

Lagebericht

über das Geschäftsjahr 2024 der
50Hertz Transmission GmbH, Berlin

vom 1. Januar bis 31. Dezember 2024



50Hertz Transmission GmbH
Heidestraße 2
10557 Berlin

Inhaltsverzeichnis Lagebericht

1. Geschäftszweck	3
2. Steuerungssystem	5
3. Gesamtwirtschaftliche und branchenbezogene Rahmenbedingungen	7
4. Energierechtliche Rahmenbedingungen	10
5. Geschäftsverlauf	16
6. Netzentgelte und Regulierungsrahmen	19
7. Energy Management	21
8. Wirtschaftliche Lage der 50Hertz Transmission	27
9. Prognosebericht	37
10. Risikomanagementsystem	42
11. Chancen und Risiken	43
12. Rechnungslegungsbezogenes internes Kontroll- und Risikomanagementsystem	51
13. Erklärung zur Unternehmensführung	53

1. Geschäftszweck

50Hertz Transmission ist seit dem Jahr 2012 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) als eigentumsrechtlich entflochtener Netzbetreiber zertifiziert und betreibt als ÜNB das Höchstspannungsnetz im Norden und Osten Deutschlands über eine Stromkreislänge von ca. 10.838 km. An der erfolgreichen Gestaltung der Energiewende wirkt 50Hertz kontinuierlich mit – als Netzeigentümer, Systemführer, Marktentwickler und Treuhänder. Als Netzeigentümer baut 50Hertz Transmission das Übertragungsnetz in der Regelzone bedarfsgerecht um und aus, optimiert es beständig und nimmt die Wartung und Beseitigung von Schäden vor. Als Systemführer ist 50Hertz Transmission für die Einhaltung der Balance von Erzeugung und Verbrauch innerhalb des gesamten Elektrizitätsversorgungssystems der Regelzone verantwortlich, sorgt für einen optimalen Stromfluss und für einen reibungslosen Übergang zu den benachbarten Übertragungsnetzen und zu den Verteilnetzen. 50Hertz Transmission engagiert sich für die Marktentwicklung eines gemeinsamen europäischen Strommarktes – und ist nicht nur Teil des gesamtdeutschen, sondern auch des europäischen Stromnetzes mit Interkonnektoren nach Dänemark, Polen und Tschechien.

50Hertz Transmission GmbH (50Hertz Transmission) hält 100 Prozent der Anteile an 50Hertz Offshore GmbH (50Hertz Offshore) und an 50Hertz Connectors GmbH (50Hertz Connectors). Alle Unternehmen werden gemeinsam als 50Hertz bezeichnet und sind verbundene Unternehmen der Eurogrid GmbH (Eurogrid) mit Sitz in Berlin. Die 50Hertz Transmission wird in den Konzernabschluss der Eurogrid sowie der Elia Group NV/SA (Elia Group) einbezogen.

Die Gesellschafter der Eurogrid sind zum einen die Eurogrid International NV/SA (Eurogrid International) mit Sitz in Brüssel/ Belgien und zum anderen die Selent Netzbetreiber GmbH (Selent) mit Sitz in Frankfurt am Main. Die Elia Group als börsennotierte Holdinggesellschaft hält 100 Prozent der Anteile an der Eurogrid International und diese wiederum 80 Prozent der Anteile der Eurogrid. Die anderen 20 Prozent an der Eurogrid hält die KfW mittelbar über ihre 100-prozentige Tochtergesellschaft Selent.

In seiner Rolle als Treuhänder führt 50Hertz Transmission zudem die Abrechnung nach gesetzlichen Vorgaben des Gesetzes zur Finanzierung der Energiewende (EnFG), des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) und bestimmter Umlagen nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), sowie nach dem Strompreisbremsegesetz (StromPBG) durch. Diese Geschäfte stellen sich für den ÜNB ergebnisneutral dar; ihre liquiditätswirksamen Effekte können allerdings einen erheblichen Einfluss auf die Bilanz haben.

50Hertz Offshore und 50Hertz Connectors dienen der transparenten Darstellung innerhalb des regulierten Rahmens mit Blick auf die Planung, Herstellung und Vorhaltung von Netzanschlüssen. Die Gesellschaften beschäftigen kein eigenes

Personal, sondern bedienen sich auf Basis von Generalunternehmer- und Dienstleistungsverträgen des Personals der direkten Muttergesellschaft.

Zwischen Eurogrid und 50Hertz Transmission besteht ein Gewinnabführungsvertrag und zwischen 50Hertz Transmission und 50Hertz Offshore sowie der 50Hertz Connectors besteht jeweils ein Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrag. Im Rahmen der einheitlichen finanziellen Steuerung aller deutschen Gesellschaften im Eurogrid-Konzern besteht eine Cashpooling-Vereinbarung.

Die Unternehmensfinanzierung der Gesellschaft wird hierüber als auch über andere konzerninterne Darlehen gewährleistet. Im Geschäftsjahr bestand ein ertragsteuerliches Organschaftsverhältnis mit Eurogrid als Organträgerin, 50Hertz Transmission als Zwischenorganträgerin und 50Hertz Offshore und 50Hertz Connectors als Organgesellschaften. Darüber hinaus bestand eine umsatzsteuerliche Organschaft zwischen der 50Hertz Transmission und 50Hertz Offshore und 50Hertz Connectors.

2. Steuerungssystem

Die Überwachung der Gesellschaft obliegt dem Aufsichtsrat der 50Hertz Transmission.

Die operative Steuerung der Gesellschaft erfolgt durch die Geschäftsführung der 50Hertz Transmission auf der Grundlage von Kennzahlen auf Basis des IFRS-Konzernabschlusses der Eurogrid.

Die Geschäftsführung hat als Basis für die Konzernsteuerung für das Berichtsjahr 2024 und die Vorjahre die Ziele wettbewerbsfähiges und nachhaltiges Ergebnis, hohe Effizienz und Beschleunigung, digitale Transformation und wertebasierte Unternehmenskultur, bedarfsgerechter Netzausbau (nachhaltiges und sicheres Netz einschließlich Arbeitssicherheit) festgelegt und zentrale Leistungsindikatoren abgeleitet. Um die Ambitionen der Gruppe insbesondere beim nachhaltigen Netzausbau zu unterstützen, hat die Geschäftsführung darauf aufbauend die Konzernziele im Geschäftsjahr 2024 neu strukturiert und für das Berichtsjahr 2024 und das folgende Geschäftsjahr 2025 die Konzernziele bestehend aus den folgenden drei Säulen festgelegt: Nachhaltiges Wachstum, Wirtschaftliche Leistung und Nachhaltiger Betrieb. Aus diesen Konzernzielen wurden weitere zentrale Leistungsindikatoren für die Konzernsteuerung abgeleitet. Die Leistungsindikatoren enthalten sowohl finanzielle wie auch nicht-finanzielle Elemente und werden anhand eines Kennzahlensystems erfasst und fortlaufend analysiert.

Das Nachhaltige Wachstum wird anhand des Fortschritts des Netzausbaus und der Projektmeilensteinen bewertet. Die finanzielle Bewertung erfolgt basierend auf dem Investitionsvolumen gemäß HGB für das Übertragungsnetz des Eurogrid-Konzerns. Zusätzlich werden die erreichten Trassenkilometer bei Bau und Genehmigung von Leitungsprojekten sowie der Zubau von Umspann- und Blindleistungskapazität und die erzielten Projektmeilensteinen als neue nicht-finanzielle Leistungsindikatoren bewertet.

Die Wirtschaftliche Leistungsfähigkeit des Unternehmens wird auf Basis des Nach-Steuer-Ergebnisses nach IFRS sowie des OpEx-Werts Onshore, der sich aus personalbezogenen und sonstigen nicht-energiebezogenen Aufwendungen zusammengesetzt, bewertet. Ab dem Geschäftsjahr 2025 wird die Diversifizierung der Finanzierung als ergänzender finanzieller Leistungsindikator eingeführt.

Mit dem Ziel des Nachhaltigen Betriebs wird eine stabile Netzverfügbarkeit sowie ein hoher Arbeits- und Gesundheitsschutz verfolgt. Bei der Bewertung der Netzverfügbarkeit fließen sowohl die absolute Anzahl der Netzereignisse (unvorhergesehene Abweichungen vom normalen Betrieb) in Relation zur Systemkreislänge als auch das Verhältnis der vermeidbaren (verhinderbaren) Netzstörungen zu allen Netzereignissen ein. Die Gesellschaft setzt kontinuierlich Maßnahmen um, um ein hohes Qualitätsniveau und eine geringe Störquote sicherzustellen. Der Arbeits- und Gesundheitsschutz wird anhand der Unfallhäufigkeit bei eigenen Mitarbeitenden und bei Fremdfirmen bewertet. Elektrische Arbeitsunfälle, die als Verletzung durch die Einwirkung elektrischen Stroms auf den Menschen oder auf

Tiere gekennzeichnet sind, und der Eintritt tödlicher Arbeitsunfälle wurden bis einschließlich des Berichtsjahres 2024 separat berichtet. Sie fließen künftigzusätzlich in die Bewertung der Ereignishäufigkeit der Total Recorded Injury Rate (TRIR) ein, die das Verhältnis zwischen Unfallanzahl und Produktivstunden darstellt. Weiterhin wird die Gesundheitsquote als Verhältniszahl zwischen Sollarbeitstagen abzüglich der Ausfalltage im Verhältnis zu den Sollarbeitstagen ermittelt.

Als unterstützende Indikatoren für den nachhaltigen Betrieb wurden im Geschäftsjahr 2024 der Fortschritt beim Personalaufbau unter Beachtung der Verfolgung der Diversitätsziele sowie zum Fortschritt der digitalen Transformation eingeführt, welche nach jährlich festzulegenden qualitativen Zielen bemessen wird. Der Erfolg des Personalaufbaus wird anhand des Netto-Zuwachses der Mitarbeitendenzahl gemessen. Die Diversität wird anhand der Frauenquote bewertet, die das Verhältnis der insgesamt im Konzern beschäftigten Frauen zur Gesamtbelegschaft darstellt. Ab dem Geschäftsjahr 2025 wird der Leistungsindikator Fortschritt beim Personalaufbau und Diversität der Zielkategorie "Nachhaltiges Wachstum" zugeordnet.

Bei den nicht-finanziellen Leistungsindikatoren werden hohe Qualitätsmaßstäbe gesetzt und fortlaufende Bemühungen für nachhaltige Verbesserungen unternommen.

Die finanzielle Lage der 50Hertz Transmission wird über eine fortlaufende Liquiditätsplanung, die insbesondere den Stand der Investitionsabrechnung berücksichtigt, beurteilt und gesteuert.

3. Gesamtwirtschaftliche und branchenbezogene Rahmenbedingungen

Energiewende und Klimawandel haben in der politischen und gesellschaftlichen Debatte auch weiterhin eine zentrale Bedeutung. Europa soll bis 2030 mindestens 55 Prozent der Treibhausgase im Vergleich zu 1990 einsparen und anschließend 2050 klimaneutral werden, Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, bereits 2045 die Klimaneutralität zu erreichen und zielt darauf ab bis 2030 80 Prozent des Stromverbrauchs durch Erneuerbare Energien zu decken. Ferner ist die Stärkung der Energiesouveränität, um widerstandsfähiger gegenüber externen Einflüssen zu werden, insbesondere vor dem Hintergrund der Erfahrungen aus dem andauernden russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine und dem Nahost-Konflikt von hoher Bedeutung. Wesentliche Grundlagen zur Erreichung sowohl der Klimaziele als auch der wachsenden Energiesouveränität ist die Dekarbonisierung des Stromsektors durch Zubau großer Kapazitäten Erneuerbarer Energien und der weitere Ausbau der Netzinfrastruktur, um diese sicher in das Stromsystem zu integrieren. Die Finanzierbarkeit der Energiewende bei gleichzeitiger Bezahlbarkeit der Energiepreise sind dabei eine große Herausforderung. An dieser gesamtwirtschaftlichen Zielsetzung richtet 50Hertz seine Strategie mit dem Ziel „100 Prozent bis 2032: Bezahlbare Energie für eine starke Wirtschaft“ aus, die im Abschnitt „Geschäftsverlauf“ näher beschrieben wird.

Mit weiter zunehmendem Anteil Erneuerbarer Energien tritt Deutschland in eine neue Phase der Energiewende für das Stromsystem ein. In dieser neuen Phase nimmt möglicherweise auch der Anpassungsbedarf am bestehenden Strommarktdesign zu. Die Regeln für dieses sich verändernde Stromsystem unter Beibehaltung von Kosteneffizienz, Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit gemeinsam mit anderen Akteuren der Branche weiterzuentwickeln, ist daher eine weitere wesentliche gesellschaftliche Aufgabe von 50Hertz Transmission in seiner Rolle als systemverantwortlicher ÜNB. Ein Fokus der 50Hertz-Aktivitäten lag hierbei im Jahr 2024 darauf, die Erbringung von Systemdienstleistungen durch Erneuerbare Energien voranzubringen, neue Technologien zu integrieren und Prozesse gemeinsam mit ÜNB und anderen Partnern zukunftsfähig auszugestalten. Das Jahr 2024 war außerdem geprägt von außergewöhnlich häufigen Situationen mit Erzeugungsüberschüssen in Deutschland und anderen europäischen Staaten, vorrangig bedingt durch unflexible Erzeugung von Erneuerbaren Energien. Der starke Zubau von Photovoltaik in den Jahren 2023 (ca. 15 GW) und 2024 (ca. 14 GW) verstärkt diesen Effekt. 50Hertz Transmission hat diese Situation bereits frühzeitig erkannt, proaktiv in der Branche adressiert und ist daher führend an der Ausgestaltung regulatorischer und prozessualer Rahmenbedingungen beteiligt, die unter anderem die Steuerbarkeit und stärkere marktliche Reaktion von Erneuerbaren Energien betreffen. Hierbei liegen sowohl die energiewirtschaftliche Effizienz des Zubaus wie auch die Systemsicherheit im Fokus.

Ein weiterer Fokuspunkt von 50Hertz Transmission und der Branche sowohl für 2024 wie auch für 2025 ist darüber hinaus die Ausgestaltung von Anreizmechanismen zum Bau von dringend benötigter steuerbarer Leistung. Dazu zählen sowohl das Kraftwerkssicherungsgesetz wie auch die Einführung eines Kapazitätsmarktes zur längerfristigen Sicherstellung ausreichender steuerbarer Erzeugungskapazitäten.

50Hertz Transmission arbeitet als Systemführer kontinuierlich daran, die Systemsicherheit bei einem stetig steigenden Anteil Erneuerbarer Energien und weniger steuerbarer konventioneller Erzeugung zu gewährleisten. Das Ziel ist es, auch zukünftig das System bei Störungen in einem stabilen Zustand zu halten. Zur Erreichung dieses Ziels hat sich 50Hertz Transmission gemeinsam mit den anderen deutschen ÜNB und zahlreichen weiteren Unternehmen und Verbänden an der Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) zur Entwicklung der „Roadmap Systemstabilität“ beteiligt und wird ihre Umsetzung vorantreiben und unterstützen. Für eine leistungsfähigere und intelligente Netzinfrastruktur ist eine digitale Transformation erforderlich.

Die Energiewende führt zu einem veränderten dynamischen Systemverhalten. Die Stabilitätsgrenzen müssen von der Systemführung regelmäßig überprüft werden. 50Hertz Transmission plant die Einführung einer dynamischen Sicherheitsanalyse (DSA) und sondiert dafür aktuelle Marktlösungen. Um Stabilitätsengpässe zu vermeiden und neue Quellen für Systemdienstleistungen – gemäß den Anforderungen der BNetzA – zu erschließen, arbeitet 50Hertz Transmission an der Ausgestaltung der Systemdienstleistungsmärkte für Blindleistung und Momentanreserve. Im Jahr 2024 hat 50Hertz Transmission erstmals die Systemdienstleistung „Schwarzstartfähigkeit“ ausgeschrieben. Mit der Inbetriebnahme des Redispatch-Ermittlungsservers im vergangenen Jahr hat 50Hertz Transmission bereits die Verantwortung für die Optimierung des gesamtdeutschen Redispatches für verbleibende Netzengpässe übernommen. Darüber hinaus entwickelt 50Hertz Transmission ein neues Netzleitsystem. Mit dem Modular Control Center System (MCCS) sollen neue Standards für Leitstellen und optimierte Geschäftsprozesse etabliert werden.

Um die Klimaneutralität 2045 erreichen zu können, sieht der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) 2037/2045 (2023) einen erheblichen Zubau bei der installierten Leistung Erneuerbarer Energien bis 2045 in Höhe von rd. 700 GW vor. Im Jahr 2024 lag der Bruttostromverbrauch in Deutschland laut dem BDEW-Jahresbericht 2024 auf einem weiterhin niedrigen Niveau wie im Jahr 2023, welches bestimmt war durch die Nachwirkungen der Corona-Pandemie und der Energiekrise, resultierend aus dem russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine. Maßgeblich hierfür war unter anderem die wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland im Jahr 2024, die ebenso wie im Jahr 2023 durch einen Rückgang des Bruttoinlandsprodukts gekennzeichnet war. Die Annahmen des NEP sehen jedoch vor, dass es im Rahmen der Dekarbonisierungsbemühungen in diesem Zusammenhang zu einer deutlichen Trendumkehr kommen wird und der Strombedarf in Deutschland sich bis zum Jahr 2045 auf bis zu 1.300 TWh mehr als verdoppeln wird. Ein wesentlicher Bestandteil dieses ambitionierten Zielpfades wird der weitere Zubau der Erneuerbaren Energien sein, die im Jahr mit 255 TWh bereits mehr als die Hälfte des Stromverbrauchs in Deutschland (bilanziell) decken konnten. Im Netzgebiet der 50Hertz Transmission beträgt dieser Anteil im Jahr 2024 bereits 73 Prozent.

Zur Erreichung der Klimaziele der EU sollen in allen Meeresbecken der EU insgesamt 60 GW erneuerbare Offshore-Windenergie bis 2030 bzw. 340 GW bis 2050 errichtet

werden. 50Hertz Transmission unterstützt die ambitionierten europäischen und nationalen Ausbauziele für Offshore-Windenergie und ist dabei der einzige deutsche ÜNB, der sowohl in der Ostsee als auch in der Nordsee tätig ist. Offshore-Hybridverbindungen wie aktuell Kriegers Flak - Combined Grid Solution oder Bornholm Energy Island, die beide in Kooperation mit Energinet erfolgen, sowie der geplante Baltic Wind-Connector zwischen Deutschland, Estland und Lettland stehen dabei exemplarisch für grenzüberschreitende Projekte, deren Bedeutung und Strahlkraft weit über die Ostsee hinausgehen. So unterstützt 50Hertz Transmission gemeinsam mit anderen ÜNB die Umsetzung der Verpflichtung von Regierungen der Nordsee-Anrainerstaaten im Rahmen der Esbjerg- und Ostende-Erklärungen und unterstützt aufbauend auf der Vilnius-Erklärung einen ähnlich gearteten Prozess für die Ostsee-Anrainerstaaten. Das im Oktober 2024 von der Elia Group veröffentlichte Visionspapier „Going like the wind“ zeigt auf, wie die Offshore-Windenergie in Europa durch internationale Zusammenarbeit noch stärkere Wirkung entfalten kann. Die Studie ist für diesen Zweck besonders breit aufgestellt und betrachtet die wesentlichen Herausforderungen und Chancen zur Realisierung der politischen Offshore-Wind-Ambitionen in Europa, inklusive Belange der maritimen Raumplanung, der Finanzierung und der Lieferkette.

Die vorgezogene Bundestagswahl führt dazu, dass einige Gesetze, deren Beschluss von der Branche erwartet wurde, nicht mehr in dieser Legislaturperiode beschlossen werden. Dazu zählen insbesondere das Bundesbedarfsplangesetz, das Kraftwerkssicherheitsgesetz und verschiedene Änderungen des Energiewirtschaftsrechts.

4. Energierechtliche Rahmenbedingungen

Europarecht

Die Gesetzgebung auf europäischer Ebene wurde maßgeblich in 2024 durch den Umbau zu einer klimaneutralen Energieunion bestimmt.

Mit der Verabschiedung der Richtlinie über die Resilienz kritischer Einrichtungen hat die EU den Schutz kritischer Infrastrukturen in ein neues Regelungssystem überführt. Die Mitgliedstaaten sollten die Vorgaben bis Oktober 2024 in nationales Recht umsetzen, was in Deutschland bis heute jedoch nicht erfolgte. Die ÜNB werden als kritische Einrichtungen von dem neuen Gesetz (Kritis-DachG) unmittelbar betroffen sein.

Im Januar 2024 trat die EU-Datenverordnung (EU Data Act) in Kraft. Mit dieser Verordnung soll der Zugang zu und die Nutzung von Nutzungsdaten geregelt werden, die von einer Vielzahl vernetzter Produkte erzeugt werden. Der Data Act erleichtert den Zugang für Nutzer zu den von ihren vernetzten Geräten erzeugten Daten und fördert die Weitergabe dieser Daten an Dritte.

Die im März 2024 in Kraft getretene novellierte F-Gase-Verordnung wird nach Ablauf der Übergangsfristen Vorgaben für die in den elektrischen Schaltanlagen zu verwendenden fluorierten Gase entfalten.

Die Befugnisse der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) wurden durch eine Entscheidung des Europäischen Gerichts vom September 2024 zugunsten der ÜNB beschränkt. ACER ist zwar für die Genehmigung von Methoden gemäß den europarechtlichen Vorgaben zuständig, darf aber nicht über die jeweils eingeräumten Kompetenzen hinausgehen und inhaltliche Änderungen anordnen, die nicht in der betreffenden Verordnung angelegt sind.

Nationales Recht

Auf nationaler Ebene wurde der Rechtsrahmen für 50Hertz Transmission wieder durch höchstrichterliche Rechtsprechung und das Inkrafttreten verschiedener planungs- und umweltrechtlicher Vorschriften bestimmt.

Anfang 2024 sowie am 29. Oktober 2024 gegenüber der 50Hertz Transmission ergingen nach vergleichbaren Gerichtsverfahren im Vorjahr Entscheidungen des BGH zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor „Xgen“ für die dritte Regulierungsperiode der Stromnetzbetreiber (2019-2023). Der BGH blieb bei seiner Rechtsprechung, indem er der BNetzA recht gab und ihr ein weites Regulierungsermessen zugestand.

Relevant für den Ausbau der HGÜ-Leitungen durch die ÜNB war eine Entscheidung BVerwG im Januar 2024, die die dafür erforderlichen Konverterstationen

immissionsschutzrechtlich den Umspannanlagen gleichstellte und damit die Einschätzung der ÜNB bestätigte.

Der Bundesgerichtshof entschied im Dezember 2024 in einem Musterverfahren über die flächendeckenden Beschwerden von Netzbetreibern zur Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes für die vierte Regulierungsperiode. Im Ergebnis gab der BGH der BNetzA recht und bestätigte den von der BNetzA festgelegten Zinssatz.

Die Anpassung des EEG erfolgte im April 2024 mit dem Ziel, den Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch bis 2030 auf 80 Prozent zu erhöhen und die Stromversorgung bis 2035 weitgehend klimaneutral auszugestalten. Es enthält Regelungen zur Genehmigungsbeschleunigung für den Ausbau der Stromnetze und der Windenergie, die auf europäischen Vorgaben basieren. Die Änderungen für Netzbetreiber betreffen vor allem die Genehmigungsverfahren, den Netzanschluss und die Speicherung von Erneuerbaren Energien. Zudem wurden die Regelungen der EU-Notfall-Verordnung (Verordnung (EU) 2022/2577), die ebenfalls erleichterte Verfahren vorsehen, im nationalen Recht verlängert und auf Windenergie an Land, auf See und PV-Anlagen angewendet.

Die Rechte des Netzbetreibers wurden durch zwei Entscheidungen des BVerwG vom März 2024 gestärkt, die den Eilrechtsschutz gegen einen Planfeststellungsbeschluss für die Errichtung einer 380-kV-Freileitung ablehnten.

Zwei Entscheidungen des BVerwG vom September 2024 legen Vorgaben des Naturschutzrechts zu Ersatzmaßnahmen weiter aus, als Behörden teilweise anordnen: Eingriffe in das Landschaftsbild seien nur gleichwertig, nicht aber gleichartig wiederherzustellen.

Im Juli 2024 beschloss der Gesetzgeber eine Novelle des BImSchG mit dem Ziel der Verfahrensbeschleunigung. Gegenstand der Änderungen war die Ausweitung digitaler Verfahren, die Straffung des Verfahrens durch Vorgaben zur Vollständigkeitsprüfung, Entscheidungsfristen für Behörden, einer Regelverpflichtung für Projektmanager und nur noch optionalen Erörterungsterminen.

Einige der von der Bundesregierung in Aussicht gestellten Anpassungen im EnWG, EnFG und EEG, die insbesondere die Kraftwerksleistung regeln sollten, sind aufgrund der Auflösung des Bundestages nicht mehr in das Gesetzgebungsverfahren gelangt. Für 50Hertz Transmission bedeutet das den Fortbestand der unzureichenden Rechtslage.

Netzentwicklungspläne

Die Netzplanung ist die wesentliche Grundlage des starken Wachstumsprogramms für die Investitionen der Unternehmensgruppe. Diese basiert auf dem Netzentwicklungsplan Strom (NEP), welcher durch die ÜNB entworfen und durch die BNetzA bestätigt wird. Die Basis bildet der Szenariorahmen, welcher die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdeckt und hierzu für die Offshore-Windenergie die Vorgaben des Flächenentwicklungsplans (FEP) aufgreift.

Der aktuell gültige NEP 2037/2045 (2023) wurde am 12. Juni 2023 durch die ÜNB im 2. Entwurf veröffentlicht. Die Bedarfsermittlung bezog sich in diesem Verfahren auf die Zieljahre 2037 und 2045. In der Genehmigung des Szenariorahmens des NEP 2037/2045 (2023), die am 8. Juli 2022 durch die BNetzA erfolgte, wurden der aktuelle gesetzliche Rahmen sowie die mittel- und langfristigen Ziele der Bundesregierung berücksichtigt, sodass entsprechend der Klimaschutzziele des Klimaschutzgesetzes zum ersten Mal mit 2045 ein klimaneutrales Energiesystem in Deutschland Planungsgegenstand ist.

Im Szenariorahmen des NEP 2037/2045 (2023) werden drei Entwicklungspfade mit je einem Szenario für 2037 und 2045 abgebildet. Diese bilden A. eine Dekarbonisierung durch einen höheren Anteil heimischen Wasserstoffs, B. eine Dekarbonisierung durch eine intensive Elektrifizierung und C. eine Dekarbonisierung trotz geringerer Energieeffizienz ab. Dies führt in allen Szenarien zu einem deutlichen Anstieg des erwarteten Bruttostromverbrauchs und ist durch die zunehmende Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors begründet. Mit dem höheren Bruttostromverbrauch steigen die angenommenen installierten Kapazitäten Erneuerbarer Energien deutlich. Dabei ist ein besonders starker Zubau bei der Photovoltaik (400-445 GW in 2045) vorgesehen. Genau wie heute bleibt gemessen an der Stromerzeugung Onshore-Windenergie mit ca. 160 GW auch in den abgebildeten Szenarien die bedeutendste erneuerbare Stromerzeugungsquelle. Zudem ist bis zum Jahr 2045 für Offshore-Windenergie basierend auf dem WindSeeG 2023 eine Leistung von 70 GW vorgesehen. In Summe ergibt sich im Szenariorahmen des NEP 2037/2045 (2023) eine installierte Leistung Erneuerbarer Energien von bis zu 700 GW. Zum Vergleich: Im NEP 2021-2035 lag die maximale installierte Leistung Erneuerbarer Energien bei 270 GW.

Um diesen Anstieg Erneuerbarer Energien in das deutsche Übertragungsnetz zu integrieren, ist zusätzlich zu den bereits im Bundesbedarfsplangesetz enthaltenen Vorhaben bundesweit ein deutlich darüberhinausgehender Netzausbau erforderlich. Daher haben die ÜNB fünf zusätzliche Gleichstrom-Verbindungen (DC) identifiziert. 50Hertz ist an drei der fünf DC-Verbindungen direkt beteiligt: DC32: Suchraum Pöschendorf – Suchraum Klein Rogahn (NordOstLink - NOL)), DC40: Suchraum Nüttermoor – Streumen (OstWestLink – OWL) und DC42: Sahms/Nord – südlicher Landkreis Böblingen (SüdWestLink – SWL). Durch das Projekt OWL wird erstmals eine direkte West-Ost-Verbindung zwischen Niedersachsen und Sachsen hergestellt. In Kombination mit den neuen Nord-Süd-DC-Verbindungen DC41 und SWL (DC42) ergeben sich Kreuzungspunkte, welche eine Verknüpfung der DC-Verbindungen

untereinander ermöglichen und perspektivisch den Ausgangspunkt für ein vermaschtes Gleichstromnetz bilden können.

Neben den zusätzlichen DC-Verbindungen ergibt sich auch im Wechselstrom-Netz (AC) ein weiterer Ausbaubedarf für AC-Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen mit einer Trassenlänge von ca. 1.350 km für die Regelzone 50Hertz Transmission. Zusammen mit den DC-Verbindungen übernimmt 50Hertz Transmission damit die Vorhabenträgerschaft für ca. 2.000 km an neuen Onshore-Projekten.

Für die Zielerreichung von mindestens 70 GW realisierter Leistung von Windenergie auf See bis zum Jahr 2045 muss der Flächenentwicklungsplan (FEP) fortgeschrieben werden. Die Festlegungen des FEP dienen der im überragenden öffentlichen Interesse liegenden und der öffentlichen Sicherheit dienenden Errichtung von Windenergieanlagen auf See und Offshore-Anbindungsleitungen nach § 1 Abs. 3 WindSeeG 2023. Aus diesem Grund wird gegenwärtig seitens des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) der FEP 2025 erstellt. Am 1. September 2023 hat das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie das Verfahren zur Änderung und Fortschreibung des aktuell gültigen FEP 2023 eingeleitet. Der am 7. Juni 2024 veröffentlichte Entwurf wurde bereits konsultiert und am 4. September 2024 erörtert. Die Veröffentlichung des FEP 2025 durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie erfolgte am 30. Januar 2025.

Der Entwurf des FEP stützt sich auf den Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein "Gesetz zur Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie im Bereich Windenergie auf See und Stromnetze zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften" (BT Drs. 20/11226 vom 29. April 2024). Da der Gesetzentwurf mit großer Wahrscheinlichkeit bis zur Veröffentlichung des FEP nicht mehr verabschiedet wird, sind für den finalen FEP 2025 deutliche Abstriche bei der Flächenfestlegung gegenüber der Entwurfsfassung möglich. Aller Voraussicht nach kommt es im FEP 2025 in der Nordsee nur noch zu Flächenfestlegungen in der Zone 3 am östlichen Rand der Schifffahrtsroute SN10. Derzeit sind keine neuen Gebiets- und Flächenfestlegungen in der Ostsee vorgesehen.

Der FEP 2025 soll für den kommenden NEP 2037/2045 (2023) in einem informatorischen Anhang auch die weiteren Nordsee-Flächen aus der Entwurfsfassung beinhalten. Somit trifft er trotz geringerer räumlicher Festlegungen noch die für den kommenden NEP 2037/2045 (2023) erforderlichen zeitlichen Festlegungen für die Inbetriebnahme von Flächen und Offshore-Anbindungsleitungen. Damit befindet sich die aktuelle Flächenkulisse weiterhin auf dem Pfad zur Erreichung des 70-GW-Ziels, auch wenn der FEP 2025 diese Leistung erwartungsgemäß nicht komplett ausweist.

Für 50Hertz bedeuten diese Festlegungen eine Verstärkung der Netzausbauaktivitäten in der Nordsee. Bereits im NEP 2021-2035 übernahm 50Hertz die Verantwortung für das erste Offshore-Netzanbindungssystem in der Nordsee. Mit dem NEP 2037/2045 (2023) kommen für 50Hertz Transmission vier weitere Offshore-Netzanbindungssysteme hinzu, sodass 50Hertz die Anbindung von 10 GW Offshore-Windenergie in der Nordsee

verantwortet. Neu im NEP ist das Projekt Bornholm Energy Island, das einen hybriden Interkonnektor zwischen Dänemark und Deutschland umfasst. Ziel des Projektes ist es, zum einen den Strom aus Offshore-Windparks vor der Küste von Bornholm abzutransportieren und zum anderen den grenzüberschreitenden Handel zwischen Dänemark und Deutschland zu stärken.

Die Bestätigung des NEP 2037/2045 (2023) durch die BNetzA erfolgte am 1. März 2024. Diese zeigt für 50Hertz Transmission, dass alle bereits im Bundesbedarfsplangesetz ausgewiesenen Vorhaben weiterhin als energiewirtschaftlich notwendig und vordringlich eingestuft werden. Darüber hinaus wurde ein Großteil der neuen Vorhaben bestätigt. Dazu zählen insbesondere die neuen DC-Vorhaben, die Offshore-Netzanbindungssysteme, Bornholm Energy Island sowie der überwiegende Teil der AC-Vorhaben. Von besonderer Relevanz ist die Entscheidung der BNetzA, die DC-Vorhaben 40 und 42 mit 4 GW anstatt 2 GW zu bestätigen, wodurch 50Hertz für zwei weitere DC-Vorhaben die Vorhabenträgerschaft übernimmt. Diese zwei zusätzlichen DC-Vorhaben sollen jeweils mit den ursprünglichen Vorhaben DC40 und DC42 in einer Stammstrecke gebündelt werden, besitzen jedoch leicht abweichende Netzverknüpfungspunkte. Der OWL wird somit um das DC-Vorhaben DC40plus (Dörpen/West – Klostermansfeld) ergänzt und der SWL um das DC-Vorhaben DC42plus (Sahms/Nord – Trennfeld).

In Vorbereitung auf den NEP 2037/2045 (2025) haben die ÜNB am 2. Juli 2024 den Entwurf des Szenariorahmens veröffentlicht. Im neuen Szenariorahmenentwurf werden erneut jeweils drei Szenarien für die Jahre 2037 und 2045 vorgestellt, die für den Weg zur Treibhausgasneutralität unterschiedliche Transformationspfade und unterschiedliche Transformationsgeschwindigkeiten aufzeigen.

Im Vergleich zum vorherigen Szenariorahmen enthält der ÜNB-Entwurf einige Änderungen: Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) werden die Prozesse für den Netzentwicklungsplan Strom sowie für den Netzentwicklungsplan Gas/Wasserstoff zeitlich synchronisiert. Damit bietet sich erstmals die Möglichkeit, die jeweiligen Szenarien im Sinne einer Sektorenkopplung aufeinander abzustimmen. Den Rahmen hierfür bildet die Systementwicklungsstrategie des BMWK.

Der zuletzt durch die BNetzA genehmigte Szenariorahmen für den NEP 2037/2045 (2023) war hinsichtlich möglicher Transformationspfade hin zur Klimaneutralität vergleichsweise eng und zeigte im Ergebnis nur ein mögliches Klimaneutralitätsnetz 2045 auf. Im jetzigen Szenariorahmenentwurf für den NEP 2037/2045 (2025) werden die Szenarien mit Blick auf den Ausbau Erneuerbarer Energien sowie den Stromverbrauch breiter aufgespannt als im vorangegangenen Szenariorahmen und zeigen somit mehr Optionen für mögliche Entwicklungen auf.

Die Genehmigung des Szenariorahmens für den NEP 2037/2045 (2025) durch die Bundesnetzagentur wird im Frühjahr 2025 erwartet. Darauf aufbauend erfolgt die Erstellung des NEP, welcher voraussichtlich bis Ende des Jahres 2025 im 1. Entwurf durch die ÜNB veröffentlicht wird.

Die Integration Erneuerbarer Energien hat einen erheblichen Einfluss auf die Systemstabilität. Im Rahmen des Netzentwicklungsplans wurde zuletzt 2023 das Begleitdokument zur Systemstabilität veröffentlicht, welches u.a. die Notwendigkeit von insgesamt 21 GVar Blindleistungsanlagen und 29 GWs Momentanreserve in Form von STATCOM mit Energiespeichern oder rotierenden Phasenschiebern mit Schwungrad speziell für die 50Hertz Regelzone ausweist. Seither sind die ÜNB gemäß § 12i EnWG verpflichtet, alle zwei Jahre in einem eigenständigen Stabilitätsbericht über die Sicherheit, Zuverlässigkeit, Stabilität und Leistungsfähigkeit ihres Energieversorgungsnetzes sowie des Elektrizitätsversorgungssystems Auskunft zu geben und notwendige Maßnahmen umzusetzen. Der 1. Entwurf des Stabilitätsberichts 2025 wurde an die BNetzA zum 1. Januar 2025 übergeben.

5. Geschäftsverlauf

Strategisches Ziel „100 Prozent bis 2032: Bezahlbare Energie für eine starke Wirtschaft“

Als Unternehmen mit hoher gesellschaftlicher Verantwortung für den Erfolg der Energiewende hat sich 50Hertz Transmission das strategische Ziel gesetzt, dass bis zum Jahr 2032 der gesamte Stromverbrauch in der 50Hertz-Regelzone bilanziell aus Erneuerbaren Energien gedeckt wird. Dieses beinhaltet neben einer energiepolitischen Dimension durch das klare und eindeutige Bekenntnis zu einer schnellen Energiewende auch eine wirtschaftspolitische Dimension, da die Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien zunehmend als standortgebundener Wettbewerbsvorteil angesehen wird und immer stärker als wesentlicher Faktor bei Standortentscheidungen industrieller Ansiedlungen bewertet wird. Parallel dazu gewinnen die Kosten der aktuellen und der zukünftigen Stromversorgung zunehmend an Bedeutung. Deshalb hat 50Hertz Transmission den Aspekt der Bezahlbarkeit in seine Strategie aufgenommen. Nur wenn es gelingt, dass Energie auch zukünftig bezahlbar bleibt, wird es auch in Zukunft eine breite Akzeptanz der Bürgerinnen und Bürger sowie der Unternehmen für das Projekt Energiewende geben. Die Bereitstellung der erforderlichen Stromnetz-Infrastruktur für die Energiewende ist eine der wesentlichen Herausforderungen von 50Hertz Transmission in den kommenden Jahrzehnten und geht über den reinen Netzausbau weit hinaus. Neben diesem massiven Aus- und Umbau des Stromnetzes, u.a. getrieben durch den Anschluss von Erneuerbaren Energien on- und offshore in neuen Größenordnungen sowie den Anschluss industrieller Großverbraucher, werden weitere Handlungsfelder aktiv angegangen.

Durch die stetig voranschreitende Änderung der Erzeugungsstruktur weg von den konventionellen Erzeugern hin zu den Erneuerbaren Energien wird zukünftig dem Identifizieren und Realisieren von Flexibilitätspotenzialen eine system-relevante Bedeutung zukommen, sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Verbrauchsseite. Dieses gilt ebenso für die Erbringung von Systemdienstleistungen wie die Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve oder auch die Einbindung neuer Marktakteure in den Redispatch-Prozess. In diesem Kontext sieht sich 50Hertz Transmission als Gestalter des erforderlichen Marktdesigns sowie als Sparring- und Kooperationspartner neuer Marktakteure wie beispielsweise Elektrolyseure und Großbatterien sowie der energieintensiven Industrie. Dieses geht einher mit einer kontinuierlichen Modernisierung der Mess- und Steuerungstechnologie, um die erforderliche Transparenz und Verfügbarkeit von Messdaten für die Steuerungsfähigkeit des Stromnetzes zu gewährleisten sowie mit der Erweiterung des Netzes um aktive Komponenten wie beispielsweise Phasenschieber. Digitale Lösungen sind dabei ein wichtiges Rüstzeug dieser Modernisierung.

Dies geschieht unter Achtung der Gebote des diskriminierungsfreien und transparenten Netzzugangs im regulatorischen Umfeld. Im Jahr 2024 lag der Anteil der Erneuerbaren Energien im Verhältnis zum Stromverbrauch im 50Hertz-Netzgebiet bei ca. 73 Prozent (Vorjahr 72 Prozent).

Netzausbau Onshore

In dem Bundesbedarfsplangesetz (BBIP) festgelegten und in dem Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) konkretisierten vordringlichen Netzausbauvorhaben betreffen insgesamt 4.073 Leitungskilometer die Regelzone von 50Hertz Transmission. Hiervon wurden bis Ende 2024 bereits 938 Leitungskilometer fertiggestellt, 863 Leitungskilometer befinden sich im Bau und Projekte für insgesamt 1.803 Leitungsbaukilometer befinden sich in der Genehmigungsphase.

Infrastrukturmaßnahmen an mehreren Umspannwerksstandorten sowie der Kabeldiagonale in Berlin und dem Südostlink wurden planmäßig fortgesetzt. Ebenfalls wurden die Maßnahmen des Mastverstärkungsprogramms in der Regelzone, zum witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb sowie zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit, die zur beabsichtigten Höherauslastung des Bestandsnetzes beitragen, fortgeführt.

Im Projekt Uckermark-Leitung konnten Inbetriebnahmen der Abschnitte Nord und Süd erfolgen. Weiterhin sind im Laufe des Geschäftsjahres sowohl die Abschnitte Ost und West der Leitung Röhrsdorf - Weida - Remptendorf als auch der Leitungsabschnitt Parchim Süd - Perleberg fertiggestellt worden.

Zahlreiche bedeutende Leitungsausbauprojekte sind bereits genehmigt (Mecklar-Vieselbach und Güstrow-Parchim Süd), stehen kurz vor der Genehmigung (Netzanbindung Südharz, Abschnitt Süd) oder befinden sich in der Genehmigungsphase (wie Helmstedt-Wolmirstedt; Perleberg-Stendal West; Netzanbindung Südharz, Abschnitt Nord; Hamburg Ost-Ämter BBS; Netzverstärkung Region Rostock; Netzverstärkung Pasewalk-Güstrow; Netzverstärkung Teltow-Fläming; Energiedreieck Mitteldeutschland und Elbe-Oberlausitz Leitung).

Die Dynamik in der Netzentwicklung und die hohen Zubauziele aus dem NEP erfordern beschleunigte Genehmigungsverfahren und eine schnellere Projektrealisierung; dies zeigt sich unter anderem an folgenden Fortschritten: Für das Projekt SüdOstLink (SOL) wurden für alle drei Genehmigungsabschnitte die Unterlagen zur Durchführung des Antragsverfahrens (§ 21 Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG)) bei der BNetzA eingereicht. Zusätzlich wurden für ausgewählte Baumaßnahmen im Genehmigungsabschnitt B des SOL erste Anträge für einen vorgezogenen Baubeginn (§ 44c EnWG) bei der BNetzA eingereicht und positiv beschieden. Am 19. Dezember 2024 erfolgte die Erteilung des Planfeststellungsbeschlusses für diesen Abschnitt. Die Genehmigungsverfahren für das Projekt NordOstLink (NOL) wurde mit Einreichung der Anträge auf Planfeststellung (§ 19 NABEG) unter Verzicht auf eine vorherige Bundesfachplanung (§ 5a NABEG) begonnen. Grundlage dafür bildet der von der BNetzA ermittelte Präferenzraum. Das Projekt profitiert zudem von den Verfahrenserleichterungen der EU-NotfallVO (§ 43m NABEG). Für die Projekte OstWestLink (OWL) und SüdWestLink (SWL) erfolgte eine Konsultation zu den Präferenzräumen bereits vor Bestätigung des NEP 2037/2045 (2023), in dem diese Projekte erstmalig als DC40 (OWL) und DC42 (SWL) erwähnt werden. Die Projekte im Präferenzraumverfahren werden in enger Abstimmung mit der TenneT TSO GmbH und der TransnetBW GmbH realisiert werden.

Interkonnektorenprojekte

Mit den Leitungen von Vierraden nach Krajnik (PL), Hagenwerder nach Mikulowa (PL), Röhrsdorf nach Hradec (CZ) sowie den Kabelverbindungen KONTEK (DK) und Kriegers Flak - Combined Grid Solution (DK) verfügt 50Hertz Transmission über fünf im Regelbetrieb befindliche Interkonnektoren. Das Projekt Hansa PowerBridge hat den Bau eines Interkonnektors zwischen Schweden und Deutschland zum Gegenstand. Die schwedische Regierung hat in 2024 von dem Projekt Abstand genommen. Ungeachtet dessen hat der Planfeststellungsbeschluss für die Landtrasse und das deutsche Küstenmeer aus dem Jahr 2023 weiterhin Gültigkeit.

Im Projekt Bornholm Energy Island setzt 50Hertz Transmission die Zusammenarbeit mit dem dänischen ÜNB Energinet fort und plant die Verbindung Dänemarks zur dänischen Hauptinsel Seeland über die Anbindung der Insel Bornholm an die Regelzone von 50Hertz Transmission mittels eines hybriden Interkonnektors.

Zu einem weiteren potenziellen Interkonnektorenprojekt zwischen Deutschland, Estland und Lettland hat 50Hertz Transmission eine gemeinsame Absichtserklärung zur weiteren Entwicklung mit den beteiligten ÜNB unterzeichnet. Der Baltic Wind Connector ist ein geplanter hybrider Interkonnektor, der in den europäischen TYNDP Prozess eingebracht wurde, welcher neben der Bereitstellung zusätzlicher grenzüberschreitender Handelskapazitäten von 2 GW auch Offshore-Wind vor den baltischen Ländern integrieren soll.

Netzausbau Offshore

Der wesentliche Anteil der Offshore-Netzausbauaktivitäten werden von 50Hertz Offshore sowie 50Hertz Connectors erbracht. Die Geschäftstätigkeiten umfassen die Planung, Errichtung und Vorhaltung von Leitungen für elektrischen Strom sowie der dazugehörigen Anlagen und Einrichtungen zum Anschluss von Offshore-Windenergieanlagen bzw. Offshore-Windparks (OWP), die in der Ostsee und in der Nordsee errichtet werden.

6. Netzentgelte und Regulierungsrahmen

Aufgrund des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes werden die Übertragungsnetzentgelte seit dem Jahr 2023 bundesweit einheitlich erhoben. Die durchschnittlichen Netzentgelte¹ betragen im Jahr 2025 6,65 Cent (Vorjahr 6,43 Cent) pro Kilowattstunde. Diese wurden am 16. Dezember 2024 final im Preisblatt der 50Hertz Transmission veröffentlicht. Die Methodik der Netzentgeltermittlung sowie der Ausgleich von Mengen- und Kostenabweichungen über das Regulierungskonto führen zu Ergebniswirkungen und entsprechenden Liquiditätsauswirkungen in Folgeperioden.

Im Rahmen der Novellierung der ARegV zum 31. Juli 2021 wurde die regulatorische Behandlung von Verteilnetzbetreibern und Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreibern angeglichen. Hierzu werden auch die Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber aufgrund der neuen Regelungen dem System des Kapitalkostenabgleichs zur Finanzierung von Investitionen ins Netz unterworfen, der das bisherige System aus Investitionsmaßnahmen (Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen) und Ersatzinvestitionen ab der vierten Regulierungsperiode im Jahr 2024 ablöst. Der Kapitalkostenabgleich sieht eine jährliche Berücksichtigung der Kapitalkosten von Neuinvestitionen unabhängig von der Art der Investition (Erweiterung, Umstrukturierung oder Ersatz) vor. Dem jährlichen Kapitalkostenaufschlag steht der von der BNetzA im Rahmen der Kostenprüfung für die vierte Regulierungsperiode ermittelte Kapitalkostenabzug gegenüber, der den Rückgang des bestehenden Anlagevermögens abbildet.

Am 24. Januar 2024 erfolgte die Festlegung zur Anpassung des Eigenkapitalzinssatzes für Investitionen ab dem Jahr 2024 im Kapitalkostenaufschlag für die Jahre 2024 bis 2028. Der anzuwendende Eigenkapitalzinssatz für Neuinvestitionen ergibt sich in Abhängigkeit vom tatsächlich gemessenen risikolosen Basiszinssatz und einem Wagniszuschlag in Höhe von 3,0 Prozent. Für das Gesamtjahr 2024 beträgt der finale Jahreswert des Basiszinssatzes 2,65 Prozent. Der daraus resultierende finale Eigenkapitalzinssatz für Neuinvestitionen im Jahr 2024 liegt damit bei 5,65 Prozent nach Steuern. Für die Investitionen vor dem 31. Dezember 2023 (Bestandsanlagen), wurde der Zinssatz für die vierte Regulierungsperiode auf 4,13 Prozent nach Steuern fixiert. Gegen die Festlegung wurde Beschwerde vor dem OLG Düsseldorf eingelegt. Für Offshore Investitionen erfolgte eine gleichlautende Festlegung am 2. Oktober 2024.

Gemäß § 22 Abs. 2 ARegV wurde zur Bestimmung des Effizienzwerts in der vierten Regulierungsperiode (2024 bis 2028) die relative Referenznetzanalyse durchgeführt. 50Hertz hat von der BNetzA einen Effizienzwert in Höhe von 100 Prozent erhalten. Daneben erfolgte im Jahr 2024 die Festlegung der beeinflussbaren Kostenbasis für die 4. Regulierungsperiode durch die BNetzA. Die beeinflussbare Kostenbasis stellt im Rahmen der Anreizregulierung das jährliche Budget und somit die möglichen Erlöse für 50Hertz für bestimmte Kostenpositionen von 2024 bis 2028 dar. Die Ermittlung der beeinflussbaren Kostenbasis erfolgt unter Berücksichtigung der tatsächlichen Ist-

¹ berechnet mit den durchschnittlichen Netzentgelten der Höchstspannungs- und Höchstspannungs-/Hochspannungsebene mit 1.000, 3.000 und 5.000 Benutzungsstunden.

Kosten des Basisjahrs. Das für die vierte Regulierungsperiode relevante Basisjahr war das Jahr 2021.

Die BNetzA hat den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor „Xgen“ für die 4. Regulierungsperiode (Jahre 2024 bis 2028) mit einem Wert von 0,86 Prozent pro Jahr festgelegt. Der Xgen wurde damit auf einem geringfügig abgesenkten Niveau gegenüber dem Wert der 3. Regulierungsperiode (0,90 Prozent) festgelegt.

Für die 4. Regulierungsperiode wurden diverse Freiwillige Selbstverpflichtungen (FSV) mit der BNetzA neuverhandelt. Dazu zählen insbesondere die FSV Netzverluste, die FSV ReDem (Redispatch) sowie die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung für die Regelleistung. Darüber hinaus gibt es neue FSVen wie beispielsweise die FSV Nutzen statt Abregeln 13k, die FSV für den Umgang mit Mehraufwendungen aus der Vorfinanzierung von Systemdienstleistungskosten im Jahr 2022, die FSV systemrelevante Gaskraftwerke und die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung für die marktgestützte Beschaffung von Blindleistung als volatile Kosten.

7. Energy Management

Bilanzkreismanagement

50Hertz Transmission rechnet monatlich alle Bilanzkreise in ihrer Regelzone ab. Zum Ende des Jahres 2024 waren dies 2.550 Bilanzkreise von 735 in der Regelzone tätigen Händlern, Stromvertrieben, Erzeugern und Netzbetreibern.

Systemdienstleistungen

50Hertz Transmission beschafft Systemdienstleistungen unter anderem zum Ausgleich der Systembilanz. Infolge der Entkopplung der Regularitätsbeschaffung von der Bereitstellung von Regelleistung entsprechend der Electricity Balancing Guideline ergibt sich die Möglichkeit, Angebotsmengen und Arbeitspreise bis kurz vor Echtzeit zu ändern. Seit 2022 sind die nationalen Regelreservemärkte zunehmend international gekoppelt. Hervorzuheben hier sind die Aktivierungskooperationen MARI, PICASSO und IGCC sowie die Beschaffungskooperation für FCR (sog. FCR Kooperation) und die gemeinsame Beschaffungskooperation für aFRR für Deutschland und Österreich.

Die Herausforderungen der Energiewende bedingen auch Weiterentwicklungen bei den Prozessen zum Ausgleich der Systembilanz. Um den Marktpartnern einen Überblick über die geplanten Änderungen der Regelreservemärkte bis 2030 zu geben, haben die 4 ÜNB ein Grünbuch Regelreserve erstellt, das aktuell den Marktpartnern vorgestellt wird.

Im Geschäftsjahr 2024 sind die Kosten für die Beschaffung der Regelleistung bei 50Hertz Transmission insgesamt von 132,2 Mio. € (2023) auf 105,5 Mio. € (2024) gesunken. Die Kosten werden gemäß der FSV Regelleistung über die Netzentgelte weitergereicht.

Zur effizienteren Nutzung und gleichzeitigen Vermeidung von engpassbedingten Abschaltungen erneuerbarer Erzeugungsanlagen wurde die FSV „Nutzen statt Abregeln – Power-to-Heat“ auf der Grundlage von § 13 Abs. 6a EnWG zur Finanzierung und Kostendeckung von Power-to-Heat-Anlagen etabliert. In 2023 und 2024 konnten dabei fünf Anlagen mit einer Leistung von 175 MW in Betrieb genommen werden. Sieben weitere Projekte sind in der Umsetzung. Insgesamt wurden bisher Verträge zur Finanzierung von Power-to-Heat-Anlagen über 132 Mio. € geschlossen.

Ein neues „Nutzen statt Abregeln“-Instrument wurde im Dezember 2023 ins EnWG eingeführt. Gemäß § 13k EnWG sollen die deutschen ÜNB Redispatch-bedingte Abregelungen von EE-Anlagen am Vortag Vormittag prognostizieren und die entsprechenden Strommengen zusätzlichen Verbrauchern in Regionen mit EE-Überschuss zuteilen. Dieses neue Instrument wurde durch die ÜNB umgesetzt und fristgemäß am 1. Oktober 2024 eingeführt. Die FSV „Nutzen statt Abregeln 2.0“ wurde mit der BNetzA abgestimmt, um die verbundenen Maßnahmenkosten zu refinanzieren. Erste Teilnehmer in der 50Hertz-Regelzone werden im Q1 2025 erwartet.

EEG-Abwicklung

Das Aufkommen an EEG-Strom innerhalb des Netzgebiets von 50Hertz Transmission hat sich im Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr, insbesondere aufgrund einer höheren Verfügbarkeit von Windenergie an Land und Solarenergie, um 23 Prozent erhöht. Von dem Gesamtvolumen wurden insgesamt knapp 9 Prozent des EEG-Stromaufkommens der 50Hertz-Regelzone durch 50Hertz vermarktet.

Die EEG-Finanzierung wird seit dem 1. Januar 2023 durch staatliche Zuschüsse an die ÜNB gesichert. Gesetzlich und vertraglich ist festgehalten, dass die ÜNB-EEG-Konten sich dabei innerhalb eines Liquiditätskorridors zu bewegen haben. Im Jahr 2024 bewegten sich die ÜNB-EEG-Konten daher überwiegend innerhalb dieses Korridors, nur in Einzelfällen wurde er insbesondere aufgrund kurzfristigen Marktpreisverfalls zeitweise unterschritten. Entsprechend sank auch der EEG-Kontostand der 50Hertz Transmission von 0,256 Mrd. € zum 31. Dezember 2023 auf 0,181 Mrd. € zum 31. Dezember 2024. Für das Jahr 2024 erhielt 50Hertz Transmission monatliche Zuschüsse von insgesamt 3,479 Mrd. €.

Am 25. Oktober 2024 wurde von den vier deutschen ÜNB für das Jahr 2025 ein EEG-Finanzierungsbedarf in Höhe von 16,530 Mrd. € prognostiziert, der durch o.g. Bundeszuschuss gedeckt werden soll.

Andere energiewirtschaftliche Umlagen

Neben der Abwicklung des EEG-Prozesses werden durch die ÜNB auch die Umlagen nach dem EnFG (KWKG- und Offshore-Netzumlage) abgewickelt. Die im EnFG vorgesehene Umstellung der Abwicklung der KWKG-Umlage und -Förderung vom Prognoseansatz auf einen istkostenbasierten Ansatz wurde erfolgreich durchgeführt.

Die dritte bestehende Umlage (bisher § 19 StromNEV-Umlage) wird um einen zusätzlichen Kostenteil erweitert und ab 2025 als "Aufschlag für besondere Netznutzung" bezeichnet. Entsprechend der BNetzA-Festlegung BK8-24-001-A können Verteilnetzbetreiber, die in einem besonders hohen Maß von der Integration von Erneuerbaren-Energien-Anlagen betroffen sind, über diese Umlage einen finanziellen Ausgleich für die hierfür entstandenen Mehrkosten erhalten. Dazu wurden im Jahr 2024 erstmals neben den Mindererlösen aus individuellen Netzentgelten auch die EE-Mehrkosten bei den VNB abgefragt und in die Kalkulation der Umlage aufgenommen. Dadurch steigt im Jahr 2025 die Umlage um 140 Prozent auf 1,558 ct/kWh.

Strompreisbremse

Das im Dezember 2022 beschlossene Strompreisbremsegesetz sah die Entlastung von Unternehmen und Haushalten durch vergünstigte Strompreise im gesamten Jahr 2023 vor.

Den ÜNB kam im Rahmen des gesetzlichen Ausgleichsmechanismus eine zentrale Rolle zu, da sie sowohl die Einnahmen als auch die Ausgaben über hierfür gesondert eingerichtete Konten abgewickelt haben. Durch den im Gesetz und in dem flankierenden öffentlich-rechtlichen Vertrag vom 13. Februar 2023 geregelten Wälzungsmechanismus konnten die ÜNB die Auszahlungen sowie die Kosten der Abwicklung weitergeben.

Im Rahmen der Entlastung wurden für das Jahr 2023 an die EVU und sonstigen Letztverbraucher allein in der 50Hertz-Regelzone rd. 3 Mrd. € ausgezahlt. Dagegen standen aus den Überschusserlösen realisierte Einnahmen von 150,6 Mio. €. Durch nachträgliche Zahlungen von Anlagenbetreibern im Jahr 2024 sowie durch Ausgleichszahlungen nach dem gesetzlich vorgesehenen Korrekturprozess erhöhten sich die Umsatzerlöse aus der Übererlösabschöpfung in 2024 um 336,1 Mio. € auf insgesamt 486,7 Mio. €. Wegen strittiger Verfahren mit einzelnen Anlagenbetreibern über die Höhe der Abschöpfung sowie ausstehender Festsetzungen der BNetzA kann sich die Übererlösabschöpfung im Nachgang noch verändern und wird in dem jeweiligen Geschäftsjahr über den Wälzungsmechanismus weitergegeben.

Netzbetrieb und Systemführung

50Hertz Transmission gewährleistet einen sicheren Netzbetrieb und die Verfügbarkeit des Stromnetzes in der gesamten Regelzone. Neben der laufenden Bewirtschaftung des gesamten Leitungsnetzes unter Berücksichtigung der Neubau- und Instandhaltungsprojekte kommt es regelmäßig zu Eingriffen des Netzbetreibers in die Stromerzeugung, damit die Systemstabilität gewahrt bleibt. Dies betrifft sowohl Eingriffe zur Einhaltung der Strombelastbarkeit von Betriebsmitteln aber auch Maßnahmen zur Einhaltung der Spannungsbänder. Vor allem die Herausforderungen zur Spannungshaltung nehmen weiter zu. Dies liegt vor allem am steigenden Blindleistungsbedarf des Netzes. Blindleistung ist für die Spannungshaltung notwendig, weshalb Blindleistung und Spannungshaltung eng verknüpft sind. Neben einem steigenden Blindleistungsbedarf kommt es zeitgleich zu einer Verknappung von Blindleistungsquellen. Das liegt u. a. an der rückläufigen Verfügbarkeit der konventionellen Kraftwerke zur Blindleistungsbereitstellung (Verdrängung aus dem Markt durch Erneuerbare Energien) sowie der stark volatilen Einspeisung der Erneuerbaren Energien, die zum einen den Blindleistungsbedarf beeinflussen; zum anderen ist die Bereitstellung von Blindleistung durch EE-Anlagen auch von deren Wirkleistungseinspeisung abhängig. 50Hertz begegnet diesem Ungleichgewicht einerseits durch den Bau eigener Kompensationsanlagen (v. a. Kompensationsdrosseln und STATCOM), andererseits durch das Erschließen von Blindleistungspotenzialen aus direkt- und unterlagert angeschlossenen Kundenanlagen sowie künftig auch durch den neu einzuführenden Blindleistungsmarkt.

Zur Stärkung des integrierten europäischen Strommarktes wurden neben der Weiterentwicklung verschiedener system- und marktrelevanter Prozesse in den Kapazitätsberechnungsregionen Core und Hansa umfängliche Anpassungen in den Kurz- und Langfrismärkten vorgenommen. Hervorzuheben sind im Besonderen die lastflussbezogene Kapazitätsberechnung und -allokation auf Basis von 3 pan-europäischen Intraday-Auktionen, welche im Juni 2024 eingeführt wurden, sowie die

Umstellung des Systemausgleichs von aktuell 60 auf 15 Minuten ab Q1 2025. Dies dient ebenso der nachhaltigen erfolgreichen Umsetzung der europäischen Energiewende.

Im Bereich der Regelleistung wurde zum 22. Juni 2022 der Zielmarkt eingeführt, mit dem europäische Vorgaben zur Harmonisierung der Abrechnung der Regelarbeit (Marginal Pricing) und der Ausgleichsenergiepreisberechnung umgesetzt wurden. Mit der Anbindung weiterer ÜNB an die PICASSO- und die MARI-Plattformen in den vergangenen Jahren konnte der Regelleistungseinsatz der teilnehmenden ÜNB weiter optimiert werden. Seit 2024 nehmen auch die Länder Belgien, Dänemark, Niederlande, Portugal und Slowakei an der Optimierung des Regelleistungseinsatzes über MARI oder PICASSO teil.

Im Jahr 2024 ereigneten sich zwei Windspitzen mit einer Einspeiseleistung von mehr als 17 GW sowie vier PV-Spitzen mit einer Einspeiseleistung von mehr als 13 GW in der Regelzone der 50Hertz. Am 30. Juli 2024 wurde ein neues Allzeithoch für die PV-Einspeisung mit 13,4 GW erreicht. An diesem Tag wurden Redispatch-Maßnahmen in Höhe von 7,2 GWh vorgenommen, davon 6,2 GWh durch Maßnahmen mit EE-Anlagen. Der PV-Anteil an der Netzlast betrug 119 Prozent, der Gesamt-EE-Anteil an der Netzlast lag bei 135 Prozent. Ein neuer Spitzenwert der gesamten EE-Einspeisung wurde am 2. April 2024 mit 22,5 GW erreicht und einen neuen theoretischen Spitzenwert der EE-Einspeisung (mit Berücksichtigung der EE-Redispatch) wurde am 15. Mai 2024 mit 26,6 GW erreicht. Im Geschäftsjahr lag der EE-Anteil an der Netzlast an mehr als 1.900 Stunden oberhalb 100 Prozent.

Die Unterbrechung von vier parallelen Leitungssystemen im Raum Gröditz (zwischen Riesa und Elsterwerda) durch ein außergewöhnliches Sturmereignis konnte unter Nutzung von vorhandenem Havarieleitungsgestänge, Ressourcen am Markt und Kooperation mit den Unternehmen Amprion GmbH und TransnetBW GmbH innerhalb von 12 Wochen für zwei Systeme erfolgreich beseitigt werden. Die entstandenen Kosten belaufen sich auf etwa 17 Mio. €. Die vollständige und endgültige Reparatur durch einen Neubau im betroffenen Bereich ist nach Vorliegen der notwendigen Genehmigungen für das Jahr 2025 eingeplant.

Netzverlustenergie

Im Jahr 2024 betrugen die Netzverluste 2,4 Terawattstunden (TWh). 50Hertz deckt seinen eigenen Bedarf an Netzverlustenergie im Rahmen einer risikoaversen Beschaffungsstrategie, basierend auf den bestehenden Regelungen der FSV Netzverluste.

Zur Risikominimierung wurden für das Jahr 2025 bereits Futures an der Strombörse EEX mit einem Volumen von ca. 2,4 TWh beschafft. Durch den neu festgelegten Referenzzeitraum vom 1. Oktober t-2 bis 30. September t-1 wird in Abstimmung mit der BNetzA vor dem Hintergrund der sehr volatilen Marktbewegungen eine verbesserte Langfristprognose der Netzverluste durch Annäherung an den Erfüllungszeitraum ermöglicht. Für das Jahr 2026 wurden bis zum Bilanzstichtag bereits 0,6 TWh beschafft.

Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter

Die Anzahl der in der 50Hertz Transmission beschäftigten Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter ist im Vergleich zum Vorjahr von 1.746 auf 2.080 Mitarbeitende zum 31. Dezember 2024 und damit um 19,1 Prozent angestiegen.

Die Zahl der Auszubildenden/Dual Studierenden beträgt 52. Insgesamt 18 Mitarbeitende absolvieren ein Trainee-Programm mit Stationen in unterschiedlichen Bereichen von 50Hertz Transmission sowie bei europäischen ÜNB und Nichtregierungsorganisationen.

Die Mitarbeitenden hatten in diesem Jahr die Möglichkeit, bis zu 20 rabattierte Aktien der Elia Group zu zeichnen, um am Erfolg des letzten Geschäftsjahres teilzuhaben. Von dem Angebot machten 51,50 Prozent der Teilnahmeberechtigten Gebrauch.

Arbeits- und Gesundheitsschutz

Oberstes Ziel ist es, die Bedingungen am Arbeitsplatz bzw. im Arbeitsumfeld sicher und gesund zu gestalten und Arbeitsunfälle sowie arbeitsbedingte Erkrankungen zu vermeiden.

Die Arbeitssicherheit wird als kontinuierlicher Verbesserungsprozess verstanden und systematisch weiterentwickelt, um die hohen Standards im Arbeitsschutz konsequent umzusetzen. Das Arbeitsschutzmanagementsystem nach DIN ISO 45001 stellt einen geeigneten Rahmen bereit, der es ermöglicht, Arbeits- und Gesundheitsschutz in die Aufbau- und Ablauforganisation zu integrieren, die Leistungen im Arbeitsschutz kontinuierlich zu überprüfen und zielgerichtete Maßnahmen zur Verbesserung zu ergreifen. Im Oktober 2024 wurde durch das externe Überwachungsaudit die Wirksamkeit des bestehenden Arbeitsschutzmanagementsystems überprüft und die Normkonformität ohne Hauptabweichungen bestätigt.

Regelmäßige Durchführung und Aktualisierung von tätigkeitsbezogenen Gefährdungsbeurteilungen für alle Arbeitsbereiche, Identifikation potenzieller Gefahrenquellen und Bewertung der Risiken sowie das Umsetzen geeigneter Schutzmaßnahmen, gehören ebenso zu den präventiven Maßnahmen zur Unfallvermeidung.

Im Hinblick auf eine konstruktive Zusammenarbeit und Vermeidung von Arbeitsunfällen wurden mit den für 50Hertz Transmission beauftragten Fremdfirmen der Gewerke Bau, Freileitungen und Elektro-Montage gemeinsame Themen des Arbeitsschutzes kritisch diskutiert und Lösungsansätze entwickelt, die dann in die Praxis umgesetzt wurden.

Um sich von möglichen belastenden und herausfordernden Situationen zu erholen, diese zu bewältigen und gestärkt daraus hervorzugehen, bieten wir Resilienzmaßnahmen für alle Mitarbeitenden an.

Forschung und Entwicklung

Die Integration Erneuerbarer Energien und die dafür notwendige Entwicklung des elektrischen Systems spiegeln sich bei 50Hertz Transmission weiterhin in einer Reihe von Forschungs- und Entwicklungsprojekten und Studien wider. Auf den Gebieten Energiemärkte, Systemsicherheit und neue Technologien wurden im Jahr 2024 insgesamt rund 5,6 Mio. € (Vorjahr 5,2 Mio. €) für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben aufgewendet. Diese betreffen überwiegend Personal- und sonstige Aufwendungen.

Im Rahmen des 50Hertz Transmission Scientific Advisory & Project Board (SAPB) wurde im Jahr 2024 ein interdisziplinäres Forschungsprojekt – im Wesentlichen als Hochschulkooperation – mit der Kurzstudie „Warmer Lichtsturm“ realisiert. Die SAPB-Kurzstudie analysierte die Herausforderung von Erzeugungsspitzen aus PV und Wind für die Systemsicherheit – und mit welchen marktlich-regulatorischen als auch technischen Maßnahmen entgegengewirkt werden kann. Mit dem SAPB wird der Dialog Praxis-Forschung kontinuierlich fortgeführt. Es ermöglicht 50Hertz Transmission einen direkten Zugang in die Forschung und bietet zugleich den akademischen Instituten Gelegenheit, ihre Forschungsergebnisse sehr schnell in die Praxis zu bringen.

Im Jahr 2024 hat 50Hertz Transmission selbst erstellte Software in Höhe von 30,3 Mio. € entwickelt und in Betrieb genommen. Weitere 38,3 Mio. € befinden sich zum 31. Dezember 2024 noch in Entwicklung.

8. Wirtschaftliche Lage der 50Hertz Transmission

Die Gesellschaft ist ausschließlich im Bereich der „Elektrizitätsübertragung“ im Sinne des § 6b Abs. 3 EnWG tätig. Aus diesem Grund entspricht der zu erstellende Tätigkeitsabschluss dem Jahresabschluss der Gesellschaft.

Ertragslage

Gewinn- und Verlustrechnung			
in Mio. €	01.01. - 31.12.2024	01.01. - 31.12.2023	Veränderung
Umsatzerlöse	7.850,5	10.074,4	-2.223,9
Aufwandsgleiche Erlöse	-5.456,8	-7.624,9	2.168,1
Umsatzerlöse aus dem Netzgeschäft und übrige Umsätze	2.393,7	2.449,5	-55,8
Übrige Erträge	151,4	115,2	36,2
Materialaufwand und bezogene Leistungen	-7.100,7	-9.443,2	-2.342,5
Erlösgleicher Aufwand	5.456,8	7.624,9	-2.168,1
Materialaufwand und bezogene Leistungen aus dem Netzgeschäft	-1.643,8	-1.818,3	174,5
Übrige Aufwendungen	-560,6	-483,6	-77,0
Finanzergebnis	37,7	35,7	2,0
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	0,0	0,2	-0,2
Ergebnis nach Steuern	378,4	298,7	79,7
Sonstige Steuern	-1,1	-1,9	0,8
Gewinnabführung an die Gesellschafterin	377,3	296,8	80,5

Ergebnisneutrale Sachverhalte

Der Gesamtumsatz und die Gesamtmaterialaufwendungen von 50Hertz Transmission sind in hohem Umfang durch die ergebnisneutrale Abwicklung des EEG, netzentgeltbasierter Umlagen sowie die Zahlungen im Rahmen der Strompreisbremse gekennzeichnet („Ergebnisneutrales Geschäft“). Die Erträge und Aufwendungen aus dem ergebnisneutralen Geschäft sind in den Posten „Aufwandsgleiche Erlöse“ und „Erlösgleicher Aufwand“ enthalten.

Die ÜNB vermarkten den von nachgelagerten Netzbetreibern und den direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugern eingespeisten regenerativen Strom, soweit dieser nicht der Direktvermarktung unterliegt, an einer Strombörse.

Darüber hinaus werden die Umlagemechanismen nach dem KWKG und nach § 19 StromNEV sowie der Abschöpfungsmechanismus nach dem Strompreisbremsengesetz in nachfolgender Höhe abgewickelt:

Ergebnisneutrales Geschäft			
in Mio. €	01.01. - 31.12.2024	01.01. - 31.12.2023	Veränderung
Abwicklung des EEG	4.506,1	4.032,0	474,1
Strompreisbremse	343,2	3.007,0	-2.663,8
Abwicklung KWKG	277,4	295,9	-18,5
Umlage nach § 19 StromNEV	330,1	290,0	40,1
	5.456,8	7.624,9	-2.168,1

Die Finanzierung des EEG erfolgt nach dem EnFG über Mittel aus dem Bundeshaushalt. Die ÜNB prognostizieren seit dem Jahr 2023 jährlich im Oktober den Finanzbedarf des EEG für das Folgejahr und stellen so die Gegenfinanzierung aus Haushaltsmitteln sicher.

Die Erlöse aus der EEG-Abwicklung resultieren neben den oben genannten Bundeszuschüssen aus der Vermarktung des weiterhin hohen Einspeisevolumens an Erneuerbaren Energien. Die Aufwendungen aus der EEG-Abwicklung beinhalten insbesondere die aufgrund des Strompreisniveaus gestiegenen auszahlenden Marktprämien - als Differenz zwischen dem fixierten Festpreis und dem volatilen Börsenpreis - andererseits.

Der Abschöpfungsmechanismus nach dem Strompreisbremsegesetz beinhaltet Abschöpfungserlöse von 336,1 Mio. € (Vorjahr 150,6 Mio. €) sowie Zinsen und Geldanlageerträge von 7,0 Mio. € (Vorjahr 4,2 Mio. €). Da das Strompreisbremsegesetz Ende 2023 ausgelaufen ist, wurden im Geschäftsjahr 2024 keine weiteren Bundesmittel abgerufen (Vorjahr 2.852,2 Mio. €).

Die Entwicklung der KWK-Umlage von 0,357 ct/kWh in 2023 auf 0,275 ct/kWh führte in 2024 zu einer leicht rückläufigen Erlösentwicklung; die Umlage nach § 19 StromNEV erhöhte sich dagegen von 0,417 ct/kWh in 2023 auf 0,643 ct/kWh in 2024, auch stiegen hier die Erlöse infolge höherer Zuflüsse aus dem horizontalen Belastungsausgleich der ÜNB an.

Die Erträge und Aufwendungen aus den einzelnen Umlagemechanismen sind für 50Hertz insgesamt ergebnisneutral.

Die 50Hertz Transmission erbringt Dienstleistungen gegenüber Dritten, bei denen zwar Beschaffungs- und Absatzgeschäfte am Strommarkt geschlossen werden, diese wirtschaftlich aber nicht die Gesellschaft belasten. Erträge und Aufwendungen werden

dementsprechend nicht ausgewiesen. Dieses Abrechnungsvolumen macht im Geschäftsjahr 2024 ein Volumen von 1.475,4 Mio. € (Vorjahr: 1.912,1 Mio. €) aus. Der Rückgang gegenüber 2023 reflektiert die zurückgegangenen Strommarktpreise im Geschäftsjahresverlauf.

Netzbereitstellung

Die Erlöse aus Anreizregulierung beinhalten die über die Erlösobergrenze festgesetzten und dem ÜNB zustehenden Netznutzungsentgelte für das Geschäftsjahr 2024 von 1.733,5 Mio. € (Vorjahr: 1.558,0 Mio. €). Diese Netznutzungsentgelte werden infolge bestehender Wälzungsmechanismen durch Nachhol- und Ausgleichseffekte beeinflusst, die bilanziell als regulatorische Ansprüche oder Verpflichtungen abgebildet werden. Im Geschäftsjahr 2024 haben diese Periodeneffekte (ohne Berücksichtigung darauf entfallender Zinsen und Steuern) insgesamt zu einer Minderung der Netznutzungsentgelte um 300,6 Mio. € (Vorjahr 173,8 Mio. €) geführt. Weiterhin werden Erlöse aus Systemdienstleistungen von 211,6 Mio. € (Vorjahr 332,1 Mio. €) sowie Erlöse aus dem Bilanzkreismanagement mit 194,9 Mio. € (Vorjahr 248,0 Mio. €) ausgewiesen. Die Erlöse aus Systemdienstleistungen und dem Bilanzkreismanagement sind in Folge der unterjährigen Strompreisentwicklung weiterhin rückläufig. Diese Entwicklung erstreckt sich auch auf die Kosten für Systemdienstleistungen und Bilanzkreismanagement.

Die Erlöse aus der Offshore Regulierung beinhalten den deutschlandweiten Mechanismus zum Ausgleich der Kosten zur Errichtung und des Betriebs von Offshore-Anbindungsleitungen sowie die Kosten für Entschädigungen oder Störungen. Die Erlöse aus der Offshore-Netzumlage betragen 417,7 Mio. € (Vorjahr 400,9 Mio. €), die auf Grund der höheren Offshore-Netzumlage von in 2024 0,656 ct/ kWh (Vorjahr 0,591 ct/ kWh) angestiegen sind. In den Aufwendungen aus der Offshore Regulierung sind anrechenbare Netzanbindungskosten der 50Hertz Offshore und der 50Hertz Connectors in Höhe von 380,8 Mio. € (Vorjahr 264,0 Mio. €) enthalten.

Für die Zuverlässigkeit und Sicherheit der Stromübertragung sind sog. Systemdienstleistungen notwendig. Systemdienstleistungen umfassen die Bereiche Betriebsführung, Frequenz- und Spannungshaltung sowie Versorgungswiederaufbau. Die Aufwendungen für das Netzgeschäft beinhalten vor allem Aufwendungen für Systemdienstleistungen von 623,4 Mio. € (Vorjahr 961,3 Mio. €) sowie für Netzdienstleistungen von 444,7 Mio. € (Vorjahr 348,9 Mio. €). Der starke Rückgang der Aufwendungen für Systemdienstleistungen resultiert weiterhin im Wesentlichen aus der rückläufigen Strompreisentwicklung. Dagegen resultiert der Anstieg der Kosten für Netzdienstleistungen um 95,8 Mio. € auf 444,7 Mio. € im Wesentlichen aus den höheren Beschaffungs- und Absicherungskosten für die Netzverluste.

Innerhalb der übrigen Aufwendungen entfallen auf den Personalaufwand 240,8 Mio. € (Vorjahr 205,8 Mio. €). Der Anstieg gegenüber dem Vorjahr ist im Wesentlichen auf den fortgesetzten Aufbau des Personalbestandes zurückzuführen. Die Abschreibungen im Geschäftsjahr betrugen 198,9 Mio. € (Vorjahr 175,9 Mio. €) und spiegeln das weiterhin sehr hohe Investitionsvolumen wider. Weiterhin werden sonstige betriebliche Aufwendungen von 120,6 Mio. € (Vorjahr 101,9 Mio. €) ausgewiesen.

Der negative Saldo des Zinsergebnisses als Teil des Finanzergebnisses beträgt 88,3 Mio. € (Vorjahr 41,0 Mio. €). Im Geschäftsjahr 2024 ist das Zinsergebnis zum einen durch das hohe Finanzierungsvolumen für Investitionen und zu anderen durch den Anstieg des Zinsniveaus beeinflusst worden. Innerhalb des Beteiligungsergebnisses hat 50Hertz Transmission im Wesentlichen Erträge aus der Gewinnabführung von 50Hertz Offshore in Höhe von 124,5 Mio. € (Vorjahr 76,7 Mio. €) sowie von 50Hertz Connectors in Höhe von 1,5 Mio. € (Vorjahr Verlustübernahme 6,5 T€) erzielt. Der Anstieg des Beteiligungsergebnisses ist bei beiden Gesellschaften auf die starke Investitionstätigkeit und den damit zusammenhängenden Erlösen aus der Offshorenetzanbindung zurückzuführen.

Das Ergebnis nach Ertragsteuern beträgt 378,4 Mio. € (Vorjahr 298,7 Mio. €). Dieses ist im Wesentlichen auf das sehr stark angestiegene Investitionsvolumen und die sich daraus ergebende Vergütung aus der Anreizregulierungsverordnung zurückzuführen. Ebenfalls positiv ausgewirkt haben sich die gesunkenen Energiekosten, der Anstieg der aktivierten Eigenleistungen sowie das verbesserte Beteiligungsergebnis. Die Effekte aus gesunkenen Energiekosten führen zu einer Reduktion des Verrechnungsvolumens für die Netzentgelte in den folgenden Entgeltperioden.

Negativ auf das Ergebnis wirkten sich insbesondere der höhere Personalaufwand, die gestiegenen sonstigen betrieblichen Aufwendungen, die Abschreibungen sowie das steigende Zinsniveau und die Zunahme des Finanzierungsvolumens aus.

Der Aufwand für die sonstigen Steuern beträgt 1,1 Mio. € (Vorjahr 1,9 Mio. €).

Das Geschäftsjahr 2024 schließt mit einem Jahresergebnis (vor Gewinnabführung) in Höhe von 377,3 Mio. € (Vorjahr 296,8 Mio. €), das vollständig an die Eurogrid abgeführt wurde.

Finanzielle Leistungsindikatoren

Der OpEx-Wert Onshore (basierend auf IFRS-Zahlen der 50Hertz Transmission und Eurogrid GmbH) erreichte im Geschäftsjahr 2024 einen Betrag von 243 Mio. € (Vorjahr 228 Mio. €). Dieser Wert reflektiert eine Rechengröße aus personalbezogenen und sonstigen, nicht-energiebezogenen Aufwendungen. Die tatsächlichen Kosten lagen unterhalb des geplanten Korridors von 255 bis 278 Mio. €, was im Wesentlichen auf den nicht vollumfänglich umgesetzten Personalaufbau zurückzuführen war.

Das IFRS-Nach-Steuer-Ergebnis des Konzerns in Höhe von 309,8 Mio. € liegt oberhalb des Zielkorridors in Höhe von 230 bis 270 Mio. €. Dieses Ergebnis ist maßgeblich durch hohe Zugänge zum Fertiganlagevermögen infolge erreichter Inbetriebnahmen, erzielte Beschleunigungsmaßnahmen, verschiedene Einzeleffekte sowie durch höhere aktivierte Eigenleistungen, die in den sonstigen Erträgen enthalten sind, geprägt.

Im Geschäftsjahr betrug das HGB-Investitionsvolumen des Eurogrid-Konzerns 3.627 Mio. € (Vorjahr 1.686 Mio. €) und hat damit die für das Geschäftsjahr gesetzten Erwartungen durch beschleunigte Projektrealisierungen und Inbetriebnahmen flankiert durch ein fortgesetztes Personalwachstum in den unterstützenden Bereichen realisiert. Der dafür gesetzte Zielkorridor von 3.215 bis 3.365 Mio. € wurde deutlich übertroffen.

Vermögens- und Finanzlage

Bilanz			
in Mio. €	31.12.2024	31.12.2023	Veränderung
<u>Aktiva</u>			
Anlagevermögen	11.550,7	8.130,1	3.420,6
Umlaufvermögen (einschließlich RAP)	2.335,7	2.493,3	-157,6
	13.886,4	10.623,4	3.263,0
<u>Passiva</u>			
Eigenkapital	5.439,9	3.444,5	1.995,4
Langfristige Fremdmittel	5.413,0	4.402,6	1.010,4
Mittel- und kurzfristige Fremdmittel	3.033,5	2.776,3	257,2
	13.886,4	10.623,4	3.263,0

Das Anlagevermögen beinhaltet neben den immateriellen Vermögensgegenständen von 319,2 Mio. € (Vorjahr 174,9 Mio. €) zum überwiegenden Teil die Netzanlagen von 50Hertz Transmission mit 3.259,4 Mio. € (Vorjahr 2.554,0 Mio. €), geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau mit einem Volumen von 2.979,3 Mio. € (Vorjahr 2.118,1 Mio. €).

Weiterhin werden im Anlagevermögen Finanzanlagen in Höhe von 4.530,6 Mio. € (Vorjahr 2.876,6 Mio. €) ausgewiesen. Hier entfällt der Hauptanteil auf die Beteiligung an der 50Hertz Offshore mit 2.113,0 Mio. € sowie auf die an diese Gesellschaft ausgereichten Ausleihungen mit 2.290,0 Mio. € (Vorjahr 1.170,0 Mio. €). Auf die 50Hertz Connectors entfällt ein Beteiligungsbuchwert von 44,0 Mio. € (Vorjahr 25,0 T€) sowie ausgereichte Ausleihungen von 60,0 Mio. € (Vorjahr keine). Unter den Beteiligungen werden u. a. die Anteile (19,9 Mio. €) an der „European Energy Exchange AG“ (EEX) ausgewiesen.

Für das Geschäftsjahr 2024 beträgt der Zugang bei den Sachanlageinvestitionen 1.797,7 Mio. € (Vorjahr 1.156,8 Mio. €). Der Fertiganlagenzugang im Geschäftsjahr umfasst vor allem die Fertigstellung von mehreren Leitungsabschnitten (u. a. Vierraden-Neuenhagen, Röhrsdorf-Weida/Remptendorf, Bertikow-Pasewalk und Parchim-Stendal-Perleberg) sowie weitere Fertigstellungen aus dem Ausbau weiterer technischer Standorte und Leitungen.

Innerhalb des Umlaufvermögens entfallen 559,9 Mio. € (Vorjahr 1.175,4 Mio. €) auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen. Der Rückgang gegenüber dem Vorjahr resultiert im Wesentlichen auf den Rückgang des Ausgleichsanspruchs nach § 6 EnFG zur EEG-Finanzierung. Die Veränderung unterstreicht die unverändert hohe Volatilität, die sich auch bei Betrachtung der Ertragslage für das netzwirtschaftliche, größtenteils ergebnisneutrale Geschäft ergeben.

Aus der Einbindung in das Cashpooling mit der Eurogrid resultiert am Bilanzstichtag eine Forderung gegen verbundene Unternehmen von 790,6 Mio. € (Vorjahr 268,4 Mio. €).

Die sonstigen Vermögensgegenstände betragen 517,0 Mio. € (Vorjahr 660,0 Mio. €) und beinhalten die regulatorischen Ansprüche nach § 21b EnWG von 288,4 Mio. € (Vorjahr 283,0 Mio. €). Weiterhin werden hier im Geschäftsjahr Sicherheitsleistungen gegenüber der EEX in Höhe von 50,3 Mio. € (Vorjahr 289,5 Mio. €) ausgewiesen.

Im Bestand der Flüssigen Mittel in Höhe von 367,2 Mio. € (Vorjahr 353,0 Mio. €) werden 181,1 Mio. € (Vorjahr 255,7 Mio. €) Bankbestände aus dem EEG-Umlagengeschäft, 103,8 Mio. € (Vorjahr 93,2 Mio. €) Bankbestände aus dem KWKG-Umlagengeschäft sowie 75,6 Mio. € (Vorjahr 3,7 Mio. €) Bankbestände aus der Abwicklung Strompreisbremsegesetz ausgewiesen, die von 50Hertz Transmission treuhänderisch gehalten werden und daher nicht frei verfügbar sind. Der leichte Anstieg der Flüssigen Mittel steht im Wesentlichen im Zusammenhang mit dem Anstieg der kurzfristigen Fremdmittel aus der KWKG- und Strompreisbremse-Gesetz Abwicklung.

Im Geschäftsjahr hat die Gesellschafterin eine Einzahlung in die Kapitalrücklage in Höhe von 2.000,0 Mio. € durchgeführt, damit weist die Gesellschaft eine Kapitalrücklage in Höhe von 5.110,8 Mio. € aus. Der Sonderposten aus Investitionszuschüssen in Höhe von 129,1 Mio. € (Vorjahr 133,6 Mio. €) wird dem Eigenkapital zugeordnet und ist im Geschäftsjahr durch planmäßige Auflösungen zurückgegangen. Damit erreicht 50Hertz Transmission eine Eigenkapitalquote von 39,2 Prozent (Vorjahr 32,4 Prozent).

Unter den langfristigen Fremdmitteln werden insbesondere Gesellschafterdarlehen von Eurogrid mit 4.860,0 Mio. € (Vorjahr 3.895,0 Mio. €) geführt. Diese haben sich im Geschäftsjahr entsprechend des Finanzierungsbedarfs stark erhöht. Weiterhin sind hier im Wesentlichen verschiedene Rückstellungen von 62,2 Mio. € (Vorjahr 101,5 Mio. €) und Rechnungsabgrenzungsposten von 446,3 Mio. € (Vorjahr 361,4 Mio. €) jeweils mit einer Restlaufzeit größer als 5 Jahre ausgewiesen.

Die mittel- und kurzfristigen Fremdmittel beinhalten im Wesentlichen die verbleibenden Rückstellungen mit 1.336,3 Mio. € (Vorjahr 1.737,2 Mio. €), die wiederum hauptsächlich aus dem EEG und den weiteren Umlageprozessen mit 642,0 Mio. € (Vorjahr 1.360,8 Mio. €) bestehen. Der Rückgang resultiert im Wesentlichen aus den stark verringerten Verpflichtungen im Rahmen des EEG-Prozesses. Weiterhin werden hier Gesellschafterdarlehen mit 865,0 Mio. € (Vorjahr 865,0 Mio. €) ausgewiesen, die eine Restlaufzeit von unter 5 Jahren haben.

Ferner sind Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen mit 677,6 Mio. € (Vorjahr 937,3 Mio. €) enthalten. Der Rückgang begründet sich im Wesentlichen aus geringeren Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen aus der Energiewirtschaft im Zusammenhang mit einem gesunkenen Strompreisniveau.

Kapitalflussrechnung

Kapitalflussrechnung (Kurzform)		
in Mio. €	31.12.2024	31.12.2023 ¹⁾
Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit	753,3	-1.794,7
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-3.507,7	-1.284,3
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	3.290,8	873,8
Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds	536,4	-2.205,2
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	1.157,8	621,4

¹⁾ Vorjahreswerte angepasst

Ausgehend von einem höheren Jahresergebnis vor Gewinnabführung hat sich der Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit im Wesentlichen durch die Abnahme der Forderungen und sonstiger Aktiva von 700,6 Mio. € (Vorjahr Zunahme 560,0 Mio. €) resultierend aus dem Umlagengeschäft positiv entwickelt. Höhere zahlungsunwirksame Abschreibungen auf Gegenstände des Anlagevermögens von 198,9 Mio. € (Vorjahr 175,7 Mio. €) wirkten sich ebenfalls positiv auf die Liquiditätslage der Gesellschaft aus. Der Rückgang der Rückstellungen um 377,4 Mio. € (Vorjahr 1.524,5 Mio. €) sowie die Abnahme der Verbindlichkeiten und sonstiger Passiva von 228,4 Mio. € (Vorjahr 224,0 Mio. €) haben den Cashflow dagegen negativ beeinflusst.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit enthält im Wesentlichen die Auszahlungen für Zugänge zum Sachanlagevermögen in Höhe von 1.823,3 Mio. € (Vorjahr 1.075,0 Mio. €) sowie die Auszahlungen für Investitionen in das Finanzanlagevermögen mit 1.654,1 Mio. € (Vorjahr 420,5 Mio. €). Die Investitionen in das Finanzanlagevermögen betrafen im Geschäftsjahr im Wesentlichen die Erhöhung der Ausleihungen an die 50Hertz Offshore mit 1.120,0 Mio. € (Vorjahr 180,0 Mio. €) sowie an die 50Hertz Connectors mit 60,0 Mio. € (Vorjahr 25,0 T€). Zusätzlich wurden Einzahlungen in die Kapitalrücklagen der 50Hertz Offshore und 50Hertz Connectors in Höhe von 430,0 Mio. € und 44,0 Mio. € geleistet.

Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit umfasst die Mittelzuflüsse aus Gesellschafterdarlehen in Höhe von 1.830,0 Mio. €. (Vorjahr 1.490,0 Mio. €) sowie eine Zuzahlung in die Kapitalrücklage von 2.000,0 Mio. €. Dem gegenüber stehen Mittelabflüsse aus der Gewinnabführung für das Geschäftsjahr 2024 in Höhe von 377,3 Mio. € und Zinszahlungen in Höhe von 161,9 Mio. €. Der Finanzmittelbestand am Ende der Periode enthält verfügbungsbeschränkte Bankbestände aus der EEG-Abwicklung, KWKG-Abwicklung sowie Strompreisbremsegesetz-Abwicklung in Höhe von 360,5 Mio. € (Vorjahr 352,6 Mio. €).

Der Finanzmittelfonds ist gegenüber 2023 stark angestiegen. Ursächlich dafür waren im Wesentlichen die Mittelzuflüsse aus dem operativen Geschäft. Gegenläufig wirkten die erheblichen Investitionen in das Sachanlagevermögen.

Über den ausgewiesenen Finanzmittelbestand hinaus verfügt 50Hertz Transmission über nicht gezogene Kreditfazilitäten mit einem verbundenen Unternehmen in Höhe von 3.750,0 Mio. €. Die Finanzierung von 50Hertz war während des gesamten Geschäftsjahres 2024 gesichert. Das Cashpooling mit Eurogrid bestand im gesamten Geschäftsjahr fort.

Gesamtaussage zur wirtschaftlichen Lage

50Hertz Transmission konnte das Geschäftsjahr 2024 insgesamt mit einem sehr zufriedenstellenden Ergebnis (vor Gewinnabführung) in Höhe von 377,3 Mio. € (Vorjahr 296,8 Mio. €) abschließen.

Die weiterhin steigenden Investitionen in den Netzausbau führen über ihre Erlöswirksamkeit zu einem weiterhin positiven Ergebnisbeitrag.

Die fälligen finanziellen Verpflichtungen des Geschäftsjahres 2024 waren durch die zur Verfügung stehende Liquidität jederzeit gedeckt.

Beteiligungen

50Hertz Transmission hält unverändert 100 Prozent der Anteile an 50Hertz Offshore. 50Hertz Transmission hat der 50Hertz Offshore die Planung, Errichtung und Vorhaltung der Netzanbindungen von OWP in der Ostsee übertragen.

50Hertz Transmission hält 100 Prozent der Anteile an 50Hertz Connectors. Die Geschäftstätigkeit der 50Hertz Connectors umfasst die Planung, Errichtung, Erwerb, Wartung, Betrieb, Überlassung und Veräußerung von Leitungen und Anlagen im Zusammenhang mit elektrischen Netzen, insbesondere von Interkonnektoren (einschließlich Offshore-Interkonnektoren und Interkonnektoren mit Hybridfunktion), jeweils so-wohl in Deutschland als auch im Ausland.

50Hertz Transmission ist weiterhin mit etwas weniger als 50 Prozent am Stammkapital der Elia Grid International NV/SA mit Sitz in Brüssel/Belgien beteiligt, die Beratungs- und Engineering Dienstleistungen im Bereich Netze und Systemdienstleistungen erbringt.

50Hertz Transmission hält zum 31. Dezember 2024 unverändert 5,4 Prozent am Grundkapital der EEX AG mit Sitz in Leipzig. Die EEX entwickelt, betreibt und vernetzt sichere, liquide und transparente Märkte für Energie und energienahe Produkte.

50Hertz Transmission ist an der „Joint Allocation Office S.A.“ (JAO) mit Sitz in Luxemburg beteiligt. Der Anteil der 50Hertz beträgt zum 31. Dezember 2024 unverändert 4,0 Prozent am gezeichneten Kapital der JAO. Gegenstand der Gesellschaft ist die Erbringung von Engpassmanagement-Services für Übertragungsnetze.

Wie in den Vorjahren ist 50Hertz Transmission mit 7,9 Prozent an der CORESO SA mit Sitz in Brüssel/Belgien zum 31. Dezember 2024 beteiligt. CORESO ist ein Koordinierungs- und Servicecenter für Netzsicherheitsrechnungen und -analysen in Westeuropa.

Am 31. Dezember 2024 hält die 50Hertz an der TSCNET Service GmbH mit Sitz in München 6,3 Prozent am Stammkapital. Gegenstand des Unternehmens ist insbesondere die Einbringung von technischen Unterstützungsdienstleistungen im Bereich der elektrischen Systemsicherheits- und Kapazitätsberechnung, um ÜNB bei deren Netzbetrieb zu unterstützen.

Am 31. Dezember 2024 hält die 50Hertz an der decarbon1ze GmbH mit Sitz in Berlin 6,6 Prozent am Stammkapital. Gegenstand des Unternehmens sind insbesondere die Entwicklung, der Betrieb und der Vertrieb von energiewirtschaftlichen IT- und Messsystemen sowie die Unterstützung und Abwicklung energiewirtschaftlicher Prozesse und Dienstleistungen

Am 31. Dezember 2024 hält 50Hertz Transmission weiterhin 10,4 Prozent am Grundstockvermögen der Stiftung Kurt-Sanderling-Akademie des Konzerthausorchesters Berlin in Berlin. Zweck der Stiftung ist die Förderung von Musik, Kunst und Bildung und darüber hinaus die Förderung der Berufsausbildung einschließlich der Studentenhilfe.

50Hertz Transmission ist seit dem Geschäftsjahr 2024 an der „LINK digital GmbH“ (LINK) mit Sitz in Würzburg beteiligt. Der Anteil der 50Hertz beträgt zum 31. Dezember 2024 33,33 Prozent am gezeichneten Kapital der LINK. Gegenstand des Unternehmens ist Gewerbliche Tätigkeit durch Bereitstellung von IT-Dienstleistungen für Netzausbauprojekte von Übertragungsnetzbetreibern.

9. Prognosebericht

50Hertz Transmission wird weiter in die Entwicklung des Übertragungsnetzes investieren, um insbesondere den wachsenden Anteil an Strom aus Erneuerbaren Energien sicher und effizient aufzunehmen und in Richtung der Verbrauchszentren transportieren zu können. Durch die Vorgaben des aktuellen Netzentwicklungsplans Strom soll eine hohe Anzahl an Maßnahmen sowie deren rasche Umsetzung sichergestellt werden. Dies ist auch in dem Übertreffen des geplanten Investitionsvolumens für 2024 im Vergleich zur Business-Planung sichtbar: eine beschleunigte Vergabe im Offshore-Bereich als auch die beschleunigten Bauleistungen bei der SOL zeigen das hohe Tempo in der Projektumsetzung.

Das gegenüber den letzten Jahren bereits deutlich erhöhte Investitionsvolumen wird in dem nächsten Jahr zunächst auf ähnlichem Niveau verbleiben und ab 2026 weiter deutlich ansteigen. Dies führt auch in künftigen Geschäftsjahren zu einem anhaltend hohen Finanzierungs- und Ressourcenbedarf. Da die Mittelgenerierung der 50Hertz Transmission nach wie vor unterhalb des Finanzbedarfs insbesondere aus der investiven Tätigkeit liegt, ist die weitere Aufnahme von Fremdmitteln sowie Eigenkapitalzuführungen als stärkende Maßnahmen der Gesellschafter geplant. Die Finanzierung am Kapitalmarkt wird über ein Rating im Investment Grade der Eurogrid, die ihre Tochtergesellschaften mit finanziellen Mitteln versorgt, sichergestellt. Darüber hinaus sollen weitere Finanzierungsquellen, wie Förderdarlehen der KfW, neben gelisteten Bonds genutzt werden. Ein aktives Cash- und ein ausgeprägtes Financial Performance Management ergänzt und unterstützt die Kapitalmaßnahmen zur Kapitalbeschaffung. Zur Abwicklung des wachsenden Investitionsvolumens sind ein weiterer Personalaufbau und weitere langfristige Liefer- und Leistungspartnerschaften mit Unternehmen der Zulieferindustrie geplant.

50Hertz Transmission unternimmt ständig Anstrengungen, um Effizienz in den Prozessen und Kostenstrukturen sicherzustellen und so den durch die Energiewende bedingten Kostenanstieg insgesamt zu dämpfen. Im Zuge der Kooperation der ÜNB bei der Realisierung von gemeinsamen DC-Projekten und der Notwendigkeit des Zugriffs auf gemeinsame Projekt- und IT-Ressourcen wurde die LINK digital GmbH gegründet, die nunmehr entsprechende Dienstleistungen zur Unterstützung der Projekte der beteiligten ÜNB erbringen wird. Der Personalaufbau wird vorrangig zur Umsetzung der Investitionsprojekte und der systemseitigen Anforderungen zur Realisierung der Energiewende notwendig, womit eine hohe Kapitalisierung von Personalkosten einhergeht. In administrativen Bereichen ist ein im Verhältnis geringerer Aufbau geplant, da Digitalisierung und Prozessvereinfachungen zu Effizienzen führen sollen.

Im Jahr 2024 wurde das OpEx-Ziel für die Onshore-Aktivitäten aufgrund höherer Erträge und Einsparungen in den Budgets übertroffen. Insgesamt wird weiterhin von einem kontinuierlichen Anstieg der operativen Aufwendungen ausgegangen. Treiber dafür sind das steigende Investitionsvolumen sowie neue Regularien und Anforderungen an den Systembetrieb. Die Kosten für Systemdienstleistungen wie Redispatch-Maßnahmen sowie Netzverlustenergie werden wesentlich von der Strompreisentwicklung, den Wetterbedingungen und der Netztopologie beeinflusst.

Im Einklang mit den höheren Investitionen und damit einhergehender höherer regulatorischer Verzinsung bei gleichzeitig geringeren Kosten (übertroffene OpEx-Ziele) ist auch das IFRS-Ergebnis nach Steuern deutlich höher als geplant.

Die finanziellen Leistungsindikatoren zeigen folgende Entwicklung:

Mio. €	2023	2024	2025
Investitionsvolumen (Ist)	1.686	3.627	
Zielkorridor/Zielwert (Plan)	1.430 - 1.580	3.215 - 3.365	3.800
IFRS-Nach-Steuer-Ergebnis (Ist)	220	310	
Zielkorridor (Plan)	144 - 216	230 - 270	380 - 420
OpEx-Wert Onshore	228	243	
Zielkorridor/Zielwert (Plan)	262 - 289	255 - 278	254 - 280

Ab dem Geschäftsjahr 2025 wird die Diversifizierung der Finanzierung als ergänzender finanzieller Leistungsindikator eingeführt. Dabei wird angestrebt, mehr als 40 Prozent der neuen Finanzmittel über andere Finanzierungsquellen als gelistete Bonds einzuwerben.

Der obigen Planung für das Geschäftsjahr 2025 liegen folgende Prämissen zugrunde:

- Stabilität des Regulierungsrahmens entsprechend der aktuellen Gesetzeslage,
- weitestgehend stabiles Zinsumfeld,
- planmäßige Umsetzung des ambitionierten Investitionsprogramms,
- normaler Geschäftsverlauf der 50Hertz Transmission ohne außergewöhnliche Wetterlagen und ohne technische Großstörungen.

Die wesentlichen nicht-finanziellen Leistungsindikatoren zeigen folgende Entwicklung:

Bewertung der Netzausbaus	2024 ¹⁾	2025
Trassenkilometer mit neu erhaltenem Planfeststellungsbeschluss in km (Ist)	176	
Zielkorridor (Plan)		>212
Neu errichtete Trassen in km (Ist)	126	
Zielkorridor (Plan)		> 69
In Betrieb genommene Umspannwerksleistung in MVA (Ist)	1.000	
Zielkorridor (Plan)		> 5.600
In Betrieb genommene Blindleistung in Mvar (Ist)	678	
Zielkorridor (Plan)		> 1.477
Anzahl erreichter vordefinierter prioritärer Projektmeilensteine (Ist)	7	
Anzahl vordefinierter prioritärer Projektmeilensteine (Plan)	9	6

¹⁾ Neuaufnahme im Berichtsjahr 2024. Angabe zum Geschäftsjahr 2024 erfolgt zu Referenzzwecken.

Zur Bewertung des Netzausbaus wird neben den tatsächlich errichteten bzw. in Betrieb genommenen Betriebsmitteln auch der Fortschritt bei den Genehmigungen für Trassen betrachtet. Die gesetzten Zielwerte für 2025 orientieren sich an den jährlichen Projekt- und Genehmigungsplanungen und können von Jahr zu Jahr schwanken. Im Jahr 2025 geht der Zielwert für zu errichtende Trassenkilometer zurück, da Genehmigungsänderungen an einer Leitung notwendig werden. Bei der Umspannwerks- und Blindleistung ist wiederum ein deutlich höherer Zubau von Transformatoren, Phasenschiebern und Ähnlichem geplant.

Bewertung der Netzverfügbarkeit	2023	2024	2025
Netzereignisse in Relation zu 100km Systemkreislänge (Ist)	1,15	1,12	
Zielkorridor (Plan)	1,2	1,2	1,2
Verhältnis der vermeidbaren Netzstörungen zu allen Netzereignissen (Ist)	4,96 Prozent	8,4 Prozent	
Zielkorridor (Plan)	< 15 Prozent	< 15 Prozent	≤8 Prozent

Insgesamt gab es im Berichtsjahr mit 1,12 Netzereignissen in Relation zu 100 km Systemkreislänge nur eine geringe Anzahl im Verhältnis zum Planwert von 1,2. Die vermeidbaren Netzstörungen im Verhältnis zu allen Netzereignissen liegen mit 8,4 Prozent deutlich unter dem Planwert von weniger als 15 Prozent. Der Anstieg gegenüber dem Vorjahr um 3,4 Prozent ist durch ein außergewöhnliches Sturmereignis

beeinflusst. Dennoch übertrifft die Netzverfügbarkeit insgesamt wie im Vorjahr den Planwert.

Bewertung des Arbeits- und Gesundheitsschutzes	2023	2024	2025
Unfallhäufigkeit			
TRIR (Total Recorded Injury Rate) eigener Mitarbeitenden (Ist)	0,8	2,0	
Zielkorridor (Plan)	< 4,9	< 4,2	
TRIR (Total Recorded Injury Rate) eigener Mitarbeitenden & Fremdfirmenmitarbeitende (Ist) ²⁾		4,6	
Zielkorridor (Plan)			< 4,7
Gesundheitsquote			
Quote der Sollarbeitstage abzüglich Anzahl der krankheitsbedingten Ausfalltage im Verhältnis zu den Sollarbeitstagen (Ist)	96,5 Prozent	96,7 Prozent	
Zielkorridor (Plan)	> 96,7 Prozent	> 96,8 Prozent	> 96,8 Prozent

²⁾ Neuaufnahme im Berichtsjahr 2024. Angabe zum Geschäftsjahr 2024 erfolgt zu Referenzzwecken.

Für die Bewertung der Unfallhäufigkeit wurden bis einschließlich des Berichtsjahres 2024 die Elektrischen Arbeitsunfälle und der Eintritt tödlicher Arbeitsunfälle sowohl eigener Mitarbeitender als auch von Fremdfirmenmitarbeitenden separat berichtet. Für diese nicht-finanziellen Leistungsindikatoren wurden eine Eintrittshäufigkeit von jeweils Null angestrebt. Diese Zielwerte wurden im Berichtsjahr 2024 erreicht. In der neuen Struktur fließen diese Leistungsindikatoren zusätzlich in die Bewertung der Ereignishäufigkeit der TRIR ein, die das Verhältnis zwischen Unfallanzahl und Produktivstunden darstellt. Daher wurde auch die TRIR für eigene Mitarbeitende und Fremdfirmenmitarbeitende eingeführt.

Im Berichtszeitraum ereigneten sich 5 Arbeitsunfälle mit insgesamt 67 Ausfalltagen und 1 weiterer Arbeitsunfall mit elektrischem Bezug war ohne Ausfalltage. Alle Unfälle waren ohne schwerwiegende Verletzungen. Bei für 50Hertz beauftragten Fremdfirmen lag die Anzahl bei 37 Arbeitsunfällen, wovon 4 ohne Ausfalltage waren. Somit ist die Unfallhäufigkeit für 50Hertz Mitarbeitende, die über die TRIR gemessen wird und im Jahr 2024 bei 2,0 liegt, deutlich unter dem Planwert von weniger als 4,2 geblieben. Dies wird als Erfolg der oben beschriebenen Arbeitsschutz- und Unfallpräventionsmaßnahmen gewertet.

Diversität	2023	2024	2025
Personalaufbau (netto) (Ist)²		343	
Ziel (Plan)			400
Frauenquote	25,5 Prozent	26,4 Prozent	
Zielkorridor (Plan)		> 27 Prozent	> 27 Prozent

² Neuaufnahme im Berichtsjahr 2024. Angabe zum Geschäftsjahr 2024 erfolgt zu Referenzzwecken.

Die Zielwerte der nicht-finanziellen Leistungsindikatoren spiegeln unsere hohen Ansprüche an Gesundheit und Arbeitsschutz sowie Diversität wider.

Da die absolute Vermeidung von tödlichen und elektrischen Unfällen an oberster Stelle steht, besteht neben den oben aufgeführten weiterhin das Ziel, dass diese weder bei eigenen noch Fremdfirmenmitarbeitenden auftreten. Ab 2025 werden auch schwere Unfälle zur Messung der Zielerreichung einbezogen. Bei der Unfallhäufigkeit, die über die TRIR gemessen wird, werden ab 2025 auch Fremdfirmenmitarbeitende inkludiert, um ein genaueres Bild der Gesamt-Unfallhäufigkeit zu erhalten. Obwohl die hohen Standards im Arbeitsschutz auch für Fremdfirmen gelten und sowohl prospektiv (Qualitätssicherungen auf Baustellen) als auch retrospektiv (Auswertung von Vorfällen) kontrolliert werden, ist die Unfallhäufigkeit in dieser Gruppe höher. Dementsprechend ist das Zielniveau im Vergleich zur TRIR, die nur interne Mitarbeitende berücksichtigt, etwas niedriger, aber immer noch ambitioniert. Die anvisierte Gesundheitsquote wurde in 2024 zwar knapp unterschritten, das Zielniveau wird für 2025 jedoch wieder angestrebt.

Um den Netzausbau und die Energiewende weiter voranzutreiben, ist in 2025 ein Netto-Aufbau von 400 Mitarbeitenden vorgesehen. Bei der Frauenquote wird ein langfristiges Ziel von 30 Prozent verfolgt. In 2024 konnte der Frauenanteil zwar weiter gesteigert werden, er blieb jedoch unter dem gesetzten Ziel von 27 Prozent zurück. Das Ziel besteht daher auch in 2025 fort.

Insgesamt geht die Gruppe für das Jahr 2025 von einer positiven Geschäftsentwicklung mit solider finanzierter Bilanzstruktur aus. Das IFRS-Ergebnis nach Steuern wird im Einklang mit der massiven Investitionstätigkeit, die zur einer steigenden Assetvergütung bei geringeren zugehörigen Aufwendungen führt, deutlich ansteigen.

10. Risikomanagementsystem

Ziele des Risikomanagements sind das grundsätzliche Vermeiden von Risiken, die den Bestand der Gruppe gefährden, die Reduzierung bestehender Risikopositionen sowie die Optimierung des Risiken-Chancen-Profiles. Risiken werden unter Anwendung der bestehenden Risikorichtlinie standardisiert erfasst, bewertet und überwacht. Auf Grundlage der Konzernziele werden Risikodimensionen abgeleitet, denen die Risiken entsprechend ihren hauptsächlichen Auswirkungen zuzuordnen sind. Dies sind der Schutz von Leib und Leben, die Versorgungssicherheit, die Reputation, die Liquiditätslage sowie der Gewinn und Verlust.

Risiken werden hinsichtlich ihrer Auswirkung einer Relevanzklasse von 1 bis 5 zugeordnet, wobei die Relevanzklassen in 5 Stufen gestaffelt sind. Entsprechend ihrer Ausprägung reichen diese von "gering" bis "bestandsgefährdend". Die Beurteilung der potenziellen Schadenshöhe und Eintrittswahrscheinlichkeit erfolgt auf Basis von Szenarien. Die finanziellen Effekte werden anhand des 95 Prozent-Konfidenzniveaus berechnet, das die Eintrittswahrscheinlichkeit und das Schadensausmaß als Value-at Risk bzw. Cashflow-at Risk beinhaltet. Relevanzklasse 1 unterstellt dabei eine geringe Ausprägung mit einem Cashflow-at-Risk zwischen 1 und 5 Mio. € und einem Ergebnisrisiko bis zu 1 Mio. €; Relevanzklasse 5 hingegen eine bestandsgefährdende Ausprägung mit einem Cashflow-at-Risk über 4.700 Mio. € und einem Ergebnisrisiko von über 1.200 Mio. €.

Durch eine Aggregation wird das Gesamtrisiko des Unternehmens und die Risikotragfähigkeit bestimmt, die sich bezogen auf Risiken für Gewinn und Verlust oder die Liquiditätslage des Konzerns ergeben können. Im Folgenden werden die wesentlichen Risiken der Relevanzklasse 3 berichtet, die sich in den Bandbreiten beim Cashflow-at-Risk von 50 Mio. € bis zu 800 Mio. € und beim Ergebnisrisiko von 5 Mio. € bis 50 Mio. € befinden und entsprechend gekennzeichnet sind. Darüber hinaus wird nachfolgend über bestehende wesentliche Risiken der Relevanzklasse 3, die nicht monetär quantifiziert werden, sowie über wesentliche strategische Risiken berichtet. Schwerwiegende (Relevanzklasse 4) oder bestandsgefährdende Risiken (Relevanzklasse 5) wurden weder einzeln noch aggregiert identifiziert.

50Hertz Transmission unternimmt ein fortlaufendes Monitoring über die Risikosituation, insbesondere zur Früherkennung potenziell bestandsgefährdender Risiken. Im Rahmen der strategischen Orientierung des Risikomanagements wird bedarfsweise die Auswahl und Umsetzung von Bewältigungsmaßnahmen gewährleistet. Im Rahmen einer systematischen Aufbereitung und zentraler Verfolgung von Maßnahmenplänen wird die Bewältigung wesentlicher Unternehmensrisiken überwacht. Relevante Einzelrisiken und die Gesamtrisikolage werden regelmäßig an die Geschäftsführung, den Aufsichtsrat innerhalb der Eurogrid-Gruppe und die Gesellschafter berichtet. Bei wesentlichen Veränderungen werden die zuständigen Entscheidungsträger ad hoc informiert. Die Funktionsfähigkeit und Effektivität des Risikomanagementsystems unterliegen regelmäßigen Überprüfungen.

11. Chancen und Risiken

Aufgrund des regulatorischen Rahmens ist das Risiko-Chancen-Verhältnis der Gruppe grundsätzlich unausgewogen, wobei die Risiken aus den mit Unsicherheit behafteten Entwicklungen überwiegen. Die Risiken resultieren im Wesentlichen aus der Entwicklung der regulatorischen Verzinsung als Basis für die langfristige Finanzierung der Netzausbauvorhaben. Die wesentliche Chance der Gruppe besteht darin, unter Einhaltung der Effizienz und durch das Sicherstellen termin- und anforderungsgerechter Investitionen in das Übertragungsnetz sowie in Netzan Anschlüsse, ihre „Regulated Asset Base“ (Betriebsnotwendiges Vermögen im kalkulatorischen Sinne) zu stärken und organisches Wachstum zu realisieren. Weitere Chancen liegen darin, mit 50Hertz als eigenständigem ÜNB im europäischen Umfeld die Veränderungen und neuen Anforderungen durch die Energiewende aktiv zu gestalten und für die in dem Netzgebiet versorgten Kunden ein verlässlicher und leistungsstarker Partner zu sein. Die europäische Positionierung soll durch gemeinsame Aktivitäten der Elia Group weiter gestärkt werden. Somit sollen die regulatorischen Rahmenbedingungen für die weitere Entwicklung der Gesellschaft positiv gestaltet und die wirtschaftlichen Belastungen begrenzt werden. Die Chancen der Gruppe liegen damit in ihrem operativen Segment „Netzbereitstellung“. In dem Segment „Ergebnisneutrales Geschäft“, das maßgeblich die ergebnisneutrale Abwicklung des EEG, des StromPBG und netzentgeltbasierter Umlagen entsprechend den gesetzlichen Vorgaben umfasst, bestehen implizit keine wesentlichen Chancen.

Chancen und Risiken aus Politik, Regulierung und Gesetzgebung

Die 50Hertz Transmission wird weitreichend durch die Regulierung und die hierfür bestehenden gesetzlichen Rahmenbedingungen bestimmt, die wiederum von den energiepolitischen Zielen beeinflusst werden. Veränderungen der regulatorischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen können die Ergebnis- und Liquiditätssituation der Gruppe sowohl positiv als auch negativ nachhaltig beeinflussen.

Die Netznutzungsentgelte von 50Hertz Transmission unterliegen der Regulierung durch die BNetzA. Entscheidungen der BNetzA im gegenwärtigen regulatorischen Rahmen sowie Änderungen des regulatorischen Rahmens durch Novellierung der relevanten Regelwerke können wesentliche positive oder negative Auswirkungen auf 50Hertz Transmission haben. Infolge der Auflösung des Deutschen Bundestages konnten bestimmte energiewirtschaftliche Gesetzgebungsvorhaben im Jahr 2024 nicht abgeschlossen werden. Hieraus können sich zusätzliche Unsicherheiten und Verzögerungen für Genehmigungsverfahren bei den DC-Projekten ergeben.

Die Investitionskosten für die hohe Dimension des für die Energiewende erforderlichen Netzausbaus führen erst in einem zeitlichen Versatz zu einer Kompensation durch die Reduzierung von Redispatchkosten. Durch den hieraus resultierenden Anstieg der Netzentgelte besteht das Risiko einer Verschlechterung der Akzeptanz der Energiewende bei den Netzkunden. Ebenso bringen die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren im Kontext der Einhaltung von Umweltauflagen sowie die

steigende Anzahl der Netzausbauvorhaben weitere Akzeptanzrisiken in der Gesellschaft mit sich.

Im Rahmen ihrer neu geschaffenen Festlegungskompetenz hat die BNetzA mit der Reformierung des bestehenden Regulierungssystems im Rahmen eines Branchendialogs im Jahr 2024 begonnen. Die BNetzA hat am 5. März 2025 ein Eckpunktepapier für den künftigen Regulierungsrahmen der ÜNB veröffentlicht. Daraus können sich sowohl Chancen als auch Risiken ergeben. 50Hertz wird sich aktiv in die entsprechenden Diskussionen einbringen.

Die BNetzA sieht im Verfahren zur Anpassung des regulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für die ab 2024 beginnende 4. Regulierungsperiode eine jährliche Anpassung des Eigenkapitalzinssatzes für Neuinvestitionen vor. Dies erschwert wegen des Nichteinbezugs von Investitionen bis 2023 sowie der Fixierung des Zinssatzes erst am Ende eines Geschäftsjahres die Finanzierungsbedingungen der Netzbetreiber auf dem Finanzmarkt. Im Falle sinkender Zinsen würde sich der regulatorische Eigenkapitalzins reduzieren und somit auch die Rendite auf das gebundene Kapital. Sowohl der variable Zinssatz als auch die differenzierte Behandlung der Investitionen nach Investitionszeitpunkt bergen das Risiko der Verschlechterung der Attraktivität für Kapitalgeber und der Konditionen der Kapitalbereitstellung.

Energiepolitische Gesetze und Richtlinien zu den Erneuerbaren Energien besitzen starken Einfluss auf die Liquidität und die Umlagen bezogenen Abrechnungsprozesse von 50Hertz. Änderungen in der betreffenden Gesetzgebung bzw. der Interpretation dieser Gesetzgebung können die Liquiditätssituation verbessern oder verschlechtern. So können sich aus der Abwicklung des EEG wesentliche Finanzierungsrisiken ergeben, falls die zugesagten Bundesmittel nicht ausreichen und zusätzliche Bundesmittel nicht oder nicht rechtzeitig bereitgestellt werden können. Die notwendige Zwischenfinanzierung könnte dann durch den ÜNB zu leisten sein.

Kosten die aus den energiewirtschaftlichen Prozessen der Regelleistungsvorhalten, der Netzverlustbeschaffung und der Beseitigung von Netzengpässen (Engpassmanagementkosten) entstehen unterliegen Anreizmechanismen. Aus den Anreizmechanismen können sich für 50Hertz Transmission durch die Erzielung von Boni bzw. Malusse sowohl Chancen als auch Risiken ergeben. Die Höhe der erzielbaren Boni/Malusse ist gedeckelt.

Im Bereich der energiewirtschaftlichen Abrechnungen werden laufend Plandaten und Schätzungen verarbeitet, die dann in Folgeperioden bei Verfügbarkeit durch die entsprechenden Istwerte ersetzt werden. Infolge dieser Schätzprozesse können sich Abweichungen und Folgewirkungen mit Liquiditäts- und/oder Ergebniseffekt ergeben. Weiterhin können diese Plandaten ggf. deutlich von den Istwerten abweichen, weil unvorhersehbare Umstände oder Wetterlagen eintreten oder im Zusammenhang mit der regulatorischen Wälzung geänderte Maßstäbe angelegt werden bzw. die BNetzA neue Festlegungen trifft. Abweichungen wirken sich unmittelbar auf das Ergebnis des Jahres der Feststellung oder im Rahmen der Verrechnung über die Erlösobergrenze in

den Folgejahren auf die Ergebnisse der Gruppe aus. Dabei sorgt die gestiegene Volatilität an den Energiemärkten bei der Planwertbestimmung der Energiekosten für größere Prognoserisiken. Die Refinanzierung von Differenzen ist über einen Plan-Ist-Abgleich im Regulierungskonto zum überwiegenden Teil gewährleistet. Eine möglicherweise notwendige Zwischenfinanzierung kann aber zu Liquiditäts- und Zinseffekten führen.

Die schnelle Entwicklung der Erneuerbaren Energien und der nicht im gleichen Tempo voranschreitende Netzausbau kann es auch künftig erforderlich machen, dass in höherem Maße Eingriffe in die Stromerzeugung durch den Netzbetreiber erforderlich werden und dies zu entsprechend hohen temporären Kostenbelastungen und somit zu Zwischenfinanzierungsbedarfen führt.

Die steigende Integration Erneuerbarer Energien hat neben den Auswirkungen auf den Netzausbau infolge der hohen Volatilität bei der Erzeugung einen erheblichen Einfluss auf die Systemstabilität. 50Hertz ist dafür verantwortlich, die notwendigen Systembedarfe zur Gewährleistung eines sicheren und stabilen Systembetriebs zu identifizieren und jederzeit die erforderlichen Maßnahmen einzuleiten. Durch die notwendigen Systemeingriffe können sich Risiken aus der Anerkennung der Kostenwälzung ergeben.

Im Zuge der internationalen Kooperationen europäischer ÜNB bei der Weiterentwicklung der europäischen Stromnetze ergeben sich Chancen aus der Realisierung zusätzlicher Investitionspotentiale, allerdings auch mögliche rechtliche Unsicherheiten und ggf. Risiken, die sich aus der Realisierung und Refinanzierung im deutschen und europäischen Regulierungsrahmen ergeben. Auch eine politische Dimension ergibt sich durch ggf. zu schaffende staatsvertragliche oder gesetzliche Regelungen und die energiepolitischen Ziele der beteiligten Länder.

Chancen und Risiken aus Technik und Infrastruktur

Das Anlagevermögen von 50Hertz Transmission ist geografisch weit verteilt und kann ein potenzielles Ziel für Diebstahl, Terror- und Sabotageakte sein. Mit dem KRITIS-Dachgesetz sollen Maßnahmen zur Sicherstellung und Widerstandsfähigkeit dieser kritischen Infrastruktur geregelt werden. Des Weiteren sind die Anlagen Umwelteinflüssen ausgesetzt, was zu teilweise erheblichen Schäden bei besonderen Wetterlagen oder auch zu einer schnelleren Abnutzung führen kann.

Als ein Infrastrukturbetreiber für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung von rund 18 Mio. Menschen ist 50Hertz verpflichtet, auch für Krisensituationen gut gewappnet zu sein. Dazu wurden die Krisenwerkzeuge weiterentwickelt und regelmäßig Krisenübungen durchgeführt, um die eigenen Fertigkeiten zu trainieren und Verbesserungspotenziale aufzudecken.

Im Fall von Spannungsschwankungen bzw. -unterbrechungen, des Netzausfalls oder der fehlenden Umsetzung gesetzlich vorgeschriebener Notfallmaßnahmen kann 50Hertz ein Verschulden für Schäden seiner Kunden und/oder Schäden bei Dritten zugerechnet werden. Dadurch können sich Reputations- und Kostenrisiken für den ÜNB ergeben, denen sachgerecht zu begegnen ist.

Die Anbindung und der Betrieb von OWP ist ein Geschäftsfeld mit zusätzlichen technischen und organisatorischen Herausforderungen, da der Gesetzgeber entschieden hat, Windparks relativ weit vor den deutschen Küsten entstehen zu lassen. Technische Probleme werden trotz sorgfältiger Vorbereitungen und Analysen oft erst in der Umsetzungs- und Betriebsphase entdeckt und müssen dann umgehend gelöst werden. Verzögerungen und Änderungen in der Planungs- und Bauphase als auch später ungeplante Veränderungen in der Betriebsphase sind daher möglich. 50Hertz Transmission lässt auch eigenständig Offshore-Plattformen errichten und begibt sich in Kooperationsmodelle mit OWP-Betreibern. Hieraus ergeben sich neben Chancen durch Übernahme der Projektverantwortung und Steuerungshoheit auch Realisierungsrisiken sowie ggf. zusätzliche Haftungstatbestände gegenüber dem OWP. Wird 50Hertz die Verantwortung für die Verspätung oder Unterbrechung zugerechnet, muss die Gesellschaft dem Windparkbetreiber den finanziellen Schaden im Wesentlichen ersetzen. Den mit dem Schadensersatz in Zusammenhang stehenden Aufwendungen können zum Teil Ausgleichsbeträge durch Rückgriff auf die Lieferanten gegengerechnet werden. Gemäß EnWG sind die Risiken für den ÜNB limitiert: der ÜNB muss im Fall schuldhafter, nicht vorsätzlicher Verzögerung bzw. Störung des Anschlusses nur einen Teil des Schadenersatzes selbst tragen. Dennoch verbleiben wesentliche Risiken beim anschließenden ÜNB.

Hochspannungsanlagen und insbesondere -kabel stellen zunehmend einen beträchtlichen Wert im Anlagevermögen des Unternehmens dar, auch der Anteil an Onshore-Gleichstromkabeln wird in den kommenden Jahren projektbezogen signifikant zunehmen. Infolge des perspektivisch zunehmenden Einsatzes von Gleichstromverbindungen werden auch komplexe Konverteranlagen an Land und auf See installiert werden. Da über diese Technologien noch keine umfassenden Langzeitbetriebserfahrungen vorliegen, besteht das Risiko von Designfehlern, welche erst im Betrieb entdeckt werden. Vorbeugend werden verschiedene Tests vor Produktionsbeginn bis Inbetriebnahme durchgeführt. Es kann jedoch nicht vollständig sichergestellt werden, dass sämtliche, auch kombinierte Fehlerursachen identifiziert werden können. Dies kann im Extremfall dazu führen, dass ein komplettes Kabelsystem ausgetauscht werden muss. Hohe außerplanmäßige Abschreibungen, Schadenersatzzahlungen bspw. an Offshore-Windpark-Betreiber und Investitionskosten wären die Folge. Das Risiko wird u. a. durch enge Zusammenarbeit mit den Lieferanten, durch umfangreiche Funktionstests vor Inbetriebnahmen, fallweise Versicherungen, Gewährleistungsgarantien nach der Inbetriebnahme, durch die Überwachung der Kabel im Betrieb sowie die Möglichkeit der Wälzung von Kosten über den Regulierungsrahmen gemindert. Die Kostenrisiken treffen nicht mehr zwingend und vollständig den Netzbetreiber, es verbleiben jedoch nach wie vor Anerkennungsrisiken für den Fall, dass die BNetzA bestimmte Kosten als nicht über die Regulierung abgedeckt klassifizieren sollte.

Beim Bau von Stromleitungen bestehen Akzeptanzrisiken lokaler Stakeholder und komplexe Verwaltungsverfahren. Verzögerungen beim Leitungsbau sind daher trotz intensiver Bemühungen der Genehmigungs- und Beteiligungsexperten von 50Hertz sowie der Anwendung der gesetzlichen Regelungen zur Beschleunigung des Netzausbaus weiterhin möglich. Zudem birgt die hohe Anzahl parallellaufender Verfahren das Risiko von Ressourcenengpässen bei den betroffenen Bundes- und Landesbehörden. Auch der Markt für benötigte Dienstleistungen (Gutachter, Umweltplanungs- und Trassierungsbüros, Ingenieurbüros, Kartierungsexperten) ist bundesweit durch den hohen Infrastrukturbedarf in Deutschland äußerst angespannt. Der rechtzeitige Zugang zu geeigneten Ressourcen und Lieferanten, die anforderungsgerechte Leistungen erbringen können, erscheint dabei zunehmend wichtiger und kann neben Kosteneffekten auch zeitliche Restriktionen mit sich bringen. Daneben existieren aufgrund der Komplexität der Projekte weitere mögliche Ursachen für Verzögerungen und Mehrkosten, welche sich mit professionellem Projektmanagement mindern, jedoch nicht vollständig eliminieren lassen. Verzögerungen im Netzausbau können neben der Steigerung von betrieblichen Kosten zur Bewältigung der Netzenspässe auch zu einem Anstieg kritischer Situationen im Netzbetrieb führen. Grund dafür ist, dass die neuen Leitungen im Wesentlichen zum Transport der ständig wachsenden variablen Einspeisung Erneuerbarer Energien in der 50Hertz-Regelzone in Gebiete mit höherem Verbrauch dringend benötigt werden und geplante Abschaltungen von konventionellen Kraftwerken in der Nähe der Verbrauchszentren im Süden und Westen näher rücken.

Für den sicheren Betrieb seines Übertragungsnetzes setzt 50Hertz Transmission ein hochverfügbares Netzleitsystem ein. Das vorhandene Netzleitsystem wird derzeit durch ein neues System in einem komplexen Projekt abgelöst. Bis zum vollständigen Projektabschluss wird der Betrieb über das alte System weiterhin gewährleistet.

Der sichere Betrieb von Netzanlagen, die Instandhaltung und der Neubau von Netzanlagen können durch Entwicklungen in der geopolitischen Lage (wie beispielsweise Handelsbeschränkungen) beeinträchtigt werden. Hieraus können sich Risiken aus der Lieferkette und in der Folge aus der rechtzeitigen und qualitätsgerechten Lieferung von wesentlichem Equipment und Dienstleistungen ergeben. Bei der Auswahl von Lieferanten und im Rahmen von Vergaben werden hohe Ansprüche an Qualität, Lieferfähigkeit und langfristige Vertragsverhältnisse angestrebt. Für systemkritische Komponenten wird eine konsequente Dual-Vendor-Strategie verfolgt, um Abhängigkeiten und Fehlerrisiken zu reduzieren.

Aus dem Bau neuer Anlagen resultieren jedoch auch Chancen durch die beschleunigte Fertigstellung und Inbetriebnahme von Anlagen. Durch deren frühere Übernahme in das Fertiganlagevermögen werden höhere Rückflüsse aus diesen Anlagen erzielt, die wiederum Kapital für die weitere Investitionstätigkeit frei machen. Im Übrigen sind die Chancen aufgrund des regulatorischen Rahmens in diesem Bereich begrenzt.

Als Betreiber sogenannter kritischer Infrastruktur ist 50Hertz Transmission dem Risiko gezielter Cyber-Angriffe ausgesetzt. Um dies zu verhindern und die Informationssicherheit zu gewährleisten, ist 50Hertz Transmission durch das IT-

Sicherheitsgesetz verpflichtet, die Verarbeitung, Speicherung und Kommunikation von Informationen so zu gestalten, dass die Verfügbarkeit, Vertraulichkeit und Integrität der Informationen und Systeme in ausreichendem Maß sichergestellt werden. Die regulatorischen Anforderungen hierfür sind im IT-Sicherheitskatalog für Netzbetreiber der BNetzA gemäß § 11 Abs. 1a EnWG festgelegt.

Nach dieser Vorgabe ist 50Hertz Transmission als Netzbetreiber verpflichtet, ein Informationssicherheitsmanagementsystem nach ISO 27001 zu führen und zertifizieren zu lassen. Durch den etablierten Sicherheitsprozess werden IT-Risiken systematisch erhoben und behandelt. Dabei werden insbesondere auch die durch das BSI übermittelten Sicherheitshinweise und Warnungen aufgenommen und bewertet. Im Bedarfsfall wurden nötige Schutzmaßnahmen abgeleitet und umgesetzt. Im Berichtsjahr wurden keine gezielten Cyber-Angriffe auf 50Hertz Transmission registriert oder Schäden durch Informationssicherheitsvorfälle verzeichnet.

Risiken aus Gesundheit und Arbeitsschutz und Personal

Die Vermeidung von Unfällen und arbeitsbedingten Erkrankungen hat bei 50Hertz Transmission oberste Priorität. Arbeits- und Gesundheitsschutz sind in die Unternehmensstrategie integriert. Trotz aller Präventionsmaßnahmen können Unfälle an Arbeitsstätten von 50Hertz oder in Verbindung mit der Errichtung und Benutzung der Anlagen von 50Hertz Transmission nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Unfälle können Verletzungen oder im Extremfall den Verlust eines Menschenlebens sowie finanzielle oder Reputationsschäden für 50Hertz zur Folge haben.

Die hohen Standards im Arbeitsschutz gelten ebenso für von 50Hertz Transmission beauftragte Fremdfirmen. Die „Ordnung zur Gewährleistung der Arbeitssicherheit beim Einsatz von Fremdfirmen im Übertragungsnetzbereich der 50Hertz Transmission GmbH (OAFN)“ sowie die „Vereinbarung zur Qualitätssicherung auf Baustellen“ stellen feste Vertragsbestandteile der Beauftragung dar. In diesem Rahmen finden regelmäßige Kontrollen auf Baustellen zum Arbeits- und Umweltschutz sowie zur Qualitätssicherung statt.

Jegliche Vorfälle (Beinahe-Unfälle, Arbeitsunfälle, Unfälle bei Auftragnehmern) werden in einem standardisierten Prozess systematisch ausgewertet, Maßnahmen zur Beseitigung der Gefährdungen werden abgeleitet. Für relevante Vorfälle werden Sicherheitshinweise erstellt und an die Beschäftigten kommuniziert. Die Qualitätssicherung auf Baustellen inkl. der Kontrollen (prospektiv) sowie der Prozess zur Auswertung von Vorfällen (retrospektiv) haben sich als wirksame Instrumente zur Verbesserung des Arbeitsschutzes bei Fremdfirmen etabliert.

Risiken aus Märkten und Finanzen

Die Energie- und Finanzmärkte waren trotz der Eskalation in dem Nahost-Konflikt und anderer geopolitischweniger stark betroffen als in Vorjahren. Vor dem Hintergrund einer stark abgenommenen Inflation in der Eurozone seit 2023, hat die Europäische

Zentralbank im Jahr 2024 mehrfach den Leitzins gesenkt. Dies wirkt dämpfend auf die Entwicklung der Fremdkapitalkosten der Gesellschaft.

Marktpreisbewegungen an den Strommärkten können zu hohen Schwankungen bei den Kosten für Regel- und Netzverlustenergie sowie Redispatch-Maßnahmen führen. Auftretende Ergebniseffekte werden hierbei durch die jeweiligen regulatorischen Modelle stark gemindert. Zur Deckung des Bedarfs an Netzverlustenergie nutzt 50Hertz Transmission marktübliche Stromprodukte. Ausgehend von einer risikoaversen Beschaffungsstrategie und unter Berücksichtigung der regulatorischen Rahmenbedingungen zur Kostenkompensation steuert 50Hertz Transmission seine Portfolien aktiv. Preis- und Liquiditätsrisiken werden laufend überwacht.

Für 2025 prognostizierten die ÜNB einen deutschlandweiten EEG-Finanzierungsbedarf von 16,5 Mrd. €, der in dieser Höhe durch Bundesmittel gedeckt werden muss. In Abhängigkeit der Entwicklungen des Strommarktes ist ein weiterer Finanzierungsbedarf im Jahresverlauf nicht auszuschließen.

Preis- und Liquiditätsrisiken werden laufend überwacht. Aufgrund der volatilen Marktbewegungen kam es zu nennenswerten bilanziellen Auswirkungen aus der Marktbewertung und Realisierung von Sicherungsgeschäften sowie der bei den Börsen zu hinterlegenden Sicherheiten.

50Hertz Transmission finanziert sich über die Eurogrid am Banken- und Kapitalmarkt. Auf Basis einer langfristigen Planung wird der Finanzierungsbedarf ermittelt und im Bedarfsfall erfolgen zielgerichtete Kapitalmarkt-Maßnahmen sowie die notwendige Kapitalmarktkommunikation zur nachhaltigen Sicherung des Zugangs an die Finanzmärkte. Risiken aus Finanzierungsengpässen wird mittels fortlaufender Liquiditätsplanung und der Vorhaltung geeigneter Finanzierungsquellen begegnet.

Eine weitere Herabsetzung des Ratings könnte zukünftig die Finanzierungskosten erhöhen und den Zugang zu Finanzierungsmitteln einschränken. Potenzielle Risiken im Rahmen von Anschlussfinanzierungen von Investitionen in der Zukunft können sich aus unvorhersehbaren Engpässen im Rahmen der Staatsfinanzierungen in Europa und den hohen Volatilitäten auf den Kapitalmärkten ergeben.

Dem Zinsänderungsrisiko wird mittels kontinuierlicher Marktbeobachtung und schrittweisen Kapitalbeschaffung begegnet. Die Aufnahme von Finanzmitteln erfolgt in der Regel langfristig und zu festen Zinssätzen.

Kontrahentenrisiken bei der Anlage von Termingeldern werden durch eine vorsichtige, diversifizierende Anlagestrategie, eine stetige Marktbeobachtung und die strikte Sicherstellung der Einhaltung der Anlagerichtlinien entgegengewirkt.

Gesamtchancenlage und Gesamtrisikolage

Die Gesamtchancenlage ist durch die regulatorischen Rahmenbedingungen geprägt, die ein organisches Wachstum der 50Hertz Transmission begünstigen können. Im Geschäftsjahr 2024 ergab sich weder durch Einzelrisiken noch durch die aggregierte Risikoposition eine Bestandsgefährdung der 50Hertz Transmission. Auch für das Jahr 2025 werden keine bestandsgefährdenden Risiken für die 50Hertz Transmission erwartet.

12. Rechnungslegungsbezogenes internes Kontroll- und Risikomanagementsystem

Damit 50Hertz Transmission in ihrem komplexen Geschäftsumfeld erfolgreich agieren kann, hat sie ein effektives und integriertes internes Kontrollsystem geschaffen, das in seiner Gesamtheit alle relevanten Geschäftsprozesse beinhaltet. Es regelt die Identifikation, Erfassung, Bewertung, Dokumentation und Berichterstattung von Risiken und ist in die Strategie-, Planungs- und Budgetierungsprozesse sowie in die Management- und Reportingsysteme der Gruppe integriert.

Das interne Kontrollsystem bildet einen integralen Bestandteil des Risikomanagementsystems. Dieses System umfasst Berichterstattungen für den Aufsichtsrat der 50Hertz Transmission, für den Aufsichtsrat und den Prüfungsausschuss der Eurogrid, sowie für die jeweiligen Geschäftsführungen und ist in Umfang und Ausgestaltung an den unternehmensspezifischen Anforderungen ausgerichtet.

Wesentliche Elemente des internen Kontrollsystems bezogen auf die Rechnungslegungsprozesse sind das durchgängig angewandte Vier-Augen-Prinzip, ein revisionssicheres Belegwesen und die konsequente Funktionstrennung zwischen bzw. innerhalb von Fachbereichen sowie innerhalb der Gruppe. Die Verarbeitung der Daten im Buchhaltungssystem ist für alle in den Eurogrid-Konzernabschluss einbezogenen Unternehmen einheitlich organisiert und es liegen gleiche Abläufe hinsichtlich der Kontierung und der Bearbeitung der Rechnungen und Belege zugrunde. Weiterhin existiert eine einheitliche Handhabung der Abschlusserstellung hinsichtlich der Erstellungsprozesse und der Terminierung.

Die zur Rechnungslegung verwendete betriebswirtschaftliche Standardsoftware wird jährlich einer Prüfung im Hinblick auf die Ordnungsmäßigkeit der angewandten IT-Verfahren einschließlich des aufbau- und ablauforganisatorischen Umfeldes des Systemeinsatzes unter Berücksichtigung der Anforderungen an ein wirksames internes Kontrollsystem unterzogen. Es ist ein für die Zwecke der Ordnungsmäßigkeit der Buchführung und der Reduzierung des Risikos doloser Handlungen adäquates Berechtigungskonzept eingerichtet. Dieses wird lückenlos angewendet. Seit 2023 nutzen alle Eurogrid-Konzernunternehmen die ERP-Software "SAP S/4HANA". Die Geschäftsvorfälle werden zentral im Bereich Rechnungswesen/Steuern der 50Hertz Transmission für alle Konzerngesellschaften verarbeitet.

Für die Konsolidierung auf Gruppenebene sind Richtlinien zur Bilanzierung und Abschlusserstellung zugrunde gelegt, um eine einheitliche Anwendung von Ansatz, Bewertung und Ausweis der Bilanz- und GuV-Positionen insbesondere unter Beachtung der für das ÜNB-Geschäft wesentlichen sach- und periodengerechten Abbildung der regulatorischen Sachverhalte sicherzustellen. Zu jedem monatlichen Reporting erfolgen begleitende Plausibilitätskontrollen zwischen dem Financial Reporting, dem Controlling und dem Regulierungsmanagement. Diese sowie die Beachtung aller einschlägigen handels- und steuerrechtlichen Normen als auch der entsprechenden energierechtlichen Vorgaben sowie des IFRS-Regelwerks

gewährleisten eine konforme Rechnungslegung und Berichterstattung in den Einzelabschlüssen sowie im Konzernabschluss der Eurogrid.

Maßnahmen zur Begrenzung der rechnungslegungsbezogenen Risiken sind vor allem die klare Zuordnung von Verantwortlichkeiten, abgestufte Freigabestrategien, Zugriffsberechtigungen, die nach dem Prinzip der Funktionstrennung aufgebaut sind, und die Anwendung einheitlicher Regelungen zu Organisation und Terminsetzung sowie zur Bewertung der Geschäftsvorfälle. Die Wirksamkeit des internen Kontrollsystems wird anlassbezogen bzw. anhand eines Prüfungsprogramms in Abstimmung mit den Anteilseignergremien durch die interne Revision überprüft. Im Weiteren überwachen der Aufsichtsrat der Eurogrid als auch der Aufsichtsrat von 50Hertz Transmission fortlaufend die Ordnungsmäßigkeit der Geschäftsführung. Alle Gremien stützen ihre Bewertung dabei auf regelmäßige Berichte und Analysen der Geschäftsführung der 50Hertz Transmission, auf die Ergebnisse der Prüfungshandlungen der internen Revision und auf die Abschlussprüfungen der Konzernunternehmen. Darüber hinaus sind die Konzernunternehmen und ihre Risikofelder im Rahmen des Risikomanagements erfasst und bewertet.

13. Erklärung zur Unternehmensführung

Erhöhung des Anteils von Frauen in Führungspositionen

50Hertz Transmission fördert Vielfalt und Chancengleichheit. Die Geschäftsführung hat sich daher am 1. Dezember 2020 freiwillig darauf verständigt, bis 2030 den Frauenanteil an der Gesamtbelegschaft und im Management auf 30 Prozent zu erhöhen. Im Vergleich zum Vorjahr konnte der Frauenanteil der 50Hertz Transmission im Jahr 2024 bereits um 0,9 Prozentpunkte auf insgesamt 26,3 Prozent gesteigert werden. Mit Beschluss vom 6. Februar 2024 setzte sich die Geschäftsführung das Ziel, bis zum 30. Juni 2027 30 Prozent aller Führungspositionen auf der ersten und zweiten Ebene unterhalb der Geschäftsführer mit Frauen zu besetzen. Zum 31. Dezember 2024 beträgt der Frauenanteil auf der ersten Führungsebene 33 Prozent und auf der zweiten Führungsebene 17 Prozent.

Am 23. Februar 2024 fasste der Aufsichtsrat der 50Hertz Transmission den Beschluss, dass der Anteil von Frauen im Aufsichtsrat sowie der Anteil von Frauen innerhalb der Geschäftsführung bis zum 30. Juni 2027 30 Prozent betragen soll.

Am 31. Dezember 2024 liegt der Frauenanteil im Aufsichtsrat der 50Hertz Transmission bei 33 Prozent. In der Geschäftsführung der 50Hertz Transmission liegt der Frauenanteil aktuell bei 25 Prozent.

Berlin, 10. März 2025

Die Geschäftsführung

Jahresabschluss

der 50Hertz Transmission GmbH, Berlin

zum 31. Dezember 2024



| Elia Group

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2

10557 Berlin

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1. Bilanz	3
2. Gewinn- und Verlustrechnung	4
3. Kapitalflussrechnungja	5
4. Anhang	6
4.1. Allgemeine Vorbemerkungen	6
4.2. Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden	8
4.3. Erläuterungen zur Bilanz	15
4.4. Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung	22
4.5. Sonstige Angaben	28
Organe der Gesellschaft (Anlage zum Anhang)	35
Mitglieder des Aufsichtsrats	35
Mitglieder der Geschäftsführung	36
Entwicklung des Anlagevermögens (Anlage zum Anhang)	37

1. Bilanz

AKTIVA

in Mio. €	Anhang	31.12.2024	31.12.2023
Anlagevermögen	(1)		
Immaterielle Vermögensgegenstände		319,2	174,9
Sachanlagen		6.700,9	5.078,6
Finanzanlagen		4.530,6	2.876,6
		11.550,7	8.130,1
Umlaufvermögen			
Vorräte	(2)	12,6	7,2
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	(3)		
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		559,9	1.175,4
Forderungen gegen verbundene Unternehmen		870,9	289,0
Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht		0,0 ¹⁾	0,0 ¹⁾
Sonstige Vermögensgegenstände		517,0	660,0
		1.947,8	2.124,4
Flüssige Mittel	(4)	367,2	353,0
		2.327,6	2.484,6
Rechnungsabgrenzungsposten		6,3	6,9
Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung	(5)	1,8	1,8
		13.886,4	10.623,4

PASSIVA

in Mio. €	Anhang	31.12.2024	31.12.2023
Eigenkapital	(6)		
Gezeichnetes Kapital		200,0	200,0
Kapitalrücklage		5.110,8	3.110,8
		5.310,8	3.310,8
Sonderposten	(7)	129,1	133,6
Rückstellungen	(8)		
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen		40,2	36,3
Sonstige Rückstellungen		1.358,3	1.802,4
		1.398,5	1.838,7
Verbindlichkeiten	(9)		
Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen		2,1	2,1
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen		677,6	937,3
Verbindlichkeiten ggü. verbundenen Unternehmen		5.815,7	3.899,5
Verbindlichkeiten ggü. Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht		1,8	1,0
Sonstige Verbindlichkeiten		102,0	93,0
		6.599,2	4.932,9
Rechnungsabgrenzungsposten	(10)	448,8	407,4
		13.886,4	10.623,4

¹⁾ Betrag in unwesentlicher Höhe

2. Gewinn- und Verlustrechnung

in Mio. €	Anhang	01.01. - 31.12.2024	01.01. - 31.12.2023
Umsatzerlöse	(11)	7.850,5	10.074,4
Erhöhung (Vorjahr Verringerung) des Bestandes an unfertigen Leistungen		1,9	-0,1
Andere aktivierte Eigenleistungen	(12)	130,8	96,2
Sonstige betriebliche Erträge	(13)	18,5	19,1
Materialaufwand	(14)	-7.100,7	-9.443,2
Personalaufwand	(15)	-240,8	-205,8
Abschreibungen	(16)	-198,9	-175,9
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(17)	-120,6	-101,9
Erträge aus Gewinnabführungsverträgen	(18)	126,0	76,7
Beteiligungsergebnis	(19)	1,4	1,2
Zinsergebnis	(20)	-89,7	-42,2
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	(21)	0,0	0,2
Ergebnis nach Steuern		378,4	298,7
Sonstige Steuern	(22)	-1,1	-1,9
Aufwand aus Gewinnabführung	(23)	-377,3	-296,8
Jahresüberschuss		0,0	0,0

3. Kapitalflussrechnungja

in Mio. €	01.01. - 31.12.2024	01.01. - 31.12.2023
Jahresergebnis vor Gewinnabführung	377,3	296,8
Abschreibungen auf Gegenstände des Anlagevermögens	198,9	175,7
Abnahme der Rückstellungen	-377,4	-1.524,5
Sonstige zahlungsunwirksame Erträge	-4,5	-4,1
Verlust aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	2,9	6,0
Zunahme der Vorräte	-5,4	-2,5
Abnahme (Vorjahr Zunahme) der Forderungen und sonstiger Aktiva	700,6	-559,1
Abnahme der Verbindlichkeiten und sonstiger Passiva	-228,4	-224,1
Zinsaufwendungen/- erträge	88,3	41,0
Ertragsteuerertrag	0,0	-0,2
Ertragsteuerzahlungen	1,0	0,3
Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit	753,3	-1.794,7
Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Sachanlagevermögens	1,8	0,6
Auszahlungen für Investitionen in das Sachanlagevermögen	-1.823,3	-1.075,0
Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Sachanlagevermögens	0,0	0,0
Auszahlungen für Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände	-111,9	-69,7
Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Finanzanlagevermögens	0,0	240,5
Auszahlungen für Investitionen in das Finanzanlagevermögen	-1.654,1	-420,5
Erhaltene Zinsen	78,4	38,6
Erhaltene Beteiligungserträge	1,4	1,2
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-3.507,7	-1.284,3
Einzahlungen aus Gesellschafterdarlehen	1.830,0	1.490,0
Auszahlungen aus der Tilgung von Gesellschafterdarlehen	0,0	-240,0
Einzahlungen aus Eigenkapitalzuführungen	2.000,0	0,0
Auszahlungen aus der Gewinnabführung	-377,3	-296,8
Gezahlte Zinsen	-161,9	-79,4
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	3.290,8	873,8
Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds	536,4	-2.205,2
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	621,4	2.826,6
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	1.157,8	621,4

4. Anhang

4.1. Allgemeine Vorbemerkungen

Die 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz Transmission) mit Sitz in Berlin ist unter der Registernummer HRB 84446 B beim Amtsgericht Berlin-Charlottenburg in das Handelsregister eingetragen.

Die Geschäftstätigkeit der 50Hertz Transmission umfasst die Errichtung, den Erwerb, den Betrieb, die gewerbliche Nutzung und die Bereitstellung von Energieversorgungs- und Telekommunikationsanlagen, namentlich eines Übertragungsnetzes für elektrischen Strom mit Leitungen, Schalt- und Umspannanlagen nebst sonstigem Zubehör und die Erbringung aller hiermit zusammenhängenden Dienstleistungen.

Der Jahresabschluss der 50Hertz Transmission wurde nach den handelsrechtlichen Rechnungslegungsvorschriften, den ergänzenden Vorschriften des GmbH-Gesetzes und unter Beachtung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) aufgestellt und um eine Kapitalflussrechnung erweitert.

Das Geschäftsjahr entspricht dem Kalenderjahr. Alle Werte sind in Millionen Euro ausgewiesen. Zur übersichtlicheren Darstellung sind in der Bilanz sowie Gewinn- und Verlustrechnung Posten zusammengefasst und im Anhang gesondert ausgewiesen und erläutert. Aus dem gleichen Grund wurden die Angaben zur Mitzugehörigkeit zu anderen Posten und Davon-Vermerke ebenfalls an dieser Stelle gemacht. Die Gewinn- und Verlustrechnung ist nach dem Gesamtkostenverfahren aufgestellt. Von dem Gliederungsschema nach § 275 Abs 2 HGB wurde aus Gründen der Klarheit abgewichen. Zum Zweck einer besseren Darstellung wurden zusätzliche Aufwandskategorien aufgenommen.

Die Gesellschaft erfüllt die Größenkriterien des § 267 Abs. 3 HGB und stellt den Jahresabschluss entsprechend den Anforderungen an große Kapitalgesellschaften auf.

Die 50Hertz Transmission wird in den Konzernabschluss der Eurogrid GmbH (Eurogrid) mit Sitz in Berlin und in den Konzernabschluss der Elia Group NV/SA mit Sitz in Brüssel/Belgien einbezogen. Der Konzernabschluss der Elia Group NV/SA mit dem größten Kreis von Unternehmen ist auf der Webseite der Elia Group NV/SA unter www.eliagroup.eu verfügbar. Der von der Eurogrid aufgestellte Konzernabschluss beinhaltet den kleinsten Kreis von Unternehmen und wird im Unternehmensregister (www.unternehmensregister.de) bekannt gemacht. Die Eurogrid ist beim Amtsgericht Berlin-Charlottenburg in das Handelsregister unter der Registernummer HRB 130427 B eingetragen. Die 50Hertz Transmission als in den Konzernabschluss der Eurogrid einbezogenes Tochterunternehmen macht vom Wahlrecht nach § 291 HGB Gebrauch, auf die Aufstellung eines Teilkonzernabschlusses und -lageberichtes aus 50Hertz Transmission, 50Hertz Offshore GmbH (50Hertz Offshore) und 50Hertz Connectors GmbH (50Hertz Connectors) zu verzichten.

Zwischen Eurogrid und 50Hertz Transmission wurde am 19. Mai 2010 (mit Änderungsvereinbarung vom 30. November 2021) ein Gewinnabführungsvertrag geschlossen. Mit Eintragung ins Handelsregister am 1. Juni 2010 wurde ein ertragsteuerliches Organschaftsverhältnis mit der Eurogrid als Organträgerin begründet.

Aufgrund des zwischen 50Hertz Transmission und 50Hertz Offshore bestehenden Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrages vom 9. September 2008 (mit Änderungsvereinbarung vom 30. November 2021) fungiert 50Hertz Transmission als Zwischenorganträgerin gegenüber 50Hertz Offshore. Mit Eintragung im Handelsregister am 18. September 2008 wurde zwischen diesen beiden Gesellschaften ein ertragsteuerliches und umsatzsteuerliches Organschaftsverhältnis begründet.

50Hertz Transmission hat ebenfalls mit der 50Hertz Connectors zum 18. Oktober 2023 einen Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrages abgeschlossen und fungiert somit als Zwischenorganträgerin gegenüber 50Hertz Connectors. Das ertragsteuerliche und umsatzsteuerliche Organschaftsverhältnis wurde mit Eintragung im Handelsregister am 24. Oktober 2023 begründet

4.2. Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

AKTIVA

Anlagevermögen

Entgeltlich erworbene immaterielle Vermögensgegenstände werden zu Anschaffungskosten erfasst und linear entsprechend ihrer voraussichtlichen Nutzungsdauer von 5 Jahren abgeschrieben.

Die 50Hertz Transmission GmbH hat erstmalig das Wahlrecht gemäß § 248 Absatz 2 Satz 1 HGB in Anspruch genommen und aktiviert selbst geschaffene immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und weist diese gesondert aus. Diese betrafen ausschließlich selbsterstellte Software. Selbst geschaffene immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens werden zu Herstellungskosten nach § 255 Abs. 2a Satz 1 HGB i. V. m. § 255 Abs. 2 Satz 1 und 2 HGB aktiviert und planmäßig linear über ihre voraussichtliche Nutzungsdauer von 5 Jahren abgeschrieben.

Sachanlagen werden zu Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten, vermindert um Abschreibungen, bewertet. Die Herstellungskosten der selbst erstellten Anlagen umfassen neben den direkt zurechenbaren Einzelkosten in angemessenem Umfang anteilige Gemeinkosten. Fremdkapitalzinsen sind nicht einbezogen.

Abschreibungen auf Sachanlagen, die vor dem 1. Januar 2008 angeschafft oder hergestellt wurden, werden nach der degressiven Methode vorgenommen. Ein Übergang auf die lineare Methode erfolgt, sobald diese zu höheren Abschreibungsbeträgen führt. Auf ab dem 1. Januar 2008 angeschaffte oder hergestellte Sachanlagen wird die lineare Abschreibungsmethode angewandt.

Für die Bemessung der verwendeten Nutzungsdauern wird auf die Vorgaben der Bundesnetzagentur zu den kalkulatorisch anerkannten Nutzungsdauern abgestellt, um den zunehmenden regulatorischen Bedürfnissen an die Rechnungslegung besser Rechnung tragen zu können und die Aussagekraft des Jahresabschlusses mit Blick auf den geltenden Regulierungsrahmen zu erhöhen. Die Verwendung der kalkulatorischen Nutzungsdauern spiegelt den tatsächlichen Werteverzehr des Anlagevermögens in zutreffender Weise wider. Bilanzbestände, die aus der D-Mark Eröffnungsbilanz (DMEB) resultieren, wurden in diese Bewertungsänderung nicht einbezogen, sondern werden auf Basis der „Neubewertung 1990“ fortgeführt.

Außerplanmäßige Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen werden bei voraussichtlich dauernder Wertminderung nur vorgenommen, wenn der Ansatz mit einem niedrigeren beizulegenden Wert am Abschlussstichtag erforderlich ist. Zuschreibungen werden nach dem Wertaufholungsgebot vorgenommen, wenn der Grund für frühere Abschreibungen entfällt.

Selbstständig nutzbare bewegliche Gegenstände des Anlagevermögens, die der Abnutzung unterliegen, werden bei Anschaffungs- oder Herstellungskosten bis 250 €

sofort aufwandswirksam erfasst. Gegenstände, deren Anschaffungs- oder Herstellungskosten 250 € bis 1.000 € betragen, werden im Jahr des Zugangs auch handelsrechtlich in einen Sammelposten in entsprechender Anwendung des § 6 Abs. 2a EStG eingestellt. Der Sammelposten wird im Geschäftsjahr der Bildung und den folgenden vier Geschäftsjahren mit jeweils einem Fünftel gewinnmindernd aufgelöst.

Finanzanlagen sind zu Anschaffungskosten oder dem niedrigeren beizulegenden Wert unter Beachtung des Wertaufholungsgebots bilanziert. Ausleihungen werden mit ihrem Nennwert angesetzt, beziehungsweise, soweit erforderlich, auf den Bilanzstichtag abgezinst.

Außerplanmäßige Abschreibungen werden nur bei voraussichtlich dauernder Wertminderung vorgenommen wenn der Ansatz mit einem niedrigeren beizulegenden Wert am Abschlussstichtag erforderlich ist. Zuschreibungen auf den beizulegenden Zeitwert werden dann vorgenommen, wenn der Grund für frühere Abschreibungen entfällt.

Umlaufvermögen

Die Vorräte sind zu Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten unter Beachtung des strengen Niederstwertprinzips bewertet. Die Bewertung der Roh-, Hilfs-, und Betriebsstoffe erfolgt grundsätzlich zu Durchschnittswerten. Bestandsrisiken, die sich aus der geminderten Verwertbarkeit ergeben, werden durch angemessene Wertabschläge berücksichtigt.

Unfertige Leistungen werden mit ihren Herstellungskosten, die alle Pflichtbestandteile nach § 255 Abs. 2 HGB enthalten, bewertet. Abwertungen werden jeweils zum Abschlussstichtag vorgenommen, wenn sich durch externe Bedingungen oder Einflüsse nur noch ein geringerer Wert für diese unfertigen Leistungen realisieren lässt.

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände sind mit dem Nennwert oder mit dem niedrigeren beizulegenden Wert angesetzt. Allen erkennbaren Einzelrisiken wird durch angemessene Wertabschläge Rechnung getragen. Flüssige Mittel werden zum Nennwert angesetzt.

Der Ausweis der Forderungen gegen verbundene Unternehmen erfolgt grundsätzlich unsaldiert.

Unter den sonstigen Vermögensgegenständen werden nach § 21b EnWG regulatorische Ansprüche, die sich aus einer negativen Differenz auf dem Regulierungskonto zwischen den tatsächlich erzielbaren Erlösen und den geplanten Kosten eines Kalenderjahres einerseits sowie den zulässigen Erlösen und den tatsächlich entstandenen Kosten eines

Kalenderjahres andererseits ergeben, als Vermögensgegenstand im Sinne von § 246 Abs. 1 Satz 1 des Handelsgesetzbuchs angesetzt.

Rechnungsabgrenzungsposten

Als aktive Rechnungsabgrenzungsposten werden die bis zum Bilanzstichtag erfolgten Ausgaben ausgewiesen, soweit sie Aufwand in künftigen Perioden darstellen.

Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung

Auf der Aktivseite wird für Rückstellungen, die wegen der erstmaligen Anwendung des § 249 Abs. 1 Satz 1 HGB in der D-Markeröffnungsbilanz (DMEB) zu bilden waren, ein Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung nach § 17 Abs. 4 D-Markbilanzgesetz (DMBiG) seit dem erstmaligen Ansatz zum 1. Juli 1990 ausgewiesen. Das Sonderverlustkonto verändert sich entsprechend der Inanspruchnahme und Auflösung der zugrundeliegenden DMEB-Rückstellungen, zu denen ausschließlich die Rückstellung für die Beseitigung ökologischer Lasten zählt. Dieses Konto wird bis zur vollständigen Inanspruchnahme bzw. Auflösung der DMEB-Rückstellungen in Höhe der ursprünglich angesetzten Nominalbeträge aufgrund des DMBiG fortgeführt.

PASSIVA**Eigenkapital**

Das gezeichnete Kapital ist mit dem Nennbetrag angesetzt.

Sonderposten

Erhaltene Investitionszuschüsse und Investitionszulagen werden in den Sonderposten ausgewiesen. Die ertragswirksame Auflösung erfolgt entsprechend dem Abschreibungsverlauf der betreffenden Vermögensgegenstände.

Rückstellungen

Bei der Bemessung der Rückstellungen wird allen erkennbaren Risiken und ungewissen Verbindlichkeiten nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung in notwendigem Umfang Rechnung getragen und der notwendige Erfüllungsbetrag angesetzt. Preis- und Kostensteigerungen werden soweit erforderlich bei der Ermittlung des Erfüllungsbetrags berücksichtigt.

Rückstellungen mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr werden gemäß § 253 Abs. 2 Satz 1 HGB mit dem laufzeitadäquaten durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen sieben Geschäftsjahre, der von der Deutschen Bundesbank ermittelt und bekannt gegeben wird, abgezinst. Im Falle von Rückstellungen für Altersversorgungsverpflichtungen wurde gemäß § 253 Abs. 2 Satz 2 der durchschnittliche Marktzinssatz der vergangenen zehn Geschäftsjahre herangezogen.

Zur Bewertung der Pensions- der Jubiläumsverpflichtungen und Verpflichtungen aus Langzeitarbeitskonten wurde als versicherungsmathematisches Verfahren die projizierte Einmalbeitragsmethode (Projected Unit Credit Method) gewählt.

Für die Abzinsung der Pensionsrückstellungen wurde der durchschnittliche Marktzinssatz bei einer pauschal angenommenen Restlaufzeit von 15 Jahren aus den vergangenen zehn Geschäftsjahren gemäß der Verordnung über die Ermittlung und Bekanntgabe der Sätze zur Abzinsung von Rückstellungen (RückAbzinsV) verwendet. Für die Bewertung der Verpflichtungen aus Langzeitarbeitskonten und der Jubiläumsverpflichtungen wurde bei einer pauschal angenommenen Restlaufzeit von 15 Jahren der durchschnittliche Marktzinssatz verwendet, der sich aus den vergangenen 7 Geschäftsjahren ergibt. Den Berechnungen liegen die Richttafeln 2018 G von Klaus Heubeck zugrunde.

Das existierende Deckungsvermögen dient nur der Erfüllung der Versorgungszusagen und steht anderen Gläubigern auch im Insolvenzfall nicht zur Verfügung. Das Deckungsvermögen für Langzeitarbeitskonten basiert auf einem Contractual Trust Agreement, der auch Insolvenzsicherung bietet. Aus diesem Grunde werden der

Barwert der Verpflichtung und der Wert des Deckungsvermögens miteinander verrechnet.

Folgende Tabelle zeigt die relevanten Parameter:

in %	31.12.2024	31.12.2023
Abzinsungsfaktor für langfristige Pensionsverpflichtungen	1,90	1,82
Abzinsungsfaktor für langfristige Personalrückstellungen	1,96	1,74
Langfristige Gehaltssteigerungsrate (inkl. Karrieretrend)	5,25	5,25
Langfristige Rentensteigerungsrate	1,00 bis 2,08	1,00 bis 2,50
Dynamik der Beitragsbemessungsgrenze in der gesetzlichen Rentenversicherung	2,25	2,25

Unter die Pensionsverpflichtungen der Gesellschaft fallende Rückstellungen für die betriebliche Altersversorgung sind zum großen Teil kongruent rückgedeckt. Ein Teil der Rückstellungen entspricht der Höhe des Deckungsvermögens. Der beizulegende Zeitwert des Deckungsvermögens entspricht dabei jeweils dem seitens der Rückdeckungsversicherung mitgeteilten Aktivwert am Bilanzstichtag. Rückstellungen für Mitarbeiteransprüche aus Langzeitarbeitskonten sind vollständig insolvenzgesichert. Gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB wird das jeweilige Deckungsvermögen mit den Rückstellungen für betriebliche Altersversorgung und Langzeitarbeitskonten im Jahresabschluss saldiert dargestellt. Zinsaufwendungen aus der Rückstellungsaufzinsung werden mit Zinserträgen aus der Aufstockung des Deckungsvermögens saldiert.

Erfolgswirkungen aus einer Änderung des Abzinsungssatzes werden im Zinsergebnis ausgewiesen.

Verbindlichkeiten

Verbindlichkeiten werden in Höhe des notwendigen Erfüllungsbetrags angesetzt.

Als erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen werden Kundenzahlungen ausgewiesen, die im Zusammenhang mit der Prüfung und Vorbereitung von Netzanschlüssen (Anschlusszusagen) nach § 4 Kraftwerks-Netzanschlussverordnung erhoben wurden. Weiterhin werden Kundenzahlungen im Zusammenhang mit der Errichtung gemeinschaftlich genutzter Anlagen ausgewiesen.

Rechnungsabgrenzungsposten

Erhaltene Baukostenzuschüsse werden als passive Rechnungsabgrenzungsposten ausgewiesen und entsprechend der Nutzungsdauer des Vermögensgegenstandes linear erfolgswirksam aufgelöst.

Als Rechnungsabgrenzungsposten werden auch Beträge ausgewiesen, die 50Hertz Transmission aus dem grenzüberschreitenden Engpassmanagement zufließen. Diese werden für Investitionen in den Erhalt oder Ausbau von Verbindungskapazitäten verwendet. 50Hertz Transmission ist zu einer Gegenleistung für die zugeflossenen Erlöse verpflichtet und passiviert sie wie einen Baukostenzuschuss. Die abgegrenzten horizontalen Netzerlöse werden über 30 Jahre (Jahre bis einschließlich 2012) bzw. 20 Jahre ab 2013 entsprechend den Vorgaben der Bundesnetzagentur vereinnahmt. Für die Jahre ab 2013 bis 2019 erfolgte eine regulatorische Rückgabe mit geringem Zeitversatz über die Erlösobergrenze, ab dem Jahr 2020 erfolgt eine regulatorische Rückgabe ohne zeitlichen Verzug über die Erlösobergrenze.

Neben den Einnahmen aus dem Engpassmanagement werden auch sonstige Einnahmen im Zusammenhang mit verschiedenen FSVen als passive Rechnungsabgrenzungsposten gezeigt. Die Gegenrechnung erfolgt auch hier über die Berücksichtigung in den Netznutzungsentgelten in Folgejahren. Weiterhin werden unter den Rechnungsabgrenzungsposten Einnahmen im Zusammenhang mit regulatorischen Ansprüchen, gekürzt um gegenläufige Effekte ausgewiesen, die in der gleichen Periode in den Netzentgelten zu berücksichtigen sind.

Sonstige Vorauseinnahmen entfallen im Wesentlichen auf abgegrenzte Erträge aus längerfristigen Vertragsverhältnissen, die erst in Folgeperioden ertragswirksam werden.

Netzwirtschaftliche Abrechnung

Bei der Aufstellung des Jahresabschlusses wurden Aufwendungen und Erträge und damit zusammenhängend Forderungen und Verbindlichkeiten im Bereich der netzwirtschaftlichen Abrechnung auf Basis vorläufiger Daten und teilweise auf der Basis von Prognosen bestimmt.

Dies betrifft insbesondere die Abwicklung der Umlageprozesse, die Abrechnung der Bilanzkreise, die Netznutzung sowie die Abrechnung von Systemdienstleistungen. Für eine abschließende Aussage über die tatsächlich angefallenen Aufwendungen und Erträge sind externe Daten der jeweiligen Partner, insbesondere die tatsächlichen Strommengen, entscheidend, die zum Teil erst nach entsprechenden Testierungen feststehen.

Da diese Daten zum Zeitpunkt der Aufstellung des Jahresabschlusses naturgemäß nicht vollständig vorliegen, wurden die entsprechenden Posten im Jahresabschluss auf der Grundlage vorhandener Daten geschätzt und berücksichtigen den Kenntnisstand zum Zeitpunkt der Aufstellung des Jahresabschlusses.

Latente Steuern

Die 50Hertz Transmission ist in den ertragsteuerlichen Organkreis der Eurogrid einbezogen. Latente Steuern auf temporäre Differenzen zwischen den handelsrechtlichen Wertansätzen von Vermögensgegenständen, Schulden und Rechnungsabgrenzungsposten und ihren steuerlichen Wertansätzen oder aufgrund steuerlicher Verlustvorträge werden auf Ebene des Organträgers ermittelt und bei Passivüberhang – nach Saldierung – auch dort bilanziert.

Währungsumrechnung

Auf fremde Währung lautende Vermögensgegenstände und Verbindlichkeiten mit einer Restlaufzeit bis zu 1 Jahr werden zum Devisenkassamittelkurs am Abschlussstichtag umgerechnet.

4.3. Erläuterungen zur Bilanz

(I) Anlagevermögen

Die Aufgliederung der in der Bilanz zusammengefassten Anlageposten und ihre Entwicklung sind in der Entwicklung des Anlagevermögens als Anlage zum Anhang dargestellt.

Der Gesamtbetrag der Forschungs- und Entwicklungskosten für das Geschäftsjahr 2024 beträgt 5,6 Mio. € (Vorjahr 5,2 Mio. €). Von diesen wurden Entwicklungskosten für in der Entwicklung befindliche selbst geschaffene immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens in Höhe von 68,6 Mio. € im Geschäftsjahr aktiviert. Davon entfallen 38,3 Mio. € auf noch in Entwicklung befindliche und 30,3 Mio. € auf fertige selbst geschaffene immaterielle Vermögensgegenstände. Wir verweisen zudem auf die Darstellung bei den Zugängen im Anlagenspiegel als Anlage zum Anhang.

Im Geschäftsjahr wurden zusätzliche Ausleihungen an die 50Hertz Offshore in Höhe von 1.120,0 Mio. € sowie an die 50Hertz Connectors in Höhe von 60,0 Mio. € gewährt, die in den Finanzanlagen ausgewiesen werden. Die 50Hertz Transmission hat im Geschäftsjahr weiterhin 430,0 Mio. € sowie 44,0 Mio. € als Einzahlungen in die Kapitalrücklagen der 50Hertz Offshore sowie der 50Hertz Connectors geleistet.

Anteilsbesitz

Der Anteilsbesitz der 50Hertz Transmission setzt sich am Bilanzstichtag wie folgt zusammen:

	Beteiligungs- anteil %	Eigen- kapital Mio. €	Ergebnis Mio. €
1. Verbundene Unternehmen			
50Hertz Connectors GmbH, Berlin ¹⁾	100,0	44,0	-
50Hertz Offshore GmbH, Berlin ¹⁾	100,0	2.113,0	-
2. Beteiligungen			
Elia Grid International NV/SA, Brüssel/ Belgien ⁴⁾	49,99	10,6	2,5
LINK digital GmbH, Würzburg ⁶⁾	33,33	-	-
Stiftung Kurt-Sanderling-Akademie des Konzert- hausorchesters Berlin, Berlin ⁵⁾	10,4	-	-
CORES0 SA, Brüssel/ Belgien ²⁾	7,9	6,0	0,7
decarbon1ze GmbH, Berlin ²⁾	5,7	1,4	-0,3
TSCNET Services GmbH, München ²⁾	6,3	12,0	1,4
European Energy Exchange AG (EEX), Leipzig ³⁾	5,4	935,5	222,7
JAO Joint Allocation Office S.A. Luxemburg/ Luxemburg ²⁾	4,0	8,3	1,0

¹⁾ Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrag

²⁾ Jahresabschluss zum 31. Dezember 2023

³⁾ Konzernabschluss zum 31. Dezember 2023

⁴⁾ Konzernabschluss zum 31. Dezember 2024

⁵⁾ Das Grundstockvermögen beträgt 0,1 Mio. €

⁶⁾ Diese Gesellschaft wurde im Geschäftsjahr 2024 gegründet. Zum Berichtszeitpunkt sind keine Zahlen verfügbar.

(2) Vorräte

in Mio. €	31.12.2024	31.12.2023	Veränderung
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	10,6	7,3	3,3
Unfertige Leistungen	2,0	0,0	2,0
	12,6	7,3	5,3

(3) Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

in Mio. €	31.12.2024	davon Restlaufzeit > 1 Jahr	31.12.2023	davon Restlaufzeit > 1 Jahr
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	559,9	-	1.175,4	-
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	870,9	-	289,0	-
davon gegen Gesellschafterin	810,9	-	282,7	-
Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0,0 ¹⁾	-	0,0 ¹⁾	-
Sonstige Vermögensgegenstände	517,0	192,3	660,0	283,0
	1.947,8	192,3	2.124,4	283,0

¹⁾ Betrag in unwesentlicher Höhe

Unter den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen werden im Wesentlichen die Kompensationsansprüche aus den Umlageprozessen ausgewiesen. Hierauf entfallen Ansprüche aus der Abwicklung der Offshore-Haftungsumlage in Höhe von 46,4 Mio. € (Vorjahr 53,7 Mio. €), aus KWKG in Höhe von 38,7 Mio. € (Vorjahr 62,9 Mio. €), des EEG in Höhe von 83,5 Mio. € (Vorjahr 805,4 Mio. €) sowie aus der Abwicklung nach § 19 Abs. 2 StromNEV in Höhe von 112,4 Mio. € (Vorjahr 28,7 Mio. €). Des Weiteren werden Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus der Netznutzung von 149,4 Mio. € (Vorjahr 93,8 Mio. €) sowie aus der Energiewirtschaft von 80,7 Mio. € (Vorjahr 74,6 Mio. €) ausgewiesen.

Die Forderungen gegen verbundene Unternehmen enthalten im Wesentlichen eine Forderung gegen die Gesellschafterin aus dem Cashpool von 790,6 Mio. € (Vorjahr 268,4 Mio. €). Die weiteren Forderungen gegen verbundene Unternehmen, wie auch Forderungen gegen die Gesellschafterin und Beteiligungsunternehmen entfallen auf Lieferungen und Leistungen.

Die sonstigen Vermögensgegenstände enthalten im Wesentlichen regulatorischen Ansprüche nach § 21b EnWG in Höhe von 288,4 Mio. € (Vorjahr 283,0 Mio. €) und werden in den Erlösbergrenzen 2025 bis 2027 berücksichtigt. Weiterhin werden hier im Geschäftsjahr Sicherheitsleistungen gegenüber der European Commodity Clearing AG, Leipzig in Höhe von 50,3 Mio. € (Vorjahr 289,5 Mio. €) sowie Forderungen gegen das Finanzamt aus Umsatzsteuer in Höhe von 166,4 Mio. € (Vorjahr 77,0 Mio. €) ausgewiesen.

(4) Flüssige Mittel

Die Flüssigen Mittel beinhalten die Guthaben bei Kreditinstituten am Bilanzstichtag. Der Finanzmittelbestand am Ende der Periode enthält verfügungsbeschränkte Bankbestände aus der EEG-Abwicklung in Höhe von 181,1 Mio. € (Vorjahr 255,7 Mio. €), aus der KWKG-Abwicklung in Höhe von 103,8 Mio. € (Vorjahr 93,2 Mio. €) sowie der Abwicklung Strompreisbremsegesetz in Höhe von 75,6 Mio. € (Vorjahr 3,7 Mio. €).

(5) Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung

Die Entwicklung des Sonderverlustkontos vollzieht sich analog zur Entwicklung der Nominalverpflichtung der Rückstellung für ökologische Lasten. Diese Nominalverpflichtung beträgt am Bilanzstichtag 1,8 Mio. € (Vorjahr 1,8 Mio. €).

(6) Eigenkapital

Das gezeichnete Kapital der Gesellschaft von 200,0 Mio. € wird in voller Höhe von der Eurogrid gehalten. Es ist eingeteilt in einen Geschäftsanteil im Nennbetrag von € 25.000, einen Geschäftsanteil im Nennbetrag von € 149.975.000, einen Geschäftsanteil im Nennbetrag von € 49.000.000 und einen Geschäftsanteil im Nennbetrag von € 1.000.000.

Die Gesellschafterin hat im Geschäftsjahr eine Einzahlung in die Kapitalrücklage in Höhe von 2.000,0 Mio. € durchgeführt, damit weist die Gesellschaft eine Kapitalrücklage in Höhe von 5.110,8 Mio. € aus.

Das Jahresergebnis vor Gewinnabführung von 377,3 Mio. € wurde vollständig an die Eurogrid GmbH abgeführt.

(7) Sonderposten

Der Sonderposten für Investitionszuschüsse und Investitionszulagen beträgt 129,1 Mio. € (Vorjahr 133,6 Mio. €).

(8) Rückstellungen

Die Rückstellungen für Pensionsverpflichtungen ergeben sich aus dem Erfüllungsbetrag der verrechneten Schulden in Höhe von 47,9 Mio. € (Vorjahr 44,5 Mio. €) und dem beizulegenden Zeitwert der verrechneten Vermögensgegenstände (Deckungsvermögen) in Höhe von 7,7 Mio. € (Vorjahr 8,3 Mio. €). Die Anschaffungskosten des Deckungsvermögen entsprechen dem Zeitwert.

Der Unterschiedsbetrag gemäß § 253 Abs. 6 HGB wurde in Höhe von -0,7 Mio. € (Vorjahr 0,8 Mio. €) zum 31. Dezember 2024 ermittelt.

Die sonstigen Rückstellungen stellen sich wie folgt dar:

in Mio. €	31.12.2024	31.12.2023	Veränderung
EEG Ausgleichsverpflichtung	75,0	629,6	-554,6
Weitere Umlageprozesse	388,3	307,3	81,0
Ausstehende Rechnungen EEG	179,2	423,9	-244,7
Netzentgelte	584,3	315,0	269,3
Abgrenzung ausstehende Rechnungen Investitionen	66,8	69,9	-3,1
Personalbezogene Rückstellungen	54,8	46,4	8,4
	1.348,4	1.792,1	-443,7
Übrige sonstige Rückstellungen	9,9	10,3	-0,4
	1.358,3	1.802,4	-444,1

Die in den sonstigen Rückstellungen ausgewiesenen Ausgleichsverpflichtungen sowie der ausstehenden Rechnungen aus dem EEG-Umlageprozess sind auf Grund des Strompreinsniveaus und der abgerechneten Mengen sehr stark rückläufig. Die Rückstellung für Netzentgelte enthält im Wesentlichen die Verpflichtungen aus den Regulierungskonten in Höhe von 555,5 Mio. € (Vorjahr 304,9 Mio. €).

(9) Verbindlichkeiten

Mio. €	31.12.2024				31.12.2023		
	Gesamt	Restlaufzeit			Gesamt	Restlaufzeit	
		≤ 1 Jahr	> 1 Jahr ≤ 5 Jahre	> 5 Jahre		≤ 1 Jahr	> 1 Jahr
Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	2,1	2,1	-	-	2,1	2,1	-
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	677,6	677,6	-	-	937,3	937,3	-
Verbindlichkeiten ggü. verbundenen Unternehmen	5.815,7	590,7	365,0	4.860,0	3.899,5	4,5	3.895,0
davon ggü. Gesellschafterin	5.727,5	502,5	365,0	4.860,0	3.895,6	0,6	3.895,0
Verbindlichkeiten ggü. Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	1,8	1,8	-	-	1,0	1,0	-
Sonstige Verbindlichkeiten	102,0	62,9	39,1	-	93,0	90,4	2,6
davon aus Steuern	0,0	0,0	-	-	0,3	0,3	-
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit	6,1	6,1	-	-	7,9	7,9	-
	6.599,2	1.335,1	404,1	4.860,0	4.932,9	1.035,3	3.897,6

Die Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen entfallen mit 5.815,7 Mio. € (Vorjahr 3.899,5 Mio. €) nahezu vollständig auf Verbindlichkeiten aus Darlehen mit der Gesellschafterin in Höhe von 5.725,0 Mio. € (Vorjahr 3.895,0 Mio. €). Der verbleibende Betrag von 90,7 Mio. € (Vorjahr 4,5 Mio. €) entfällt ebenso wie die Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht mit 1,8 Mio. € (Vorjahr 1,0 Mio. €), auf Lieferungen und Leistungen.

Die sonstigen Verbindlichkeiten entfallen, soweit sie nicht im Rahmen der sozialen Sicherheit angefallen sind, insbesondere auf Verbindlichkeiten gegenüber Behörden in Höhe von 15,2 Mio. € (Vorjahr 12,4 Mio. €). Außerdem werden hier unverändert EU-Zuschüsse in Höhe von 35,0 Mio. € sowie kreditorische Debitoren in Höhe von 13,1 Mio. € (Vorjahr 18,7 Mio. €) ausgewiesen.

Auf Ebene der Gesellschaft erfolgt keine Besicherung der Verbindlichkeiten.

(10) Rechnungsabgrenzungsposten

in Mio. €	31.12.2024	31.12.2023	Veränderung
Investitionsbezogene Baukostenzuschüsse	40,4	42,1	-1,7
Einnahmen aus dem Engpassmanagement sowie Beträge zur künftigen Verrechnung aus freiwilligen Selbstverpflichtungen	405,7	361,1	44,6
Sonstige Vorseinnahmen	2,7	4,2	-1,5
	448,8	407,4	41,4

Der Anstieg des passiven Rechnungsabgrenzungspostens liegt weiterhin im Wesentlichen an gestiegenen Einnahmen aus dem Engpassmanagement, die die entsprechenden Auflösungsbeträge übersteigen.

4.4. Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

(11) Umsatzerlöse

in Mio. €	31.12.2024	31.12.2023	Veränderung
Erlöse aus dem ergebnisneutralen Geschäft	5.456,8	7.624,9	-2.168,1
Umsatzerlöse aus dem Netzgeschäft			
Netzentgelte	1.733,5	1.558,0	175,5
Offshore Regulierung	417,7	400,9	16,8
Systemdienstleistungen	211,6	332,1	-120,5
Bilanzkreismanagement	194,9	247,9	-53,0
Kompensation abweichende Entgeltperioden	-300,6	-173,8	-126,8
sonstige Umsatzerlöse	136,6	84,4	52,2
	2.393,7	2.449,5	-55,8
	7.850,5	10.074,4	-2.223,9

Die Erlöse aus dem ergebnisneutralen Geschäft beinhalten Erlöse aus der Abwicklung des EEG-Prozesses, aus der Umlage zum KWKG sowie aus der Abwicklung nach § 19 Abs. 2 StromNEV. Weiterhin werden hier die Erlöse des Abschöpfungsmechanismus nach dem Strompreisbremsegesetz (StromPBG) ausgewiesen. In den EEG-Umsatzerlösen wird der Bundeszuschuss nach § 6 und § 7 EnFG für das EEG-Umlagengeschäft in Höhe von 3.520,2 Mio. € (Vorjahr 772,8 Mio. €) sowie die Erlöse in Höhe von 344,1 Mio. € (Vorjahr 422,1 Mio. €) aus der Vermarktung regenerativer Energien an der Strombörse ausgewiesen.

In den Erlösen aus dem ergebnisneutralen Geschäft werden weiterhin sonstige betriebliche Erträge in Höhe von 67,2 Mio. € (Vorjahr 34,7 Mio. €) sowie Zinserträge in Höhe von 18,1 Mio. € (Vorjahr 63,5 Mio. €) ausgewiesen. Erträge und Aufwendungen aus dem Drittgeschäft in Höhe von 1.475,4 Mio. € wurden miteinander saldiert (Vorjahr 1.912,1 Mio. €). Die Dienstleistungen für Dritte beinhalten das Geschäft zur Vermarktung von EEG-Strom sowie die Beschaffung von Netzverlusten für andere Netzbetreiber.

Die Umsatzerlöse aus dem Netzgeschäft beinhalten neben den Netznutzungsentgelten sämtliche unmittelbar mit dem Netzbetrieb zusammenhängenden Umsätze des Unternehmens. Erlöse aus erbrachten Systemdienstleistungen umfassen im Wesentlichen die Bereiche Betriebsführung, Frequenzhaltung sowie Spannungshaltung. Die Erlöse aus dem Bilanzkreismanagement repräsentieren die Weiterverrechnung von Kosten der Regularbeit an sämtliche in der Regelzone tätigen Bilanzkreisverantwortlichen. Die Kompensation für abweichende Entgeltperioden beinhaltet Effekte, die sich infolge des bestehenden Regulierungsrahmens jeweils mit einem Zeitverzug realisieren. Diese entfallen sowohl auf den Ausgleich aus früheren wie auch auf einen Ausgleich in nachfolgenden Netzentgeltperioden.

Im Geschäftsjahr werden periodenfremde Erlöse aus der Auflösung der Rückstellung regulatorischer Risiken mit 2,0 Mio. € sowie Erlöse aus der Bescheidung des Regulierungskontos 2020 mit 1,2 Mio. € ausgewiesen.

(12) Andere aktivierte Eigenleistungen

Aktivierte Eigenleistungen umfassen Kosten des Geschäftsjahres, die im Rahmen von Investitionsprojekten der Gesellschaft in die Herstellungskosten einbezogen wurden. Die aktivierten Eigenleistungen sind im Geschäftsjahr im Wesentlichen auf Grund des sehr hohen Investitionsprogramms sowie der gestiegenen Personalverrechnungssätze um 34,6 Mio. € auf 130,8 Mio. € angestiegen. Weiterhin wurden erstmalig im Geschäftsjahr selbsterstellte immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens aktiviert.

(13) Sonstige betriebliche Erträge

in Mio. €	31.12.2024	31.12.2023	Veränderung
Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen	1,8	2,5	-0,7
Erträge aus der Auflösung von Sonderposten für Investitionszuwendungen	5,5	5,8	-0,3
Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	3,0	2,8	0,2
Erträge aus Abgängen des Anlagevermögens	1,7	0,3	1,4
Übrige Erträge	6,5	7,7	-1,2
	18,5	19,1	-0,6

Die Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen ergeben sich im Wesentlichen aus dem Personalbereich in Höhe von 1,6 Mio. € (Vorjahr 2,4 Mio. €).

In den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen sind u. a. Erträge aus der Ausbuchung verjährter Verbindlichkeiten in Höhe von 1,6 Mio. € (Vorjahr 2,0 Mio. €) angefallen.

Darüber hinaus sind keine signifikanten aperiodischen als auch außergewöhnliche Effekte in den sonstigen betrieblichen Erträgen im Geschäftsjahr 2024 angefallen. Erträge aus der Währungsumrechnung sind wie im Vorjahr lediglich in geringer Höhe angefallen.

(14) Materialaufwand

in Mio. €	31.12.2024	31.12.2023	Veränderung
Aufwendungen aus dem ergebnisneutralen Geschäft	-5.456,8	-7.624,9	2.168,1
Aufwendungen aus dem Netzgeschäft			
Netz- und Systemdienstleistungen	-1.068,2	-1.310,1	241,9
Aufwendungen aus der Offshore Regulierung	-417,7	-400,9	-16,8
Sonstige energiewirtschaftliche Leistungen	-3,3	0,0	-3,3
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren	-9,9	-7,6	-2,3
Aufwendungen für bezogene Leistungen	-51,6	-32,8	-18,8
Sonstige Fremdleistungen	-93,2	-66,9	-26,3
	-1.643,9	-1.818,3	174,4
	-7.100,7	-9.443,2	2.342,5

In den Aufwendungen aus dem ergebnisneutralen Geschäft sind im Wesentlichen die Aufwendungen für die EEG-Abwicklung in Höhe von 4.506,1 Mio. € (Vorjahr 4.032,0 Mio. €), den Strompreisbremsemechanismus von 342,2 Mio. € (Vorjahr 3.007,0 Mio. €), die § 19 Abs. 2 StromNEV-Abwicklung von 330,2 Mio. € (Vorjahr 290,0 Mio. €) sowie die KWKG-Abwicklung von 277,4 Mio. € (Vorjahr 295,9 Mio. €) enthalten. In den vorgenannten Aufwendungen werden Personalaufwendungen in Höhe von 5,8 Mio. € (Vorjahr 4,4 Mio. €) und sonstige betriebliche Aufwendungen in Höhe von 2,5 Mio. € (Vorjahr 2,8 Mio. €) ausgewiesen.

In den Aufwendungen aus der Offshore-Regulierung sind anrechenbare Netzanbindungskosten in Höhe von 377,3 Mio. € (Vorjahr 264,0 Mio. €) gegenläufig wurden Erträge aus dem Offshore-Ausgleichsmechanismus von 59,5 Mio. € (Vorjahr Aufwendungen 136,5 Mio. €) berücksichtigt.

Von dem Gliederungsschema nach § 275 HGB wurde aus Gründen der Klarheit abgewichen. Zum Zweck einer besseren Darstellung wurden zusätzliche Aufwandskategorien aufgenommen.

5) Personalaufwand

in Mio. €	31.12.2024	31.12.2023	Veränderung
Löhne und Gehälter	-198,9	-169,1	-29,8
Soziale Abgaben	-32,4	-27,3	-5,1
Aufwendungen			
für Altersversorgung	-8,1	-8,3	0,2
für Unterstützung	-1,4	-1,2	-0,2
	-240,8	-205,9	-34,9

Mitarbeiter im Jahresdurchschnitt

	31.12.2024	31.12.2023	Veränderung
Technische Mitarbeiter	1.307	1.122	185
Kaufmännische Mitarbeiter	644	523	121
	1.951	1.645	306

Im Geschäftsjahr 2024 wurden darüber hinaus durchschnittlich 47 Auszubildende (Vorjahr 35 Auszubildende) beschäftigt.

(16) Abschreibungen

Die Abschreibungen des Geschäftsjahres entsprechen dem normalen Werteverzehr des Anlagevermögens. Außerplanmäßige Abschreibungen sind im Geschäftsjahr nicht angefallen (Vorjahr 2,3 Mio. €).

(17) Sonstige betriebliche Aufwendungen

in Mio. €	31.12.2024	31.12.2023	Veränderung
Serviceleistungen	-52,5	-41,2	-11,3
Rechts- und Beratungskosten	-20,0	-17,9	-2,1
Aufwand aus dem Abgang von Anlagevermögen	-4,6	-6,3	1,7
Mieten und Pachten	-11,6	-7,1	-4,5
Versicherungsbeiträge	-4,9	-4,4	-0,5
übrige Aufwendungen	-27,0	-25,0	-2,0
	-120,6	-101,9	-18,7

Signifikante aperiodische als auch außergewöhnliche Effekte sind in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen im Geschäftsjahr 2024 nicht angefallen. Ebenso entstanden keine Aufwendungen aus Währungsumrechnung (Vorjahr 0,0 Mio. €).

(18) Erträge aus Beherrschungs- und Gewinnabführungsverträgen

in Mio. €	31.12.2024	31.12.2023	Veränderung
Erträge aus Gewinnabführungsverträgen mit verbundenen Unternehmen	126,0	76,7	49,3
Aufwendungen aus Gewinnabführungsverträgen mit verbundenen Unternehmen	-	0,0 ¹⁾	0,0
	126,0	76,7	49,3

¹⁾ Betrag in unwesentlicher Höhe

(19) Beteiligungsergebnis

in Mio. €	31.12.2024	31.12.2023	Veränderung
Erträge aus Beteiligungen	1,4	1,2	0,2
	1,4	1,2	0,2

(20) Zinsergebnis

in Mio. €	31.12.2024	31.12.2023	Veränderung
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	80,4	39,6	40,8
<i>davon aus verbundenen Unternehmen</i>	79,3	37,3	42,0
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-170,1	-81,8	-88,3
<i>davon an verbundene Unternehmen</i>	-163,3	-79,3	-84,0
	-89,7	-42,2	-47,5

Innerhalb der Zinsen und ähnliche Aufwendungen entfallen auf die Auf- bzw. Abzinsung der Rückstellungen 6,4 Mio. € (Vorjahr 2,2 Mio. €). Gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB wurden Zinsaufwendungen mit Zinserträgen in Höhe von 0,3 Mio. € (Vorjahr 0,3 Mio. €) saldiert.

(21) Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Im Geschäftsjahr sind keine Steuern vom Einkommen und vom Ertrag angefallen. Im Vorjahr wurden Aufwendungen aus Kapitalertragsteuer in Höhe von 0,2 Mio. € ausgewiesen.

(22) Sonstige Steuern

Die sonstigen Steuern von 1,1 Mio. € (Vorjahr 1,9 Mio. €) entfallen auf Grundsteuer, KFZ-Steuer und Stromsteuer.

(23) Aufwand aus Gewinnabführung

Das Jahresergebnis für das Geschäftsjahr 2024 von 377.330.695,06 € (Vorjahr 296.799.950,85 €) wurde auf Basis des Gewinnabführungsvertrages vollständig an Eurogrid abgeführt.

4.5. Sonstige Angaben

Erläuterungen zur Kapitalflussrechnung

Die Kapitalflussrechnung wird unter Berücksichtigung des DRS 21 und der Empfehlungen des Deutschen Rechnungslegungs Standards Committee e. V. aufgestellt.

Der Finanzmittelfonds am Ende der Periode in Höhe von 1.157,8 Mio. € (Vorjahr 621,4 Mio. €) setzt sich Guthaben bei Kreditinstituten von 367,2 Mio. € (Vorjahr 353,0 Mio. €) sowie aus Forderungen aus dem Cashpool mit der Eurogrid von 790,6 Mio. € (Vorjahr 268,4 Mio. €) zusammen. In den Guthaben bei Kreditinstituten werden 181,1 Mio. € (Vorjahr 255,7 Mio. €) Bankbestände aus dem EEG-Umlagengeschäft, 103,8 Mio. € (Vorjahr 93,2 Mio. €) Bankbestände aus dem KWKG-Umlagengeschäft sowie 75,6 Mio. € (Vorjahr 3,7 Mio. €) Bankbestände aus der Abwicklung Strompreisbremsegesetz ausgewiesen, die von 50Hertz Transmission treuhänderisch gehalten werden und daher nicht frei verfügbar sind.

Finanzinstrumente

Zur Absicherung von Preisschwankungen am kurzfristigen Spotmarkt beschafft 50Hertz Transmission am Terminmarkt der European Energy Exchange AG (EEX) finanziell zu erfüllende Strom-Futures (Phelix Futures) für zukünftig erwartete Verlustenergiemengen. Es liegt eine sog. Antizipative Bewertungseinheit aus den zukünftigen Spotmarktgeschäften und den zur Preisabsicherung am Terminmarkt getätigten Futureskontrakten im Sinne des § 254 HGB vor. Die Gesellschaft wendet die Einfrierungsmethode an. Am Bilanzstichtag hatte die Gesellschaft Futureskontrakte für die Preisabsicherung ihrer Netzverlustbeschaffung für die Folgejahre mit einem stichtagsbezogenen Marktwert von 11,4 Mio. € (Vorjahr negativer Marktwert 224,8 Mio. €) und einem Volumen von 2,4 TWh kontrahiert. Die Futureskontrakte werden bis zu ihrem finanziellen Ausgleich nicht bilanziert, lediglich tägliche Sicherheitsleistungen werden mit der Clearingstelle der EEX börsentäglich finanziell ausgeglichen und bilanziell als Forderungen oder Verbindlichkeiten erfasst. Die Sicherungsbeziehung wird bilanziell durch eine sog. Vertragsportfoliobetrachtung behandelt. Durch den Abschluss von Futureskontrakten konnte die Gesellschaft eine wirksame Preisabsicherung durch kongruente Entwicklung von Abrechnungspreis der Futureskontrakte einerseits und Strompreisentwicklung am Spot-Markt andererseits für den notwendigen, physischen Bedarf zur Deckung von Netzverlustenergie herstellen. Der finanzielle Ausgleich des Sicherungsgeschäfts deckt unmittelbar die Strombeschaffungskosten der geplanten Mengen in Folgejahren.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber können gemäß § 10 StromNEV die Kosten der Beschaffung zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste bei der Ermittlung der Netzkosten in Ansatz bringen. Die Aufwendungen aus der Verlustenergiebeschaffung des Jahres werden gemäß FSV Netzverluste mit dem entsprechenden Kostenplanwert des Jahres verglichen. Hierbei dürfen, dem Wortlaut der FSV folgend auch Rückverkäufe berücksichtigt werden. Die Differenz zwischen

Kostenplanwert des Jahres und den Ist-Kosten des Jahres werden mit Ausnahme eines Bonus/Malus über das Regulierungskonto gemäß § 5 ARegV ausgeglichen. Daher ist der Ansatz einer Drohverlustrückstellung nicht erforderlich.

Sonstige finanzielle Verpflichtungen

Am 31. Dezember 2024 bestanden insgesamt sonstige finanzielle Verpflichtungen in Höhe von 5.751,6 Mio. € (Vorjahr 5.132,2 Mio. €). Diese beinhalten ein Bestellobligo für Investitionen und Instandhaltungsmaßnahmen in Höhe von 5.700,3 Mio. € (Vorjahr 5.075,5 Mio. €), wovon ein Bestellobligo in Höhe von 25,4 Mio. € (Vorjahr 23,2 Mio. €) gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht, und der verbleibende Teil gegenüber Dritten.

Aus langfristig abgeschlossenen Verträgen resultieren zum 31. Dezember 2024 Verpflichtungen in Höhe von 51,3 Mio. € (Vorjahr 56,7 Mio. €).

Haftungsverhältnisse

Für die Finanzierung der Investitionsmaßnahmen der Gruppe nimmt die Eurogrid GmbH Finanzmittel am Kapitalmarkt auf und reicht diese in Form von Gesellschafterdarlehen oder in Form von Eigenkapitalzuführungen an die 50Hertz Transmission und mittelbar an die 50Hertz Offshore weiter.

50Hertz Transmission und 50Hertz Offshore sind im Rahmen aller erfolgten Emissionen der Eurogrid GmbH unter der Dokumentation des „Debt Issuance Programme“ als Garantiegeberinnen eingesetzt worden. Die Garantiegeberinnen haften unwiderruflich, unbedingt und gesamtschuldnerisch für pünktliche und vollständige Zahlung aller Beträge, die die Eurogrid für die nachfolgend genannten Anleihen zu leisten hat:

Nominalvolumen	Ausgabezeitpunkt	Coupon	Laufzeit
500 Mio. €	10. Juni 2015	1,875 % p.a. (fest)	2025
140 Mio. €	4. November 2015	2,625 % p.a. (fest)	2030
750 Mio. €	18. April 2016	1,500 % p.a. (fest)	2028
750 Mio. €	15. Mai 2020	1,113 % p.a. (fest)	2032
200 Mio. €	20. November 2020	0,875 % p.a. (fest)	2040
500 Mio. €	21. April 2021	0,741 % p.a. (fest)	2033
750 Mio. €	5. September 2022	3,279 % p.a. (fest)	2031
800 Mio. €	27. April 2023 / 30. Oktober 2023	3,722 % p.a. (fest)	2030
50 Mio. €	13. September 2023	4,065 % p.a. (fest)	2038
700 Mio. €	1. Februar 2024	3,598 % p.a. (fest)	2029
800 Mio. €	1. Februar 2024	3,915 % p.a. (fest)	2034
650 Mio. €	18. Oktober 2024	3,075 % p.a. (fest)	2027
650 Mio. €	18. Oktober 2024	3,732 % p.a. (fest)	2035

50Hertz Transmission und 50Hertz Offshore haben am 9. Dezember 2011 gemeinschaftlich gegenüber der BNP Paribas S.A., Niederlassung Frankfurt am Main, eine Höchstbetragsgarantie über insgesamt 126,0 Mio. € zur Absicherung einer kurzfristigen Kontokorrent-Kreditlinie der Eurogrid GmbH erklärt. Mit erstem Nachtrag vom 2./15. Juli 2013 ist die Höchstbetragsgarantie auf 157,5 Mio. € erhöht worden.

50Hertz Transmission und 50Hertz Offshore sind im Rahmen der am 3. Dezember 2014 ausgegebenen Namensschuldverschreibung der Eurogrid GmbH über insgesamt 50,0 Mio. € als Garantiegeberinnen eingesetzt worden. Die Garantiegeberinnen haften unwiderruflich, unbedingt und gesamtschuldnerisch für pünktliche und vollständige Zahlung aller Beträge, die die Eurogrid GmbH im Rahmen der Namensschuldverschreibung zu leisten hat.

50Hertz Transmission und 50Hertz Offshore sind im Rahmen der am 23. Dezember 2016 (Vertrag vom 28. September 2016) von der Eurogrid GmbH getätigten Darlehensaufnahme (150,0 Mio. €) als zusätzliche Garantiegeberinnen eingesetzt worden. Die Garantiegeberinnen haften unwiderruflich, unbedingt und gesamtschuldnerisch für pünktliche und vollständige Zahlung aller Beträge, die die Eurogrid GmbH im Rahmen des Darlehensvertrags zu leisten hat.

50Hertz Transmission und 50Hertz Offshore sind am 26. Februar 2021 als zusätzliche Garantiegeberinnen einem Konsortialkreditvertrag mit Laufzeit bis 26. Februar 2026 zwischen Eurogrid und der UNICREDIT BANK AG als Konsortialführer mit einem Volumen von 750,0 Mio. € beigetreten. Facility Agent ist die Commerzbank Finance & Covered Bonds S.A.

50Hertz Transmission und 50Hertz Offshore sind am 20. März 2023 als zusätzliche Garantiegeberinnen einem Konsortialkreditvertrag mit Laufzeit bis 31. März 2033 zwischen Eurogrid und der IKB Deutsche Industriebank AG als Konsortialführer und Facility Agent mit einem Volumen von 600,0 Mio. € beigetreten.

50Hertz Transmission und 50Hertz Offshore sind am 22. Februar 2024 als zusätzliche Garantiegeberinnen einem Konsortialkreditvertrag mit Laufzeit bis 26. Februar 2027 zwischen Eurogrid und der UNICREDIT BANK AG als Konsortialführer mit einem Volumen von 3.000,0 Mio. € beigetreten. Facility Agent ist die Commerzbank AG.

50Hertz Transmission ist am 22. November 2023 als zusätzliche Garantiegeberin einem Konsortialkreditvertrag mit Laufzeit bis 25. November 2033 zwischen Eurogrid und der 1.) Investitionsbank Berlin (IBB) und 2.) Investitionsbank des Landes Brandenburg (ILB) mit einem Volumen von 120,0 Mio. € beigetreten.

Aus der Herausgabe einer Bürgschaft für die 50Hertz Offshore resultiert unverändert eine Verpflichtung in Höhe von 4,2 Mio. €.

Mit einem Risiko der Inanspruchnahme aus den genannten Haftungsverhältnissen ist aufgrund der bestehenden Finanzplanung des Eurogrid-Konzerns derzeit nicht zu rechnen.

Außerbilanzielle Geschäfte

Zum Bilanzstichtag sind keine außerbilanziellen Geschäfte angefallen.

Honorare des Abschlussprüfers

Die Angaben für das im Geschäftsjahr berechnete Gesamthonorar des Abschlussprüfers nach § 285 Nr. 17 HGB werden im Konzernabschluss der Eurogrid GmbH angegeben.

Geschäfte größeren Umfangs nach § 6b Abs. 2 EnWG

Gemäß § 6b Abs. 2 EnWG sind Geschäfte größeren Umfangs mit verbundenen sowie assoziierten Unternehmen oder mit Unternehmen derselben Aktionäre darzustellen. 50Hertz Transmission hat im Geschäftsjahr mit 50Hertz Offshore Geschäfte mit einem Volumen von 477,2 Mio. €, mit 50Hertz Connectors Geschäfte mit einem Volumen von 12,3 Mio. € sowie mit der Elia Grid International GmbH Geschäfte mit einem Volumen von 6,4 Mio. € getätigt.

In den Geschäften mit 50Hertz Offshore und 50Hertz Connectors sind insgesamt 380,9 Mio. € aus der Vergütung für das Bereithalten von Sachanlagen enthalten.

50Hertz Transmission hat im Berichtszeitraum außerhalb der operativen Geschäftstätigkeit neben den im Anhang genannten Finanzierungsgeschäften keine weiteren Geschäfte abgeschlossen.

Tätigkeitsabschluss nach § 6b Abs. 3 EnWG

Die Tätigkeit der 50Hertz Transmission ist ausschließlich dem Tätigkeitsbereich „Elektrizitätsübertragung“ zuzuordnen. Ein unwesentlicher Betrag von 196 T€ wurde im Geschäftsjahr (Vorjahr 215 T€) im sonstigen betrieblichen Aufwand für den Messstellenbetrieb erfasst und wird als nicht beachtlich betrachtet, um daraus eine separate Tätigkeit außerhalb der „Elektrizitätsübertragung“ zu begründen. Aus diesem Grund entspricht der nach § 6b Abs. 3 EnWG zu erstellende Tätigkeitsabschluss dem Jahresabschluss der Gesellschaft.

Feststellung Vorjahresabschluss

Der Vorjahresabschluss wurde von der Gesellschafterversammlung am 27. Februar 2024 festgestellt.

Angaben zum Mindeststeuergesetz

Am 27. Dezember 2023 ist das Gesetz zur Gewährleistung einer globalen Mindestbesteuerung für Unternehmensgruppen (Mindeststeuergesetz – MinStG) im Bundesgesetzblatt (Teil I 2023, Nr. 397) veröffentlicht worden.

Auf Grundlage der durchgeführten Analysen geht die Gesellschaft jedoch davon aus, dass sich für das Geschäftsjahr 2024 keine steuerlichen Auswirkungen aus diesem Gesetz oder vergleichbaren ausländischen Mindeststeuergesetzen ergeben.

Im Übrigen wird auf die Erläuterungen im Konzernabschluss der Eurogrid GmbH verwiesen.

Nachtragsbericht

Im Zeitraum nach dem Bilanzstichtag bis zur Aufstellung des Jahresabschlusses der 50Hertz Transmission sind keine Vorgänge von wesentlicher Bedeutung im Sinne von § 285 Nr. 33 HGB eingetreten.

Angaben zu den Organen der Gesellschaft

Die Mitglieder des Aufsichtsrats und der Geschäftsführung sind in einer gesonderten Übersicht als Anlage zum Anhang dargestellt.

Die Aufwendungen für Bezüge der Geschäftsführung beliefen sich im Berichtszeitraum auf 2.918 T€ (Vorjahr 3.317 T€). Sie bestehen aus Fixum, erfolgsbezogener Vergütung und sonstigen erfolgsunabhängigen Bezügen.

Auf frühere Mitglieder der Geschäftsführung entfallen Pensionsverpflichtungen von 3,8 Mio. € (Vorjahr 2,6 Mio. €); davon sind insgesamt 0,0 Mio. € rückgedeckt.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats der 50Hertz Transmission haben für ihre Tätigkeit 23 T€ (Vorjahr 22 T€) erhalten.

Berlin, 10. März 2025

Die Geschäftsführung der

50Hertz Transmission GmbH

Stefan Kapferer

Dr. Dirk Biermann

Sylvia Borchering

Marco Nix

Organe der Gesellschaft (Anlage zum Anhang)

Mitglieder des Aufsichtsrats

Catherine Vandenborre

Chief Financial Officer Elia Group NV/SA, Rixensart, Belgien

– Vorsitzende –

Konrad Klingenburg*

Bundesvorstandssekretär des Deutschen Gewerkschaftsbundes, Berlin

– Stellvertretender Vorsitzender –

Markus Berger

Chief Infrastructure Officer der Elia Transmission Belgium NV/SA and Elia Asset NV/SA, Braine l'Alleud, Belgien

Dr. Lutz-Christian Funke

Secretary General of KfW Banking Group, Oberursel

Andrea Ludwig*

Ingenieurin für Elektrotechnik, Berlin

Ralf-Günter Schloms*

Techniker, Berlin

*Arbeitnehmersvertreter

Mitglieder der Geschäftsführung

Stefan Kapferer, Berlin

– Chief Executive Officer / CEO –

Dr. Dirk Biermann, Berlin

– Chief Operations Officer / COO –

Sylvia Borcharding, Köln

– Chief Corporate Officer / CCO –

Dr. Frank Golletz, Dresden

– Chief Technical Officer / CTO (bis 31. Dezember 2023) –

– ohne Ressort (ab 1. Januar 2024 bis 31. März 2024) –

Marco Nix, Berlin

– Chief Financial & Investment Officer / CFO –

Entwicklung des Anlagevermögens (Anlage zum Anhang)

in Mio. €	Anschaffungskosten- und Herstellungskosten					Abschreibungen					Buchwert	
	01.01.2024	Zugänge	Um- buchungen	Abgänge	31.12.2024	01.01.2024	Zugänge	Abgänge	Zuschrei- bungen	31.12.2024	31.12.2024	31.12.2023
Immaterielle Vermögensgegenstände												
Selbst erstellte Software	0,0	30,3	0,0	0,0	30,3	0,0	0,7	0,0	0,0	0,7	29,6	0,0
Selbsterstellte Software in Entwicklung	0,0	38,3	0,0	0,0	38,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	38,3	0,0
Entgeltlich erworbene Software, Lizenzen, sonstige Anlagenrechte	234,4	42,4	24,3	65,5	235,6	137,2	29,3	65,4	0,0	101,1	134,5	97,2
Geleistete Anzahlungen	77,7	61,5	-22,4	0,0	116,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	116,8	77,7
	312,1	172,5	1,9	65,5	421,0	137,2	30,0	65,4	0,0	101,8	319,2	174,9
Sachanlagen												
Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	299,5	34,7	16,5	1,0	349,7	63,5	4,1	0,9	0,0	66,7	283,0	236,0
Technische Anlagen und Maschinen	4.653,0	222,0	599,9	42,4	5.432,5	2.099,0	113,1	39,0	0,0	2.173,1	3.259,4	2.554,0
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	362,8	41,5	20,0	33,9	390,4	192,3	51,7	32,8	0,0	211,2	179,2	170,5
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	2.118,1	1.499,5	-638,3	0,0	2.979,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.979,3	2.118,1
	7.433,4	1.797,7	-1,9	77,3	9.151,9	2.354,8	168,9	72,7	0,0	2.451,0	6.700,9	5.078,6
Finanzanlagen												
Anteile an verbundenen Unternehmen	1.683,1	474,0	0,0	0,0	2.157,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.157,1	1.683,1
Ausleihungen an verbundenen Unternehmen	1.170,0	1.180,0	0,0	0,0	2.350,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.350,0	1.170,0
Beteiligungen	23,5	0,0	0,0	0,0	23,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23,5	23,5
Sonstige Ausleihungen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2.876,6	1.654,0	0,0	0,0	4.530,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4.530,6	2.876,6
Anlagevermögen	10.622,1	3.624,2	0,0	142,8	14.103,5	2.492,0	198,9	138,1	0,0	2.552,8	11.550,7	8.130,1