der Umstellung auf strombasierte Lösungen im Wärmesektor fördert der EWE-Verband-Konzern eine nachhaltige Zukunft. Im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie „Klimaneutrale EWE bis 2035“ investiert EWE zudem in Wasserstofftechnologien, insbesondere im Clean-Hydrogen-Coastline-Programm und dem HyBit-Projekt. Auch die Erweiterung der Strom- und Glasfasernetze unterstreicht das Engagement in den Aufbau einer zunehmend klimaneutralen und stärker digitalisierten Infrastruktur.

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

in Mio. Euro	2025	2024
Segment Erneuerbare Energien	+5% bis +30%	80,4
Segment Infrastruktur	-20% bis -15%	382,3
Segment Markt	+5% bis +30%	71,6
Segment swb	-10% bis +15%	139,3
Segment Sonstiges	-60% bis -35%	15,7
Konzern-Zentralbereich	-	-57,7
Operatives EBIT, EWE-Verband-Konzern	-5% bis -2,5%	631,6

Erwartete Entwicklung im Segment Erneuerbare Energien

Für das Geschäftsjahr 2025 erwarten wir im Segment Erneuerbare Energien eine Ergebnisverbesserung gegenüber dem Vorjahr. Dies ist im Wesentlichen auf den Bereich Offshore zurückzuführen. Höhere Stromerlöse und geringere Instandsetzungskosten nach Abschluss der Austauschkampagne für den Offshore-Windpark Trianel Windkraftwerk Borkum II führen planmäßig zu einem Ergebnisanstieg. Daneben wirken geringere Instandsetzungskosten für den Offshore-Windpark RIFFGAT sowie der Entfall der Wertminderung des Offshore-Windparks alpha ventus positiv. Für den Bereich Onshore erwarten wir aufgrund der geplanten Veräußerung der Biogasanlagen und der höheren Personalkosten durch Personalaufbau und Tarifierhöhung eine Verringerung des Operativen EBIT.

Im Segment Erneuerbare Energien sind für 2025 im Wesentlichen Investitionen für eigenentwickelte Windparkprojekte von rund 708 Mio. Euro geplant. 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 2025 erwarten wir für das Segment Infrastruktur gegenüber dem Jahr 2024 ein geringeres Operatives EBIT.

Bei der Vermarktung der freien Erdgasspeicherkapazitäten wird ein niedrigeres Preisniveau erwartet. Es fallen darüber hinaus höhere Aufwendungen für betriebliche Energieverbräuche sowie für die Wartung und Instandhaltung der Kavernenspeicher an. Bei den Gastransportnetzen wird aufgrund der Anwendung von „KANU 2.0“ (Verkürzung der kalkulatorischen Nutzungsdauer) von einer Ergebnissteigerung ausgegangen. Bei den Verteilnetzen rechnen wir ebenfalls für 2025 mit einem höheren Operativen EBIT. Wesentlicher Grund für diese Ergebnisverbesserung ist auch hier die Berücksichtigung der gesetzlichen Möglichkeiten die Gasnetze kalkulatorisch schneller abzuschreiben. Die höhere kalkulatorische Abschreibung führt zu einem Anstieg der Erlösobergrenze für Gasnetze.

Im Segment Infrastruktur sind für 2025 Investitionen von rund 621 Mio. Euro geplant, davon entfallen rund 471 Mio. Euro auf den Bereich der Energienetze. Dies bedeutet nach dem Rekordinvestitionsvolumen 2024 wiederum einen Anstieg von rund 30 Mio. Euro. Die zusätzlichen Investitionen resultieren insbesondere aus einem Anstieg des Anschlusses von Biogaseinspeiseanlagen sowie dem Hochlauf des Messsystemrollouts. Darüber hinaus sorgt im Jahr 2025 weiterhin die Entwicklung von erneuerbaren Energien für einen anhaltend hohen Ausbaubedarf der Stromnetze. Im Bereich Großspeicher und Wasserstoff werden deutlich höhere Investitionen von rund 140 Mio. Euro erwartet, insbesondere durch Berücksichtigung von geförderten Wasserstoff-Projekten sowie betrieblichen Ersatzinvestitionen im Bereich der Erdgas-speicherung. Bei den Gastransportnetzen reduzieren sich die Investitionen auf rund 9 Mio. Euro, da die LNG-Leitung Wilhelmshaven-Leer Anfang 2024 fertiggestellt und in Betrieb genommen wurde.

Erwartete Entwicklung im Segment Markt

Die Energiekrise und die damit verbundene Volatilität der Energiepreise in den vergangenen Jahren haben in unserem Marktsegment zu stärkeren Schwankungen geführt. Für das Geschäftsjahr 2025 gehen wir von einer geringeren Volatilität aus, was eine verbesserte Planbarkeit zur Folge haben wird. Wir erwarten für unser Marktsegment gegenüber dem Jahr 2024 ein verbessertes Operatives EBIT mit einer unterschiedlichen Entwicklung in den einzelnen Geschäftsbereichen.

Das Ergebnis im Bereich Energiehandel wird im Vergleich zum Jahr 2024 voraussichtlich rückläufig sein. Im Jahr 2024 profitierte das Ergebnis von außergewöhnlich hohen Handelsergebnissen und Abschlüssen aus den Jahren 2023 und 2024. Für 2025 erwartet der Energiehandel eine Normalisierung der Handelsergebnisse.

Im Energievertrieb werden in den Sparten Strom und Gas im kommenden Jahr aufgrund des Entfalls von negativen Einmaleffekten wieder steigende Roherträge erwartet. Der Wertberichtigungsbedarf auf Kundenforderungen wird wieder ein normales Niveau erreichen. Positive Effekte werden 2025 auch in der Sparte Energiedienstleistungen geplant. Insbesondere die Wachstumsfelder Wärme, das im Schwerpunkt auf neue Technologien wie beispielsweise die Wärmepumpe setzt sowie Photovoltaik werden weiter ausgebaut. Eine erwartete sinkende Anzahl von Kundenanfragen führt planmäßig zu rückläufigen Aufwendungen im Kundenservice. Im Telekommunikationsvertrieb wird ein Wachstum bei den FTTH-Produkten erwartet.

Der umfangreiche Ausbau der Glasfasernetze führt weiterhin zu hohen Investitionen bei der Glasfaser NordWest. Aufgrund der daraus resultierenden steigenden Abschreibungen sowie höheren Finanzierungskosten, ist vorübergehend von einem geringeren Ergebnisbeitrag auszugehen.

Es wird erwartet, dass die Anzahl von Neuzulassungen für elektrisch betriebene Fahrzeuge deutlich über denen der Vorjahre liegen und somit zu einem höheren Ladestromabsatz an der Ladeinfrastruktur führen wird. Für das Geschäftsjahr 2025 wird für den Bereich der Mobilität ein höheres Ergebnis aus dem Bereich öffentliches Laden erwartet.

Im Segment Markt sind für 2025 Investitionen von rund 194 Mio. Euro geplant. Die Investitionen im Bereich der Mobilität sind für öffentliche Ladeinfrastruktur geplant. Neben Ladeinfrastruktur an point-of-interests, z.B. Standorten von Systemgastronomie und Lebensmitteleinzelhandel, liegt zukünftig der Fokus auf Standorten an Hauptverkehrswegen. Im Telekommunikationsvertrieb werden Investitionen auf einem ähnlichen Niveau wie im Vorjahr erwartet. Im Energievertrieb nehmen die Investitionen unter anderem aufgrund der bevorstehenden Transformation zu stromgeführten Wärmeanlagen im Geschäftskunden-segment zu. Zudem sind bei der Glasfaser NordWest Kapitalzuführungen im Rahmen der fortgeführten Ausbaustrategie vorgesehen.

Erwartete Entwicklung im Segment swb

Der swb-Teilkonzern prognostiziert im Geschäftsjahr 2025 ein leicht steigendes Operatives EBIT gegenüber dem Jahr 2024. Bessere Ergebnisse werden bei der swb Entsorgung und der wesernetz erwartet. Gegenläufig wirken vor allem die niedrigen prognostizierten Ergebnisse der swb Erzeugung und der Vertriebsgesellschaften.

Im Hinblick auf das Jahr 2025 erwartet swb Entsorgung einen deutlichen Anstieg des operativen Ergebnisses im Vergleich zu dem durch Stillstände und fehlende Wärmemengen beeinträchtigten Ergebnisses des Berichtsjahres 2024. Dies liegt im Wesentlichen an ansteigenden Wärmemengen aufgrund des ersten vollen Jahres mit der neuen Fernwärme-Verbindungsleitung sowie an einem aufgrund gestiegener Preise höheren Stromergebnis. Auch wesernetz erwartet für das Jahr 2025 einen deutlichen Anstieg des Ergebnisses. Dies ist insbesondere auf Mehrerlöse im Wärmegeschäft und steigende Netzentgelte aufgrund höherer Erlösobergrenzen, unter anderem durch KANU 2.0, zurückzuführen. Ein deutlicher Rückgang des Ergebnisses wird bei der swb Erzeugung aufgrund der Außerdienststellung des Kohleblock 15 im Jahr 2024 erwartet. Die Gesellschaft konzentriert sich nun auf die Produktion von Fernwärme und die Betriebsführung von Anlagen. Das Operative Ergebnis im Vertriebsbereich wird unter dem des Jahres 2024 liegen. Neben geringeren sonstigen betrieblichen Erträgen, die das Jahr 2024 positiv beeinflusst haben, liegt dies vor allem an den deutlich niedrigeren Rohergebnissen der Sparten Strom und Gas, die aus der normalisierten Marktsituation resultieren.

Im Segment swb sind für das Jahr 2025 Bruttoinvestitionen von rund 258 Mio. Euro geplant. Das Jahr 2025 ist dabei geprägt von Investitionen in die Netzinfrastruktur aufgrund der anstehenden Energiewende. Das hohe Investitionsniveau aus dem Jahr 2024 wird sich im Jahr 2025 insbesondere aufgrund des Mehrbedarfs für die Erneuerung der Stromnetze noch weiter erhöhen. Auch die Investitionstätigkeiten bei der swb Entsorgung werden im Jahr 2025 im Vergleich zum Berichtsjahr 2024 aufgrund einer Vielzahl von Projekten zur Sicherstellung der Zukunftsfähigkeit der Großanlagen ansteigen.

Erwartete Entwicklung im Segment Sonstiges

Mit dem Abschluss der Transaktionen zum Ende 2024 hat sich der EWE-Verband-Konzern von seinen polnischen Geschäftsaktivitäten getrennt. Für das Segment Sonstiges, welches ab 2025 nur noch Aktivitäten der BTC-Gruppe beinhaltet, erwarten wir aufgrund der strukturellen Veränderungen im Vergleich zum Geschäftsjahr 2024 ein geringes Ergebnis im Jahr 2025. Bei der BTC-Gruppe wird im Vergleich zum Vorjahr eine Ergebnisverbesserung erwartet, die jedoch den Entfall der polnischen Gesellschaften nicht vollständig kompensieren kann.

Die geplanten Investitionen für das Segment Sonstiges belaufen sich für 2025 auf rund 10 Mio. Euro und betreffen insbesondere Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen.

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 sowie von internen und externen 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 operationellen Bereich und im Rechts- und Compliance-Bereich inklusive der Finanzberichterstattung ergeben. Neben den finanziellen Zielabweichungen gegen die Unternehmensplanung können sich Risiken auch auf die Reputation, die Strategie oder die IKS-Ziele (Reporting, Compliance, Operative 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 der Risikoneigung sowie 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 eine hohe Transparenz hinsichtlich des aktuellen Risikoprofils und der Wirksamkeit des IKS und stellt die kontinuierliche Überwachung der risikopolitischen Vorgaben im EWE-Verband-Konzern sicher.

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 wesentlichen Kontrollen 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 regelmäßige Aktualisierung von Fokusrisiken wird sichergestellt, dass wesentliche unterjährige Veränderungen im Risikoinventar zeitnah erfasst werden.

Zur Sicherstellung der Wirksamkeit von Kontrollen und Risikosteuerungsmaßnahmen findet jährlich eine Selbstbeurteilung der Wirksamkeit durch die Fachbereiche statt. Für unwirksame Kontrollen werden Schwachstellen dokumentiert, deren Behebung in der Folge überwacht wird. Daneben wird für einen nach spezifischen Kriterien ausgewählten Teil aller Kontrollen eine Drittbeurteilung durch in der Regel Konzernfunktionen durchgeführt, die die Ergebnisse der Selbstbeurteilung der Kontrollen ergänzt und bestätigt.

Die systematische Risikoidentifikation ist über die Vorgabe von vier Risikotypen, die sich wiederum in insgesamt zwölf Risikofelder aufteilen, angelegt.

Risikotypen	Risikofelder
Strategische Risiken	Projekt- und Investitionsrisiken
	Strategische Risiken
	Nachhaltigkeitsrisiken
Finanzrisiken	Marktpreis- und Volumenrisiken
	Kreditrisiken
	Finanzierungs- und Liquiditätsrisiken
Operationelle Risiken	IT-Risiken
	Organisations- und Prozessrisiken
	Technische Risiken
Compliance- und Rechtsrisiken	Compliance-Risiken
	Rechtsrisiken
	Rechnungslegungsrisiken

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 sowie die ökologischen und sozialen Auswirkungen der Unternehmenstätigkeit systematisch identifiziert. Die Bewertung der Risiken erfolgt anhand der Bruttoeintrittswahrscheinlichkeit und der Bruttoschadenshöhe für finanziell bewertete Risiken gegen jedes einzelne Geschäftsjahr der mittelfristigen Unternehmensplanung bzw. qualitativ gegen die oben genannten Ziele. 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 Richtlinien, die spezifisch auf den Energiehandel ausgerichtete Instrumente zur Risikomessung und Risikosteuerung 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 Revisionsystem 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 aller Risiken gewährleisten. Es sind jedoch 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
sehr hoch	> 400

Es wurden keine Risiken finanziell in der Risikostufe „sehr hoch“ oder „hoch“ bewertet. Im Vergleich zum Jahresabschluss 2023 hat sich ein Risiko finanziell von „hoch“ auf „mittelschwer“ reduziert.

Risiken und Chancen

Aktuelles Risikoumfeld

Das Risikoumfeld hat sich in den letzten Jahren mit der COVID-19-Pandemie, der Energiemarktkrise, dem Ukraine-Krieg, steigender Inflation sowie der Zinswende insbesondere für Unternehmen der Energiewirtschaft stark verändert. Damit geht sowohl ein Anstieg der makro-ökonomischen und marktbedingten als auch wesentlicher regulatorischer und politischer Risiken einher. Zudem birgt die Ausrichtung der neuen Bundesregierung sowie die des EU-Parlaments potentielle Unsicherheiten für die Geschäftsentwicklung der nächsten Jahre. Energiepolitik und Regulierung, der Fokus bei Förderprogrammen und Subventionen und auch die Akzeptanz für die Transformation des Energiesektors insgesamt können wesentliche Auswirkungen auf die langfristigen Investitionen des EWE-Verband-Konzerns haben. Im Folgenden werden die sich aus diesen Entwicklungen ergebenden sowie die weiteren mit dem Geschäftsbetrieb verbundenen Risiken aufgezeigt.

Strategische Risiken und Chancen

Die Veränderungen des energiewirtschaftlichen Marktumfeldes sowie Anpassungen der rechtlichen, politischen (insbesondere durch die Bundestagswahl 2025 sowie durch das neue EU-Parlament) und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen stellen weiterhin wesentliche Risiken für eine nachhaltige Geschäftsentwicklung in Hinblick auf finanzielle und nichtfinanzielle Zielgrößen in allen Segmenten des EWE-Verband-Konzerns dar. Im strategischen Risikomanagement werden die Bedrohungen, denen die Erfolgsfaktoren des EWE-Verband-Konzerns langfristig ausgesetzt sind, identifiziert und bewertet. Hierbei werden wesentliche, übergeordnete Risiken und Chancen, die mehrere oder bedeutende Geschäftsbereiche betreffen und ihre Wirkung über einen Zeitraum von 5 Jahren und länger 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 beeinflussen nachteilige politische Änderungen das Geschäft des EWE-Verband-Konzerns 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 ein 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 z.B. durch den demographischen Wandel oder die Störung bzw. der Einbruch der Versorgungs- und Lieferketten z.B. durch geopolitische Krisen kann den EWE-Verband-Konzern nachteilig beeinflussen.

Neben gesellschaftlichen und politischen Entwicklungen sind auch die des Wettbewerbs und des energiewirtschaftlichen Marktumfeldes wesentlich für den Erfolg des EWE-Verband-Konzerns. Das Risiko eines Rating-Downgrades hätte negative Auswirkungen u.a. auf die Finanzierungskosten und das Handelsgeschäft. Ein wesentliches Rating-Downgrade könnte die Finanzierungsfähigkeit des EWE-Verband-Konzerns einschränken. Disruption bestehender und zukünftiger Geschäftsfelder durch politische Rahmenbedingungen, Wettbewerber oder neue Marktakteure kann die Wettbewerbsfähigkeit des EWE-Verband-Konzerns einschränken. Die zunehmende Digitalisierung der Gesellschaft eröffnet Chancen für Energiedienstleistungsunternehmen und damit für den EWE-Verband-Konzern. Gleichzeitig führt sie aber auch zum Absenken von Markteintrittsbarrieren für Wettbewerber aus fremden Branchen. Eine Verkleinerung des Absatzmarktes z.B. 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 der EWE-Verband-Konzern einen klaren Fokus auf den Ausbau einer nachhaltigen Energie- und Telekommunikationswirtschaft. Hier besteht insbesondere das Risiko, dass die Markt- und Technologieentwicklung nicht wie antizipiert stattfindet. Dies kann u.a. dazu führen, dass sich erwartete Renditen aus Investitionen nicht realisieren lassen. Aufgrund des breiten Geschäftsportfolios des EWE-Verband-Konzerns besteht jedoch eine hohe Resilienz gegenüber möglichen Marktveränderungen.

Neben den primär extern getriebenen Risiken ist der EWE-Verband-Konzern auch unternehmensinternen Risiken ausgesetzt, die sich aus der Geschäftstätigkeit und der strategischen Ausrichtung des Unternehmens ergeben. Ein grundlegendes Risiko besteht in einem unausgewogenen Geschäftsfeldportfolio im Bereich von Wachstums- und Bestandsgeschäften. Der EWE-Verband-Konzern hat sich zudem zu klaren Klimaschutzziele verpflichtet. Es besteht das Risiko, diese nicht wie geplant zu erreichen und damit die Erwartungen unserer Stakeholder zu verfehlen. Weiterhin besteht das Risiko, dass eine unzureichende Governance oder unvollständige Informationslagen in Entscheidungsprozessen zu einer Fehlsteuerung des Unternehmens führen können. 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 z. B. durch den zunehmenden Ausbau von Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien sind die Anforderungen an die Netzinfrastruktur und damit das Risiko von Strom- und Netzausfällen gestiegen. Auch die Auswirkungen physischer Klimarisiken wie Überschwemmungen können wesentlichen Einfluss auf das Geschäft des EWE-Verband-Konzerns haben. Massenprozesse, wie diese im EWE-Verband-Konzern u. a. im Strom- und Gas- sowie Telekommunikationsgeschäft zum Einsatz kommen, gehen zunehmend mit individuellen kundenorientierten Lösungen im Privat- und Geschäftskundensegment einher. Durch fehlende Fachkräfte und Kompetenzen im Bereich Digitalisierung besteht das Risiko, dass im EWE-Verband-Konzern nicht ausreichende Kompetenz vorhanden ist, um digitale Produkte an den Markt zu stellen. Weitere Risiken ergeben sich aus ineffizienten und ineffektiven Prozessen z. B. aufgrund mangelnder Digitalisierung. Dies kann zu einer langfristig hohen Kostenbelastung, Kundenunzufriedenheit und schlussendlich mangelnder Wettbewerbsfähigkeit führen

Da sich die Auswirkungen der Risiken der Kategorie „Strategische Risiken und Chancen“ über den mittelfristigen Planungshorizont erstrecken, werden die Risiken qualitativ und nicht finanziell bewertet. Die qualitative Schadenbewertung wird in ebenfalls fünf Schadenstufen vorgenommen. Dabei ist keines der strategischen Risiken qualitativ in der Risikostufe „sehr hoch“ bewertet worden. Die strategischen Chancen und Risiken werden durch etablierte, regelmäßige Management-Prozesse analysiert und entsprechende Maßnahmen zur Risikominimierung abgeleitet. Spezifische Einzelrisiken, die sich im Planungshorizont aus den strategischen Risiken ableiten, werden unter den weiteren Risikokategorien aufgeführt und finanziell bewertet.

Projekt- und Investitionsrisiken:

Projekte und Investitionen in das Bestands- und Wachstumsgeschäft bergen naturgemäß Risiken und Chancen für den EWE-Verband-Konzern. Dies betrifft z. B. Investitionen in den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft oder den Ausbau erneuerbarer Energien. Projekte und Investitionen können wesentliche Auswirkungen auf die zukünftige Ertragsfähigkeit des EWE-Verband-Konzerns haben.

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 und -chancen 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 und Chancen, deren Bewertung vom Preisniveau und von der Preisvolatilität abhängt, zu deutlichen Veränderungen in der Bewertung geführt. Aufgrund der Stabilisierung am Energiemarkt haben sich die damit verbundenen Marktpreis- und Volumen- sowie Kreditrisiken und -chancen wieder deutlich reduziert.

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

Aufgrund von Kundenzu- oder -abwanderung kann es insbesondere im Privatkundensegment zu deutlichen Mengenabweichungen kommen. In der Konsequenz kann dies zu Preis- und Margenrisiken führen. Die daraus resultierenden Risiken werden finanziell in der Risikostufe „gering“ bis „moderat“ bewertet.

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

Die Performance der Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen 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 und Chancen werden 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 kritischen 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.

Auch mit Privatkunden besteht das Risiko eines Forderungsausfalls. Dies ist grundsätzlich gemindert durch die Vorleistung der Kunden in Form von Abschlagszahlungen. Dennoch stellen insbesondere überfällige Forderungen aus Jahresabschlussrechnungen ein Ausfallrisiko für den EWE-Verband-Konzern dar. Das Kreditrisiko im Privatkundensegment wird finanziell in der Risikostufe „mittelschwer“ bewertet.

Dem allgemeinen Liquiditätsrisiko begegnet der EWE-Verband-Konzern über einen strukturierten Liquiditätsmanagementprozess, über den die kurz-, mittel- und langfristige Entwicklung der Liquidität geplant und gesteuert 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 die 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 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 aus schwankenden Kapitalmarktzinsen und dauerhaft verschlechternden Geschäftsaussichten einzelner Gesellschaften ergeben können. Das Risiko wird finanziell in der Risikostufe „mittelschwer“ bewertet.

Operationelle Risiken und Chancen

Aus dem Betrieb technischer Anlagen auf allen Wertschöpfungsstufen sowie durch ungeplante Unterbrechungen in den vorgesehenen Prozessabläufen ergeben sich operationelle 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 Mitarbeitenden 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.

Im Zuge unserer Geschäftstätigkeiten insbesondere im Bereich Energienetze, Telekommunikation und Ausbau erneuerbarer Energien sieht sich der EWE-Verband-Konzern 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.

Informationssicherheit und Cyber-Resilienz:

Aufgrund einer immer stärkeren Zusammenarbeit mit externen Partnern 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 des EWE-Verband-Konzerns. In diesem Kontext spielt auch die Resilienz-Gesetzgebung eine wesentliche Rolle für den EWE-Verband-Konzern. Neue Gesetzgebungsverfahren der EU (NIS2- und CER-Richtlinien) befinden sich in nationaler Umsetzung. Durch umfassende Ausweitung der Anwendungsbereiche hinsichtlich Cybersicherheit (NIS2-Umsetzungsgesetz) sowie die Neuregelung von physischer Sicherheit im Bereich von KRITIS-Anlagen (KRITIS-Dachgesetz) wird zukünftig ein hohes Maß an Resilienz in der Ausgestaltung der Geschäftstätigkeiten gefordert. Dies führt zur Notwendigkeit, Geschäftsvorhaben von der Planung über die Etablierung bis zum Betrieb stärker als bisher hinsichtlich der entsprechenden Anforderungen zu betrachten. Wesentliches Ziel der Funktion „Informationssicherheit“ ist neben einem angemessenen Schutz von Unternehmensinformationen daher die Erhöhung der Cyber-Resilienz zur aktiven Auseinandersetzung mit relevanten Bedrohungslagen sowie die proaktive 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 gesamt-haftige 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 „moderat“ 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 bei 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 des EWE-Verband-Konzerns 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 Mitarbeitenden des EWE-Verband-Konzerns regelmäßig über aktuelle Entwicklungen informiert und zu rechtlichen Vorgaben geschult. Darüber hinaus stehen Melde- und Eskalationsmöglichkeiten zur Verfügung, um potenzielle 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, der Ausbau von Netzwerkinfrastruktur sowie der Aufbau der Wasserstoffwirtschaft („IPCEI“) 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 sowie seit 2024 auch in der Förderung der Wasserstoffprojekte werden die damit verbundenen Risiken finanziell in der Risikostufe „moderat“ bzw. „mittelschwer“ bewertet. Im Vergleich zu 2023 hat sich das mit der Breitbandausbauförderung verbundene Risiko deutlich reduziert.

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

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

Für spezifische rechtliche Risiken besteht ein angemessener und branchenüblicher Versicherungsschutz (Haftpflicht). Dieser Versicherungsschutz bewahrt uns allerdings nicht vor etwaigen Reputationsschäden. Außerdem kann der EWE-Verband-Konzern 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 ist 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 Risiko- und Chancenlage

Gegenüber der im Konzernlagebericht 2023 dargestellten Risiko- und Chancenlage haben sich in 2024 Änderungen ergeben, die das Risiko- und Chancenprofil des EWE-Verband-Konzerns für das Jahr 2025 in Summe positiv beeinflussen.

Vor dem Hintergrund der beschriebenen Risiken und Chancen sind aus heutiger Sicht weiterhin einzeln sowie aggregiert keine den Fortbestand des EWE-Verband-Konzerns gefährdende Entwicklungen für das Jahr 2025 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.

Die Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen IKS der EWE-Verband GmbH wird im Wesentlichen durch die EWE AG sichergestellt. 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 des Vorstands der EWE AG. Aus ihnen und aus unseren Erwartungen hinsichtlich der operativen Entwicklungen erarbeitet das Unternehmen einmal im Jahr seine Mittelfristplanung. Diese umfasst Planzahlen für das bevorstehende Geschäftsjahr und die Folgejahre. Der Vorstand der EWE AG sowie die Vorstände und Geschäftsführer der wichtigsten Tochtergesellschaften kommen in regelmäßigen Abständen zusammen, um Quartals- und Jahresabschlüsse auszuwerten und die Prognose zu aktualisieren.

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

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

Die Datengrundlage für die Erstellung des Konzernabschlusses bilden die von der EWE-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 im EWE-Verband-Konzern sind die allgemein verbindlichen Richtlinien des Unternehmens. Des Weiteren hat der EWE-Verband-Konzern 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, 18. Juni 2025

Die Geschäftsführung

Dr. Anika Logemann-Prunk

Gewinn- und Verlustrechnung des EWE-Verband-Konzerns

in Mio. Euro	Anhang	01.01. - 31.12.2024	01.01. - 31.12.2023
Umsatzerlöse	5	9.041,9	10.388,8
Strom- und Energiesteuer		-360,7	-383,9
Umsatzerlöse (ohne Strom- und Energiesteuer)		8.681,2	10.004,9
Bestandsveränderungen		10,9	23,4
Andere aktivierte Eigenleistungen	6	176,2	276,9
Sonstige betriebliche Erträge	7	229,9	165,6
Materialaufwand	8	-5.286,0	-8.500,4
Personalaufwand	9	-1.053,3	-994,3
Abschreibungen	10	-678,4	-913,1
Sonstige betriebliche Aufwendungen	11	-558,8	-587,8
Wertminderungsaufwendungen / -erträge gemäß IFRS 9.5.5	12	-49,4	-36,5
Ergebnis aus at-equity bilanzierten Finanzanlagen	13	-30,4	-60,8
Erträge aus übrigen Beteiligungen	14	33,6	40,0
Aufwendungen aus übrigen Beteiligungen	15	-26,7	-40,5
EBIT ¹⁾		1.448,8	-622,6
Zinserträge	16	72,6	100,1
Zinsaufwendungen	17	-181,5	-216,2
Ergebnis vor Ertragsteuern		1.339,9	-738,7
Ertragsteuern	18	-457,3	154,0
Periodenergebnis		882,6	-584,7
Davon entfallen auf:			
Eigentümer des Mutterunternehmens		381,0	-427,3
Anteile ohne beherrschenden Einfluss		501,6	-157,4
		882,6	-584,7

¹⁾ Earnings before interest and taxes

Gesamtergebnisrechnung des EWE-Verband-Konzerns

in Mio. Euro	Anhang	01.01. - 31.12.2024	01.01. - 31.12.2023
Periodenergebnis		882,6	-584,7
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste	33	44,8	-90,7
Latente Steuern auf versicherungsmathematische Gewinne und Verluste		-13,7	27,2
Fair Value Bewertung von Eigenkapitalinstrumenten	42	-5,5	-20,6
Summe der direkt im Eigenkapital erfassten sonstigen Aufwendungen und Erträge ohne zukünftige ergebniswirksame Umgliederung		25,6	-84,1
Ausgleichsposten aus der Währungsumrechnung ausländischer Tochterunternehmen		10,2	10,4
Cash Flow Hedges	41	216,0	-263,9
Latente Steuern auf Rücklage für Cash Flow Hedges		-64,9	79,0
Anteil am sonstigen Ergebnis der at-equity bilanzierten Finanzanlagen	23	-5,5	-6,1
Summe der direkt im Eigenkapital erfassten sonstigen Aufwendungen und Erträge mit zukünftiger ergebniswirksamer Umgliederung		155,8	-180,6
Sonstiges Ergebnis nach Steuern		181,4	-264,7
Gesamtergebnis nach Steuern		1.064,0	-849,4
Davon entfallen auf:			
Eigentümer des Mutterunternehmens		487,8	-583,5
Anteile ohne beherrschenden Einfluss		576,2	-265,9
		1.064,0	-849,4

Bilanz

des EWE-Verband-Konzerns

AKTIVA

in Mio. Euro	Anhang	31.12.2024	31.12.2023
Langfristiges Vermögen			
Immaterielle Vermögenswerte	19	1.363,1	1.368,6
Sachanlagen	20, 21	7.595,9	7.222,1
Als Finanzinvestition gehaltene Immobilien	22	3,3	3,4
Nach der Equity-Methode bilanzierte Finanzanlagen	23	227,0	221,9
Sonstige finanzielle Vermögenswerte	24	852,4	900,0
Sonstige nichtfinanzielle Vermögenswerte		76,8	64,7
Latente Steuern	38	141,2	295,8
		10.259,7	10.076,5
Kurzfristiges Vermögen			
Vorräte	25	538,7	720,6
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	26	1.907,3	2.358,3
Sonstige finanzielle Vermögenswerte	27	900,3	1.644,4
Ertragsteuererstattungsansprüche		88,1	52,6
Sonstige nichtfinanzielle Vermögenswerte	28	399,2	379,3
Liquide Mittel	29	775,0	776,9
		4.608,6	5.932,1
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	30	52,5	30,0
		4.661,1	5.962,1
Summe Aktiva		14.920,8	16.038,6

PASSIVA

in Mio. Euro	Anhang	31.12.2024	31.12.2023
Eigenkapital	31		
Gezeichnetes Kapital		0,1	0,1
Kapitalrücklage		81,0	81,0
Angesammelte Ergebnisse		1.817,4	1.439,4
Kumuliertes sonstiges Konzernergebnis		-160,2	-272,8
Auf die Eigentümer des Mutterunternehmens entfallendes Eigenkapital		1.738,3	1.247,7
Anteile ohne beherrschenden Einfluss		2.622,5	2.158,1
		4.360,8	3.405,8
Langfristige Schulden			
Bauzuschüsse	32	821,0	730,2
Rückstellungen	33	2.100,0	2.137,6
Anleihen	34	1.093,3	1.092,2
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	35	1.022,8	842,9
Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	36	1.532,7	1.779,6
Ertragsteuerverbindlichkeiten		16,9	17,0
Sonstige nichtfinanzielle Verbindlichkeiten	37	29,1	27,6
Latente Steuern	38	366,4	234,4
		6.982,2	6.861,5
Kurzfristige Schulden			
Bauzuschüsse	32	52,2	49,9
Rückstellungen	33	92,7	153,2
Anleihen	34	301,0	2,4
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	35	137,2	349,4
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen		1.245,3	1.653,7
Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	36	1.027,0	2.790,4
Ertragsteuerverbindlichkeiten		122,6	197,8
Sonstige nichtfinanzielle Verbindlichkeiten	37	571,9	547,2
		3.549,9	5.744,0
Zur Veräußerung gehaltene Verbindlichkeiten	30	27,9	27,3
		3.577,8	5.771,3
Summe Passiva		14.920,8	16.038,6

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
Stand: 31.12.2022	0,1	81,0	1.854,4	34,1	-35,5
Periodenergebnis			-427,3		
Sonstiges Ergebnis				-12,2	-109,1
Gesamtergebnis					
Dividendenzahlungen					
Konsolidierungskreisänderung			14,3		
Übrige Veränderungen			-2,0	-0,6	48,8
Stand: 31.12.2023	0,1	81,0	1.439,4	21,3	-95,8
Stand: 31.12.2023	0,1	81,0	1.439,4	21,3	-95,8
Periodenergebnis			381,0		
Sonstiges Ergebnis				-3,2	89,1
Gesamtergebnis					
Dividendenzahlungen					
Konsolidierungskreisänderung			-0,3		
Übrige Veränderungen			-2,7	-1,3	7,1
Stand: 31.12.2024	0,1	81,0	1.817,4	16,8	0,4

	Kumuliertes sonstiges Konzernergebnis (OCI - Other Comprehensive Income)		Auf die Eigentümer des Mutter- unternehmens entfallendes Eigenkapital	Anteile ohne beherr- schenden Einfluss	Eigenkapital
Währungs- umrechnung	Versicherungs- mathe- matische Gewinne und Verluste	At-equity bewertete Unternehmen			
-11,1	-158,8	5,2	1.769,4	2.417,8	4.187,2
			-427,3	-157,4	-584,7
6,0	-37,3	-3,6	-156,2	-108,5	-264,7
			-583,5	-265,9	-849,4
				-35,2	-35,2
			14,3	10,2	24,5
0,2	1,1		47,5	31,2	78,7
-4,9	-195,0	1,6	1.247,7	2.158,1	3.405,8
-4,9	-195,0	1,6	1.247,7	2.158,1	3.405,8
			381,0	501,6	882,6
5,8	18,3	-3,2	106,8	74,6	181,4
			487,8	576,2	1.064,0
				-116,8	-116,8
			-0,3	-0,6	-0,9
			3,1	5,6	8,7
0,9	-176,7	-1,6	1.738,3	2.622,5	4.360,8

Kapitalflussrechnung des EWE-Verband-Konzerns

Mittelherkunft (+), Mittelverwendung (-)

in Mio. Euro	Anhang, Tz. 44	01.01. - 31.12.2024	01.01. - 31.12.2023
EBIT ¹⁾		1.448,8	-622,6
Abschreibungen		678,4	913,1
Wertaufholungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen		-20,3	
Auflösung von Bauzuschüssen		-53,1	-52,4
Gezahlte Zinsen		-107,7	-135,2
Erhaltene Zinszahlungen		53,2	92,3
Ertragsteuerzahlungen / -erstattungen		-367,7	-86,4
Ergebnis aus dem Abgang von Gegenständen des langfristigen Vermögens		-6,0	-17,7
Zahlungsunwirksame Fremdwährungsgewinne / -verluste			-0,2
Zahlungsunwirksame Veränderungen der Rückstellungen		68,0	-474,6
Ergebniswirksame Veränderungen aus der at-equity Bewertung		43,1	66,6
Zahlungsunwirksames Ergebnis aus derivativen Finanzinstrumenten		-868,3	1.901,0
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge		34,8	83,0
Veränderung der Vorräte		178,3	54,3
Veränderung der Forderungen und sonstiger Aktiva		2.019,9	2.023,2
Veränderung der Verbindlichkeiten und sonstiger Passiva		-2.214,2	-3.527,5
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit		887,2	216,9
Einzahlungen aus Bauzuschüssen		159,1	95,6
Einzahlungen aus Abgängen von immateriellen Vermögenswerten		7,2	11,1
Auszahlungen für Investitionen in das immaterielle Anlagevermögen		-109,4	-77,8
Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Sachanlagevermögens		33,6	16,4
Auszahlungen für Investitionen in das Sachanlagevermögen		-1.049,5	-975,4
Einzahlungen aus Abgängen von anderen langfristigen Vermögenswerten		32,9	51,8
Auszahlungen für Investitionen in andere langfristige Vermögenswerte		-169,5	-94,9
Einzahlungen aus Abgängen von Anteilen vollkonsolidierter Gesellschaften		84,6	
Auszahlungen für Investitionen in Anteile vollkonsolidierter Gesellschaften		-0,7	-3,2
Cash Flow aus Investitionstätigkeit		-1.011,7	-976,4

¹⁾ Earnings before interest and taxes

in Mio. Euro	Anhang, Tz. 44	01.01. - 31.12.2024	01.01. - 31.12.2023
Gezahlte Dividenden		-116,8	-35,2
Einzahlungen aus der Aufnahme von Finanzverbindlichkeiten		731,8	316,7
Auszahlungen für die Tilgung von Finanzverbindlichkeiten		-451,6	-274,7
Auszahlungen für die Tilgung von Verbindlichkeiten aus Leasing		-40,5	-39,4
Sonstige Zahlungen		4,6	
Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit		127,5	-32,6
Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds		3,0	-792,1
Wechselkurs-, konsolidierungskreis- und bewertungsbedingte Änderungen des Finanzmittelfonds		-1,6	-1,0
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode		788,6	1.581,7
Finanzmittelfonds am Ende der Berichtsperiode		790,0	788,6

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 oder die Gesellschaft) und ihre Tochtergesellschaften (im Folgenden zusammen der EWE-Verband-Konzern) sind in den Bereichen Energieversorgung (insbesondere Strom und Gas), Energieerzeugung, Energievertrieb und -handel, Elektromobilität, Wasserversorgung sowie Informationstechnologie und Telekommunikation tätig.

Der Sitz der EWE-Verband GmbH befindet sich in der Gartenstraße 7 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, Oldenburg (WEE), 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 2024 in Übereinstimmung mit den vom International Accounting Standards Board (IASB), London, Großbritannien, zum 31. Dezember 2024 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).

Der Konzernabschluss wird in Euro aufgestellt. Sofern nichts anderes angegeben ist, werden sämtliche Werte entsprechend kaufmännischer Rundung auf Millionen Euro (Mio. Euro) mit einer Dezimalstelle 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 2024 wurde am 18. Juni 2025 von der Geschäftsführung zur Vorlage an die Gesellschafterversammlung freigegeben.

Der Konzernabschluss und der Konzernlagebericht der EWE-Verband GmbH für das Geschäftsjahr 2024 werden im Unternehmensregister veröffentlicht.

Klimabezogene Angaben

In den letzten Jahren hat der Klimawandel zunehmend an Bedeutung gewonnen, nicht nur für Umwelt und Gesellschaft, sondern auch für die Finanzberichterstattung von Unternehmen. In Anbetracht der wachsenden Herausforderungen des Klimawandels und seiner weitreichenden Auswirkungen auf wirtschaftliche Rahmenbedingungen, wird die Berücksichtigung klimabezogener Risiken in der Rechnungslegung zunehmend wichtiger. Daher werden bei der Erstellung des EWE-Verband-Konzernabschlusses zum 31. Dezember 2024 die Risiken in Bezug auf den Klimawandel und die Ziele unserer Strategie, Nachhaltigkeit und Klimaschutz einschließlich der Klimaneutralität, berücksichtigt.

Klimabezogene Risiken lassen sich in zwei Hauptkategorien unterteilen: physische Risiken und Übergangsrisiken. Physische Risiken umfassen sowohl akute als auch chronische Risiken. Akute Risiken, wie extreme Wetterereignisse, können zu unmittelbaren Schäden an Anlagen führen, während chronische Risiken, wie der Anstieg des Meeresspiegels oder Temperaturerhöhungen, langfristige Auswirkungen auf Standorte und Betriebsabläufe haben können. Übergangsrisiken entstehen aus dem notwendigen Wandel zu einer nachhaltigen Wirtschaft, insbesondere aufgrund möglicher politischer, steuerlicher und regulatorischer Maßnahmen und gesellschaftlicher Erwartungen (z. B. verändertes Nachfrageverhalten der Kunden hin zu erneuerbarer statt konventioneller Energie).

Für das Geschäftsjahr 2024 ergeben sich für den EWE-Verband-Konzern folgende wesentliche potenzielle Auswirkungen klimabedingter Risiken auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage:

Thema	Anhang	Inhalt
Schätzunsicherheiten	3.	<ul style="list-style-type: none"> • Auswirkungen des Klimawandels werden bei wesentlichen Schätzunsicherheiten und Ermessensentscheidungen miteinbezogen • Annahmen zur Nutzungsdauer sowie zu Wertminderungsprüfungen insbesondere zu Cash Flow-Prognosen von nichtfinanziellen Vermögenswerten, insbesondere Immaterieller Vermögenswerte und Sachanlagen • Annahmen bezüglich des künftigen zu versteuernden Ergebnisses mit Auswirkungen auf Ansatz und Bewertung von latenten Steuern • Bewertungen des beizulegenden Zeitwerts unter Verwendung von beobachtbaren Inputfaktoren spiegeln die Ansichten der Marktteilnehmer über die Auswirkungen des Klimawandels wider
Umsatzerlöse	5.	<ul style="list-style-type: none"> • Transaktionspreis für Strom- und Gaslieferungen bei Kundengruppen mit rollierenden Jahresabrechnungen basiert auf Verbrauchswerten der Vergangenheit unter Berücksichtigung von aktuellen Temperatureinflüssen und Kalendersituationen • Abhängigkeit der Umsatzerlöse aus langfristigen Stromlieferverträgen aus Wind- und Solarenergie von der Sonnenscheindauer und Windmenge
Leasing	21.	<ul style="list-style-type: none"> • Berücksichtigung bei Einschätzung der Nutzungserwartung von Leasinggegenständen bzw. deren Nutzungsdauer und damit verbunden die Auswirkungen auf den Abschreibungszeitraum • In Leasingverträgen enthaltene Instandhaltungsverpflichtungen bei nicht mehr genutzten Leasinggegenständen können Rückstellungen für belastende Verträge im Sinne des IAS 37 begründen • Höhe der Leasingzahlungen, die sich im Wesentlichen auf Strombezugsverträge mit variablen Strommengen aus Wind- und Solarenergie beziehen

Thema	Anhang	Inhalt
Vorräte	25.	<ul style="list-style-type: none"> • Extreme Wetterbedingungen können Produktions- und Lieferketten stören und Verfügbarkeit von Rohstoffen begrenzen • Werthaltigkeit von Vorräten kann beeinträchtigt werden • Veränderte politische Rahmenbedingungen und Gesetzesinitiativen zur Abmilderung von Klimaveränderungen können zu einer erhöhten Volatilität der Marktpreise führen • Steigende Kosten infolge höherer CO₂-Entgelte sowie des Einsatzes neuer Heiz-, Dämm- und Klimatechnologien im Energiesektor können zu Änderungen der verbrauchsseitigen Nachfragemuster führen, wodurch diese Vorräte einem größeren Wertminderungsrisiko ausgesetzt sind
Anleihen	34.	<ul style="list-style-type: none"> • Der Klimawandel kann die Risikoprofile von Anleihen beeinflussen, indem Investoren höhere Risikoprämien verlangen, was die Finanzierungskosten beeinflussen kann • Potenziell besteht das Risiko, dass hierdurch Liquidität und die Fähigkeit zur Kapitalbeschaffung negativ beeinflusst wird • Emission eines Green Bonds im Jahr 2021; die Einhaltung klimabezogener Covenants ist über das gesamte Geschäftsjahr sichergestellt
Nichtfinanzielle Verbindlichkeiten	37.	<ul style="list-style-type: none"> • Für die Verpflichtung zur Rückgabe von Emissionsrechten im Europäischen Emissionshandelssystem ist eine Verbindlichkeit gebildet worden

Insgesamt ist festzuhalten, dass der EWE-Verband-Konzern allein aus seiner Geschäftstätigkeit heraus (potenziellen) klimabezogenen Risiken ausgesetzt ist. Für das Geschäftsjahr 2024 sind keine klimabezogenen Risiken identifiziert worden, die im Ergebnis einen wesentlichen Einfluss auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage und damit auf die Finanzberichterstattung haben. Detaillierte Ausführungen zur Konzernstrategie sowie der Unternehmenssteuerung im Kontext der nichtfinanziellen Unternehmensleistung sind im zusammengefassten gesonderten nichtfinanziellen Bericht dargestellt und stehen mit den Ausführungen dieses Abschnitts im Einklang.

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 – 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
- Änderung an IFRS 16 Leasingverhältnisse – Leasingverbindlichkeit in einer Sale-and-Leaseback-Transaktion

Konsolidierungsgrundsätze

Der Konzernabschluss umfasst den Jahresabschluss der EWE-Verband GmbH und ihrer Tochterunternehmen zum 31. Dezember 2024.

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 Jahresabschlüsse der Tochterunternehmen werden unter Anwendung einheitlicher Rechnungslegungsmethoden für die gleiche Berichtsperiode aufgestellt wie der Jahresabschluss des Mutterunternehmens. Alle konzerninternen Salden, Geschäftsvorfälle, unrealisierte Gewinne und Verluste aus konzerninternen Transaktionen und Dividenden werden – gegebenenfalls unter Berücksichtigung latenter Steuern – in voller Höhe eliminiert. Anteile an Tochterunternehmen, Gemeinschaftsunternehmen oder assoziierten Unternehmen, die aus Konzernsicht von untergeordneter Bedeutung sind, werden nicht konsolidiert, sondern als sonstige Beteiligungen nach IFRS 9 bilanziert. Indikatoren zur Bestimmung der Wesentlichkeit sind Umsatz, Periodenergebnis und Bilanzsumme.

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

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

Bei der Hansewasser Ver- und Entsorgungs-GmbH, Bremen (HVE), hat die EWE-Verband GmbH 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. 46.

Der Konsolidierungskreis veränderte sich im Geschäftsjahr 2024 wie folgt:

Art der Konsolidierung und Anzahl	Inland	Ausland	Gesamt
Vollkonsolidierung			
1. Januar 2024	278	28	306
Zugänge	17		17
Abgänge	2	4	6
31. Dezember 2024	293	24	317
At-equity bewertete Unternehmen			
1. Januar 2024	32	1	33
Zugänge		1	1
31. Dezember 2024	32	2	34
Gesamt			
1. Januar 2024	310	29	339
Zugänge	17	1	18
Abgänge	2	4	6
31. Dezember 2024	325	26	351

Die Zugänge der vollkonsolidierten Unternehmen betreffen insbesondere Gesellschaften der ALTERRIC, die aufgrund des Beginns wesentlicher Baumaßnahmen erstmalig vollkonsolidiert werden. Des Weiteren ist die EWE HYDROGEN GmbH, Oldenburg, mit Aufnahme der operativen Geschäftstätigkeit in den Konsolidierungskreis aufgenommen worden. Die Abgänge der vollkonsolidierten Unternehmen stehen im Wesentlichen im Zusammenhang mit der Veräußerung der Geschäftsaktivitäten in Polen sowie mit konzerninternen Umstrukturierungen. Der Zugang bei den at-equity bewerteten Unternehmen betrifft eine französische Gesellschaft der ALTERRIC.

Aus der Entkonsolidierung der Eigensonne in 2023 resultierte ein Entkonsolidierungserfolg in Höhe von -34,7 Mio. Euro. Dieser beinhaltet Wertanpassungen auf die Anteile in Höhe von 22,2 Mio. Euro sowie 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 2024

Aus der Veräußerung der Anteile an der Gabrielsberget Nord Vind AB, Malmö, Schweden, zum 5. März 2024 resultierte ein Entkonsolidierungsgewinn in Höhe von 13,2 Mio. Euro. Im Rahmen der Veräußerung wurden langfristige und kurzfristige Vermögenswerte in Höhe von 25,8 Mio. Euro und 4,6 Mio. Euro sowie langfristige und kurzfristige Verbindlichkeiten in Höhe von 25,3 Mio. Euro und 2,4 Mio. Euro übertragen. Die in Zahlungsmitteln vereinnahmte Gegenleistung betrug 15,9 Mio. Euro.

Aus der Veräußerung der Anteile an der EWE Polska Sp. z o.o., Poznań, Polen, und EWE energia Sp. z o.o., Międzyrzecz, Polen, zum 19. Dezember 2024 resultierte ein Entkonsolidierungsverlust in Höhe von 24,8 Mio. Euro. Im Entkonsolidierungsverlust sind auch die zuvor im Sonstigen Ergebnis kumulativ erfassten Beträge aus Währungsumrechnungsdifferenzen (-7,9 Mio. Euro) enthalten. Im Rahmen der Veräußerung wurden langfristige und kurzfristige Vermögenswerte in Höhe von 118,4 Mio. Euro und 73,3 Mio. Euro sowie langfristige und kurzfristige Verbindlichkeiten in Höhe von 15,6 Mio. Euro und 47,4 Mio. Euro übertragen. Die in Zahlungsmitteln vereinnahmte Gegenleistung betrug 111,8 Mio. Euro. Der Betrag der abgegangenen liquiden Mittel betrug 43,1 Mio. Euro.

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	2024	2023
Umsatzerlöse	393,8	576,8
Abschreibungen	179,3	373,5
EBIT	73,2	10,7
Periodenergebnis	32,7	-18,1
Auf nicht beherrschende Anteile entfallendes Periodenergebnis	16,3	-9,1
An nicht beherrschende Anteile gezahlte Dividenden	10,0	10,0

Zusammengefasste Bilanz

in Mio. Euro	2024	2023
Langfristiges Vermögen	2.551,7	2.483,5
Kurzfristiges Vermögen	724,5	773,7
davon Liquide Mittel	325,7	348,9
Summe Vermögenswerte	3.276,2	3.257,2
Langfristige Schulden	1.428,2	1.382,1
davon Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	677,3	575,5
davon Leasingverbindlichkeiten	196,5	183,1
Kurzfristige Schulden	336,7	371,7
davon Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	63,2	83,4
davon Leasingverbindlichkeiten	14,0	25,2
Summe Schulden	1.764,9	1.753,8
Nettovermögen	1.511,3	1.503,4
Nicht beherrschende Anteile	714,9	712,0

Zusammengefasste Kapitalflussrechnung

in Mio. Euro	2024	2023
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	237,3	192,5
Cash Flow aus Investitionstätigkeit	-278,9	-120,6
Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit	19,3	-95,8
Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds	-22,3	-23,9
Wechselkurs-, konsolidierungskreis- und bewertungsbedingte Änderungen des Finanzmittelfonds	1,2	0,5
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	352,5	375,9
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	331,4	352,5

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 übernommenen finanziellen Vermögenswerte und 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 konzern-einheitliche 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 EWE-Verband-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 gehaltenen 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 am Ende der Berichtsperiode kein Recht hat, die Erfüllung der Schuld um mindestens zwölf Monate nach dem Abschlussstichtag zu verschieben.

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 berichtete) 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 Geschäftsvorfalls jeweils gültigen Kassakurs in die funktionale Währung umgerechnet.

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

Alle Umrechnungsdifferenzen werden erfolgswirksam erfasst.

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

Konzernunternehmen

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

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

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

	Stichtagskurs	
1 Euro	31.12.2024	31.12.2023
Polnische Zloty (PLN)	4,27	4,33
Schwedische Krone (SEK)	11,46	11,13
Schweizer Franken (CHF)	0,94	0,93

	Durchschnittskurs	
1 Euro	31.12.2024	31.12.2023
Polnische Zloty (PLN)	4,30	4,54
Schwedische Krone (SEK)	11,43	11,47
Schweizer Franken (CHF)	0,95	0,97

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 Effektivzinsmethode erfasst.

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

Fremdkapitalkosten

Fremdkapitalkosten, die direkt dem Erwerb, dem Bau oder der Herstellung eines qualifizierten 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 Finanzinvestition gehaltenen Immobilien zu fortgeführten Anschaffungs- und Herstellungskosten abzüglich Wertminderungen angesetzt.

Als Finanzinvestition gehaltene Immobilien werden ausgebucht, wenn sie veräußert werden oder wenn sie dauerhaft nicht mehr genutzt werden können und kein künftiger wirtschaftlicher Nutzen aus ihrem Abgang mehr erwartet wird. Die Differenz zwischen den Nettoveräußerungserlösen und dem Buchwert des Vermögenswerts wird in der Periode der Ausbuchung erfolgswirksam erfasst.

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

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

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

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

Immaterielle Vermögenswerte

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

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

Immaterielle Vermögenswerte mit begrenzter Nutzungsdauer werden über die wirtschaftliche Nutzungsdauer erfolgswirksam abgeschrieben und auf eine mögliche Wertminderung überprüft, sofern 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 (European Union Allowance), HKN (Herkunftsnachweise) und nEHS (nationales Emissionshandelssystem), 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 EWE-Verband-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. 42 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. 41 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 Rücklage 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 im Materialaufwand 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.

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

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

Für Vermögenswerte, mit Ausnahme des Geschäfts- oder Firmenwerts, wird zu jedem Abschlussstichtag eine Überprüfung vorgenommen, ob Anhaltspunkte dafür vorliegen, dass ein zuvor erfasster Wertminderungsaufwand nicht mehr länger besteht oder sich verringert hat. Wenn solche Anhaltspunkte vorliegen, nimmt der EWE-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 Windenergieanlagen werden in Höhe des Barwerts der Verpflichtung unter Berücksichtigung künftiger Kostensteigerungen Rückstellungen gebildet. Diese werden aktiviert und abgeschrieben bzw. die Rückstellung wird aufgezinste. 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) Mitarbeitenden 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 Mitarbeitendengruppen bei der Versicherungsanstalt des Bundes und der Länder (VBL) pflichtversichert. Zur Finanzierung dieser Zusagen müssen jährlich Umlagen und Sanierungsgelder an die VBL entrichtet werden. Diese Versorgungszusagen sind grundsätzlich als leistungsorientierter Multi-Employer Plan im Sinne des IAS 19 zu behandeln (Defined Benefit Plan). Aufgrund fehlender Informationen gemäß IAS 19.34 zu dem leistungsorientierten Versorgungsplan ist dieser als beitragsorientierter Plan (Defined Contribution Plan) bilanziert. Im Falle einer Unterdeckung des Plans sind die beteiligten Arbeitgeber verpflichtet, diese Unterdeckung auszugleichen. Die Nachschussverpflichtung wird hierbei von der VBL ermittelt und verursachungsgerecht per Umlage in Form des momentan zeitlich unbefristeten Sanierungsgeldes auf die Mitglieder verteilt. Beim Ausscheiden aus dem System der VBL kann das Unternehmen dazu verpflichtet sein, eine Entschädigungszahlung zu leisten, um eine potentielle künftige, auf seinen Anteil am Plan entfallende Unterdeckung auszugleichen. Der Anteil der EWE AG am Versicherungsumfang der VBL ist gemessen an den Verpflichtungen der anderen teilnehmenden Unternehmen gering. Ein Ausscheiden aus dem System der VBL ist nicht beabsichtigt.

Andere langfristige Leistungen an Arbeitnehmer

Zu den anderen langfristigen Leistungen an Arbeitnehmer gehören vor allem die Verpflichtungen aus Jubiläumsgeldleistungen. Danach erhalten Mitarbeitende 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 Mitarbeitender vor dem regulären Renteneintritt von einem Konzernunternehmen entlassen wird oder wenn ein Mitarbeitender gegen eine Abfindungsleistung freiwillig aus dem Arbeitsverhältnis ausscheidet. Der EWE-Verband-Konzern erfasst Abfindungsleistungen, wenn er nachweislich verpflichtet ist, das Arbeitsverhältnis von gegenwärtigen Mitarbeitenden entsprechend einem detaillierten formalen Plan, der nicht rückgängig gemacht werden kann, zu beenden, oder wenn er nachweislich Abfindungen bei freiwilliger Beendigung des Arbeitsverhältnisses durch Mitarbeitende 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 gesehene 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.

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

Beherrschung von konsolidierten Unternehmen

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

Geschäfts- oder Firmenwerte

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

Der Gesamtabsatz von Energielieferungen des EWE-Verband-Konzerns kann infolge von landesrechtlichen Normen, technischen Messverfahren sowie zeitlichen Prozessen nur über Messungen, Ablesungen und Schätzungen ermittelt werden. In dessen Folge werden im EWE-Verband-Konzernabschluss Umsatzerlöse für Energielieferungen (insbesondere in den Bereichen Stromvertrieb und -verteilung, Gasvertrieb und -verteilung sowie die Abrechnung von aufgenommenem Strom aus regenerativen Energien) teilweise geschätzt.

Für Kunden, deren Verbräuche stichtagsbedingt nicht abgelesen und abgerechnet werden können, nimmt der EWE-Verband-Konzern eine monatlich rollierende Periodenabgrenzung vor. Für die Ermittlung der in der Periodenabgrenzung verwendeten geschätzten Mengen bildet der EWE-Verband-Konzern eine Erwartungshaltung über den Verbrauch der einzelnen Kunden auf Grundlage von historischen Verbrauchsdaten bzw. -profilen. Für die geschätzten Mengen erfolgt die Bewertung unter Berücksichtigung des individuellen Vertragspreises.

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 2024 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, mit Ausnahme von IFRS 18 und den Änderungen an IFRS 9 und IFRS 7, voraussichtlich für nicht gegeben bzw. unwesentlich:

- Änderungen an IAS 21 Auswirkungen von Wechselkursänderungen – Mangel an Umtauschbarkeit
- Änderungen an der Klassifizierung und Bewertung von Finanzinstrumenten (Änderung an IFRS 9 und IFRS 7)
- Verträge, die sich auf naturabhängigen Strom beziehen (Änderungen an IFRS 9 und IFRS 7)
- IFRS 18 Darstellung und Angaben im Abschluss
- IFRS 19 Tochterunternehmen ohne öffentliche Rechenschaftspflicht: Angaben
- Jährliche Verbesserungen an den IFRS Rechnungslegungsstandards – Band 11

Die Neuregelungen des IFRS 18 führen u.a. zu Änderungen in der Darstellung der Hauptabschlussbestandteile sowie zu zusätzlichen Anhangangaben in Bezug auf bestimmte im Abschluss veröffentlichte Performance-Kennzahlen. Die spezifischen Auswirkungen des IFRS 18 auf den EWE-Verband-Konzernabschluss werden derzeit geprüft.

Die Änderungen an IFRS 9 umfassen einerseits Klarstellungen zur Anwendung der Kriterien für die Nutzung der Eigenbedarfsausnahme (Own-Use-Exemption) auf Verträge, die eine physische Lieferung von Strom vorsehen, und andererseits Anpassungen der Regelungen zur Bilanzierung von Sicherungsgeschäften mit der Möglichkeit variable Mengen naturabhängiger Elektrizität als gesichertes Grundgeschäft zu designieren, sofern bestimmte Kriterien erfüllt sind. Die spezifischen Auswirkungen des IFRS 9 bzw. IFRS 7 auf den EWE-Verband-Konzernabschluss werden derzeit geprüft.

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	2024	2023
Umsatzerlöse aus Verträgen mit Kunden	8.668,0	9.977,8
Umsatzerlöse aus Leasingverhältnissen	13,2	27,1
Gesamt	8.681,2	10.004,9

In den Umsatzerlösen aus Verträgen mit Kunden sind Erlöse aus Dienstleistungskonzessionsvereinbarungen in Höhe von 54,8 Mio. Euro (Vorjahr: 54,4 Mio. Euro) enthalten.

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

2024 in Mio. Euro	Erneuerbare Energien	Infrastruktur	Markt	swb	Sonstiges	Konzern- Zentral- bereich	Konzern
Strom							
Energie	330,7	2,0	2.413,6	609,0	12,9		3.368,2
Netznutzung		526,9		198,7			725,6
Übrige	0,1	21,3		3,0			24,4
Gas							
Energie	3,7	1,4	2.076,3	369,4	93,7		2.544,5
Netznutzung		278,4		28,2	2,3		308,9
Übrige		15,5		1,9			17,4
IT					196,8		196,8
Telekommunikation							
Privatkunden			288,9				288,9
Geschäftskunden			164,5				164,5
Carrier & Wholesale		5,1	72,0				77,1
Übrige			5,7				5,7
Sonstiges							
Wärme			142,7	110,3	0,8		253,8
Wasser		11,6		131,9			143,5
Abfall				82,5			82,5
Übrige	4,3	240,1	160,8	72,3		1,9	479,4
Externe Verkäufe	338,8	1.102,3	5.324,5	1.607,2	306,5	1,9	8.681,2

2023 in Mio. Euro	Erneuerbare					Konzern- Zentral- bereich	Konzern
	Energien	Infrastruktur	Markt	swb	Sonstiges		
Strom							
Energie	415,7	1,7	3.119,2	710,4	12,6		4.259,6
Netznutzung		442,5		106,9			549,4
Übrige	0,1	21,5		2,9			24,5
Gas							
Energie	6,0	1,2	2.617,9	475,8	117,5		3.218,4
Netznutzung		282,3		40,3	1,3		323,9
Übrige		16,2		1,9			18,1
IT					171,8		171,8
Telekommunikation							
Privatkunden			277,5				277,5
Geschäftskunden			143,8				143,8
Carrier & Wholesale		4,0	69,1				73,1
Übrige			21,3				21,3
Sonstiges							
Wärme			167,7	111,4	1,1		280,2
Wasser		8,1		121,8			129,9
Abfall				67,4			67,4
Übrige	-4,4	205,1	118,0	76,7	48,9	1,7	446,0
Externe Verkäufe	417,4	982,6	6.534,5	1.715,5	353,2	1,7	10.004,9

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 2024 Kundengewinnungskosten in Höhe von 41,2 Mio. Euro (Vorjahr: 28,0 Mio. Euro) in der Bilanz unter den sonstigen nichtfinanziellen Vermögenswerten ausgewiesen. Auf die aktivierten Kundengewinnungskosten wurden Abschreibungen in Höhe von 32,2 Mio. Euro (Vorjahr: 35,8 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	31.12.2024	31.12.2023
Vertragliche Vermögenswerte langfristig	4,4	3,7
Vertragliche Vermögenswerte kurzfristig	23,5	21,2
Gesamt	27,9	24,9

Die vertraglichen Vermögenswerte werden unter den sonstigen nichtfinanziellen Vermögenswerten ausgewiesen. Zum 31. Dezember 2024 werden für Telekommunikationsverträge 11,9 Mio. Euro (Vorjahr: 12,2 Mio. Euro) ausgewiesen.

in Mio. Euro	31.12.2024	31.12.2023
Vertragliche Verbindlichkeiten langfristig	821,0	730,2
davon Bauzuschüsse	821,0	730,2
Vertragliche Verbindlichkeiten kurzfristig	156,9	161,7
davon Bauzuschüsse	52,2	50,0
davon erhaltene Anzahlungen	94,5	108,0
Gesamt	977,9	891,9

Die vertraglichen Verbindlichkeiten beinhalten nachträgliche Kundenbonuszahlungen in Höhe von 8,8 Mio. Euro (Vorjahr: 2,1 Mio. Euro) sowie Bauzuschüsse in Höhe von 873,2 Mio. Euro (Vorjahr: 780,1 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 53,9 Mio. Euro (Vorjahr: 53,3 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 0,5 Mio. Euro (Vorjahr: 0,2 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	31.12.2024	31.12.2023
Erwarteter Realisationszeitpunkt		
kleiner 1 Jahr	411,5	463,0
zwischen 1 und 5 Jahren	472,9	560,8
größer 5 Jahre	621,9	639,0
Gesamt	1.506,3	1.662,8

6. Andere aktivierte Eigenleistungen

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

7. Sonstige betriebliche Erträge

in Mio. Euro	2024	2023
Auflösung von Rückstellungen	59,1	37,9
Verwaltungserträge	41,7	31,1
Operating-Leasing	21,1	18,4
Wertaufholungen	20,3	
Abgänge von Gegenständen des Sachanlagevermögens	19,7	4,8
Erstattungsansprüche	8,4	2,4
Fremdwährungsgewinne	0,3	0,3
Übrige	59,3	70,7
Gesamt	229,9	165,6

Die Wertaufholungen beinhalten Zuschreibungen auf Immaterielles Anlagevermögen in Höhe von 17,6 Mio. Euro (Vorjahr: 0,0 Mio. Euro) und Sachanlagevermögen in Höhe von 2,7 Mio. Euro (Vorjahr: 0,0 Mio. Euro).

8. Materialaufwand

in Mio. Euro	2024	2023
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren	3.370,7	6.693,1
Aufwendungen für bezogene Leistungen	1.915,3	1.807,3
Gesamt	5.286,0	8.500,4

Der Materialaufwand enthält auch Ergebnisse aus der Marktbewertung von Beschaffungsverträgen.

9. Personalaufwand

in Mio. Euro	2024	2023
Löhne und Gehälter	872,8	824,1
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	180,5	170,2
Gesamt	1.053,3	994,3

Die Zahl der Mitarbeitenden betrug im Jahresdurchschnitt:

	2024	2023
Vollzeitbeschäftigte	8.684	8.710
Teilzeitbeschäftigte	1.891	1.798
Trainees und Aushilfen	324	337
Gesamt	10.899	10.845

10. Abschreibungen

Im Berichtsjahr beinhalten die Abschreibungen Wertminderungen in Höhe von 48,8 Mio. Euro (Vorjahr: 297,6 Mio. Euro). Davon entfallen 34,1 Mio. Euro (Vorjahr: 114,7 Mio. Euro) der Wertminderungen auf Sachanlagevermögen und 14,7 Mio. Euro (Vorjahr: 182,9 Mio. Euro) auf immaterielle Vermögenswerte. Die Wertminderungen werden auf Basis der beizulegenden Zeitwerte abzüglich Veräußerungskosten ermittelt. Ursächlich für die Wertminderungen sind insbesondere Marktpreisänderungen.

11. Sonstige betriebliche Aufwendungen

in Mio. Euro	2024	2023
Konzessionsabgaben	119,5	116,2
IT	79,2	70,6
Verwaltung	64,9	65,7
Werbemaßnahmen und Sponsoring	42,9	49,1
Provisionen	34,6	38,5
Honorare und Beratung	31,8	37,7
Sonstige personalbezogene Aufwendungen	28,1	25,2
Instandhaltungsaufwand	22,6	21,1
Zuführung zu sonstigen Rückstellungen	17,4	41,9
Lizenzkosten	15,8	12,9
Versicherungsbeiträge	13,9	13,5
Nutzungsüberlassung (nicht Leasing)	9,8	9,4
Sonstige Steuern	9,7	14,1
Leasing	5,6	8,4
Abgang von immateriellen Vermögenswerten und Sachanlagen	3,8	10,1
Fremdwährungsverluste	0,1	4,2
Übrige	59,1	49,2
Gesamt	558,8	587,8

12. Wertminderungsaufwendungen / -erträge gemäß IFRS 9.5.5

in Mio. Euro	2024	2023
Erträge aus der Auflösung von Wertberichtigungen	28,5	18,1
Erträge aus abgeschriebenem Forderungen	2,5	2,6
Erträge aus der Auflösung der Rückstellung für Kreditrisiken	1,4	0,2
Aufwendungen aus der Zuführung zur Rückstellung für Kreditrisiken		-1,2
Aufwendungen aus der Zuführung zu Wertberichtigungen	-64,3	-35,8
Aufwendungen aus Abschreibungen auf Forderungen	-17,5	-20,4
Gesamt	-49,4	-36,5

13. Ergebnis aus at-equity bilanzierten Finanzanlagen

in Mio. Euro	2024	2023
Laufendes Ergebnis aus at-equity bilanzierten Finanzanlagen	-25,6	-47,0
Wertaufholungen auf at-equity bilanzierte Finanzanlagen	1,3	
Wertminderungen auf at-equity bilanzierte Finanzanlagen	-6,1	-13,8
Gesamt	-30,4	-60,8

Die Wertminderung auf at-equity bilanzierte Finanzanlagen entfällt, wie im Vorjahr, im Wesentlichen auf die htp GmbH, Hannover. Die Wertaufholung auf at-equity bilanzierte Finanzanlagen entfällt auf die Weserkraftwerk Bremen GmbH & Co. KG, Bremen.

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

in Mio. Euro	2024	2023
Windpark Ihlow GmbH & Co. Betriebs KG	1,8	1,4
Gemeinschaftskraftwerk Bremen GmbH & Co. KG	1,7	0,9
Windpark Nattheim GmbH	1,4	1,9
Windenergiepark Hohegaste GmbH & Co. KG	1,0	0,3
Windpark Walkhügel GmbH & Co. Ilberstedt KG III	0,8	0,6
Windpark Klobbicke GmbH & Co. KG	0,7	0,5
EWE Go HOCHTIEF Ladepartner Errichtungs-ARGE GbR	0,6	
INGAVER Innovative Gasverwertungs-GmbH	0,4	0,3
swb Weserwind GmbH & Co. KG	0,3	0,2
KENOW GmbH & Co. KG	0,3	-0,6
htp GmbH	0,2	0,1
Windpark Spolsen GmbH & Co. KG	0,1	0,3
Hansegasser Ver- und Entsorgungs-GmbH		3,6
Windpark Schneeberger Hof GmbH & Co. KG		0,4
Windpark Weißenberg GmbH	-0,1	0,5
Weserkraftwerk Bremen GmbH & Co. KG	-0,7	2,6
GWAdriga GmbH & Co. KG	-1,0	-1,5
DOTI Deutsche Offshore-Testfeld- und Infrastruktur-GmbH & Co. KG	-8,9	-23,9
Glasfaser NordWest GmbH & Co. KG	-11,8	-20,2
Trianel Windkraftwerk Borkum II GmbH & Co. KG	-12,3	-14,8
sonstige at-equity bilanzierte Finanzanlagen	-0,1	0,4
Gesamt	-25,6	-47,0

14. Erträge aus übrigen Beteiligungen

in Mio. Euro	2024	2023
Erträge		
Entkonsolidierung (vgl. Tz. 2)	13,2	
Dividenden	11,4	11,9
Fair Value Bewertung von Fremdkapitalinstrumenten	8,6	4,8
Ergebnisübernahmen	0,4	0,3
Abgang von Beteiligungen		23,0
Gesamt	33,6	40,0

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 2024	Fair Value 2023	Dividende auf bestehende Beteiligungen 2024	Dividende auf bestehende Beteiligungen 2023
European Energy Exchange AG	25,9	9,4	0,2	0,1
TELTA Citynetz GmbH	15,7	15,5		
Harzwasserwerke GmbH	14,4	14,5	0,3	0,4
SOCON Sonar Control Kavernenvermessung GmbH	10,1	12,8	0,5	1,1
TEWE Energieversorgungsgesellschaft mbH Erkner	7,7	7,6		
sovanta AG	6,8	5,9	0,3	
Stadtwerke Schwedt GmbH	5,8	5,7	0,4	0,3
Städtische Betriebswerke Luckenwalde GmbH	5,1	5,1	0,3	0,3
FSO Fernwirk-Sicherheitssysteme Oldenburg GmbH	5,1	5,7	0,5	0,6
Stadtwerke Ludwigsfelde GmbH	4,1	4,1	0,5	0,6
Gasversorgung Angermünde GmbH	3,3	3,3	0,2	0,2
GSN Gebäudesicherheit Nord GmbH	3,2	4,1	0,1	0,1
450MHz Beteiligung GmbH	3,0	3,0		
Verkehr und Wasser GmbH	2,8	6,6	0,2	0,2
Energieversorgung Brand GmbH	2,2	2,1	0,6	0,2
Wärmeversorgungsgesellschaft Königs Wusterhausen mbH	1,8	1,8	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		
Bullfinch Asset Aktiengesellschaft		14,2		
EINHUNDERT Energie GmbH		3,1		
Solandeo GmbH		2,1		
BTC Software Systems Sp. z o.o.			1,0	
Stadtwerke Frankfurt (Oder) GmbH			1,0	0,3
Stadtwerke Strausberg GmbH				1,8
Sonstige Unternehmen	5,4	5,8	0,2	0,9
Gesamt	126,3	136,3	6,6	7,2

15. Aufwendungen aus übrigen Beteiligungen

in Mio. Euro	2024	2023
Aufwendungen		
Ergebnisübernahmen	-0,2	-0,2
Fair Value Bewertung von Fremdkapitalinstrumenten	-1,7	-5,6
Entkonsolidierung (vgl. Tz. 2)	-24,8	-34,7
Gesamt	-26,7	-40,5

16. Zinserträge

in Mio. Euro	2024	2023
Zinsen und ähnliche Erträge		
Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete finanzielle Vermögenswerte	58,8	91,8
Leasingverhältnisse	2,5	2,0
Derivate	6,3	4,4
Rückstellungen	4,9	1,1
Übrige		0,8
Gesamt	72,6	100,1

17. Zinsaufwendungen

in Mio. Euro	2024	2023
Zinsen und ähnliche Aufwendungen		
zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete finanzielle Verbindlichkeiten	-96,6	-124,9
Leasingverhältnisse	-6,6	-3,7
Derivate	-13,0	-13,3
Rückstellungen	-65,2	-74,1
übrige Zinsaufwendungen	-0,1	-0,2
Gesamt	-181,5	-216,2

18. Ertragsteuern

in Mio. Euro	2024	2023
Steueraufwand der laufenden Periode	240,2	318,9
Steueraufwand / (-ertrag) aus Vorperioden	16,4	4,7
Tatsächliche Ertragsteuern	256,6	323,6
Temporäre Differenzen	215,6	-471,8
Verlustvorträge	-14,9	-5,8
Latente Steuern	200,7	-477,6
Gesamt	457,3	-154,0

Der gewichtete durchschnittliche Konzernsteuersatz für das Jahr 2024 beläuft sich im EWE-Verband-Konzern auf 30,0 Prozent (Vorjahr: 30,0 Prozent).

Mit dem Mindestbesteuerungsrichtlinie-Umsetzungsgesetz (MinBestRL-UmsG) vom 27. Dezember 2023 wurde die OECD Initiative zur Implementierung einer globalen Mindestbesteuerung („Säule 2“) in nationales Recht umgesetzt und gilt seit dem 1. Januar 2024. Der EWE-Verband GmbH ist als UPE (Ultimate Parent Entity) von „Säule 2“ grundsätzlich betroffen und hat sich daher mit den Konsequenzen für die Bilanzierung auseinandergesetzt.

Der EWE-Verband-Konzern hat die Ausnahme bezüglich des Ansatzes und der Angabe latenter Steueransprüche und -schulden im Zusammenhang mit Säule 2-Ertragsteuern angewendet.

Für das Geschäftsjahr 2024 ergibt sich, dass bei jeder der betroffenen Jurisdiktionen alle Aktivitäten von den temporären Safe-Harbour-Regelungen länderbezogen erfasst werden. Auf die Bildung von Rückstellungen für die Ergänzungssteuer wurde deshalb verzichtet.

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

in Mio. Euro	2024	2023
Ergebnis vor Ertragsteuern	1.339,9	-738,7
Erwarteter Steueraufwand	402,0	-221,4
Abweichung durch die Bemessungsgrundlage für die Gewerbesteuer	6,3	-0,5
Permanente Abweichungen	-10,7	18,6
Effekte aus steuerlichen Verlustvorträgen*	3,4	20,7
Nicht abzugsfähige Aufwendungen	37,9	18,4
Steuerfreie Erträge	-2,1	-10,2
Equity-Bilanzierung von assoziierten Unternehmen	10,7	20,2
Aperiodische Steuern	10,6	-5,8
Sonstige*	-0,8	6,0
Effektiver Steueraufwand	457,3	-154,0
Effektiver Steuersatz (fortgeführte Aktivitäten) in %	34,1	20,8

*Zur Verbesserung der Darstellung der Effekte aus steuerlichen Verlustvorträgen wurden auch die Vorjahreswerte angepasst.

Erläuterungen zur Bilanz

19. Immaterielle Vermögenswerte

in Mio. Euro	31.12.2024	31.12.2023
Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen und ähnliche Rechte	715,6	758,0
Geleistete Anzahlungen	34,5	13,1
Geschäfts- oder Firmenwerte	436,2	436,3
Immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmter Nutzungsdauer	176,8	161,2
Gesamt	1.363,1	1.368,6

Die Entwicklung der immateriellen Vermögenswerte ergibt sich wie folgt:

in Mio. Euro	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen und ähnliche Rechte	Geleistete Anzahlungen	Geschäfts- oder Firmenwerte	Immaterielle Vermögens- werte mit unbestimmter Nutzungs- dauer *	Gesamt
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten					
Stand: 01.01.2024	1.740,3	13,1	679,3	280,6	2.713,3
Veränderung Konsolidierungskreis	-1,2				-1,2
Zugänge	36,9	41,2		31,3	109,4
Abgänge	-8,3			-8,8	-17,1
Umbuchungen	15,4	-14,1		-17,3	-16,0
Umbuchung in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	2,6	-5,7			-3,1
Währungsanpassungen	0,1		-0,1		
Stand: 31.12.2024	1.785,8	34,5	679,2	285,8	2.785,3
Kumulierte Abschreibungen					
Stand: 01.01.2024	982,3		243,0	119,4	1.344,7
Veränderung Konsolidierungskreis	-0,7				-0,7
Planmäßige Abschreibungen	92,3				92,3
Wertminderungen	11,6			3,1	14,7
Abgänge	-7,8			-3,4	-11,2
Wertaufholungen	-7,5			-10,1	-17,6
Stand: 31.12.2024	1.070,2		243,0	109,0	1.422,2
Buchwerte					
Stand: 31.12.2024	715,6	34,5	436,2	176,8	1.363,1

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

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

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

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 2024 wurden 0,3 Mio. Euro (Vorjahr: 0,3 Mio. Euro) für Forschung und Entwicklung aufgewendet.

Wertminderungen sowie Wertaufholungen auf immaterielle Vermögenswerte wurden erfolgswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung in den Posten Abschreibungen sowie sonstige betriebliche Erträge erfasst. Die Wertminderungen bzw. Wertaufholungen auf immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmter Nutzungsdauer betreffen noch nicht zur Nutzung bereitstehende Projektrechte.

Es wurden immaterielle Vermögenswerte in Höhe von 37,9 Mio. Euro (Vorjahr: 43,1 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:

2024	WACC	Wachstums-	Geschäfts- oder	Marke	Gesamt
in Mio. Euro	in %	rate in %	Firmenwerte		
ZGE					
Entsorgung	6,48	0,00	57,8		57,8
wesernetze	4,24	0,00	159,9		159,9
swb Vertrieb	6,81	0,50	28,6	95,9	124,5
Telekommunikation	4,36	0,50	42,8		42,8
Erneuerbare Energien Onshore	5,47	0,50	121,3		121,3
IT	8,13	0,50	25,8		25,8
Gesamt			436,2	95,9	532,1

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

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 2024 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 0,47 Prozentpunkten (Vorjahr: 0,58 Prozentpunkte) würde bei der ZGE Entsorgung zu einem Wertminderungsbedarf führen. Der erzielbare Betrag der ZGE Entsorgung liegt um 14,4 Mio. Euro (Vorjahr: 19,4 Mio. Euro) über dem Buchwert der ZGE.

20. Sachanlagen

in Mio. Euro	31.12.2024	31.12.2023
Grundstücke und Bauten	690,9	698,4
Technische Anlagen und Maschinen		
Stromversorgungsanlagen	2.895,8	2.701,9
Gasversorgungsanlagen	1.573,2	1.464,8
Sonstige	1.628,9	1.479,4
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	82,9	72,7
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau		
Geleistete Anzahlungen	231,2	125,2
Anlagen im Bau	493,0	679,7
Gesamt	7.595,9	7.222,1

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	Gesamt
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten					
Stand: 01.01.2024	1.388,8	15.304,7	279,3	810,4	17.783,2
Veränderung Konsolidierungskreis	-3,6	-145,3	-1,2	-3,2	-153,3
Zugänge	46,2	448,6	32,0	612,6	1.139,4
Abgänge	-25,7	-156,2	-15,7	-1,0	-198,6
Umbuchungen	7,9	679,7	3,8	-675,5	15,9
Umbuchung in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	-2,0	-22,6		-17,9	-42,5
Währungsanpassungen		2,0		0,1	2,1
Stand: 31.12.2024	1.411,6	16.110,9	298,2	725,5	18.546,2
Kumulierte Abschreibungen					
Stand: 01.01.2024	690,4	9.658,6	206,6	5,5	10.561,1
Veränderung Konsolidierungskreis	-1,9	-37,4	-0,8	-4,3	-44,4
Planmäßige Abschreibungen	50,9	461,7	24,6		537,2
Wertminderungen	0,4	33,7			34,1
Abgänge	-19,0	-101,4	-15,0		-135,4
Wertaufholungen		-2,7			-2,7
Währungsanpassungen	-0,1	0,5	-0,1	0,1	0,4
Stand: 31.12.2024	720,7	10.013,0	215,3	1,3	10.950,3
Buchwerte					
Stand: 31.12.2024	690,9	6.097,9	82,9	724,2	7.595,9

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

Die während des Geschäftsjahres zum 31. Dezember 2024 aktivierten Fremdkapitalkosten beliefen sich auf 4,2 Mio. Euro (Vorjahr: 1,1 Mio. Euro). Der Satz, der bei der Bestimmung der aktivierbaren Fremdkapitalkosten zugrunde gelegt wurde, belief sich auf 1,04 Prozent (Vorjahr: 1,07 Prozent).

Wertminderungen sowie Wertaufholungen auf Sachanlagen wurden erfolgswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung in den Posten Abschreibungen sowie sonstige betriebliche Erträge erfasst.

Es wurden Vermögenswerte des Sachanlagevermögens in Höhe von 703,1 Mio. Euro (Vorjahr: 766,0 Mio. Euro) als Sicherheiten für Verbindlichkeiten begeben.

Im Geschäftsjahr wurden dem EWE-Verband-Konzern Zuwendungen der öffentlichen Hand in Höhe von 115,1 Mio. Euro (Vorjahr: 59,4 Mio. Euro) gewährt. Neben den Förderungen zur Unterstützung des Glasfaserausbaus besteht ein wesentlicher Teil in der Förderung von Wasserstoffprojekten.

21. Leasingverhältnisse

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

Leasing in der Gewinn- und Verlustrechnung

in Mio. Euro	2024	2023
Materialaufwand		
Variable Leasingzahlungen	11,3	
Sonstige betriebliche Aufwendungen		
Variable Leasingzahlungen	3,5	5,6
Geringwertige Vermögenswerte	1,2	2,1
Kurzfristige Leasingverhältnisse	0,9	0,7
Abschreibungen		
Planmäßige Abschreibungen auf Nutzungsrechte		
Grundstücke und Bauten	32,5	32,2
Technische Anlagen und Maschinen	1,2	0,9
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	5,9	4,3
Wertminderungen auf Nutzungsrechte		0,3
Zinsergebnis		
Zinsaufwendungen	6,6	3,7

Leasing in der Bilanz

in Mio. Euro	31.12.2024	31.12.2023
Aktiva		
Langfristiges Vermögen (Nutzungsrechte)		
Grundstücke und Bauten	292,9	298,3
Technische Anlagen und Maschinen	8,6	8,6
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	17,0	11,6
Gesamt	318,5	318,5
Passiva		
Langfristige Schulden		
Leasingverbindlichkeiten	294,2	285,2
Kurzfristige Schulden		
Leasingverbindlichkeiten	37,7	46,6
Gesamt	331,9	331,8

Im Geschäftsjahr 2024 betragen die laufenden Zugänge innerhalb der Nutzungsrechte 44,5 Mio. Euro (Vorjahr: 43,2 Mio. Euro). Diese resultieren insbesondere aus dem Abschluss bzw. der Verlängerung von neuen Immobilienmietverträgen in Höhe von 31,9 Mio. Euro (Vorjahr: 31,5 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	2024	2023
Tilgung von Leasingverbindlichkeiten	40,5	39,4
Zinsaufwendungen für Leasingverbindlichkeiten	6,6	3,7
Aufwand für variable Leasingzahlungen, die nicht in die Bewertung von Leasingverbindlichkeiten einbezogen wurden	14,8	5,6
Aufwand für Leasingverhältnisse über einen Vermögenswert von geringem Wert	1,2	2,2
Aufwand für kurzfristige Leasingverhältnisse	0,9	0,7
Gesamte Zahlungsmittelabflüsse für Leasingverhältnisse	64,0	51,6

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: 23,7 Mio. Euro) gezahlt, wovon 14,3 Prozent (Vorjahr: 23,2 Prozent) variable Zahlungen darstellen.

Zum Bilanzstichtag ergeben sich mögliche künftige Mittelabflüsse in Höhe von 111,2 Mio. Euro (Vorjahr: 73,5 Mio. Euro), die aufgrund fehlender hinreichender Sicherheit nicht in die Leasingverbindlichkeiten einbezogen wurden. Im Wesentlichen handelt es sich hierbei mit 88,9 Mio. Euro (Vorjahr: 73,3 Mio. Euro) um mögliche zukünftige Mittelabflüsse, da die Ausübung von Kündigungs- bzw. Verlängerungsoptionen nicht hinreichend sicher ist. Daneben liegen geschätzte variable Leasingzahlungen in Höhe von 22,3 Mio. Euro (Vorjahr: 0,0 Mio. Euro) vor, die über die erwartete Vertragslaufzeit voraussichtlich noch zu zahlen sind. Der Aufwand für künftig zu zahlende Leasingverpflichtungen in Bezug auf kurzfristige Leasingverhältnisse beläuft sich auf 0,0 Mio. Euro (Vorjahr: 0,0 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	31.12.2024	31.12.2023
bis zu einem Jahr	44,1	42,8
zwischen einem und zwei Jahren	41,5	30,6
zwischen zwei und drei Jahren	41,6	30,2
zwischen drei und vier Jahren	41,4	29,9
zwischen vier und fünf Jahren	41,2	29,7
mehr als fünf Jahre	213,0	206,1
Gesamt	422,8	369,3

Finanzierungsleasingverhältnisse

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

Es liegen keine abgezinsten ungarantierten Restwerte vor.

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	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
bis zu einem Jahr	15,3	15,1	3,2	3,0	12,1	12,1
zwischen einem und zwei Jahren	14,4	14,3	2,9	2,7	11,5	11,6
zwischen zwei und drei Jahren	13,6	13,4	2,5	2,4	11,1	11,0
zwischen drei und vier Jahren	12,8	12,5	2,2	2,1	10,6	10,4
zwischen vier und fünf Jahren	12,2	11,7	1,9	1,8	10,3	9,9
mehr als fünf Jahre	65,6	66,5	6,8	6,7	58,8	59,8
Gesamt	133,9	133,5	19,5	18,7	114,4	114,8

22. Als Finanzinvestition gehaltene Immobilien

Die als Finanzinvestition gehaltenen Immobilien haben sich wie folgt entwickelt:

in Mio. Euro	2024	2023
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten		
Stand: 01.01.	11,3	11,3
Stand: 31.12.	11,3	11,3
Kumulierte Abschreibungen		
Stand: 01.01.	7,9	7,7
Planmäßige Abschreibungen	0,1	0,2
Stand: 31.12.	8,0	7,9
Buchwerte		
Stand: 31.12.	3,3	3,4

Das Ergebnis aus Finanzinvestitionen setzt sich wie folgt zusammen:

in Mio. Euro	2024	2023
Mieterträge aus als Finanzinvestition gehaltenen Immobilien	0,9	0,9
Betriebliche Aufwendungen (einschließlich Reparaturen und Instandhaltung), mit denen Mieterträge erzielt werden	-0,5	-0,4
Betriebliche Aufwendungen (einschließlich Reparaturen und Instandhaltung), mit denen keine Mieterträge erzielt werden (in den Umsatzkosten einbezogen)	-0,1	
Ergebnis aus Finanzinvestitionen	0,3	0,5

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 9,7 Mio. Euro (Vorjahr: 8,9 Mio. Euro).

23. Nach der Equity-Methode bilanzierte Finanzanlagen

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

in Mio. Euro	2024	2023
Stand: 01.01.	221,9	282,9
Konzernanteil am Ergebnis	-25,6	-47,0
Vereinnahmte Gewinnausschüttungen	-12,8	-5,9
Zugang	58,4	19,2
Abgang	-4,6	-7,4
Erfolgsneutrale Veränderungen	-5,5	-6,1
Wertaufholungen	1,3	
Wertminderungen	-6,1	-13,8
Stand: 31.12.	227,0	221,9

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

Die Wertaufholung auf at-equity bilanzierte Finanzanlagen entfällt auf die Weserkraftwerk Bremen GmbH & Co. KG, Bremen (Segment swb).

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

Zum 31. Dezember 2024 beläuft sich der nicht angesetzte Teil des Verlustes an nach der Equity-Methode bewerteten Unternehmen kumuliert auf -6,0 Mio. Euro (Vorjahr: -1,3 Mio. Euro). Hiervon entfallen -4,7 Mio. Euro (Vorjahr: 5,4 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

31.12.2024 in Mio. Euro	DOTI Deutsche Offshore- Testfeld- und Infrastruktur	htp	Trianel Wind- kraftwerk Borkum II	Sonstige assoziierte Unternehmen
Bilanz				
Langfristige Vermögenswerte	5,0	246,5	665,7	380,3
Kurzfristige Vermögenswerte	42,3	13,8	108,0	88,0
davon Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	36,8	4,0	18,7	39,7
Langfristige Schulden	38,7	110,0	600,9	278,2
davon finanzielle Schulden gemäß IFRS 12.B13 (c)		110,0	580,6	266,2
Kurzfristige Schulden	5,9	33,7	143,5	60,6
davon finanzielle Schulden gemäß IFRS 12.B13 (b)		18,0	102,7	42,0
Bilanzsumme	47,3	260,3	773,7	468,3
Eigenkapital	2,7	116,6	29,3	129,5
At-equity-Ansatz		39,5	15,0	51,4
Geschäfts- oder Firmenwert				
Gewinn- und Verlustrechnung				
Umsatzerlöse	14,3	88,7	91,2	52,0
Abschreibungen	-20,4	-12,5	-31,3	-25,6
Zinserträge	1,1		2,6	0,4
Zinsaufwendungen	-0,7	-3,2	-33,0	-8,0
Steuerergebnis	0,3	0,7	5,8	-0,5
Ergebnis	-23,8	0,4	-31,8	-0,1
Konzernanteil am Ergebnis	-8,9	0,2	-12,3	4,9
Vereinnahmte Gewinnausschüttungen				8,7

Assoziierte Unternehmen

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

Gemeinschaftsunternehmen

31.12.2024 in Mio. Euro	Gemein- schafts- kraftwerk Bremen	Glasfaser NordWest	Hansewasser Ver- und Entsorgung	Sonstige Gemein- schafts- unternehmen
Bilanz				
Langfristige Vermögenswerte	283,4	1.322,8	81,4	186,9
Kurzfristige Vermögenswerte	73,7	88,0	23,2	64,6
davon Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	43,4	2,7	0,1	50,2
Langfristige Schulden	234,2	1.130,0	69,9	182,7
davon finanzielle Schulden gemäß IFRS 12.B13 (c)	197,3	112,6	48,1	179,8
Kurzfristige Schulden	49,7	158,3	13,2	41,8
davon finanzielle Schulden gemäß IFRS 12.B13 (b)	5,5	10,0	6,7	18,9
Bilanzsumme	357,1	1.410,8	104,6	251,5
Eigenkapital	73,2	122,5	21,5	27,0
At-equity-Ansatz	37,9	61,3	11,0	10,9
Geschäfts- oder Firmenwert				
Gewinn- und Verlustrechnung				
Umsatzerlöse	7,8	43,9	12,8	65,7
Abschreibungen	-16,6	-22,9	-0,8	-3,3
Zinserträge		10,7	0,7	0,6
Zinsaufwendungen	-12,7	-48,7	-2,2	-3,6
Steuerergebnis	-3,3	-3,6	-4,6	-0,5
Ergebnis	3,4	-23,7	0,1	
Konzernanteil am Ergebnis	1,7	-11,8		0,6
Vereinnahmte Gewinnausschüttungen			4,1	

Gemeinschaftsunternehmen

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

24. Sonstige langfristige finanzielle Vermögenswerte

in Mio. Euro	31.12.2024	31.12.2023
Ausleihungen	404,1	344,4
Anteile	216,1	206,4
Derivate	121,0	241,0
Finanzierungsleasing	99,1	99,5
Übrige	12,1	8,7
Gesamt	852,4	900,0

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

in Mio. Euro	Stufe 1 12-Monats-ECL (Expected Credit Loss)	Stufe 2 Gesamt- Laufzeit-ECL (nicht wert- gemindert)	Stufe 3 Gesamt- Laufzeit-ECL (wert- gemindert)	Gesamt
Bruttobuchwert				
Stand: 01.01.2024	345,8	111,6	1,2	458,6
Veränderung Konsolidierungskreis	-6,0	-0,4		-6,4
Zugang / Abgang (netto)	-48,7	3,4	4,1	-41,2
Transfer in Stufe 3	-1,0		1,0	
Umbuchungen		-0,2		-0,2
Saldierungen	115,3			115,3
Aufzinsung / Abzinsung		0,5		0,5
Stand: 31.12.2024	405,4	114,9	6,3	526,6
Wertberichtigung				
Stand: 01.01.2024	-1,4	-3,4	-1,2	-6,0
Zuführung / Auflösung (netto)	-0,9	-0,3	-4,1	-5,3
Transfer in Stufe 3	1,0		-1,0	
Stand: 31.12.2024	-1,3	-3,7	-6,3	-11,3
Nettobuchwert				
Stand: 31.12.2024	404,1	111,2		515,3

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

25. Vorräte

in Mio. Euro	31.12.2024	31.12.2023
Gasvorräte	324,5	515,6
Unfertige Erzeugnisse und Leistungen	97,1	85,2
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	80,3	97,8
Fertige Erzeugnisse und Waren	30,3	15,7
Geleistete Anzahlungen	3,4	2,4
Leasinggegenstände vor Vertragsbeginn	3,1	3,9
Gesamt	538,7	720,6

Die Vorräte beinhalten Wertminderungen in Höhe von 47,7 Mio. Euro (Vorjahr: 70,8 Mio. Euro). Als Wertaufholungen sind 1,4 Mio. Euro (Vorjahr: 0,2 Mio. Euro) erfasst worden. In Höhe von 53,3 Mio. Euro (Vorjahr: 40,8 Mio. Euro) sind Vorräte als Aufwand erfasst worden. Der Buchwert der zum beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten angesetzten Vorräte beträgt 49,9 Mio. Euro (Vorjahr: 71,5 Mio. Euro). Verfügungsbeschränkungen oder andere Belastungen liegen nicht vor.

26. 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)	Gesamt
Bruttobuchwert			
Stand: 01.01.2024	2.359,5	61,2	2.420,7
Veränderung Konsolidierungskreis	-16,3	-1,8	-18,1
Zugang / Abgang (netto)	-436,3	-0,6	-436,9
Ausbuchung / ergebniswirksame Abschreibungen (write-offs)	-7,5	-10,0	-17,5
Transfer in Stufe 3	-52,0	52,0	
Umbuchungen	-0,8		-0,8
Saldierungen	50,6		50,6
Währungsanpassungen	0,1		0,1
Stand: 31.12.2024	1.897,3	100,8	1.998,1
Wertberichtigung			
Stand: 01.01.2024	-4,5	-57,9	-62,4
Veränderung Konsolidierungskreis		1,4	1,4
Zuführung / Auflösung (netto)	0,8	-30,7	-29,9
Umbuchungen	0,1		0,1
Stand: 31.12.2024	-3,6	-87,2	-90,8
Nettobuchwert			
Stand: 31.12.2024	1.893,7	13,6	1.907,3

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

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

27. Sonstige kurzfristige finanzielle Vermögenswerte

in Mio. Euro	31.12.2024	31.12.2023
Derivate	532,5	1.234,3
Geleistete Barsicherheiten (Energiehandel)	240,0	279,2
Ausleihungen	44,6	31,1
Cash Pool	15,0	11,7
Finanzierungsleasing	12,3	12,2
Wertpapiere	3,6	3,5
Übrige sonstige finanzielle Vermögenswerte	52,3	72,4
Gesamt	900,3	1.644,4

In den geleisteten Barsicherheiten werden im Wesentlichen Beträge aus dem Energiehandel (Initial Margins) ausgewiesen.

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
Bruttobuchwert			
Stand: 01.01.2024	394,1	13,5	407,6
Veränderung Konsolidierungskreis	-3,8	-0,1	-3,9
Zugang / Abgang (netto)	-1.504,2	5,6	-1.498,6
Umbuchungen	0,1	0,2	0,3
Saldierungen	1.455,2		1.455,2
Aufzinsung / Abzinsung	4,6		4,6
Stand: 31.12.2024	346,0	19,2	365,2
Wertberichtigung			
Stand: 01.01.2024	-0,3	-0,7	-1,0
Stand: 31.12.2024	-0,3	-0,7	-1,0
Nettobuchwert			
Stand: 31.12.2024	345,7	18,5	364,2

in Mio. Euro	Stufe 1	Stufe 2	Gesamt
	12-Monats-ECL (Expected Credit Loss)	Gesamt- Laufzeit-ECL (nicht wert- gemindert)	
Bruttobuchwert			
Stand: 01.01.2023	932,3	12,7	945,0
Veränderung Konsolidierungskreis	0,1	-0,1	
Zugang / Abgang (netto)	-2.411,9	0,8	-2.411,1
Umbuchungen	-0,3	0,1	-0,2
Saldierungen	1.872,1		1.872,1
Aufzinsung / Abzinsung	1,8		1,8
Stand: 31.12.2023	394,1	13,5	407,6
Wertberichtigung			
Stand: 01.01.2023	-0,3	-0,5	-0,8
Zuführung / Auflösung (netto)		-0,2	-0,2
Stand: 31.12.2023	-0,3	-0,7	-1,0
Nettobuchwert			
Stand: 31.12.2023	393,8	12,8	406,6

28. Sonstige kurzfristige nichtfinanzielle Vermögenswerte

in Mio. Euro	31.12.2024	31.12.2023
Emissionsrechte	210,5	156,6
Geleistete Anzahlungen	36,8	24,1
Kundengewinnungskosten	28,8	20,8
Umsatzsteuer	23,8	34,6
Vertragliche Vermögenswerte	23,5	21,2
Übrige sonstige nichtfinanzielle Vermögenswerte	75,8	122,0
Gesamt	399,2	379,3

29. 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)	Gesamt
Bruttobuchwert			
Stand: 01.01.2024	775,2	1,9	777,1
Veränderung Konsolidierungskreis	-40,5		-40,5
Zugang / Abgang (netto)	42,5	0,5	43,0
Transfer in Stufe 1	1,2	-1,2	
Umbuchung in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	-5,0		-5,0
Währungsanpassungen	0,5		0,5
Stand: 31.12.2024	773,9	1,2	775,1
Wertberichtigung			
Stand: 01.01.2024	-0,2		-0,2
Zuführung / Auflösung (netto)	0,1		0,1
Stand: 31.12.2024	-0,1		-0,1
Nettobuchwert			
Stand: 31.12.2024	773,8	1,2	775,0

in Mio. Euro	Stufe 1	Stufe 2	Gesamt
	12-Monats-ECL (Expected Credit Loss)	Gesamt- Laufzeit-ECL (nicht wert- gemindert)	
Bruttobuchwert			
Stand: 01.01.2023	1.569,3	5,7	1.575,0
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
Stand: 31.12.2023	775,2	1,9	777,1
Wertberichtigung			
Stand: 01.01.2023	-0,5		-0,5
Zuführung / Auflösung (netto)	0,3		0,3
Stand: 31.12.2023	-0,2		-0,2
Nettobuchwert			
Stand: 31.12.2023	775,0	1,9	776,9

30. Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte

Im dritten Quartal 2024 hat ALTERRIC eine Vereinbarung über den Verkauf von vier vollkonsolidierten Unternehmen geschlossen. Die zur Veräußerung stehenden Unternehmen betreiben jeweils einen Windpark. Die Bewertung erfolgte zum Buchwert.

Die Vermögenswerte sind dem Segment Erneuerbare Energien zugeordnet. Der Abschluss des Verkaufs wird voraussichtlich bis Ende des dritten Quartals 2025 erfolgen.

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

Die zum 31. Dezember 2023 ausgewiesenen Vermögenswerte betreffen die Anteile an der Gabrielsberget Nord Vind AB, Malmö, Schweden. Die Veräußerung dieser Anteile erfolgte am 5. März 2024, siehe. Tz. 2.

31. 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 100,0 Tsd. Euro (Vorjahr: 100,0 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 ALTERRIC und an der EWE NETZ.

Gewinnverwendungsvorschlag

In der Gesellschafterversammlung am 25. April 2025 wurde beschlossen den Jahresüberschuss der EWE-Verband GmbH in Höhe von 117.167,9 Tsd. Euro und den Gewinnvortrag in Höhe von 58,5 Tsd. Euro wie folgt zu verwenden: Einstellung in die Gewinnrücklagen in Höhe von 117.200,0 Tsd. Euro und Vortrag auf neue Rechnung in Höhe von 26,4 Tsd. Euro.

32. Bauzuschüsse

in Mio. Euro	31.12.2024		31.12.2023	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Bauzuschüsse	821,0	52,2	730,2	49,9

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

33. Rückstellungen

in Mio. Euro	31.12.2024			31.12.2023		
	Langfristig	Kurzfristig	Gesamt	Langfristig	Kurzfristig	Gesamt
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	1.368,6		1.368,6	1.429,5		1.429,5
Sonstige Rückstellungen						
Personalsbereich	41,9	5,3	47,2	33,8	8,9	42,7
Rekultivierung, Rückbau und Entfernung	610,8	3,0	613,8	607,5	3,4	610,9
Übrige	78,7	84,4	163,1	66,8	140,9	207,7
Gesamt	2.100,0	92,7	2.192,7	2.137,6	153,2	2.290,8

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 Mitarbeitende 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 Mitarbeitenden 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	31.12.2024	31.12.2023
Barwert der über den EWE- / swb Treuhandverein finanzierten Verpflichtungen	271,4	223,6
Marktwert des Planvermögens (EWE- / swb Treuhandverein)	-270,6	-222,4
Barwert der nicht über den EWE- / swb Treuhandverein finanzierten Verpflichtungen	1.367,8	1.428,3
Bilanzwert	1.368,6	1.429,5

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

in Mio. Euro	2024	2023
Laufender Dienstzeitaufwand	38,9	34,7
Nettozinsaufwand	44,6	47,3
Gesamt	83,5	82,0

Der Barwert der Verpflichtung hat sich wie folgt entwickelt:

in Mio. Euro	2024	2023
Barwert zu Beginn des Jahres	1.651,9	1.532,7
Laufender Dienstzeitaufwand	38,9	34,7
Zinsaufwand	51,8	54,0
Erfolgsneutral erfasste versicherungsmathematische (Gewinne) / Verluste	-27,4	105,7
davon finanzielle Annahmenänderungen	-36,5	73,4
Geleistete Rentenzahlungen	-76,0	-75,0
Zugang (Abgang) Konsolidierungskreis		-0,2
Barwert zum Bilanzstichtag	1.639,2	1.651,9

Die Entwicklung des Planvermögens stellt sich wie folgt dar:

in Mio. Euro	2024	2023
Marktwert zu Beginn des Jahres	222,4	179,6
Zinsertrag	7,2	6,7
Erfolgsneutrale Gewinne / (Verluste) aus Planvermögen, die nicht im Nettozinsergebnis enthalten sind	17,3	14,1
Arbeitgeberbeiträge	27,1	24,6
Erstattungen	-3,4	-2,5
Zugang (Abgang) Konsolidierungskreis		-0,1
Marktwert zum Bilanzstichtag	270,6	222,4

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 58,9 Prozent Aktien (Vorjahr: 60,7 Prozent), 32,3 Prozent festverzinslichen Wertpapieren (Vorjahr: 31,8 Prozent) und 8,8 Prozent Kassenvermögen (Vorjahr: 7,5 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 2024 aus 41,2 Prozent Aktien (Vorjahr: 50,0 Prozent), 47,1 Prozent festverzinslichen Wertpapieren (Vorjahr: 50,0 Prozent) und 11,7 Prozent Kassenvermögen (Vorjahr: 0,0 Prozent) zusammen.

Der Bilanzwert der Verpflichtung hat sich wie folgt entwickelt:

in Mio. Euro	2024	2023
Bilanzwert zu Beginn des Jahres	1.429,5	1.353,1
In der Gewinn- und Verlustrechnung erfasster (Ertrag) / Aufwand	83,5	82,0
Rentenzahlungen aus Firmenvermögen und Beiträge an den EWE- / swb Treuhandverein	-99,7	-97,1
Versicherungsmathematische (Gewinne) / Verluste	-44,7	91,6
Zugang (Abgang) Konsolidierungskreis		-0,1
Bilanzwert am Ende des Jahres	1.368,6	1.429,5

Sämtliche versicherungsmathematischen Gewinne und Verluste in Höhe von -44,7 Mio. Euro (Vorjahr: 91,6 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)	31.12.2024	31.12.2023
Abzinsungssatz	3,40	3,20
Zinssatz für Planvermögen	3,40	3,20
Zukünftige Gehaltssteigerungen	2,50	2,50
Zukünftige Rentensteigerungen (langfristige Inflationsannahme)	2,25	2,25
Zukünftige Rentensteigerungen (Garantieranpassung)	1,00 / 0,75 *	1,00 / 0,75 *
Fluktuationsrate	1,00 / 1,25 *	1,00 / 1,25 *

* swb-Teilbereich

Neben der langfristigen Inflationsannahme von 2,25 Prozent p.a. wurde auch der aufgrund der kurzfristig höheren Inflationsraten aufgelaufene Renten Anpassungsbedarf berücksichtigt. 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 2025 belaufen sich auf 77,7 Mio. Euro, davon entfallen 3,3 Mio. Euro, die aus den Treuhandvermögen erstattet werden. Die erwarteten Einzahlungen in das Planvermögen belaufen sich auf 21,2 Mio. Euro.

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

Auswirkung auf den Barwert der Verpflichtungen in Mio. Euro	2024	2023
Änderung der Annahme		
zum Rechnungszins		
Erhöhung um 1,0 %	-160,6	-171,9
Verminderung um 1,0 %	200,6	216,0
zukünftiger Gehaltssteigerungen		
Erhöhung um 0,5 %	11,8	13,9
Verminderung um 0,5 %	-11,3	-13,2
zur Inflation		
Erhöhung um 0,5 %	51,0	51,7
Verminderung um 0,5 %	-46,8	-47,3
zur Lebenserwartung		
Verminderung der Sterbewahrscheinlichkeit um 10,0 %	47,7	50,2

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 15,0 Jahre (Vorjahr: 15,3 Jahre).

Im EWE-Verband-Konzern beziehen sich die beitragsorientierten Pensionspläne auf die gesetzliche Rentenversicherung. Im Jahr 2024 betrug der Aufwand bezüglich des Arbeitgeberanteils 81,5 Mio. Euro (Vorjahr: 75,4 Mio. Euro).

Rückstellungsspiegel

in Mio. Euro	Stand: 31.12.2023	Zu- führungen	Auf- lösungen	Zinseffekte	Dotierung /				Stand: 31.12.2024
					Erfolgs- neutrale Verände- rungen	Inanspruch- nahme Plan- vermögen	Übrige Verände- rungen	Inanspruch- nahmen	
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	1.429,5	38,9		44,6	-44,7	-23,7		-76,0	1.368,6
Sonstige Rückstellungen									
Personalbereich	42,7	28,8	-0,5	0,7	-0,1	-7,4	0,4	-17,4	47,2
Rekultivierung, Rückbau und Entfernung	610,9	0,8	-1,8	10,6	3,2		-1,2	-8,7	613,8
Übrige	207,7	62,0	-61,4	5,5	-3,9		-2,1	-44,7	163,1
Gesamt	2.290,8	130,5	-63,7	61,4	-45,5	-31,1	-2,9	-146,8	2.192,7

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. 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 1,94 Prozent bis 5,89 Prozent p. a. (Vorjahr: 1,83 Prozent bis 5,25 Prozent p. a.).

Die übrigen Rückstellungen beinhalten Verpflichtungen für drohende Verluste, Abrechnung, Aufbewahrung sowie Fördermittlrückzahlungen.

34. Anleihen

In der folgenden Übersicht sind alle ausstehenden Anleihen dargestellt:

in Mio. Euro	Zinssatz	Laufzeitende	Buchwert	Nominal-	Buchwert	Nominal-
			31.12.2024	volumen		
Commercial Paper	3,400%	Januar 2025	49,9	50,0		
Commercial Paper	3,400%	Januar 2025	49,9	50,0		
Commercial Paper	3,130%	Februar 2025	49,8	50,0		
Commercial Paper	3,100%	März 2025	49,7	50,0		
Commercial Paper	3,050%	März 2025	49,7	50,0		
Commercial Paper	2,930%	April 2025	49,6	50,0		
Green Bond (7 Jahre)	0,250 %	Juni 2028	498,5	500,0	498,0	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	495,0	500,0	494,4	500,0
Zinsabgrenzungen			2,4		2,4	
Gesamt			1.394,3	1.400,0	1.094,6	1.100,0

35. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten

in Mio. Euro	31.12.2024		31.12.2023	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.022,8	137,2	842,9	349,4

Die langfristigen und kurzfristigen Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten betreffen festverzinsliche Verbindlichkeiten in Höhe von 1.064,8 Mio. Euro (Vorjahr: 986,3 Mio. Euro) und variabel verzinsliche Verbindlichkeiten in Höhe von 95,2 Mio. Euro (Vorjahr: 206,0 Mio. Euro).

36. Sonstige finanzielle Verbindlichkeiten

in Mio. Euro	31.12.2024		31.12.2023	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Derivative Finanzinstrumente	132,9	642,3	359,7	2.360,8
Verbindlichkeiten aus Leasing	294,2	37,7	285,2	46,6
Verbindlichkeiten aus Finanzkrediten (nicht von Kreditinstituten)	866,4	9,6	891,7	3,3
Verbindlichkeiten aus Einlagen Stiller Gesellschafter	225,2	1,0	225,0	
Ausstehende Rechnungen und Gutschriften		34,0		43,7
Barsicherheiten		2,7		37,6
Verbindlichkeiten aus Garantiedividende	12,5	3,4	15,4	3,4
Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen mit Beteiligungsverhältnis		14,8		10,2
Minderheitenanteile an Personengesellschaften		11,3		9,3
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	1,5	270,2	2,6	275,5
Gesamt	1.532,7	1.027,0	1.779,6	2.790,4

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.

37. Sonstige nichtfinanzielle Verbindlichkeiten

in Mio. Euro	31.12.2024		31.12.2023	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen		94,5		108,0
Emissionsrechte		215,4		53,6
Verbindlichkeiten aus Steuern		111,2		32,0
Vertragliche Verbindlichkeiten		10,2		3,8
Übrige sonstige nichtfinanzielle Verbindlichkeiten	29,1	140,6	27,6	349,8
Gesamt	29,1	571,9	27,6	547,2

38. Latente Steuern

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

in Mio. Euro	31.12.2024		31.12.2023	
	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv
Immaterielle Vermögenswerte	55,8	233,9	59,6	237,5
Grundstücke und Sachanlagen	103,3	747,1	81,9	685,9
Sonstige Vermögenswerte	31,0	133,3	31,7	131,2
davon derivative Finanzinstrumente	16,9	63,3	17,9	88,3
Langfristige Vermögenswerte	190,1	1.114,3	173,2	1.054,6
Vorräte	0,2	25,8	0,5	104,4
Forderungen	200,1	1,7	237,8	2,0
Sonstige Vermögenswerte	264,2	223,8	731,0	628,8
davon derivative Finanzinstrumente		209,6		616,2
Kurzfristige Vermögenswerte	464,5	251,3	969,3	735,2
Bauzuschüsse	248,9		219,2	
Emissionsrechte		2,6		
Pensionsrückstellungen	138,2		155,0	
Übrige Rückstellungen	177,2	11,6	168,6	8,5
Verbindlichkeiten	131,2	4,4	201,2	4,9
davon derivative Finanzinstrumente	42,7	0,4	113,7	
Langfristige Schulden	695,5	18,6	744,0	13,4
Bauzuschüsse	17,4		15,9	
Emissionsrechte				
Übrige Rückstellungen	17,2	5,0	18,3	1,2
Verbindlichkeiten	294,5	529,5	986,9	1.047,6
davon derivative Finanzinstrumente	263,5		963,1	
Kurzfristige Schulden	329,1	534,5	1.021,1	1.048,8
Verlustvorträge nach Wertminderung	14,9		5,8	
Latente Steuern vor Saldierung	1.694,1	1.918,7	2.913,4	2.852,0
Saldierung	-1.553,0	-1.553,0	-2.618,0	-2.618,0
Umgliederung IFRS 5	0,1	0,7	0,4	0,4
Latente Steuern lt. Bilanz	141,2	366,4	295,8	234,4

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 157,6 Mio. Euro (Vorjahr: 234,2 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 108,2 Mio. Euro (Vorjahr: 50,9 Mio. Euro) werden latente Steuern aktiviert, weil deren Realisierung für hinreichend wahrscheinlich gehalten wird. Temporäre Differenzen ohne Ansatz aktiver latenter Steuern bestehen wie im Vorjahr nicht.

Der Betrag aus temporären Unterschieden im Zusammenhang mit Anteilen an Tochterunternehmen und assoziierten Unternehmen, für die nach IAS 12.39 im Berichtsjahr keine latenten Steuerschulden bilanziert werden, beläuft sich im Berichtsjahr auf 75,7 Mio. Euro (Vorjahr: 61,9 Mio. Euro).

39. Eventualforderungen, Eventualverbindlichkeiten und sonstige Verpflichtungen

Eventualforderungen

Zum 31. Dezember 2024 bestehen Eventualforderungen in Höhe von 42,1 Mio. Euro (Vorjahr: 39,6 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 912,0 Mio. Euro (Vorjahr: 799,4 Mio. Euro), wovon 0,0 Mio. Euro (Vorjahr: 22,9 Mio. Euro) gegenüber Gläubigern von assoziierten Unternehmen und 26,6 Mio. Euro (Vorjahr: 10,0 Mio. Euro) gegenüber Gläubigern eines Gemeinschaftsunternehmens eingegangen wurden sowie 140,5 Mio. Euro (Vorjahr: 131,9 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 in 2024 nicht vollumfänglich wettbewerbsfähig erfüllt werden konnten. Der Bundesgerichtshof in Karlsruhe hat in seiner Entscheidung am 25. Februar 2025 das Urteil des Oberlandesgerichts Düsseldorf in der Sache aufgehoben und das Verfahren zur neuen Verhandlung an dieses zurückverwiesen. Eine Urteilsbegründung des Bundesgerichtshofs liegt EWE zum Zeitpunkt der Aufstellung des Konzernabschlusses noch nicht vor. Die Zurückweisung wird positiv bewertet.

Verpflichtungen zum Erwerb von immateriellen Vermögenswerten und Sachanlagen

In Bezug auf den Erwerb von immateriellen Vermögenswerten bestehen vertragliche Verpflichtungen in Höhe von 15,4 Mio. Euro (Vorjahr: 16,8 Mio. Euro) aus offenen Bestellungen für geplante branchenspezifische Software-Investitionen, die noch nicht angefallen sind. Vertragliche Verpflichtungen für den Erwerb von Sachanlagen bestehen in Höhe von 556,2 Mio. Euro (Vorjahr: 291,2 Mio. Euro). Diese betreffen im Wesentlichen offene Bestellungen im Zusammenhang mit einem Elektrolyseur zur Herstellung von grünem Wasserstoff am Standort Emden-Ost im Rahmen des Gesamtprojektes Clean Hydrogen Coastline sowie die Ertüchtigung der dafür benötigten Vorhabenfläche. Des Weiteren bestehen Bestellobligos bezüglich Investitionen zur Erstellung von Versorgungsnetzen und technischen Anlagen.

Des Weiteren bestehen geschäftsübliche langfristige Bezugsverträge für Strom- und Gaslieferungen.

40. 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	31.12.2024	31.12.2023
Summe Eigenkapital	4.360,8	3.405,8
Eigenkapitalquote in %	29,2	21,2
Bilanzsumme	14.920,8	16.038,6

41. Derivative Finanzinstrumente und Hedge Accounting

a) Strategie und Ziele

Die Grundsätze des Risikomanagements im EWE-Verband-Konzern werden von der Geschäftsführung der EWE-Verband GmbH 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)

31.12.2024 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
Absicherung des Zinsrisikos							
nicht in Sicherungsbeziehung	0,6			3,7	59,4		
Gesamt	0,6			3,7	59,4		
Absicherung des Commodity- Preisänderungsrisikos							
						GWh	Euro / MWh
für Stromderivate							
in Cash Flow Hedges							
nicht in Sicherungsbeziehung	18,9	85,0	2.832,0	761,1		37.983,5	
Gesamt	18,9	85,0	2.832,0	761,1		37.983,5	94,6
für Gasderivate							
in Cash Flow Hedges							
nicht in Sicherungsbeziehung	2,7	55,8	244,3	26,9		7.011,7	
Gesamt	101,5	447,5	8.384,0	2.000,6		265.225,5	39,2
						Mio. t	Euro / t
für CO ₂ -Derivate							
nicht in Sicherungsbeziehung			6,1			0,1	
Gesamt			6,1			0,1	67,6
für übrige Commodity-Derivate							
nicht in Sicherungsbeziehung							
Gesamt							
Aktivische Sicherungsinstrumente							
in Cash Flow Hedges	2,7	55,8					
nicht in Sicherungsbeziehung	118,3	476,7					
Gesamt	121,0	532,5					

Aktivische Sicherungsinstrumente (II/II)

31.12.2023	Buchwert	Buchwert	Nominal- volumen	Nominal- volumen	Nominal- volumen	Nominal- volumen	Durch- schnittlicher
in Mio. Euro	langfristig	kurzfristig	Restlaufzeit bis 1 Jahr	Restlaufzeit 1 bis 5 Jahre	Restlaufzeit über 5 Jahre	gesamt (Mengen)	Sicherungs- kurs
Absicherung des Zinsrisikos							
nicht in Sicherungsbeziehung	2,2		3,8	14,0	74,2		
Gesamt	2,2		3,8	14,0	74,2		
Absicherung des Commodity- Preisänderungsrisikos							
						GWh	Euro / MWh
für Stromderivate							
in Cash Flow Hedges		30,8	36,6			65,5	
nicht in Sicherungsbeziehung	32,5	198,2	3.141,2	602,4		28.106,2	
Gesamt	32,5	229,0	3.177,8	602,4		28.171,7	134,2
für Gasderivate							
in Cash Flow Hedges	5,3	1,0	1,4	7,4		437,6	
nicht in Sicherungsbeziehung	201,0	1.002,5	9.862,2	2.257,3		234.555,3	
Gesamt	206,3	1.003,5	9.863,6	2.264,7		234.992,9	51,6
						Mio. t	Euro / t
für CO ₂ -Derivate							
nicht in Sicherungsbeziehung			15,7			0,2	
Gesamt			15,7			0,2	90,5
für übrige Commodity-Derivate							
nicht in Sicherungsbeziehung		1,8	1,8				
Gesamt		1,8	1,8				
Aktivische Sicherungsinstrumente							
in Cash Flow Hedges	5,3	31,8					
nicht in Sicherungsbeziehung	235,7	1.202,5					
Gesamt	241,0	1.234,3					

Passivische Sicherungsinstrumente (I/II)

31.12.2024 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
Absicherung des Währungsrisikos			Fremdwährung			Euro	PLN / Euro
für die Währung PLN							
in Cash Flow Hedges							
nicht in Sicherheitsbeziehung		0,2	44,3	10,6		12,4	
Gesamt		0,2	44,3	10,6		12,4	4,4
Absicherung des Zinsrisikos							
in Cash Flow Hedges							
nicht in Sicherheitsbeziehung	0,9			4,4	52,8		
Gesamt	0,9			4,4	52,8		
Absicherung des Commodity- Preisänderungsrisikos						GWh	Euro / MWh
für Stromderivate							
nicht in Sicherheitsbeziehung	31,3	164,6	2.579,3	661,3		33.234,9	
Gesamt	31,3	164,6	2.579,3	661,3		33.234,9	97,5
für Gasderivate							
in Cash Flow Hedges		0,1	8,7			174,2	
nicht in Sicherheitsbeziehung	100,7	477,4	7.805,3	2.284,3		254.937,5	
Gesamt	100,7	477,5	7.814,0	2.284,3		255.111,7	39,6
						Mio. t	Euro / t
für CO ₂ -Derivate							
in Cash Flow Hedges							
nicht in Sicherheitsbeziehung			7,0			0,1	
Gesamt			7,0			0,1	70,0
Passivische Sicherungsinstrumente							
in Cash Flow Hedges		0,1					
nicht in Sicherheitsbeziehung	132,9	642,2					
Gesamt	132,9	642,3					

Passivische Sicherungsinstrumente (II / II)

31.12.2023	Buchwert	Buchwert	Nominal- volumen	Nominal- volumen	Nominal- volumen	Nominal- volumen	Durch- schnittlicher
in Mio. Euro	langfristig	kurzfristig	Restlaufzeit bis 1 Jahr	Restlaufzeit 1 bis 5 Jahre	Restlaufzeit über 5 Jahre	gesamt (Mengen)	Sicherungs- kurs
Absicherung des Währungsrisikos							
			Fremdwährung			Euro	PLN / Euro
für die Währung PLN							
in Cash Flow Hedges			39,7	2,6		9,1	
nicht in Sicherheitsbeziehung		0,6					
Gesamt		0,6	39,7	2,6		9,1	4,7
Absicherung des Zinsrisikos							
in Cash Flow Hedges		2,6	60,2				
nicht in Sicherheitsbeziehung	1,3		2,4	8,1	102,1		
Gesamt	1,3	2,6	62,6	8,1	102,1		
Absicherung des Commodity- Preisänderungsrisikos							
						GWh	Euro / MWh
für Stromderivate							
nicht in Sicherheitsbeziehung	79,0	739,9	4.072,8	737,3		34.112,5	
Gesamt	79,0	739,9	4.072,8	737,3		34.112,5	141,0
für Gasderivate							
in Cash Flow Hedges	63,8	144,0	410,5	232,6		12.513,4	
nicht in Sicherheitsbeziehung	215,6	1.471,8	10.363,8	2.948,8		259.142,1	
Gesamt	279,4	1.615,8	10.774,3	3.181,4		271.655,5	51,4
						Mio. t	Euro / t
für CO ₂ -Derivate							
in Cash Flow Hedges		1,9	9,5			0,1	
nicht in Sicherheitsbeziehung			21,3			0,2	
Gesamt		1,9	30,8			0,3	95,4
Passivische Sicherungsinstrumente							
in Cash Flow Hedges	63,8	148,5					
nicht in Sicherheitsbeziehung	295,9	2.212,3					
Gesamt	359,7	2.360,8					

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.

31.12.2024 in Mio. Euro	Wertänderung Grundgeschäft	Wertänderung Sicherungs- instrument	Ineffektivität	Hedging Reserve bestehender Sicherungs- beziehungen	Hedging Reserve beendeter Sicherungs- beziehungen
Aktiva / Passiva					
Absicherung des Währungsrisikos					
Absicherung des Zinsrisikos					
Zinsderivate	0,1	-0,1			-39,2
Absicherung des Commodity-Preisänderungsrisikos					
Stromderivate	20,8	-20,8			
Gasderivate	-254,7	259,0	-4,3	39,9	
CO ₂ -Derivate	-1,3	1,3			
Gesamt	-235,1	239,4	-4,3	39,9	-39,2

31.12.2023 in Mio. Euro	Wertänderung Grundgeschäft	Wertänderung Sicherungs- instrument	Ineffektivität	Hedging Reserve bestehender Sicherungs- beziehungen	Hedging Reserve beendeter Sicherungs- beziehungen
Aktiva / Passiva					
Absicherung des Währungsrisikos					
Devisenderivate	-0,3	0,3			
Absicherung des Zinsrisikos					
Zinsderivate	-2,6	2,5	0,1	-1,8	-41,7
Absicherung des Commodity-Preisänderungsrisikos					
Stromderivate	2,8	-2,8		20,8	
Gasderivate	158,6	-171,8	13,2	-138,4	
Kohlelderivate	-10,2	10,2			
CO ₂ -Derivate	1,1	-1,1		-1,3	
Gesamt	149,4	-162,7	13,3	-120,7	-41,7

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

in Mio. Euro	Absicherung	Währungs-	Zinsrisiko	Commodity-Preisänderungsrisiko			Gesamt	
		risiko		Strom-	Gas-	Kohle-		CO ₂ -
		Devisen-	Zins-	derivate	derivate	derivate	Derivate	
		derivate	derivate					
Stand: 01.01.2024			-43,5	20,8	-138,4		-1,3	-162,4
Im Eigenkapital (OCI) erfasstes Ergebnis aus effektiven Sicherungsbeziehungen			0,3	-30,6	128,4		1,9	100,0
Ergebnis aus Reklassifizierung aufgrund geänderter Erwartungen hinsichtlich des Eintritts des Grundgeschäfts					28,9			28,9
Ergebnis aus Reklassifizierung aufgrund GuV-wirksamer Realisierung des Grundgeschäfts			5,8		81,3			87,1
Reklassifizierung aufgrund eines Basis Adjustments					16,1			16,1
Latente Steuern			-1,8	9,8	-76,4		-0,6	-69,0
Stand: 31.12.2024			-39,2		39,9			0,7

in Mio. Euro	Absicherung	Währungs-	Zinsrisiko	Commodity-Preisänderungsrisiko			Gesamt	
		risiko		Strom-	Gas-	Kohle-		CO ₂ -
		Devisen-	Zins-	derivate	derivate	derivate	Derivate	
		derivate	derivate					
Stand: 01.01.2023		-0,3	-45,7	23,6	-27,3	-10,2	-0,2	-60,1
Im Eigenkapital (OCI) erfasstes Ergebnis aus effektiven Sicherungsbeziehungen		0,8			-925,5	1,8	-1,8	-924,7
Im Eigenkapital (OCI) erfasstes Ergebnis aus der Absicherung von Nettopositionen			-2,5	75,0				72,5
Ergebnis aus Reklassifizierung aufgrund geänderter Erwartungen hinsichtlich des Eintritts des Grundgeschäfts					151,5			151,5
Ergebnis aus Reklassifizierung aufgrund GuV-wirksamer Realisierung des Grundgeschäfts			5,6	-79,1	510,3			436,8
Reklassifizierung aufgrund eines Basis Adjustments		-0,3			105,0	13,2	0,2	118,1
Latente Steuern		-0,2	-0,9	1,3	47,6	-4,8	0,5	43,5
Stand: 31.12.2023			-43,5	20,8	-138,4		-1,3	-162,4

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 sonstige kurzfristige nichtfinanzielle Vermögenswerte ausgewiesen.

42. 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 31.12.2024	Bewertungskategorie nach IFRS 9			Fair Value 31.12.2024
		Fortgeführte Anschaffungs- kosten	Fair Value erfolgs- wirksam	Fair Value erfolgsneutral ohne Recycling	
Aktiva					
Sonstige langfristige Vermögenswerte					
Anteile	216,1		89,8	126,3	216,1
Ausleihungen	404,1	404,1			437,7
Derivate					
Derivate ohne Hedge-Beziehung	118,3		118,3		118,3
Derivate mit Hedge-Beziehung (n.a.)	2,7				2,7
Forderungen aus Finanzierungsleasing (n.a.)	99,1				93,2
Übrige langfristige finanzielle Vermögenswerte	12,1	12,1			12,1
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	1.907,3	1.907,3			1.907,3
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte					
Ausleihungen	44,6	44,6			44,6
Wertpapiere	3,6		3,6		3,6
Derivate					
Derivate ohne Hedge-Beziehung	476,7		476,7		476,7
Derivate mit Hedge-Beziehung (n.a.)	55,8				55,8
Forderungen aus Finanzierungsleasing (n.a.)	12,3				12,3
Geleistete Barsicherheiten (Energiehandel)	240,0	240,0			240,0
Übrige kurzfristige finanzielle Vermögenswerte	67,3	67,3			67,3
Liquide Mittel	775,0	775,0			775,0
Gesamt	4.435,0	3.450,4	688,4	126,3	4.462,7
Passiva					
Anleihen	1.394,3	1.394,3			1.250,8
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.160,0	1.160,0			1.590,7
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.245,3	1.245,3			1.245,3
Verbindlichkeiten aus Leasing (n.a.)	331,9				331,9
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	1.452,9	1.452,5	0,4		1.566,5
Derivate					
Derivate ohne Hedge-Beziehung	775,1		775,1		775,1
Derivate mit Hedge-Beziehung (n.a.)	0,1				0,1
Gesamt	6.359,6	5.252,1	775,5		6.760,4

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
	31.12.2023	Fortgeführte Anschaffungskosten	Fair Value erfolgswirksam	Fair Value erfolgsneutral ohne Recycling	31.12.2023
Aktiva					
Sonstige langfristige Vermögenswerte					
Anteile	206,4		70,2	136,2	206,4
Ausleihungen	344,4	344,4			368,1
Derivate					
Derivate ohne Hedge-Beziehung	235,7		235,7		235,7
Derivate mit Hedge-Beziehung (n.a.)	5,3				5,3
Forderungen aus Finanzierungsleasing (n.a.)	99,5				84,5
Übrige langfristige finanzielle Vermögenswerte	8,7	8,7			8,8
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	2.358,3	2.358,3			2.358,3
Sonstige kurzfristige Vermögenswerte					
Ausleihungen	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
Gesamt	5.679,6	3.882,7	1.511,8	136,2	5.688,4
Passiva					
Anleihen	1.094,6	1.094,6			931,5
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.192,3	1.192,3			1.418,3
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.653,7	1.653,7			1.653,7
Verbindlichkeiten aus Leasing (n.a.)	331,8				331,8
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	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
Gesamt	8.510,8	5.458,0	2.508,7		8.676,1

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 486,9 Mio. Euro (Vorjahr: 523,8 Mio. Euro).

Der Fair Value derivativer Finanzinstrumente ist abhängig von der Entwicklung der zugrunde liegenden Marktfaktoren. Die jeweiligen Fair Values werden in regelmäßigen Abständen ermittelt und überwacht.

Die derivativen Finanzinstrumente sind überwiegend Gegenstand marktüblicher Aufrechnungsvereinbarungen. Derivative Transaktionen werden im Allgemeinen auf der Grundlage von Standardverträgen durchgeführt, bei denen eine Aufrechnung (Netting) aller offenen Transaktionen mit den Geschäftspartnern unter bestimmten Bedingungen möglich ist.

Zinsswaps, Devisenterminkontrakte, CO₂-Futures, Stromtermingeschäfte, Kohlefutures und Gaspreissicherungsgeschäfte werden mit marktüblichen Bewertungsverfahren unter maximaler Berücksichtigung marktbeobachtbarer Daten, wie z. B. Devisen-Kassa- und Termin-Kurse sowie Zinsstrukturkurven und „Price Forward Curves“ bewertet.

Für die Bewertung von Commodity-Derivaten werden Notierungen an aktiven Märkten herangezogen. Liegen keine Notierungen vor, etwa weil der Markt nicht hinreichend liquide ist, werden die beizulegenden Zeitwerte auf der Grundlage anerkannter Bewertungsmodelle ermittelt.

Die bewertungsrelevanten Preiskurven für Börsengeschäfte und Geschäfte am OTC-Markt (Over The Counter) basieren auf notierten Börsenkursen sowie öffentlich zugänglichen Broker-Quotierungen und den marktüblichen Handelsplattformen. Falls solche nicht vorhanden sind, werden allgemein anerkannte Bewertungsmodelle genutzt, für die auch interne Daten herangezogen werden.

Das Ausfallrisiko wird erfasst. Energiegeschäfte, die im Rahmen der Commodity-Transaktionen abgeschlossen werden, unterliegen grundsätzlich EFET-Vereinbarungen (European Federation of Energy Traders) oder dem Deutschen Rahmenvertrag für Finanztermingeschäfte (DRV). Ausfallrisiken werden in diesem Fall unter der Berücksichtigung von Netting-Vereinbarungen berücksichtigt. Aus dem Credit und Debit Value Adjustment (CVA / DVA) ergab sich bei den Derivaten ein Ergebnis in Höhe von 3,2 Mio. Euro (Vorjahr: -8,6 Mio. Euro).

Die beizulegenden Zeitwerte der börsengehandelten Anleihen entsprechen den Nominalwerten multipliziert mit den Kursnotierungen zum Abschlussstichtag. Zum 31. Dezember 2024 ist der beizulegende Zeitwert der Anleihen niedriger als der Buchwert.

Die beizulegenden Zeitwerte der übrigen festverzinslichen nicht börsengehandelten Anleihen sowie der festverzinslichen Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten werden als Barwerte der mit den Schulden verbundenen Zahlungen unter Zugrundelegung der jeweils gültigen Zinsstrukturkurve ermittelt. Bei variabel verzinslichen Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten wird aufgrund der regelmäßigen Anpassung der Zinssätze an aktuelle Marktparameter davon ausgegangen, dass der Buchwert im Wesentlichen dem beizulegenden Zeitwert entspricht.

Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen haben überwiegend kurze Laufzeiten; die bilanzierten Werte stellen im Wesentlichen die beizulegenden Zeitwerte dar.

Finanzinstrumente, die nicht zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden, deren beizulegende Zeitwerte jedoch angegeben werden, sind der Stufe 3 der Fair Value-Hierarchie zugeordnet.

Die folgende Tabelle zeigt eine Zuordnung der zum Fair Value bilanzierten Finanzinstrumente zu den drei Stufen der Fair Value-Hierarchie:

31.12.2024				
in Mio. Euro	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Gesamt
Finanzielle Vermögenswerte, bewertet zum Fair Value				
Anteile			216,1	216,1
Wertpapiere	3,6			3,6
Derivative Finanzinstrumente		641,6	11,9	653,5
Gesamt	3,6	641,6	228,0	873,2
Finanzielle Verbindlichkeiten, bewertet zum Fair Value				
Derivative Finanzinstrumente		769,1	6,1	775,2
Andere Finanzinstrumente			0,4	0,4
Gesamt		769,1	6,5	775,6

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

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 2024 gab es keine Umgruppierungen zwischen Bewertungen zum beizulegenden Zeitwert der Stufe 1 und Stufe 2 sowie keine Umgruppierungen in oder aus Bewertungen zum beizulegenden Zeitwert der Stufe 3.

Entwicklung der Fair Values in Stufe 3

Die folgende Übersicht zeigt die Entwicklung der Finanzinstrumente, die der Fair Value-Stufe 3 zugeordnet wurden:

in Mio. Euro	Anteile (Aktiva)	Derivative Finanz- instrumente (Aktiva)	Derivative Finanz- instrumente (Passiva)	Sonstige Finanz- instrumente (Passiva)
Stand: 01.01.2024	206,4	1,8	37,6	0,4
Materialaufwand in der Gewinn- und Verlustrechnung		10,1	-31,5	
Übriges Beteiligungsergebnis in der Gewinn- und Verlustrechnung	7,0			
Erträge / Aufwendungen im sonstigen Gesamtergebnis	-5,5			
Zugänge / Käufe	13,1			
Abgänge / Veräußerungen	-4,7			
Veränderung Konsolidierungskreis	-0,2			
Stand: 31.12.2024	216,1	11,9	6,1	0,4

in Mio. Euro	Anteile (Aktiva)	Derivative Finanz- instrumente (Aktiva)	Derivative Finanz- instrumente (Passiva)	Sonstige Finanz- instrumente (Passiva)
Stand: 01.01.2023	231,8	54,4	33,2	
Materialaufwand in der Gewinn- und Verlustrechnung		-54,4	4,4	
Übriges Beteiligungsergebnis in der Gewinn- und Verlustrechnung	-5,6			
Erträge / Aufwendungen im sonstigen Gesamtergebnis	-20,7			
Zugänge / Käufe	5,9	1,8		0,4
Abgänge / Veräußerungen	-5,6			
Veränderung Konsolidierungskreis	-0,6			
Umbuchungen	1,2			
Stand: 31.12.2023	206,4	1,8	37,6	0,4

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 41,0 Mio. Euro (Vorjahr: 33,4 Mio. Euro) bzw. zu einem Anstieg um 63,6 Mio. Euro (Vorjahr: 50,6 Mio. Euro) führen. Eine hypothetische Änderung des EBIT um +/-10 Prozent würde zu einer theoretischen Erhöhung der Fair Values um 26,1 Mio. Euro (Vorjahr: 21,6 Mio. Euro) bzw. zu einem Rückgang um 26,1 Mio. Euro (Vorjahr: 21,4 Mio. Euro) führen.

Derivative Finanzinstrumente der Stufe 3 umfassen zum 31. Dezember 2024 wie im Vorjahr vorwiegend Verträge der Bezugs- und Absatzseite, die Flexibilität beinhalten. Außerdem wurde in 2023 für das erste 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. Temperaturgeführte (Sigmoid-) Verträge werden auf Basis einer Optionsbewertung mittels Black76-Formel bewertet.

b) Saldierung von Finanzinstrumenten

31.12.2024	Angesetzte Brutto- beträge	Saldierung	Ausge- wiesene Netto- beträge	Nicht bilanziell saldierungs- fähige Beträge	Fair Value erhaltener / gestellter finanzieller Sicherheiten	Nettobetrag
in Mio. Euro						
Aktiva						
Kurzfristige Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	2.465,1	-557,8	1.907,3	-7,0		1.900,3
Derivate	2.524,3	-1.870,8	653,5	-362,7		290,8
Geleistete Margins	987,7	-747,7	240,0			240,0
Gesamt	5.977,1	-3.176,3	2.800,8	-369,7		2.431,1
Passiva						
Kurzfristige Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.803,1	-557,8	1.245,3	-5,9		1.239,4
Derivate	2.287,6	-1.512,4	775,2	-362,7		412,5
Erhaltene Margins	1.108,1	-1.106,1	2,0			2,0
Gesamt	5.198,8	-3.176,3	2.022,5	-368,6		1.653,9

31.12.2023	Angesetzte Brutto- beträge	Saldierung	Ausge- wiesene Netto- beträge	Nicht bilanziell saldierungs- fähige Beträge	Fair Value erhaltener / gestellter finanzieller Sicherheiten	Nettobetrag
in Mio. Euro						
Aktiva						
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
Gesamt	12.085,8	-7.973,1	4.112,7	-781,8		3.330,9
Passiva						
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
Gesamt	12.383,9	-7.973,1	4.410,8	-781,8		3.629,0

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	2024	2023
Nettoergebnisse aus finanziellen Vermögenswerten		
Fair Value through Profit or Loss (FVPL) bewertet		
Eigenkapitalinstrumente FVPL	0,1	0,4
Fremdkapitalinstrumente FVPL	11,6	26,5
zu fortgeführten Anschaffungskosten	8,8	52,3
im sonstigen Ergebnis als Fair Value through OCI (FVOCI) bewertete Eigenkapitalinstrumente	3,6	-4,8
Gesamt	24,1	74,4
Nettoergebnisse aus finanziellen Verbindlichkeiten		
zu fortgeführten Anschaffungskosten	-96,7	-124,9
Gesamt	-96,7	-124,9
Nettoergebnisse aus finanziellen Vermögenswerten oder finanziellen Verbindlichkeiten		
verpflichtend Fair Value bewertet (Derivate in Sicherheitsbeziehung)	63,5	-516,0
verpflichtend Fair Value bewertet (Derivate nicht in Sicherheitsbeziehung)	863,0	-1.904,2
Gesamt	926,5	-2.420,2
Gesamt	853,9	-2.470,7

43. 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 Krisenjahr 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 950,0 Mio. Euro (Vorjahr: 1.950,0 Mio. Euro) abgebildet. Die Laufzeiten der syndizierten Kreditfazilitäten enden im August 2026 und Juni 2029. Alle Kreditlinien dienen der allgemeinen Betriebsmittelfinanzierung. Zum 31. Dezember 2024 wurden von diesen Kreditlinien 58,3 Mio. Euro (Vorjahr: 189,2 Mio. Euro) in Anspruch genommen. Die zum Bilanzstichtag zur Verfügung stehenden bilateralen Kreditlinien betragen insgesamt 771,6 Mio. Euro (Vorjahr: 679,0 Mio. Euro). Von diesem Betrag wurden 223,8 Mio. Euro (Vorjahr: 214,3 Mio. Euro) in Anspruch genommen. Die EWE AG nutzt als weiteres flexibles kurzfristiges Finanzierungsinstrument ein Commercial-Paper-Programm über 500,0 Mio. Euro zur Emission von ungesicherten Schuldverschreibungen am Geldmarkt. Dieses war zum Bilanzstichtag mit 300,0 Mio. Euro (Vorjahr: 0,0 Mio. Euro) ausgenutzt.

Sämtliche in Kredit-/Finanzierungsvereinbarungen enthaltenen Covenants wurden eingehalten.

Die vorgehaltene Liquidität bei Banken sowie die kurz- und langfristigen Kreditlinien geben der EWE-Verband GmbH 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.

31.12.2024 in Mio. Euro	CASH FLOWS		
	< 1 Jahr	1 - 5 Jahre	> 5 Jahre
Originäre finanzielle Verbindlichkeiten:			
Anleihen	306,2	523,7	614,9
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	160,3	619,8	578,8
Verbindlichkeiten aus Garantiedividende	3,5	13,8	
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.028,1		
Leasingverbindlichkeiten	41,2	138,7	197,0
Übrige finanzielle Verbindlichkeiten	375,5	568,1	860,9
Gesamt	1.914,8	1.864,1	2.251,6

31.12.2023 in Mio. Euro	CASH FLOWS		
	< 1 Jahr	1 - 5 Jahre	> 5 Jahre
Originäre finanzielle Verbindlichkeiten:			
Anleihen	6,2	524,9	600,0
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	364,5	513,5	402,5
Verbindlichkeiten aus Garantiedividende	6,9	14,2	10,1
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.455,7		
Leasingverbindlichkeiten	49,5	202,1	139,5
Übrige finanzielle Verbindlichkeiten	414,8	611,9	898,0
Gesamt	2.297,6	1.866,6	2.050,1

Innerhalb des EWE-Verband-Konzerns sind Financial Covenants ausschließlich in Projektfinanzierungsverträgen von Onshore-Windparks mit Banken vereinbart, die zum einen bestimmte Schuldendienstdeckungsgrade (Debt Service Coverage Ratio, DSCR) und zum anderen die Einhaltung einer Schuldendienstreserve als Barunterlegung betreffen. Der korrespondierende Buchwert des als langfristig ausgewiesenen Anteiles dieser Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten belief sich zum 31. Dezember 2024 auf 677,3 Mio. Euro (Vorjahr: 575,5 Mio. Euro). Die Financial Covenants zu den DSCR sind zum 31. Dezember eines jeden Geschäftsjahres zu erfüllen, während die Schuldendienstreserven laufend einzuhalten sind.

Darüber hinaus sind sowohl in diesen Projektfinanzierungsverträgen als auch in den langfristigen übrigen Finanzierungsverträgen Non-Financial Covenants enthalten. Diese betreffen marktübliche Kreditbedingungen mit Regelungen, z. B. in Bezug auf Verschuldung, Veräußerung von Vermögenswerten und gesellschaftsrechtlicher Umstrukturierungen. Daneben bestehen Informationspflichten, wie beispielsweise zu Produktionszahlen und zur halbjährlichen / jährlichen Berichterstattung, sowie Bedingungen zur Einhaltung von Antikorruptionsregelungen und entsprechender gesetzlicher Regelungen.

Alle in diesen Finanzierungsverträgen vereinbarten Covenants wurden zum Stichtag eingehalten. Es gibt keine Anzeichen dafür, dass diese im Geschäftsjahr 2025 nicht eingehalten werden könnten.

Cash Flows Stromderivate (nicht Own-Use)

in Mio. Euro	31.12.2024		31.12.2023	
	< 1 Jahr	1 - 5 Jahre	< 1 Jahr	1 - 5 Jahre
Cash Outflows	-685,1	-281,6	-1.253,6	-466,8
Cash Inflows	459,2	397,2	403,1	312,6
Cash Flows netto	-225,9	115,6	-850,5	-154,2

Die Cash Flows beziehen sich auf Stromderivate mit negativen Marktwerten in Höhe von 195,9 Mio. Euro (Vorjahr: 818,9 Mio. Euro) sowie positiven Marktwerten in Höhe von 103,9 Mio. Euro (Vorjahr: 261,5 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	31.12.2024		31.12.2023	
	< 1 Jahr	1 - 5 Jahre	< 1 Jahr	1 - 5 Jahre
Cash Outflows	-6.864,1	-1.915,9	-6.028,7	-2.306,5
Cash Inflows	6.245,8	1.071,4	4.577,6	1.352,2
Cash Flows netto	-618,3	-844,5	-1.451,1	-954,3

Die Cash Flows beziehen sich auf Derivate im Gasbereich mit negativen Marktwerten in Höhe von 578,2 Mio. Euro (Vorjahr: 1.895,2 Mio. Euro) sowie positiven Marktwerten in Höhe von 549,0 Mio. Euro (Vorjahr: 1.209,8 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 Marginanforderungen.

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 zeitnahe 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 Zukunftsausrichtung einbezogen.

Kategorie	Kategoriebeschreibung	Basis für Bemessung des erwarteten Verlustes aus Kreditrisiken
Kategorie 1 Investment Grade	Kunden haben geringe Ausfallwahrscheinlichkeit und eine große Kapazität die vertraglichen Zahlungsströme zu erfüllen	12 Monats ECL oder kürzer
Kategorie 2 Non Investment Grade	Kunden bei denen ein erhöhtes Kredit-ausfallrisiko 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:

31.12.2024 in Mio. Euro	General Approach			Simplified Approach	Gesamt
	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3		
Kategorie 1 (Investment Grade)	1.624,5	79,4		1.596,8	3.300,7
Kategorie 2 (Non Investment Grade)	91,3	0,1		195,1	286,5
Kategorie 3 (Forderungsabwicklung)			6,0	100,6	106,6
Gesamt	1.715,8	79,5	6,0	1.892,5	3.693,8

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
Gesamt	1.686,8	46,0	2,8	2.353,6	4.089,2

in Mio. Euro	Ausfallwahrscheinlichkeit p.a.	31.12.2024		31.12.2023	
		Brutto Forderungshöhe	Wertberichtigung	Brutto Forderungshöhe	Wertberichtigung
Portfolio					
1,00 %	n.a.	499,3	-3,6	398,5	-3,6
2,50 %	n.a.	430,3	-1,8	625,0	-2,1
4,50 %	n.a.	44,4	-1,2	256,0	-1,5
IFRS 9-Rating					
AAA	0,01 %	6,7		2,1	
AA	0,05 %	424,3	-0,5	228,4	
A	0,16 %	708,3		957,2	-0,2
BBB	0,44 %	917,9	-2,1	1.070,0	-1,7
BB	1,57 %	304,6	-0,7	238,6	-0,6
B	5,42 %	246,6	-1,8	243,2	-1,0
C	20,00 %	0,9		0,1	
D	35,00 %	4,5	-0,2	2,9	-0,9
Zwischensumme		3.587,8	-11,9	4.022,0	-11,6
Einzelwertberichtigte Forderung / Einzelwertberichtigung		106,0	-92,2	67,2	-58,2
Gesamt		3.693,8	-104,1	4.089,2	-69,8

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- angebundenen Grundgeschäften regelmäßig über jeweils entsprechende TTF-, Gaspool- oder NCG- angebundene Instrumente abgesichert. Strom aus erneuerbaren Energien wird nur kurzfristig vermarktet und nicht im Hedge Accounting geführt. Der Sicherungszeitraum geht in der Regel 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 mit Erdgas 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.

Soweit möglich und sachgerecht, werden Derivate in Sicherungsbeziehungen designiert. Bei Rohstoffbezügen in Fremdwährung werden gegebenenfalls Fremdwährungssicherungen ergänzt. Zinssicherungen können im Zusammenhang mit antizipierten Finanzierungsbedarfen oder bestehenden Finanzierungen stehen.

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 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	
		31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Physisch zu erfüllende Strom-Termingeschäfte					
nicht im Hedge Accounting	+10 %	2,1	38,9		
nicht im Hedge Accounting	-10 %	-2,1	-38,9		
Finanziell zu erfüllende Strom-Termingeschäfte					
im Hedge Accounting	+10 %				-0,6
im Hedge Accounting	-10 %				0,6
nicht im Hedge Accounting	+10 %	81,6	41,4		
nicht im Hedge Accounting	-10 %	-81,6	-41,4		
Gesamt	+10 %	83,7	80,3		-0,6
Gesamt	-10 %	-83,7	-80,3		0,6

in Mio. Euro	Veränderung der Preis- entwicklung	Auswirkungen auf die Gewinn- und Verlustrechnung		Auswirkungen auf das Sonstige Ergebnis	
		31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Physisch zu erfüllende Gas-Termingeschäfte					
im Hedge Accounting	+10 %			33,6	43,4
im Hedge Accounting	-10 %			-33,6	-43,4
nicht im Hedge Accounting	+10 %	60,7	45,4		
nicht im Hedge Accounting	-10 %	-60,3	-44,5		
Gesamt	+10 %	60,7	45,4	33,6	43,4
Gesamt	-10 %	-60,3	-44,5	-33,6	-43,4

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 den möglichen in USD denominierten LNG Handel und den in PLN fakturierten Gasabsatz. Das Risiko besteht in der Variabilität zukünftiger Cash Flows aufgrund volatiler Wechselkurse, insbesondere EUR/USD und EUR/PLN. Um dieses Risiko zu steuern, werden gemäß der Risikorichtlinie in der Regel Devisentermingeschäfte abgeschlossen. Freistehende derivative Finanzinstrumente ohne Sicherungsbeziehung sind gemäß Risikorichtlinie grundsätzlich nicht vorgesehen und können bei Glattstellung zu erfolgswirksamen Ergebnisvolatilitäten führen.

Sofern von Signifikanz, wird 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 im Sinne einer ökonomischen Absicherung, 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	Kursentwicklung Euro / Fremdwährung	Auswirkungen auf die Gewinn- und Verlustrechnung		Auswirkungen auf das Sonstige Ergebnis	
		31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Devisentermingeschäfte					
nicht im Hedge Accounting	+10 %	1,1	0,9		
nicht im Hedge Accounting	-10 %	-1,4	-1,1		
Übrige					
nicht im Hedge Accounting	+10 %		1,4		
nicht im Hedge Accounting	-10 %		-1,7		
Gesamt	+10 %	1,1	2,3		
Gesamt	-10 %	-1,4	-2,8		

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 im Sinne einer ökonomischen Absicherung, erfolgswirksam bilanziert werden („nicht im Hedge Accounting“). Hierunter kann auch die Bilanzierung von nur teilweise effektiven Absicherungsgeschäften fallen.

Die aufgeführten Sensitivitäten variabel verzinsster Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten beziehen sich ausschließlich auf zum Stichtag in Anspruch genommene Fazilitäten.

Es liegen dabei die folgenden Annahmen zugrunde:

- Marktzensänderungen 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 Zins- entwicklung	Auswirkungen auf die Gewinn- und Verlustrechnung		Auswirkungen auf das Sonstige Ergebnis	
		31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Zinsderivate					
im Hedge Accounting	+100 bp				3,9
im Hedge Accounting	-100 bp				-3,9
nicht im Hedge Accounting	+100 bp	1,4	5,3		
nicht im Hedge Accounting	-100 bp	-1,8	-5,5		
Variabel verzinsliche Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten					
nicht im Hedge Accounting	+100 bp		-0,5		
nicht im Hedge Accounting	-100 bp		0,5		
Liquide Mittel					
nicht im Hedge Accounting	+100 bp	1,8	3,9		
nicht im Hedge Accounting	-100 bp	-1,8	-3,9		
Gesamt	+100 bp	3,2	8,7		3,9
Gesamt	-100 bp	-3,6	-8,9		-3,9

Risikokonzentration

Risikokonzentrationen entstehen, wenn der Eintritt mehrerer Risiken nicht unabhängig voneinander ist bzw. Klumpenrisiken bestehen. Im Bereich der Kreditrisiken treten diese auf, wenn Geschäftspartner ähnliche Geschäftstätigkeiten oder wirtschaftliche Merkmale aufweisen, die dazu führen, dass sie bei Veränderungen der wirtschaftlichen oder politischen Lage oder anderer Bedingungen in gleicher Weise in ihrer Fähigkeit zur Erfüllung ihrer vertraglichen Verpflichtungen beeinträchtigt werden. Dies kann zum Beispiel für bestimmte Branchen bzw. Wirtschaftszweige gegeben sein, die stark durch transitorische Klimarisiken betroffen sind. Zu nennen sind hierbei insbesondere energieintensive Industrien wie die Stahlproduktion. Weiter sind sowohl der EWE-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.

44. Kapitalflussrechnung

Der Finanzmittelfonds setzt sich zusammen aus den liquiden Mitteln der Bilanz in Höhe von 775,1 Mio. Euro (Vorjahr: 776,9 Mio. Euro) sowie aus Cash Pool-Forderungen in Höhe von 15,0 Mio. Euro (Vorjahr: 11,7 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 zugeflossene Dividenden in Höhe von 24,2 Mio. Euro (Vorjahr: 17,8 Mio. Euro) enthalten.

Die Einzahlungen aus Abgängen von Anteilen vollkonsolidierter Gesellschaften resultieren aus den Entkonsolidierungen der Geschäftsaktivitäten in Polen sowie der Gabrielsberget Nord Vind AB, Malmö, Schweden.

Die Auszahlungen für Investitionen in Anteile vollkonsolidierter Gesellschaften betreffen in 2024 den Erwerb der restlichen Anteile an der Limón GmbH, Kassel, und in 2023 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-Verband GmbH in Höhe von 0,0 Mio. Euro (Vorjahr: 0,0 Mio. Euro) enthalten. An Gesellschafter ohne beherrschenden Einfluss wurden Ausschüttungen in Höhe von 116,8 Mio. Euro (Vorjahr: 35,2 Mio. Euro) vorgenommen.

Die nicht zahlungswirksamen Investitionen in Höhe von 89,8 Mio. Euro (Vorjahr: 75,1 Mio. Euro) betreffen im Wesentlichen zum einen aktivierungspflichtige Anschaffungs- oder Herstellungskosten in Höhe von 45,3 Mio. Euro (Vorjahr: 30,6 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 44,5 Mio. Euro (Vorjahr: 43,2 Mio. Euro).

Die nicht zahlungswirksamen Finanzierungsvorgänge betreffen die Passivierung von Leasingverbindlichkeiten nach IFRS 16 in Höhe von 44,5 Mio. Euro (Vorjahr: 43,2 Mio. Euro), die aus dem Erwerb der Anlagengegenstände im Wege eines Leasingverhältnisses resultieren.

Zum 31. Dezember 2024 unterlagen die flüssigen Mittel Verfügungsbeschränkungen in Höhe von 0,2 Mio. Euro (Vorjahr: 0,1 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	Gesamt
Langfristige Schulden							
Stand: 01.01.2024	1.092,2	842,9	285,2	225,0	15,4	891,7	3.352,4
zahlungswirksam		203,2	-22,2	0,2		-16,1	165,1
zahlungsunwirksam							
Veränderung Konsolidierungskreis			-1,8			-9,2	-11,0
Währungsanpassungen		-0,2					-0,2
Umbuchungen / sonstige Änderungen	1,1	-23,1	33,0		-2,9		8,1
Stand: 31.12.2024	1.093,3	1.022,8	294,2	225,2	12,5	866,4	3.514,4
Kurzfristige Schulden							
Stand: 01.01.2024	2,4	349,4	46,6		3,4	13,5	415,3
zahlungswirksam	298,6	-209,6	-18,4	1,0	-3,4	11,0	79,2
zahlungsunwirksam							
Umbuchungen / sonstige Änderungen		-2,6	9,5		3,4		10,3
Stand: 31.12.2024	301,0	137,2	37,7	1,0	3,4	24,5	504,8

in Mio. Euro	Anleihen	Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	Leasingverbindlichkeiten	Verbindlichkeiten Einlagen Stiller Gesellschafter	Verbindlichkeiten Garantiedividende	Sonstige Verbindlichkeiten	Gesamt
Langfristige Schulden							
Stand: 01.01.2023	1.091,2	977,4	298,0	225,0	18,1	908,0	3.517,7
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
Stand: 31.12.2023	1.092,2	842,9	285,2	225,0	15,4	891,7	3.352,4
Kurzfristige Schulden							
Stand: 01.01.2023	2,4	176,9	33,4		3,5	16,2	232,4
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
Stand: 31.12.2023	2,4	349,4	46,6		3,4	13,5	415,3

45. 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.

46. Aufstellung der Angaben nach § 313 Abs. 2 HGB zum 31.12.2024

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Konsolidiert:			
Aeolus General Partner Sp. z o.o., Szczecin, Polen	100,00 ¹⁾	41.837	978 ⁷⁾
Alterric Biogas GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	13.367	6.362 ⁷⁾
Alterric Deutschland GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	1.027.094	0 ^{7) 9)}
Alterric Ferme Eolienne Sud SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	2.275	753 ⁷⁾
Alterric France SAS (vormals Alterric SARL), Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	11.094	-374 ⁷⁾
Alterric GmbH, Aurich	50,00 ¹⁾	1.727.833	101.325 ^{7) 13)}
Alterric Internationale Beteiligungs GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	117.249	0 ^{7) 9)}
Alterric Umspannwerke GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	86	33 ⁷⁾
Alterric Windenergie Zell GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.690	192 ⁷⁾
Alterric Windpark Betriebs GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	10.211	1.922 ⁷⁾
Alterric Windpark Bingen GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-141	-150 ⁷⁾
Alterric Windpark Dietrichsfeld II GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.186	226 ⁷⁾
Alterric Windpark Essel GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	5.001	1.508 ⁷⁾
Alterric Windpark Ettenheim GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-46	-44 ⁷⁾
Alterric Windpark Glane GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	0	0 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Aufwind KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.194	69 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Bad Emstal KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.001	616 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Belgern II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	12.025	27 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Bertkow II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.579	5.909 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Bertkow KG, Aurich	100,00 ¹⁾	768	480 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Bettinghausen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.954	294 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Bimolten II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.670	320 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Brandung I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.225	1.021 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Deblinghausen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.100	120 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Erftstadt KG, Aurich	100,00 ¹⁾	859	681 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Falkenhagen IV KG, Aurich	100,00 ¹⁾	4.792	-50 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Frische Brise I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	606	414 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Groß Niendorf I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	661	-544 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Großzöberitz I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	680	382 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Ingeln KG, Aurich	100,00 ¹⁾	681	49 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Küstenwind I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	180	65 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Küstenwind II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.054	195 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Lutter I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	802	-94 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Luttum KG, Aurich	100,00 ¹⁾	315	44 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Megawind II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.588	527 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Mistral KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.170	316 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Mittelherwigsdorf KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.901	630 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Nordhausen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.448	138 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Padenstedt KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.769	266 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Passat I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.395	142 ⁷⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Konsolidiert:			
Alterric Windpark GmbH & Co. Passat II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.645	205 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Passat III KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.986	-514 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Rhede KG, Aurich	100,00 ¹⁾	665	19 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Scirocco I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.399	595 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Scirocco II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.090	194 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Steife Briese KG, Aurich	100,00 ¹⁾	750	185 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Stößen I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	294	29 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Stößen II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.781	412 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Stößen III KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.616	928 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Süllberg KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.807	244 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Tornado KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.896	814 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Twist KG, Aurich	100,00 ¹⁾	4.000	1.563 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Valbert KG, Aurich	100,00 ¹⁾	844	167 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Waltershausen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	616	208 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Wickede KG, Aurich	100,00 ¹⁾	540	103 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Wiegleben KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.010	1.066 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Windnutzung II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.750	35 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Windrose KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.111	620 ⁷⁾
Alterric Windpark Haren GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	300	212 ⁷⁾
Alterric Windpark Hatten GmbH, Hatten	100,00 ¹⁾	15.494	1.221 ⁷⁾
Alterric Windpark Heidersdorf GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	498	104 ⁷⁾
Alterric Windpark Köhlen GmbH & Co. KG, Köhlen	100,00 ¹⁾	9.005	3.450 ⁷⁾
Alterric Windpark Obergeckler GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-675	-625 ⁷⁾
Alterric Windpark Petersdorf I GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.415	725 ⁷⁾
Alterric Windpark Pülfringer Höhe GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	24	0 ⁷⁾
Alterric Windpark Rastdorf GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	45	55 ⁷⁾
Alterric Windpark Salz-Berzhahn GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-150	-177 ⁷⁾
Alterric Windpark Sassenberg Repowering GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-18	-28 ⁷⁾
Alterric Windpark Siedenbrünzow im Osten GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.337	-177 ⁷⁾
Alterric Windpark Steyerberg GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-832	-864 ⁷⁾
Alterric Windpark Tossens GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-99	-108 ⁷⁾
Alterric Windpark Walsrode GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.466	1.066 ⁷⁾
Alterric Windpark Werne GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.785	-1.511 ⁷⁾
Alterric Windpark Wolpertswende GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	28	-22 ⁷⁾
Alterric Windservice GmbH, Krummhörn	100,00 ¹⁾	5.404	1.089 ⁷⁾
ANB Fläming GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-3.424	7 ⁷⁾
AWK 2 Sp. z o.o., Szczecin, Polen	100,00 ¹⁾	5.551	-73 ⁷⁾
be.storaged GmbH, Oldenburg	100,00	3.775	²⁾
BEENIC GmbH, Oldenburg	100,00	1.961	²⁾
best-blu consulting with energy GmbH, Salzgitter	100,00 ¹⁾	320	294
Beteiligungsgesellschaft Dietrichsfeld GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	298	269 ⁷⁾
BREKOM GmbH, Bremen	100,00 ¹⁾	8.077	197 ⁷⁾
Bremer Wasserstoff GmbH, Bremen	100,00 ¹⁾	1.752	-389 ⁷⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Konsolidiert:			
BTC (Schweiz) AG, Glattbrugg, Schweiz	100,00 ¹⁾	3.064	607
BTC Business Technology Consulting AG, Oldenburg	100,00	31.902	²⁾
BTC Embedded Systems AG, Oldenburg	93,60 ¹⁾	4.223	2.003
BTC IT Services GmbH, Oldenburg	100,00 ¹⁾	1.463	²⁾ ⁹⁾
Carraigcannon Wind Farm Ltd., Athlone, Irland	100,00 ¹⁾	6.619	-284 ⁷⁾
Digitalprojekt 4 GmbH, Berlin	100,00 ¹⁾	278	218 ³⁾
Energieallianz MV Beteiligungs GmbH, Rerik	90,00 ¹⁾	-2.509	-1.904 ³⁾
Energieversorgung Weser-Ems GmbH, Oldenburg	100,00	320.210	0 ²⁾
Eole Moustermeur SCS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	764	62 ⁷⁾
Eoliennes Saint Allouestre SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	-747	-245 ⁷⁾
Erste Immobilienentwicklung Donnerschwee GmbH & Co. KG, Oldenburg	100,00	721	-32 ³⁾
EWE Aktiengesellschaft, Oldenburg	59,00 ¹⁾	3.175.831	650.778
EWE GASSPEICHER GmbH, Oldenburg	100,00	160.090	²⁾
EWE Go GmbH, Oldenburg	100,00	13.189	²⁾
EWE HYDROGEN GmbH, Oldenburg	100,00		²⁾
EWE NETZ GmbH, Oldenburg	95,90 ⁵⁾	372.799	²⁾
EWE SERVICEPARTNER GmbH, Oldenburg	100,00	375	-5.747 ²⁾
EWE TEL GmbH, Oldenburg	100,00	95.908	²⁾
EWE TRADING GmbH, Bremen	100,00	30.026	²⁾
EWE VERTRIEB GmbH, Oldenburg	100,00	152.156	²⁾
EWE WASSER GmbH, Cuxhaven	100,00 ¹⁾	14.216	⁹⁾
Five1 GmbH, Heidelberg	100,00 ¹⁾	532	30
Gastransport Nord GmbH, Oldenburg	100,00	130.790	20.614 ⁷⁾
GP + S Consulting GmbH, Bad Homburg vor der Höhe	100,00 ¹⁾	339	250
GRE Windpark Verwaltungs GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	67	-3 ⁷⁾
GRE Windpark Verwaltungs GmbH & Co. Projekt Windpark Dorna Mitte KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.906	712 ⁷⁾
Groß Rietzer Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Aurich	100,00 ¹⁾	954	69 ⁷⁾
Gus Ruddy - Alt Turbines Co. Ltd., Athlone, Irland	100,00 ¹⁾	1.768	113 ⁷⁾
Herrmannsdorfer Windkraft GmbH & Co. Projekt Kronsberg KG, Aurich	100,00 ¹⁾	500	41 ⁷⁾
Höfen Projekt GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-2.740	-2.088 ⁷⁾
IFE Windpark Berne GmbH & Co. Betriebs-KG, Berne	100,00 ¹⁾	5.700	507 ⁷⁾
Infrastruktur Damsdorf GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-57	0 ⁷⁾
Killin Hill Windfarm Ltd., Athlone, Irland	100,00 ¹⁾	-1.053	-161 ⁷⁾
Kilrush Energy Ltd., Athlone, Irland	100,00 ¹⁾	4.242	214 ⁷⁾
Kinzig Trasse GmbH & Co. KG, Freiensteinau-Reichlos	77,78 ¹⁾	534	254 ³⁾ ⁴⁾
Lichtenau Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Lichtenau	100,00 ¹⁾	375	0 ⁷⁾
Limón GmbH, Kassel	100,00	1.518	591 ⁷⁾ ¹⁰⁾
Loccumer Windparkbetriebsgesellschaft mit beschränkter Haftung, Aurich	100,00 ¹⁾	5.345	683 ⁷⁾
Mühle Steinlah GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	767	-9 ⁷⁾
NEA Neue Energie Forschung und Entwicklung Windpark GmbH & Co. Aachen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	132	-69 ⁷⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Konsolidiert:			
Offshore-Windpark RIFFGAT GmbH, Oldenburg	100,00	210.002	2)
Parc Eolien de la Saronde SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	7.161	449 ⁷⁾
PRO CONSULT Management- und Systemberatung GmbH, Neu-Isenburg	100,00 ¹⁾	505	8
qbig GmbH, Oldenburg	100,00 ¹⁾	25	-709 ⁷⁾
REG Regenerative Energien Standortentwicklung GmbH & Co. Beverstedt KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.118	-2 ⁷⁾
REG Regenerative Energien Standortentwicklung GmbH & Co. Kirchwistedt KG, Aurich	100,00 ¹⁾	4.825	764 ⁷⁾
Salzkotten Windparkbetriebs GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.079	698 ⁷⁾
Schinne Windenergie GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	4.294	643 ⁷⁾
SEC Selecta Energy Consulting GmbH, Neu-Isenburg	100,00 ¹⁾	851	726
Société d'Exploitation du Parc Eolien de Charsonville SAS, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	3.484	253 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien de Sabine SAS, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	2.765	221 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien de Vallée Masson SAS, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	418	-83 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien des Hayettes SARL, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	214	-243 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien du Fouzon SARL, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	-1.019	-404 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien du Rocher Breton SAS, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	75,00 ¹⁾	1.497	29 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Helios SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	-1.019	-404 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Lande du Moulin SAS, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	-1.558	-1.279 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien les Garaches SARL, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	-1.353	-762 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Silene SARL, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	-971	-833 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Violette SARL, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	2.483	311 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Zephir SARL, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	-920	-392 ⁷⁾
Stößen-Wind GmbH & Co. I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.385	684 ⁷⁾
Stromnetz Delmenhorst GmbH & Co. KG, Delmenhorst	50,05 ¹⁾	6.766	922 ⁷⁾
swb AG, Bremen	100,00	485.135	94.795 ⁷⁾
swb Beleuchtung GmbH, Bremen	100,00 ¹⁾	250	9)
swb Bremerhaven GmbH, Bremerhaven	100,00 ¹⁾	23.760	9)
swb Entsorgung GmbH & Co. KG, Bremen	100,00 ¹⁾	140.693	15.471 ⁷⁾
swb Erzeugung AG & Co. KG, Bremen	100,00 ¹⁾	10.000	443.111 ⁷⁾
swb Gasumstellung GmbH, Bremen	100,00 ¹⁾	1.509	9)
swb Services AG & Co. KG, Bremen	100,00 ¹⁾	8.267	1.156 ⁷⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Konsolidiert:			
swb Vertrieb Bremen GmbH, Bremen	100,00 ¹⁾	9.592	⁹⁾
swb Vertrieb Bremerhaven GmbH & Co. KG, Bremerhaven	100,00 ¹⁾	-14.076	2.006 ⁷⁾
Uetze Süd Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Aurich	100,00 ¹⁾	4.025	0 ⁷⁾
Umspannwerk Altentreptow Nord GmbH & Co. KG, Aurich	60,00 ¹⁾	-2.324	-371 ⁷⁾
Umspannwerk Bargstedt GbR, Aurich	88,24 ¹⁾	10	265 ⁷⁾
Umspannwerk Bütow GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	10	21 ⁷⁾
Umspannwerk GmbH & Co. Trebbichau KG, Aurich	100,00 ¹⁾	4	-6 ⁷⁾
Umspannwerk Mainsche GbR, Aurich	76,25 ¹⁾	-39	9 ⁷⁾
Umspannwerk Schinne GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-243	13 ⁷⁾
Umspannwerk Simmern GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	10	214 ⁷⁾
UW Cahnsdorf GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-73	78 ⁷⁾
UW Gerichtstetten GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-90	304 ⁷⁾
UW Jagstzell GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-231	21 ⁷⁾
UW Kandelin GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-379	-76 ⁷⁾
UW Kleinfurra Wind GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-131	-11 ⁷⁾
UW Krauschwitz GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-235	-113 ⁷⁾
UW Mögeln GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-75	-7 ⁷⁾
UW Pöglitz GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.103	-48 ⁷⁾
UW Spetzerfehn GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-370	-87 ⁷⁾
UW Steinau Betriebsgesellschaft mbH, Aurich	100,00 ¹⁾	-27	-103 ⁷⁾
UW Treuenbrietzen Nord GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-72	99 ⁷⁾
UW Werneuchen-Seefeld GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	10	43 ⁷⁾
UW Wessin GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	460	179 ⁷⁾
WCG Wärme Contracting GmbH, Oldenburg	100,00 ¹⁾	102.324	33.576 ^{7) 16)}
Weser-Ems-Energiebeteiligungen GmbH, Oldenburg	100,00	898.292	⁹⁾
wesernetz Bremen GmbH, Bremen	99,00 ¹⁾	213.520	⁹⁾
wesernetz Bremerhaven GmbH, Bremerhaven	99,00 ¹⁾	56.469	⁹⁾
wesernetz Stuhr GmbH & Co. KG, Bremen	100,00 ¹⁾	6.655	836 ⁷⁾
wesernetz Weyhe GmbH & Co. KG, Bremen	100,00 ¹⁾	3.826	558 ⁷⁾
Windenergie Bischberg GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	653	14 ⁷⁾
Windenergie Bütow GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	4.099	252 ⁷⁾
Windenergie Falkenwalde GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	800	340 ⁷⁾
Windenergie Gägelow GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	125	25 ⁷⁾
Windenergie Georgsheil GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	10	177 ⁷⁾
Windenergie Girkenroth GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	600	28 ⁷⁾
Windenergie GmbH & Co. Metelen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-430	-26 ⁷⁾
Windenergie Helmbrechts GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	695	26 ⁷⁾
Windenergie Meckel GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	518	12 ⁷⁾
Windenergie Werneuchen-Seefeld GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	713	-77 ⁷⁾
Windenergienutzungsgesellschaft Leipzig mbH & Co. Windpark Rehbach KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.404	382 ⁷⁾
Windfarm Elsdorf II GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	4.086	475 ⁷⁾
Windfarm Märkisch-Linden GmbH & Co. KG, Bremen	87,24 ¹⁾	7.841	1.198 ⁷⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Konsolidiert:			
Windkraft Herford I GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	327	73 ⁷⁾
Windkraft Rudolphberg GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	450	32 ⁷⁾
Windpark Altes Lager GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	6.490	2.093 ⁷⁾
Windpark Altes Lager II GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	4.375	906 ⁷⁾
Windpark Bärfang GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-1.156	2.372 ⁷⁾
Windpark Buchhain 8 & 11 GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-233	659 ⁷⁾
Windpark Extertal GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	600	141 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Altweidelbach KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.518	75 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Bad Emstal II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.322	-77 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Barnstedt KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.123	251 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Bertkow III KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-14.118	-13.742 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Bliedersdorf KG, Aurich	100,00 ¹⁾	603	-147 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Brilon KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.551	980 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Brimingen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	550	127 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Bröckel-Eicklingen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.092	602 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Coesfeld KG, Aurich	100,00 ¹⁾	950	188 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Coesfeld-Stevede KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-695	-396 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Conneforde KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-831	-108 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Damsdorf KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.150	651 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Diepenau II KG, Aurich	51,00 ¹⁾	2.000	186 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Diepenau KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.790	-230 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Dietrichsfeld KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.113	3.195 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Dorna KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-28	-26 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Dülmen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	13	5 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Ennigerloh KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.631	400 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Erlengarten KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.238	-29 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Erp KG, Aurich	100,00 ¹⁾	400	110 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Etteln KG, Aurich	100,00 ¹⁾	469	-26 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. FAAS-Nord KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.543	102 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Fehndorf KG, Haren (Ems)	100,00 ¹⁾	1.695	5.243 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Feldheim KG, Aurich	100,00 ¹⁾	4.199	1.426 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Friedersdorf KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-43	-53 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Friedrichsgabekoog II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.200	375 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Fuhrberg KG, Aurich	100,00 ¹⁾	828	204 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Gaugshausen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	820	1.325 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Gau-Heppenheim KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.074	14 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Gensingen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-1.318	190 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Gischow KG, Aurich	100,00 ¹⁾	358	-42 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Glövizin KG, Aurich	100,00 ¹⁾	436	9 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Grabow-Reesen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	7.505	810 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Haaßel KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.693	43 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Hamburg KG, Aurich	100,00 ¹⁾	6.325	1.207 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Heidehof III KG, Aurich	100,00 ¹⁾	4.051	259 ⁷⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Konsolidiert:			
Windpark GmbH & Co. Heinzenbach-Unzenberg KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.253	207 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Hemeringen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	529	210 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Holste KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.503	-200 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Homberg/Efze KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-179	-125 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Horn KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.550	39 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Hummelsweiler KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.098	-138 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Ihlow KG, Ihlow	100,00 ¹⁾	5	181 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Jönickendorf KG, Aurich	100,00 ¹⁾	6.510	985 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Jennelt III KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.102	540 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Kalefeld KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.415	-34 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Kandelin KG, Aurich	100,00 ¹⁾	100	527 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Kirchheim KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-2.002	11 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Kisselsheide KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.043	-66 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Külz I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	524	-12 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Külz II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.255	-678 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Leun KG, Aurich	100,00 ¹⁾	112	-510 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Lünne II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.560	380 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Lünne III KG, Aurich	100,00 ¹⁾	650	480 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Lünne KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.410	185 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Mittelherwigsdorf II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-661	-736 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Möhnese-Echtrop KG, Aurich	100,00 ¹⁾	213	1 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Mulsum KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.237	1.793 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Neddenaverbergen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.900	363 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Nentzelsrode KG, Aurich	100,00 ¹⁾	5.197	-248 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Neustgewann KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.134	-31 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Nichel KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.438	2.067 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Niederwerbig KG, Aurich	100,00 ¹⁾	7.501	3.517 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Niemberg KG, Aurich	100,00 ¹⁾	385	94 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Oechlitz III KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-46	79 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Olfen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	43	13 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Parchow KG, Aurich	100,00 ¹⁾	321	-96 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Penzlin KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-806	134 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Rauhkasten-Steinfirst KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.500	129 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Rechenberg KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.739	501 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Rothensee KG, Aurich	76,00 ¹⁾	364	57 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Rysumer Nacken KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.350	436 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Sachsenhausen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	565	80 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Schinne I KG, Aurich	100,00 ¹⁾	11.798	3.725 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Schinne KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.163	-237 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Schlalach KG, Aurich	100,00 ¹⁾	19.129	4.921 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Schönfeld KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.502	267 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Schwiegershausen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.500	277 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Seefeld-Gokels KG, Aurich	100,00 ¹⁾	700	139 ⁷⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Konsolidiert:			
Windpark GmbH & Co. Steinheim KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.880	48 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Stößen X KG, Aurich	100,00 ¹⁾	542	467 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Stößen XI KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-84	-104 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Sulzthal KG, Aurich	100,00 ¹⁾	602	749 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Swistal KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-53	-11 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Telgte KG, Aurich	100,00 ¹⁾	314	105 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Trebbichau KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.450	818 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Twistetal KG, Aurich	100,00 ¹⁾	839	-72 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. VG 3 KG, Aurich	100,00 ¹⁾	10	20 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Vollersode KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.200	495 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Weserbrise KG, Aurich	100,00 ¹⁾	7.800	1.910 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Witzenhausen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	257	-304 ³⁾
Windpark GmbH & Co. Wolfhagen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.282	318 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Wolthausen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	228	-30 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Wüschheim KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.201	362 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Zehnhausen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	928	500 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Zerbst KG, Aurich	100,00 ¹⁾	673	255 ⁷⁾
Windpark Hoppenrade GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	5.374	-1.137 ⁷⁾
Windpark Industriehäfen GmbH & Co. KG, Bremen	81,35 ¹⁾	1.600	30 ⁷⁾
Windpark Jänickendorfer Heide GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	20.647	3.907 ⁷⁾
Windpark Jennelt GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	4.260	617 ⁷⁾
Windpark Jennelt II GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2.650	1.058 ⁷⁾
Windpark Kassieck-Lindstedt GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	8.607	2.741 ⁷⁾
Windpark Kutenholz GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	5.199	3.733 ⁷⁾
Windpark Lensahn GmbH & Co. Kommanditgesellschaft, Aurich	100,00 ¹⁾	720	214 ⁷⁾
Windpark Neutz-Lettewitz GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	750	267 ⁷⁾
Windpark Neutz-Lettewitz II GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.210	68 ⁷⁾
Windpark Sendenhorst GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.519	540 ⁷⁾
Windpark Tuchen GmbH & Co. KG, Oldenburg	100,00 ¹⁾	1.060	-49
Windpark Wardenburg GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1.102	350 ⁷⁾
Windpark Wiegleben II GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-151	495 ³⁾
Windparkbetriebsgesellschaft Adorf/Diemelsee II (die Zweite) GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	-22	-38 ⁷⁾
Windparkbetriebsgesellschaft Adorf/Diemelsee mbH, Diemelsee	100,00 ¹⁾	3.413	0 ⁷⁾
Windparkgesellschaft mbH Bohlendorf & Co. Kommanditgesellschaft, Aurich	100,00 ¹⁾	250	337 ⁷⁾
WIND-projekt GmbH & Co. Sechste Betriebs-KG, Aurich	100,00 ¹⁾	3.379	-664 ⁷⁾
Nicht in den Konsolidierungskreis einbezogen und nach IFRS 9 bilanziert:			
Alterric Biogas Verwaltungs GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	26	4 ⁷⁾
Alterric HHW Windpark Schneeberg GmbH, Grunow-Dammendorf	100,00 ¹⁾	2	-9 ⁷⁾
Alterric Management France SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	0
Alterric Umspannwerk Bingen GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	6	-4 ⁷⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Nicht in den Konsolidierungskreis einbezogen und nach IFRS 9 bilanziert:			
Alterric Umspannwerk Ebendorf GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	49	-1 ⁷⁾
Alterric Umspannwerk Garnholt GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	48	-2 ⁷⁾
Alterric Umspannwerk Lelbach GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-19	-5 ⁷⁾
Alterric Umspannwerk Rastede GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	48	-2 ⁷⁾
Alterric Umspannwerk Rosenthal GmbH & Co KG, Aurich	100,00 ¹⁾	49	-1 ⁷⁾
Alterric Umspannwerk Seelow-Nord GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	7	-2 ⁷⁾
Alterric Umspannwerk Südkämper Bruch GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	9	-1 ⁷⁾
Alterric Windpark Apensen GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	5	-3 ⁷⁾
Alterric Windpark Beteiligungsgesellschaft mbH, Aurich	100,00 ¹⁾	106	7 ⁷⁾
Alterric Windpark Brase-Mandelsloh GmbH & Co. KG (vormals 1. Windpark GmbH & Co. Uplengen KG), Aurich	100,00 ¹⁾	14	-1 ⁷⁾
Alterric Windpark Dahme GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-3	15 ⁷⁾
Alterric Windpark Ebendorf GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	48	-2 ⁷⁾
Alterric Windpark Ehringen GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	6	-4 ⁷⁾
Alterric Windpark Gaugshausen II GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	20	-11 ⁷⁾
Alterric Windpark GmbH & Co. Northeim KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-500	-485 ⁷⁾
Alterric Windpark Grönland-Schönmoor GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-128	-136 ⁷⁾
Alterric Windpark Heidwiesken GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	50	0
Alterric Windpark Hohendodeleben GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-2	-10 ⁷⁾
Alterric Windpark Karben-Petterweil GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	50	0
Alterric Windpark Köhlen Verwaltungs GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	21	-3 ⁷⁾
Alterric Windpark Langenstein GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-2	-2 ⁷⁾
Alterric Windpark Macken-Lütz GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-7	-16 ⁷⁾
Alterric Windpark Rosenthal GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	-7	-11 ⁷⁾
Alterric Windpark Südkämper Bruch GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	6	-4 ⁷⁾
Alterric Windpark Verwaltungs GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	228	29 ⁷⁾
Alterric Windpark Waldeck-Sachsenhausen GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	5	-3 ⁷⁾
Alterric Windpark Welsches Lied/Röth GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	13	-35 ⁷⁾
Alterric Zweite Windpark Verwaltungs GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	1.257	240 ⁷⁾
ANB Fläming Verwaltungs GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	16	40 ⁷⁾
BE Windpark Verwaltungs GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	50	-19 ⁷⁾
be.digital GmbH, Oldenburg	100,00 ¹⁾	20	-4 ³⁾
BEKS EnergieEffizienz GmbH, Bremen	100,00 ¹⁾	100	159
BIBER GmbH - Bildung Betreuung Erziehung, Oldenburg	100,00	73	2) ¹⁴⁾
BTC Bilişim Hizmetleri A.Ş., Istanbul, Türkei	100,00 ¹⁾	2.304	777 ^{11) 17)}
BTC Software Systems Sp. z o.o., Poznań, Polen	100,00 ¹⁾	1.038	1.019
BTC Software Technology (Shanghai) Co., Ltd., Shanghai, China	100,00 ¹⁾	306	7
Bürgerwindpark Bakum West Verwaltungs GmbH, Oldenburg	100,00 ¹⁾	10	4 ⁷⁾
Bürgerwindpark GmbH & Co. Grassau Schinne KG, Aurich	100,00 ¹⁾	0	-4 ³⁾
Digitalprojekt 4 GmbH, Berlin	100,00 ¹⁾	278	218 ³⁾
Dreißigste RE Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	25	2)
Dritte be.storaged Projektgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00 ¹⁾	23	-2 ⁷⁾
Emelrod Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Willingen (Upland)	100,00 ¹⁾	38	0 ⁷⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Nicht in den Konsolidierungskreis einbezogen und nach IFRS 9 bilanziert:			
Einunddreißigste RE Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	25	2)
Erste EWE Beteiligungsverwaltungsgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	92	-18 7)
Energieallianz MV Betriebsführungs GmbH, Rerik	90,00 1)	49	6 3)
Energieallianz MV Projekt Nr. 1 GmbH & Co. KG, Rerik	90,00 1)	0	-1 3)
Energieallianz MV Projekt Nr. 10 GmbH & Co. KG, Rerik	90,00 1)	0	-1 3)
Energieallianz MV Projekt Nr. 11 GmbH & Co. KG, Rerik	90,00 1)	0	-1 3)
Energieallianz MV Projekt Nr. 12 GmbH & Co. KG, Rerik	90,00 1)	0	-2 3)
Energieallianz MV Projekt Nr. 2 GmbH & Co. KG, Rerik	90,00 1)	0	-1 3)
Energieallianz MV Projekt Nr. 3 GmbH & Co. KG, Rerik	90,00 1)	0	-2 3)
Energieallianz MV Projekt Nr. 4 GmbH & Co. KG, Rerik	90,00 1)	0	-2 3)
Energieallianz MV Projekt Nr. 5 GmbH & Co. KG, Rerik	90,00 1)	0	-1 3)
Energieallianz MV Projekt Nr. 6 GmbH & Co. KG, Rerik	90,00 1)	0	-1 3)
Energieallianz MV Projekt Nr. 7 GmbH & Co. KG, Rerik	90,00 1)	0	-1 3)
Energieallianz MV Projekt Nr. 8 GmbH & Co. KG, Rerik	90,00 1)	0	-1 3)
Energieallianz MV Projekt Nr. 9 GmbH & Co. KG, Rerik	90,00 1)	0	-1 3)
Eole Etusson SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 1)	-6	-1 3)
Erste be.storaged Projektgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00 1)	22	-3 7)
Erste Immobilienentwicklung Donnerschwee Verwaltungs GmbH, Oldenburg	100,00 1)	90	10 7)
EWE DIREKT GmbH, Oldenburg	100,00 1)	28	2)
FSO Fernwirk-Sicherheitssysteme Oldenburg GmbH, Oldenburg	74,00	871	657 3)
Fünfte be.storaged Projektgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	23	-2 7)
Fünfzehnte RE Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	21	-4 3)
Gemeinschaftskraftwerk Bremen Verwaltungsgesellschaft mbH, Bremen	51,76 1)	28	9)
Gewi New Project GmbH, Aurich	100,00 1)	18	-3 7)
Gewi Windpark GmbH & Co. 17. Beteiligungs-KG., Husum	100,00 1)	0	n/a 3)
GSN Gebäudesicherheit Nord GmbH, Oldenburg	51,00	1.350	340 3)
Hohnebostel Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Langlingen	100,00 1)	13	0 7)
IGK Abwassertechnik GmbH, Lilienthal	100,00 1)	543	7
Infrastruktur Bargstedt GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 1)	-4	-12 7)
Koch Elektro- und Sanitärtechnik GmbH & Co. KG, Riede	100,00 1)	3	812 3)
Kommunale EnergieSpargesellschaft Stuhr mbH, Stuhr	100,00 1)	103	2 3)
NEA Neue Energie Forschung und Entwicklung gemeinnützige GmbH, Aurich	99,00 1)	33	18 7)
Neununddreißigste RE Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	30	-4 3)
Parc Eolien des Génévriers Sud SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 1)	0	0
Primus Zweite Projekt GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 1)	-97	-37 7)
Sabbenhausen Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Aurich	100,00 1)	13	0 7)
Sechsenddreißigste RE Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	74	-3 3)

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Nicht in den Konsolidierungskreis einbezogen und nach IFRS 9 bilanziert:			
Siebenunddreißigste RE Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	29	-9 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Aklesso SAS, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	0
Société d'Exploitation du Parc Eolien Alice SARL, Mulhouse, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-5 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Bea SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	0
Société d'Exploitation du Parc Eolien Bill SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-4 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Bois Seigneur SARL, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-9 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Bourache SAS, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-5 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Cassis SAS, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-5 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien de l'Orme SAS, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-3 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien des Echasses SAS, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	0
Société d'Exploitation du Parc Eolien des Trois Courtils SAS, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-6 ⁴⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien du Bois Chantret SAS, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-3 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien du Bois de Juvigny SARL, Margny- lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-4 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien du Champ des Vignes SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-3 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien du Champ Provert SARL, Margny- lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-4 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien du Don SARL, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	-4	-4 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien du Haillame SAS, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-15 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien du Haut du Moulin SAS, Margny- lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-3 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien du Moulin Neuf SARL, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-8 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Gentiane SAS, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-27 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Geranium SAS, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-19 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Gingembre SAS, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-5 ³⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Nicht in den Konsolidierungskreis einbezogen und nach IFRS 9 bilanziert:			
Société d'Exploitation du Parc Eolien Ginko SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-19 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Girolles SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-5 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Grand Tertre SAS (vormals Société d'Exploitation du Parc Eolien Artemis SAS), Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-5 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Griottes SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-17 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Groseille SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-5 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Iris SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-17 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Joubarbe SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-5 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Kervellin SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-21 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien La Belle Idee SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-6 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien la Crete de Ribes SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-12 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien la Madeleine SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-11 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien la Roche SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-4 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Laura SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	0
Société d'Exploitation du Parc Eolien Le Deffend SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-21 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien les Grands Clos SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-5 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Les Grands Patureaux SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-13 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien les Mellereux SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	0
Société d'Exploitation du Parc Eolien Lilas SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-5 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Lina SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	0
Société d'Exploitation du Parc Eolien Mare du Cornet SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-6 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Marion SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	0
Société d'Exploitation du Parc Eolien Martin SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-7 ³⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Nicht in den Konsolidierungskreis einbezogen und nach IFRS 9 bilanziert:			
Société d'Exploitation du Parc Eolien Orchis SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-46 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Oulimata SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	0
Société d'Exploitation du Parc Eolien Perouse SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-5 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Pimprenelle SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-5 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Rose SARL, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾	0	-18 ³⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Sarah SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	100,00 ¹⁾		
SOCON Sonar Control Kavernenvermessung GmbH, Giesen	62,00 ¹⁾	5.654	773 ³⁾
swb Assekuranz Vermittlungs-GmbH, Bremen	60,00 ¹⁾	4.944	455 ³⁾
swb Erzeugung Beteiligungs-GmbH, Bremen	100,00 ¹⁾	1.595	95 ³⁾
swb Management GmbH, Bremen	100,00 ¹⁾	25	-17 ³⁾
swb Netze Bremerhaven Beteiligungs-GmbH, Bremerhaven	100,00 ¹⁾	8	-2 ³⁾
TEWE Energieversorgungsgesellschaft mbH Erkner, Erkner	100,00 ¹⁾	3.603	-702 ⁷⁾
Umspannwerk Altentreptow Nord Verwaltungs GmbH, Aurich	60,00 ¹⁾	20	1 ⁷⁾
Umspannwerk Pennigsehl GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-86	-94 ⁷⁾
UW Heringen GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	26	26 ⁷⁾
UW Lichtenau Betriebsgesellschaft mbH, Lichtenau	100,00 ¹⁾	13	0 ³⁾
Vierte be.storaged Projektgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00 ¹⁾	1.326	-2 ⁷⁾
Vierunddreißigste RE Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	32	-4 ³⁾
Vierzigste RE Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	22	-4 ³⁾
wesernetz Stuhr Beteiligungs-GmbH, Bremen	100,00 ¹⁾	28	0 ³⁾
wesernetz Weyhe Beteiligungs-GmbH, Bremen	100,00 ¹⁾	28	0 ³⁾
Windenergie Consulting GmbH, Husum	100,00 ¹⁾	19	-2 ⁷⁾
Windpark Altes Lager III GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	18	-2 ⁷⁾
Windpark Emden West Verwaltungs GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	23	-2 ³⁾
Windpark Forstwoltersdorf GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	24	0 ⁷⁾
Windpark Garnholt II GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-6	-6 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Alt Krenzlin KG, Aurich	100,00 ¹⁾	1	-2 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Beckeln KG, Aurich	100,00 ¹⁾	603	-147 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Bliedersdorf II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	31	-5 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Bornheim KG, Aurich	100,00 ¹⁾	11	-8 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Brunow-Klüß KG, Aurich	100,00 ¹⁾	10	-1 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Cheine KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-36	-48 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Deutsch Bork KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-6	-10 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Diekhof-Recknitz KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-59	-1 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Falken-Gesäß KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-8	-13 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Groß Niendorf KG, Aurich	100,00 ¹⁾	2	-9 ⁷⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Verbundene Unternehmen			
Nicht in den Konsolidierungskreis einbezogen und nach IFRS 9 bilanziert:			
Windpark GmbH & Co. Groß Rietz KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-3	-22 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Groß Voigtshagen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-3	-14 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Hasenmoor KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-92	-15 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Hemmerich KG, Aurich	100,00 ¹⁾	27	-3 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Heringen-Monte Kali KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-17	-21 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Hilchenbach KG, Aurich	100,00 ¹⁾	20	-4 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Hugoldsdorf KG, Aurich	100,00 ¹⁾	28	-2 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Isernhagen KG, Aurich	100,00 ¹⁾	20	-1 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Kerspleben II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	18	-4 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Kerspleben KG, Aurich	100,00 ¹⁾	17	-2 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Kirchwistedt KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-208	-107 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Meßkirch-Walbertsweiler KG, Aurich	100,00 ¹⁾	36	-3 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Petershagen-Frille KG, Aurich	100,00 ¹⁾	31	-3 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Repowering Nentzelsrode II KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-1	-5 ³⁾
Windpark GmbH & Co. Repowering Nentzelsrode KG, Aurich	100,00 ¹⁾	15	-3 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Stralendorf KG, Aurich	100,00 ¹⁾	25	4 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Voigtei KG, Aurich	100,00 ¹⁾	23	-3 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Walkhügel KG, Aurich	100,00 ¹⁾	33	-2 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Warsaw KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-3	-3 ⁷⁾
Windpark Großsaara GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	24	0 ⁷⁾
Windpark Jümme GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	-129	-5 ⁷⁾
Windpark Jümme Verwaltungs GmbH, Aurich	100,00 ¹⁾	14	0 ⁷⁾
Windpark Potshausen GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	15	-3 ⁷⁾
Windpark Rastede GmbH & Co. KG, Aurich	100,00 ¹⁾	39	-231 ⁷⁾
Windpark Steyerberg Infrastruktur Verwaltungsgesellschaft mbH, Aurich	50,00 ¹⁾	0	0 ⁷⁾
Zweite be.storaged Projektgesellschaft mbH, Oldenburg	100,00	1.326	-2 ⁷⁾
At-equity bilanzierte Unternehmen			
Assoziierte Unternehmen:			
Bürgerwindpark Bakum West GmbH & Co. KG, Bakum	25,10 ¹⁾	4.813	266 ³⁾
DOTI Deutsche Offshore-Testfeld- und Infrastruktur-GmbH & Co. KG, Oldenburg	47,50 ¹⁾	21.565	-38.578 ³⁾
ENERCON Windpark GmbH & Co. Strauch-Michelshof KG, Simmerath	48,47 ¹⁾	4.646	624 ⁷⁾
GWAdriga GmbH & Co. KG, Berlin	48,00	1.067	-3.230 ⁷⁾
htp GmbH, Hannover	50,00	66.483	-272 ³⁾
Parc Eolien des Quintefeilles SAS, Montpellier, Frankreich	50,00 ¹⁾	-6.061	-2.486 ⁷⁾
Société d'Exploitation du Parc Eolien Les Prieurs SAS, Margny-lès- Compiègne, Frankreich	50,00 ¹⁾	-2.478	-1.713 ⁷⁾
swb Weserwind GmbH & Co. KG, Bremen	50,00 ¹⁾	500	253 ³⁾
Trianel Windkraftwerk Borkum II GmbH & Co. KG, Oldenburg	37,50	-13.152	-51.550 ³⁾
Windenergiepark Hohegaste GmbH & Co KG, Bunde-Bunderhee	50,00 ¹⁾	5.194	1.452 ⁷⁾
Windpark GmbH & Co. Harsewinkel KG, Aurich	34,00 ¹⁾	1.414	2 ⁷⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
At-equity bilanzierte Unternehmen			
Assoziierte Unternehmen:			
Windpark GmbH & Co. Landesbergen Süd KG, Aurich	28,53 ¹⁾	154	-10 ⁷⁾
Windpark Granswang GmbH & Co. KG, Regensburg	50,00 ¹⁾	1.730	170 ⁷⁾
Windpark Ihlow GmbH & Co. Betriebs KG, Ihlow	40,00 ¹⁾	6.965	905 ³⁾
Windpark Klobbicke GmbH & Co. KG, Sehestedt	50,00 ¹⁾	6.027	1.478 ⁷⁾
Windpark Köhlen GmbH, Oldenburg	50,00 ¹⁾	1.270	-22 ⁷⁾
Windpark Nattheim GmbH, Heidenheim an der Brenz	25,10 ¹⁾	34.251	3.382 ⁷⁾
Windpark Schneeberger Hof GmbH & Co. KG, Wörrstadt	50,00	253	434 ⁷⁾
Windpark Spolsen GmbH & Co. KG, Zetel	40,00 ¹⁾	2.325	319 ⁷⁾
Windpark Walkhügel GmbH & Co Aderstedt II KG, Aderstedt	50,00 ¹⁾	1.496	54 ⁷⁾
Windpark Walkhügel GmbH & Co Aderstedt KG I, Aderstedt	50,00 ¹⁾	1.995	148 ⁷⁾
Windpark Walkhügel GmbH & Co Ilberstedt KG III, Aderstedt	43,00 ¹⁾	2.884	1.135 ⁷⁾
Windpark Weißenberg GmbH, Dautphetal	45,00 ¹⁾	458	51 ⁷⁾
At-equity bilanzierte Unternehmen			
Gemeinschaftsunternehmen:			
EWE Go HOCHTIEF Ladepartner Betriebsgesellschaft mbH & Co. KG, Oldenburg	50,00 ¹⁾	42	-8 ^{3) 12)}
EWE Go HOCHTIEF Ladepartner Errichtungs-ARGE GbR, Oldenburg	50,00 ¹⁾	100	-58 ^{3) 12)}
EWE Go HOCHTIEF Ladepartner GmbH & Co. KG, Oldenburg	50,00 ¹⁾	808	-167 ^{3) 12)}
Gemeinschaftskraftwerk Bremen GmbH & Co. KG, Bremen	51,76 ¹⁾	91.214	5.167 ⁷⁾
Glasfaser NordWest GmbH & Co. KG, Oldenburg	50,00	19.543	-16.215 ^{3) 8)}
Hansegwasser Ver- und Entsorgungs-GmbH, Bremen	51,00 ¹⁾	52.617	1.433 ³⁾
HeideNetz GmbH, Munster	50,50 ¹⁾	3.352	141 ³⁾
INGAVER Innovative Gasverwertungs-GmbH, Bremen	50,00 ¹⁾	3.227	652 ⁷⁾
KENOW GmbH & Co. KG, Bremen	52,36 ¹⁾	11.597	-2.397 ³⁾
Turneo GmbH, Oldenburg	50,00 ¹⁾	13	-88 ³⁾
Weserkraftwerk Bremen GmbH & Co. KG, Bremen	50,00 ¹⁾	7.521	-1.122 ⁷⁾
Sonstige Beteiligungen nach IFRS 9 bilanziert			
Abwasser-Entsorgung Samtgemeinde Fredenbeck GmbH (AEF), Fredenbeck	49,00 ¹⁾	265	-14 ³⁾
Airdeco SA, Athen, Griechenland	50,00 ¹⁾	22	-3 ³⁾
Alterric ENOVA Windpark Verwaltungs GmbH, Bunde-Bunderhee	50,00 ¹⁾	34	0 ³⁾
ANB Treuenbrietzen GmbH & Co. KG, Zossen	22,88 ¹⁾	0	-6 ³⁾
BEWA Windenergie Fehndorf/Lindloh Verwaltungsgesellschaft mbH, Haren (Ems)	27,00 ¹⁾	30	4 ³⁾
BGV IV, LP, Palo Alto, USA	4,54	102.461	-2.208 ^{3) 15)}
Bremer Energie-Konsens GmbH, Bremen	24,90 ¹⁾	696	22
Bullfinch Asset Aktiengesellschaft, Frankfurt am Main	8,74	261	-7.252 ³⁾
BürgerWindEnergie Ehringen GmbH & Co. KG, Volkmarsen	50,00 ¹⁾	-9	-14 ³⁾
Bürgerwindpark Fehndorf/Lindloh Betriebsführungs GmbH, Haren (Ems)	11,54 ¹⁾	204	71 ⁴⁾
Bürgerwindpark Schlalach GmbH & Co. KG, Mühlenfließ	15,50 ¹⁾	999	4 ³⁾
BW Bürgerwindpark Fehndorf/Lindloh GmbH & Co. KG, Haren (Ems)	30,00 ¹⁾	30	-10 ³⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Sonstige Beteiligungen nach IFRS 9 bilanziert			
CEC Haren GmbH & Co. KG, Haren (Ems)	30,75 ¹⁾	8.590	-10 ³⁾
Comgy GmbH, Berlin	7,42	15.015	-2.747
Corfu Eole SAS, Béziers, Frankreich	50,00 ¹⁾	4.051	-73 ³⁾
Corfu Solaire SAS, Lyon, Frankreich	21,60 ¹⁾	0	0
dge wind Baar eins GmbH & Co. KG, Freiburg im Breisgau	33,33 ¹⁾	-2	-124 ³⁾
DTCP Growth Equity III SCSp SICAV-RAIF, Luxemburg	1,51	59.544	671 ^{3) 15)}
E² Projektgesellschaft GmbH & Co. KG, Zossen	50,00 ¹⁾	2	-9 ³⁾
ENERCON Windpark GmbH & Co. Falkenhagen III KG, Aurich	3,38 ¹⁾	301	134 ³⁾
ENERCON Windpark Strauch-Michelshof Verwaltungsgesellschaft mbH, Simmerath	50,00 ¹⁾	59	2 ⁴⁾
Energie und Umwelt GmbH & Co. Windpark Gartow KG, Cuxhaven	30,00 ¹⁾	-2	-1 ³⁾
Energieversorgung Brand GmbH, Krausnick-Groß Wasserburg	50,00 ¹⁾	4.776	1.267 ³⁾
Energy Impact Fund SCSp, Luxemburg	6,55	138.086	16.495 ³⁾
European Energy Exchange AG, Leipzig	1,00	727.759	155.739 ³⁾
EWS Alterric Verwaltungs GmbH, Aurich	50,00 ¹⁾	24	-2 ³⁾
GasLINE Telekommunikationsnetzgesellschaft deutscher Gasver- sorgungsunternehmen mbH & Co. Kommanditgesellschaft, Straelen	5,67 ¹⁾	159.708	43.310 ³⁾
Gasversorgung Angermünde GmbH, Angermünde	49,00 ¹⁾	2.647	540 ³⁾
GefuE GmbH & Co. Geeste-Wind KG, Bremen	49,88 ¹⁾	1.504	184 ³⁾
Gewi Windpark GmbH & Co. 16. Beteiligungs-KG., Husum	50,00 ¹⁾	0	n/a ³⁾
GVZ Entwicklungsgesellschaft Bremen mbH, Bremen	1,47 ¹⁾	259	9 ⁴⁾
hanseWasser Bremen GmbH, Bremen	38,20 ¹⁾	51.774	12.726 ^{3) 6) 9)}
Harzwasserwerke GmbH, Hildesheim	17,39 ¹⁾	116.814	5.878 ³⁾
High-Tech Gründerfonds III GmbH & Co. KG, Bonn	1,56	130.322	-5.913 ³⁾
Hude Netz GbR, Hude	22,22 ¹⁾		³⁾
Infrastruktur Schneeberger Hof GmbH, Aurich	33,33 ¹⁾	19	-2 ⁷⁾
Infrastruktur Windpark Nattheim GmbH, Ulm	50,00	105	36 ^{1) 3)}
Infrastrukturgesellschaft Groteland GmbH, Krummhörn	20,00 ¹⁾	402	2 ⁴⁾
juwi Beteiligungs GmbH & Co. Kundert KG, Mainz	8,87 ¹⁾	278	566 ⁴⁾
Netzanschluss Wilstermarsch GmbH, Enge-Sande	5,19 ¹⁾	3.639	26 ⁴⁾
Ökorenta Invest GmbH, Aurich	9,60 ¹⁾	6.415	1.780 ⁴⁾
Osterholzer Stadtwerke GmbH & Co. KG, Osterholz-Scharmbeck	25,71 ¹⁾	49.978	5.878 ³⁾
Parc Eolien des Génévriers Nord 1 SAS, Margny-lès-Compiègne, Frankreich	50,00 ¹⁾		
Parc Eolien des Génévriers Nord 2 SAS, Nîmes, Frankreich	50,00 ¹⁾		
Pe de Brebieres SAS, Montpellier, Frankreich	50,00 ¹⁾	-7	-8 ³⁾
Pe Vallee de L'escrebieux SAS, Montpellier, Frankreich	50,00 ¹⁾	-7	-8 ³⁾
PRISMA European Capacity Platform GmbH, Leipzig	1,33 ¹⁾	2.420	455 ³⁾
Parc Eolien d'Harlois SAS, Lyon, Frankreich	50,00 ¹⁾		
SE Weserkraftwerk Beteiligungs-GmbH, Bremen	50,00 ¹⁾	37	
sovanta AG, Heidelberg	10,00	13.516	4.507 ³⁾
SOWITEC windfarm 512 GmbH, Sonnenbühl	50,00 ¹⁾	6	-3 ³⁾
Städtische Betriebswerke Luckenwalde GmbH, Luckenwalde	20,00 ¹⁾	14.799	1.621
Stadtwerke Frankfurt (Oder) GmbH, Frankfurt (Oder)	10,00 ¹⁾	36.800	13.889 ⁹⁾

Name und Sitz der Gesellschaft in Tsd. Euro	Anteil in %	Eigenkapital	Jahres- ergebnis
Sonstige Beteiligungen nach IFRS 9 bilanziert			
Stadtwerke Ludwigsfelde GmbH, Ludwigsfelde	20,00 ¹⁾	13.689	2.910
Stadtwerke Schwedt GmbH, Schwedt/Oder	10,20 ¹⁾	26.183	6.303 ⁹⁾
TANDEM Investitions- und Beteiligungsgesellschaft für ökologische Projekte mbH, Bremen	5,46 ¹⁾	2.807	130 ³⁾
Trading Hub Europe GmbH, Berlin	9,09 ¹⁾	6.524	343 ³⁾
Union des Energies SAS, Carhaix-Plouguer, Frankreich	50,00 ¹⁾	-7	-7 ³⁾
UW Nessa II GmbH & Co. KG, Teuchern	50,00 ¹⁾		-118 ⁷⁾
UW Simonswolde GmbH & Co. KG, Ihlow	50,00 ¹⁾	20	8 ³⁾
Vaira UG, Paderborn	8,70	-349	-278 ³⁾
Verkehr und Wasser GmbH, Oldenburg	26,00 ¹⁾	17.600	³⁾
Wärmeversorgungsgesellschaft Königs Wusterhausen mbH, Königs Wusterhausen	22,90	8.835	1.630 ³⁾
Weserwind Repowering GmbH & Co. KG, Bremen	50,00 ¹⁾	30	-4 ⁷⁾
Weserwind Repowering Verwaltungs GmbH, Bremen	50,00 ¹⁾	12	-2 ⁷⁾
Windpark Beeskow Infrastruktur GmbH & Co. KG, Leer	41,67 ¹⁾	4	-3 ¹⁰⁾
Windpark Emden West GmbH & Co. KG, Emden	50,00 ¹⁾	57	-5 ³⁾
Windpark Granswang Verwaltungs GmbH, Regensburg	50,00 ¹⁾	35	1 ³⁾
Windpark Kerspleben Infrastruktur GmbH & Co. KG, Hamburg	50,00 ¹⁾		
Windpark Klobbicke Verwaltungs GmbH, Sehestedt	50,00 ¹⁾	8	0 ³⁾
Windpark Mehringer Höhe Infrastruktur GmbH, Gerbach	33,33 ¹⁾	440	33 ⁴⁾
Windpark Rhede Betriebs- u. Abrechnungsgesellschaft mbH, Rhede	37,50 ¹⁾	-17	12 ⁴⁾
Windpark Riepsterhammrich GmbH & Co. Grundeigentümer KG, Ihlow	3,24 ¹⁾	2.996	858 ³⁾
Windpark Schneeberger Hof Verwaltungs GmbH, Aurich	50,00 ¹⁾	21	1 ⁷⁾
Windpark Siedenbrünzow Infra GmbH & Co. KG, Siedenbrünzow	39,10 ¹⁾	1	-9 ⁴⁾
Windpark Spolsen Verwaltungs GmbH, Zetel	40,00 ¹⁾	42	-2 ³⁾
Windpark Steyerberg Infrastrukturgesellschaft mbH & Co. KG, Aurich	50,00 ¹⁾		
Windpark Walkhügel Verwaltungs-GmbH, Aderstedt	50,00 ¹⁾	314	14 ⁴⁾
Windpark Zeller Blauen GmbH & Co. KG, Aurich	50,00 ¹⁾	845	-6 ³⁾
WP Burgberg GmbH & Co. KG, Kirchheim unter Teck	50,00 ¹⁾	2	3 ³⁾
WP Hummelsweiler GmbH & Co KG, Kirchheim unter Teck	50,00 ¹⁾	2.236	309 ⁴⁾
WP Rechenberg GmbH & Co. KG, Kirchheim unter Teck	50,00 ¹⁾	14	0 ³⁾
WPI Repowering GmbH & Co. KG, Ihlow	37,14 ¹⁾	85	-25 ³⁾

¹⁾ Mittelbare Beteiligung

²⁾ Mit diesem Unternehmen bestehen (Teil-)Beherrschungs-, Gewinn- bzw. Ergebnisabführungsverträge

³⁾ Angabe Eigenkapital und Jahresergebnis aus 2023

⁴⁾ Angabe Eigenkapital und Jahresergebnis aus 2022

⁵⁾ 95,12 % der Anteile werden mittelbar gehalten

⁶⁾ Die Gesellschaft wird nach der Equity-Methode bei der Hansewasser Ver- und Entsorgungs-GmbH, Bremen, einbezogen

⁷⁾ Vorläufiges Jahresergebnis 2024

⁸⁾ seit Januar 2020 Joint Venture mit der Telekom Deutschland GmbH

⁹⁾ Die Gesellschaft besitzt Ergebnisabführungsverträge mit anderen Gesellschaften

¹⁰⁾ Die Gesellschaft hält 0,13 % eigene Anteile

¹¹⁾ Zwei Aktien befinden sich in Fremdbesitz

¹²⁾ seit 2023 Joint Venture mit der HOCHTIEF Ladepartner GmbH

¹³⁾ seit März 2021 Joint Venture mit der Aloys Wobben Stiftung

¹⁴⁾ Wirtschaftsjahr 1. August 2023 bis 31. Juli 2024

¹⁵⁾ Eigenkapital inklusive nicht realisierter Gewinne (Einzelabschluss EWE AG Angabe in US-Dollar)

¹⁶⁾ Die Gesellschaft besitzt einen Verlustausgleichsvertrag mit einer anderen Gesellschaft

¹⁷⁾ Es handelt sich um 99,9998 % der Anteile

47. 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	2024	2023
Erträge		
Gesellschafter der EWE-Verband GmbH	0,1	0,1
Assoziierte Unternehmen	8,8	13,9
Gemeinschaftsunternehmen	147,6	92,2
Sonstige Unternehmen	22,6	18,8
Aufwendungen		
Gesellschafter der EWE-Verband GmbH	44,2	46,7
Assoziierte Unternehmen	6,3	9,0
Gemeinschaftsunternehmen	65,6	44,0
Sonstige Unternehmen	41,7	35,3
Forderungen		
Assoziierte Unternehmen	107,2	97,8
Gemeinschaftsunternehmen	250,9	186,6
Sonstige Unternehmen	70,1	37,3
Verbindlichkeiten		
Gesellschafter der EWE-Verband GmbH	799,2	823,7
Assoziierte Unternehmen	16,2	9,3
Gemeinschaftsunternehmen	12,8	6,8
Sonstige Unternehmen	103,0	102,0

in Mio. Euro	2024	2023
Gewährte Bürgschaften oder Sicherheiten		
Assoziierte Unternehmen		22,9
Gemeinschaftsunternehmen		10,0
Sonstige Unternehmen	1,4	2,4
Liquiditätsverpflichtungen		
Gemeinschaftsunternehmen	430,0	430,0
Sonstige Eventualschulden		
Gemeinschaftsunternehmen	26,6	29,2

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 275,0 Mio. Euro bzw. 480,0 Mio. Euro (Vorjahr: 297,0 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 gestiegenen Erträge sind zum einen auf im Vergleich zum Vorjahr erhöhte Glasfaserausbautätigkeiten zurückzuführen. Des Weiteren führten noch nicht abgeschlossene Projektaufträge aus dem Vorjahr im FTTH-Ausbau zu einer Umsatzrealisierung im Berichtsjahr. Zum anderen konnte durch die Behebung eines technischen Defekts an einem Gas- und Dampfturbinen (GuD)-Kraftwerk und die damit verbundene Normalisierung des Geschäftsbetriebs ein höherer Gasabsatz erreicht werden. In den Forderungen sind langfristige und kurzfristige Darlehensforderungen mit Gesellschaften aus dem Bereich Stromerzeugung in Höhe von 107,8 Mio. Euro (Vorjahr: 87,2 Mio. Euro) und mit der Glasfaser NordWest in Höhe von 132,8 Mio. Euro (Vorjahr: 129,4 Mio. Euro) enthalten. Die daraus resultierenden Erträge aus Finanzierungsvereinbarungen wurden in Höhe von 11,4 Mio. Euro (Vorjahr: 9,5 Mio. Euro) vereinnahmt.

Die Sicherheiten wurden im Vorjahr 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. Die Gründung des Joint Ventures mit der Telekom Deutschland GmbH erfolgte unter kartellrechtlichen Auflagen, die in 2024 nicht vollumfänglich wettbewerblich erfüllt werden konnten. Der Bundesgerichtshof in Karlsruhe hat in seiner Entscheidung am 25. Februar 2025 das Urteil des Oberlandesgerichts Düsseldorf in der Sache aufgehoben und das Verfahren zur neuen Verhandlung an dieses zurückverwiesen. Eine Urteilsbegründung des Bundesgerichtshofs liegt EWE zum Zeitpunkt der Aufstellung des Konzernabschlusses noch nicht vor. Die Zurückweisung wird in Bezug auf den Fortbestand der Glasfaser NordWest positiv bewertet.

Gewinnausschüttungen wurden in Höhe von 6,9 Mio. Euro (Vorjahr: 14,2 Mio. Euro) von nahestehenden Unternehmen vereinnahmt.

Aufwendungen für uneinbringliche oder zweifelhafte Forderungen gegenüber nahestehenden Unternehmen sind in Höhe von 4,5 Mio. Euro (Vorjahr: 2,2 Mio. Euro) angefallen.

Als nahestehend gelten auch Personen, die im Management der EWE-Verband GmbH als auch der EWE AG eine Schlüsselposition bekleiden und somit einen maßgeblichen Einfluss auf die Finanz- und Geschäftspolitik ausüben können. Dazu zählen die Geschäftsführung der EWE-Verband GmbH als auch 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.

48. Angaben zu den Organen der EWE-Verband GmbH

Geschäftsführung

Dr. Anika Logemann-Prunk

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

49. 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	2024	2023
Abschlussprüfungsleistungen	3,7	3,6
Andere Bestätigungsleistungen	0,9	0,7
Sonstige Leistungen	0,1	0,3
Gesamt	4,7	4,6

Von den Honoraren für Abschlussprüfungsleistungen entfallen 0,1 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 Prüfung des zusammengefassten gesonderten nichtfinanziellen Berichts 2024 sowie Prüfungen im Zusammenhang mit Fördermitteln. Sonstige zulässige Leistungen enthalten im Wesentlichen Honorare für Projektbegleitung.

50. Konzernverhältnisse

Der Konzernabschluss der Ems-Weser-Elbe Versorgungs- und Entsorgungsverband Beteiligungsgesellschaft mbH (HRB 201794), Oldenburg, stellt den Konzernabschluss für den größten Kreis von Unternehmen auf. Der Konzernabschluss wird im Unternehmensregister veröffentlicht.

51. Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Es sind keine wesentlichen Ereignisse nach dem Bilanzstichtag bekannt.

Oldenburg, 18. Juni 2025

Die Geschäftsführung

Dr. Anika Logemann-Prunk



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

Gartenstraße 7
26122 Oldenburg

EW E