

Testatsexemplar

TEAG Thüringer Energie AG
Erfurt

Konzernabschluss zum 31. Dezember 2024
und Konzernlagebericht für das Geschäftsjahr 2024

BESTÄTIGUNGSVERMERK DES UNABHÄNGIGEN
ABSCHLUSSPRÜFERS

Inhaltsverzeichnis	Seite
Konzernlagebericht 2024.....	1
Konzernabschluss.....	1
1. Konzernbilanz zum 31. Dezember 2024	1
2. Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung für die Zeit vom 1. Januar 2024 bis 31. Dezember 2024.....	2
3. Konzernanhang 2024.....	3
4. Konzernkapitalflussrechnung 2024	1
5. Konzerneigenkapitalspiegel 2024.....	1
BESTÄTIGUNGSVERMERK DES UNABHÄNGIGEN ABSCHLUSSPRÜFERS	1

Zusammengefasster Lagebericht 2024

Die TEAG Thüringer Energie AG, Erfurt (TEAG), hat für das Geschäftsjahr einen gemäß den §§ 315 Abs. 3 und 298 Abs. 2 HGB zusammengefassten Lagebericht und Konzernlagebericht aufgestellt. In diesem wurde der Geschäftsverlauf des Geschäftsjahres sowie die erwartete und zukünftige Entwicklung im gesamten TEAG-Konzern dargestellt. Die TEAG ist als Mutterunternehmen wesentlicher Bestandteil des TEAG-Konzerns. Sofern sich abweichende Entwicklungen für die TEAG ergaben, wurden diese gesondert dargestellt.

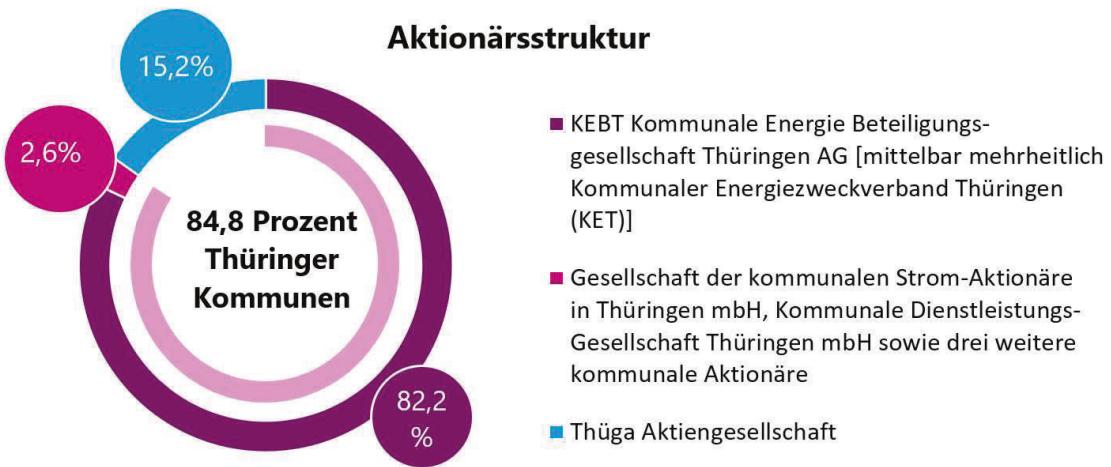
I Grundlagen des TEAG-Konzerns

I.1 Geschäftsmodell

Struktur und Organisation

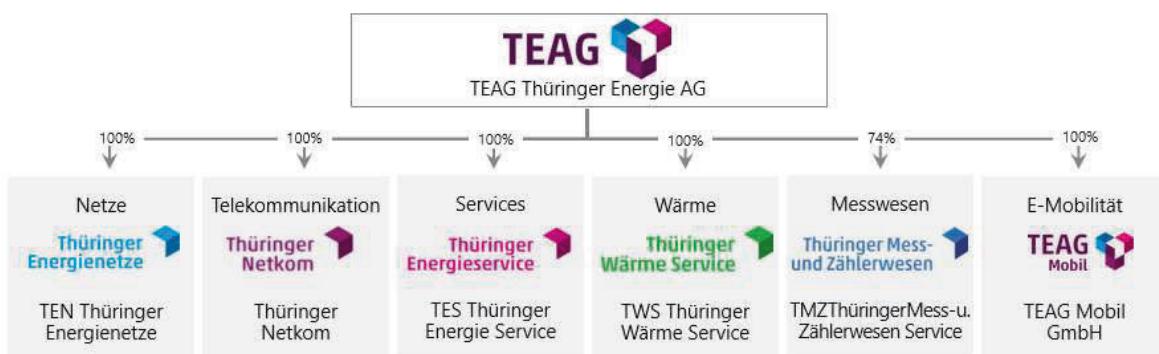
Die TEAG-Gruppe ist ein integriertes Energieversorgungsunternehmen mit Systemverantwortung in Thüringen und zählt zu den bundesweit größten kommunalen Energieversorgern und Infrastrukturdienstleistern. Unser Produkt- und Dienstleistungsangebot deckt die gesamte energiewirtschaftliche Wertschöpfungskette ab: Neben den klassischen Geschäftsfeldern Erzeugung, Netze und Vertrieb arbeiten wir ebenso an der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle und der Umsetzung innovativer Produkt- und Dienstleistungsideen, z. B. im Bereich der intelligenten Steuerung unserer Strom- und Telekommunikationsnetze, der dezentralen Wärmeversorgung sowie der Elektromobilität. Die Leistungen werden sowohl auf regulierten als auch auf wettbewerblichen Märkten erbracht.

Mit 2.175 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern und mehreren Standorten sind wir flächendeckend im Freistaat Thüringen vertreten. Unsere dezentrale Struktur spiegelt die breite Verankerung in der Region sowie die Nähe zu unseren Kunden wider. An der TEAG-Gruppe sind rund 600 Thüringer Kommunen mit insgesamt 84,8 Prozent beteiligt. Ihre Interessen bündeln die Kommunen im Wesentlichen über den Kommunalen Energiezweckverband Thüringen, Erfurt (KET), sowie nachgeordnet über die KEBT Kommunale Energie Beteiligungsgesellschaft Thüringen Aktiengesellschaft, Erfurt (KEBT). Weitere Anteile an der TEAG-Gruppe i. H. v. 15,2 Prozent werden von der Thüga Aktiengesellschaft, München, gehalten.



Der TEAG-Konzern umfasst neben der TEAG als Mutterunternehmen insgesamt 63 Beteiligungen an Stadtwerken und anderen Energie- und Dienstleistungsunternehmen. Neben der TEAG schließt der Konsolidierungskreis im Rahmen des Konzernabschlusses 6 weitere verbundene, vollkonsolidierte sowie 17 assoziierte, nach der Equity-Methode bewertete Unternehmen ein. Auf eine Konsolidierung der übrigen verbundenen bzw. assoziierten Unternehmen wurde aufgrund der untergeordneten Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns verzichtet. Zu den verbundenen, vollkonsolidierten Gesellschaften gehören (neben der TEAG), die TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, Erfurt (TEN), die Thüringer Netkom GmbH, Erfurt (TNK), die TES Thüringer Energie Service GmbH, Jena (TES), die TWS Thüringer Wärme Service GmbH, Rudolstadt (TWS), die TMZ Thüringer Mess- und Zählerwesen Service GmbH, Ilmenau (TMZ), sowie die TEAG Mobil GmbH, Erfurt (TMO).

Die Führung unseres Konzerns erfolgt durch das Mutterunternehmen TEAG.



Das Geschäftsmodell unserer Unternehmensgruppe basiert auf unseren „7 Netzen“. Diese umfassen im Rahmen eines integrierten Ansatzes den Ausbau bzw. Betrieb für:

- Strom,
- Erdgas,
- Glasfaser/ 450-MHz-Funknetz,
- Wärme,
- Straßenbeleuchtung,
- Elektromobilität sowie
- Wasser (incl. Dienstleistungen im Rahmen von Betriebsführungen).

Der Betrieb unserer Netze erfolgt durch unsere vollkonsolidierten Tochtergesellschaften. Aktuell stehen ein rund 34.000 Kilometer (km) langes Strom-, ein rund 6.000 km langes Erdgasnetz sowie ein rund 7.600 km langes eigenes bzw. angemietetes Glasfasernetz zur Verfügung. Die Länge unserer Wärmenetze beträgt rund 60 km. Die Netze für Straßenbeleuchtung umfassen rund 7.800 Lichtpunkte in langfristiger Betriebsführung. Im Bereich Elektromobilität stellen wir unseren Kunden mit unserer Ladenetzinfrastruktur mehr als 400 Schnell- und 300 Normalladepunkte zur Verfügung.

Beschreibung der Geschäftstätigkeit

Die Geschäftstätigkeit unterteilt sich in die folgenden Bereiche:

- Energieerzeugung und Wärme,
- Strom- und Gasnetz,
- Energievertrieb,
- Elektromobilität und Ladenetzinfrastruktur,
- Messwesen,
- Telekommunikation,
- Beteiligungen und
- Sonstiges.

Im Bereich **Energieerzeugung und Wärme** steht der Ausbau von Erzeugungskapazitäten aus erneuerbarer Energie (EE) in Verbindung mit der Nutzung effizienter Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) im Mittelpunkt der Geschäftstätigkeiten. Darüber hinaus arbeiten wir an der Dekarbonisierung von Bestandsanlagen. Die Thüringer Kommunen unterstützen wir bei der Kommunalen Wärmeplanung (KWP) bzw. der Dekarbonisierung ihrer Energie- und Wärmeversorgungssysteme. Neben dem Betrieb von 3 unternehmenseigenen Wasserkraftwerken treiben wir gemeinsam mit verschiedenen Kooperationspartnern zudem v. a. auch den Ausbau der Photovoltaik (PV) voran. In diesem Geschäftsbereich sind wir mit der TEAG Solar GmbH, Erfurt (TSO), und der Innosun GmbH, Erfurt (Innosun), am Markt vertreten. Im Bereich Windkraft erfolgt über die Windkraft Thüringen GmbH & Co. KG, Erfurt (WKT), einer

Kooperation mit 13 Thüringer Stadtwerken und Energieversorgungsunternehmen (EVU), eine Beteiligung an der Errichtung von Windparks sowie Freiflächen-PV-Anlagen.

Über die TEN als regionalen Verteilnetzbetreiber (VNB) ist die TEAG-Gruppe für den sicheren, effizienten und diskriminierungsfreien Betrieb der Thüringer **Strom- und Gasnetze** verantwortlich. Als unabhängiger Netzbetreiber gewährleistet die TEN die nach dem sog. „Energiewirtschaftsgesetz“ (EnWG) gesetzlich geregelte Trennung zwischen reguliertem Netzbetrieb und Vertrieb. Die Bereiche Elektrizitäts- und Gasverteilung umfassen das 110-kV-Netz der TEN und weitere gepachtete Netze. Neben dem Netzbetrieb bietet die TEN im nicht-regulierten Bereich verschiedene weitere netzbezogene Dienstleistungen an. Diese umfassen beispielsweise die Projektierung, den Bau und den Betrieb kundeneigener Anlagen und Straßenbeleuchtungen sowie ein breites Service- bzw. Dienstleistungsangebot für andere Netzbetreiber und Stadtwerke. Die TEN agiert in der Markttrolle eines grundzuständigen Messstellenbetreibers (gMSB). Über die 450MHz Beteiligung GmbH, Erfurt, sind wir zudem an der 450connect GmbH, Köln, und damit am Ausbau des 450-MHz-Funksystems in Thüringen beteiligt. Die TEN übernimmt einen Teil des Netzaufbaus, d. h. die Planung, den Bau und den anschließenden Betrieb der passiven Teile des Funknetzes in Thüringen.

Neben der Erzeugung und dem Netzbetrieb liegt ein weiteres, wesentliches Geschäftsfeld im **Energievertrieb**. Unseren Privat- und Geschäftskunden stellen wir ein umfassendes Produktportfolio zur Verfügung und versorgen Privat-, Gewerbe- und Industrikunden, Stadtwerke, Kommunen und Weiterverteiler im Rahmen eines breiten Produkt- und Dienstleistungsangebotes mit Strom, Gas und Wärme. Zum Produktangebot für Stadtwerke und Kommunen zählen verschiedene energiemarktspezifische Lösungen und Beratungsangebote, wie Kooperationen bei der Erschließung und Nutzung erneuerbarer Energiequellen sowie die Zusammenarbeit in den Bereichen Energieeffizienz, KWP und Straßenbeleuchtung.

Mit der Verkehrswende hat im Bereich **Elektromobilität** die Errichtung von entsprechender Ladeinfrastruktur stark an Bedeutung gewonnen. In unserer Unternehmensgruppe ist die TMO für die Planung, die Errichtung und den Betrieb von Energieinfrastruktur im Verkehrssektor, incl. entsprechender Nebenanlagen verantwortlich. Zudem bietet die Gesellschaft ihren Kunden ein breites Vertriebsportfolio hiermit zusammenhängender Produkte und Dienstleistungen, u. a. im Bereich Ladelösungen und -strom.

Im Geschäftsfeld **Mess- und Zählerwesen** setzen wir die technischen Anforderungen und Marktchancen um, die sich aus der Digitalisierung der Energiewende ergeben. Unsere Kompetenzen im Bereich Messwesen werden durch unsere Tochtergesellschaft TMZ gebündelt. Die TMZ tritt als Kompletdienstleister für Messstellenbetreiber (MSB) auf. Für die TEN erbringt sie Messdienstleistungen im Rahmen des konventionellen Messwesens Strom und Gas sowie des Rollouts von modernen Messeinrichtungen (mME) und intelligenten Messsystemen (iMSys). Zudem erbringt die TMZ Dienstleistungen für weitere grundzuständige und wettbewerbliche Messstellenbetreiber (wMSB) und beteiligt sich an aktuellen Entwicklungen, etwa in den Bereichen Smart Metering, Smart Grid und Smart Home.

Im Geschäftsfeld **Telekommunikation** stellen wir unseren Kunden umfangreiche Infrastruktur- und Telekommunikationsdienstleistungen zur Verfügung. Der zügige Ausbau des Thüringer Glasfasernetzes im Rahmen von geförderten und eigenwirtschaftlichen Projekten zur ganzheitlichen Versorgung von Städten und Gemeinden mit schnellen, glasfaserbasierten Internet- bzw. Datenverbindungen steht dabei im Fokus. Die Vermarktung unseres Produkt- und Dienstleistungsangebotes für Privat-, Geschäftskunden und öffentliche Einrichtungen erfolgt durch unsere Tochtergesellschaft TNK.

Als TEAG-Gruppe halten wir aktuell **Beteiligungen** an 43 Unternehmen und 20 Stadtwerken. Durch aktive Partnerschaften innerhalb der Energiebranche setzen wir auf einen kontinuierlichen Wissenstransfer und die Erzielung wichtiger Synergieeffekte, um die Energiewende gemeinsam weiter voranzutreiben.

Unter **Sonstiges** fassen wir Geschäftstätigkeiten zusammen, die neben der Entwicklung, Konzeption und Vermarktung weiterführender energiemarktnaher und -spezifischer Dienstleistungen auch Shared-Service-Funktionalitäten betreffen. Im Bereich Kundenkontakt- und Abrechnungsmanagement werden wesentliche Dienstleistungen für die TEAG-Gruppe durch die TES erbracht.

I.2 Ziele, Strategie und Steuerungsinstrumente

Das übergeordnete Ziel der TEAG-Gruppe liegt in der Gewährleistung der Sicherheit und Verlässlichkeit v. a. der Thüringer Energieversorgung. Die Energiewende führt dabei zu zahlreichen Veränderungen mit weitreichenden Auswirkungen auf das Energiesystem, denen wir geschäftsfeldübergreifend Rechnung tragen. Unsere „7 Netze“-Strategie weist hierfür den Weg. Im Rahmen unseres ganzheitlichen Geschäfts- und Versorgungsansatzes verdoppeln wir unsere Investitionen in die Thüringer Energielandschaft und schaffen so die Voraussetzungen, um sowohl der anwachsenden Netzeinspeisung aus EE als auch dem zunehmenden Strombedarf von Industrie- und Haushaltskunden zu entsprechen. Zur Umsetzung unseres Investitionsprogrammes, dessen Schwerpunkt im Netzbereich liegt, setzen wir auf die vertrauensvolle und enge Zusammenarbeit mit unseren kommunalen Anteilseignern, Branchenpartnern und Kunden. Der Erfolg unserer Unternehmensplanung stützt sich dabei v. a. auch auf die aktive Unterstützung unserer Mitarbeiter: Insgesamt 300 zusätzliche Fach- und Führungskräfte wollen wir bis zum Jahr 2028 für unsere Unternehmensgruppe gewinnen, um die energiewendebedingten Transformationsaufgaben in Thüringen gemeinsam umzusetzen.

Als führender Energiedienstleister in Thüringen versorgen wir deutschlandweit mehr als 500.000 Kunden u. a. mit Strom, (Erd-) Gas und Fernwärme, und bieten unseren Privat- und Geschäftskunden ein breitgefächertes, innovatives und digitales Produkt- und Dienstleistungsangebot. Hierzu gehören etwa die umfassende Beratung und Unterstützung unserer Kommunen bei der Durchführung der KWP sowie die Digitalisierung von Mess- und Abrechnungsprozessen im Zählerwesen. Im Rahmen verschiedener (Kooperations-) Projekte

treiben wir zudem den Auf- und Ausbau einer leistungsfähigen H₂-Infrastruktur in Thüringen mit voran.

Die interne Steuerung und Beurteilung unserer wirtschaftlichen Entwicklung und Ziele basieren auf einheitlichen Kennzahlen. Zu den wichtigsten Steuerungsgrößen zählen das Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA), das Ergebnis vor Steuern (EBT) und der Jahresüberschuss. Zusätzlich zur weiteren Veranschaulichung werden im vorliegenden Lagebericht weitere Kennzahlen ausgewiesen. Hierzu gehören u. a. folgende finanzielle bzw. nichtfinanzielle Leistungsindikatoren: Cashflow, Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagevermögen, Erzeugungs- und Absatzmengen sowie Umwelt- und Arbeitnehmerbelange.

II Wirtschaftsbericht

II.1 Gesamtwirtschaftliche und branchenbezogene Rahmenbedingungen

II.1.1 Konjunktur und Markt

Volkswirtschaftliche Entwicklungen

Das Geschäftsjahr 2024 wurde von einem schwierigen konjunkturellen Marktumfeld geprägt. Die deutsche Volkswirtschaft befand sich das zweite Jahr in Folge in einer Rezession. Zahlreiche Branchen standen vor einem grundlegenden Strukturwandel und waren gezwungen, Antworten auf weitreichende Fragen zu finden. Diese betreffen u. a. die Dekarbonisierung und Digitalisierung von Industrie- bzw. Geschäftsprozessen, die Folgen des demografischen Wandels auf dem Arbeitsmarkt sowie die Auswirkungen eines starken internationalen Wettbewerbsumfeldes mit intensiv geführten Preiskämpfen, nicht zuletzt in den Bereichen Elektromobilität und PV.

Die Probleme der deutschen Volkswirtschaft und die gedämpften Geschäftserwartungen gingen mit einer steigenden Anzahl von Unternehmensinsolvenzen einher; nicht nur im Mittelstand, sondern auch in Teilbereichen der deutschen Kernindustrie. Die branchenübergreifenden Herausforderungen in zahlreichen volkswirtschaftlichen Handlungsfeldern führten – insbesondere in Verbindung mit innen- und außenpolitischen Unsicherheiten – zu einer insgesamt deutlich geringeren Investitionsbereitschaft vieler Unternehmen. Die Kapital- bzw. Finanzierungskosten von Investitionen bewegten sich auf einem hohen Niveau.

Ferner brachten die globalen, geopolitischen Auseinandersetzungen, v. a. im Nahen Osten und der Ukraine, zusätzliches Risikopotenzial für die stark exportorientierte deutsche Volkswirtschaft.

Die Ampelregierung konnte sich, auch nach intensivem politischen Ringen, nicht auf einen kohärenten wirtschaftspolitischen Handlungsrahmen zur Lösung der makroökonomischen

Probleme verständigen. Die Uneinigkeiten mündeten im Bruch der Koalitionsregierung, sodass zum Jahresende wichtige Beschlüsse, u. a. zu anstehenden Energiegesetzgebungsverfahren, offen blieben.

In Verbindung mit der erheblichen Verteuerung von Dienstleistungen, Material und Personal wirkten sich die politischen Unsicherheiten erschwerend auf eine zügige Umsetzung von Transformations- und Infrastrukturprojekten aus, nicht zuletzt auch im Bereich der Klima-, Energie- und Wärmewende.

Die Konjunkturprognosen verschiedener Wirtschaftsforschungsinstitute bestätigen die verhaltenen Erwartungen deutscher Unternehmen und Verbraucher. Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWK) rechnete zum Jahresende mit einem BIP-Rückgang i. H. v. -0,2 Prozent.

Energiemarkt und -preise

Die stagnierende wirtschaftliche Entwicklung äußerte sich auch im deutschen (Primär-) Energieverbrauch. Nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB) ist der Gesamtenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2024 auf ein neues Rekordtief gefallen. Demnach ging er gegenüber der Vorjahresperiode um -1,3 Prozent auf insgesamt 10.478 Petajoule (PJ) zurück.

Der Anteil der Erneuerbaren Energie (EE) an der Stromproduktion in Deutschland stieg im Vergleich zum Vorjahreszeitraum um rund +4 Prozent an, was im Wesentlichen auf eine Zunahme der Produktion aus PV und Wasserkraft zurückzuführen ist. Der Einsatz von Kohle hingegen ging deutlich zurück, sodass neben der anwachsenden Erzeugung aus EE auch der Verzicht auf den Einsatz von fossilen Energieträgern zu zunehmend strukturellen Veränderungen im deutschen Energiemix führt.

Im Berichtszeitraum wurden nach den vorläufigen Berechnungen der AGE in insgesamt +23,5 Mrd. kWh (84 PJ) mehr Strom aus dem Ausland bezogen als umgekehrt aus Deutschland ins Ausland flossen. Der Importüberschuss hat einen Anteil von weniger als 1 Prozent am deutschen Gesamtenergieverbrauch und steht dabei weder für eine Abhängigkeit vom europäischen Ausland, noch weist er auf inländische Knappheiten hin, sondern ist zunächst einmal nur ein Zeichen für einen funktionierenden europäischen Binnenmarkt.

Der Erdgasverbrauch lag noch immer um rund -10 Prozent unter dem Durchschnittsverbrauch der vergangenen 10 Jahre.

Das Grundlastband Strom wurde an der EEX zu einem Durchschnittspreis i. H. v. rund 89 € pro MWh gehandelt (Vorjahr: 137 € pro MWh). Der Energieträger Gas wurde am Terminmarkt zu einem durchschnittlichen Handelspreis i. H. v. rund 38 € pro MWh vertrieben (Vorjahr: 54 € pro MWh). An den Energiemarkten hat das Ausmaß der Schwankungen bzw. die Bandbreite der Preisvolatilität dabei deutlich zugenommen.

II.1.2 Politische und rechtliche Rahmenbedingungen

Im Verlauf des aktuellen Berichtszeitraumes nahmen verschiedene nationale und internationale (energie-) politische Unsicherheiten weiter zu. Zum einen wurden im aktuellen Geschäftsjahr zahlreiche gesetzliche (Neu-) Regelungen mit z. T. weitreichenden Auswirkungen auf unser Geschäft auf den Weg gebracht. Zum anderen konnten zum Jahresende mit dem Bruch der Ampelregierung einige für unsere Branche zentrale (energie-) politische Gesetze nicht mehr umgesetzt bzw. verabschiedet werden.

Zu den nicht umgesetzten Gesetzesvorhaben gehören u. a. geplante Änderungen im Bereich der EnWG-Novelle, das sog. „Kraftwerkssicherheitsgesetz“ (KWSG, mit der geplanten sog. „Kraftwerksstrategie“) sowie Beschlüsse zur neuen H₂-Bundesförderung, mit der die Entwicklung von H₂-Projekten in Deutschland vorangetrieben werden soll. Mit Anpassungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) konnten dagegen noch notwendige Weichen gestellt werden, um die Ausbauziele im Bereich der EE in „systemverträglicher Form“ umzusetzen.

In Kraft getreten sind am 1. Januar 2024 das sog. „Wärmeplanungsgesetz“ (WPG) und die Novelle des sog. „Gebäudeenergiegesetzes“ (GEG). Beide Gesetze tragen dazu bei, die Klimaziele der Bundesrepublik zu erreichen. Das WPG verpflichtet Städte und Gemeinden zur Aufstellung einer KWP. Das sog. „Solarpaket I“ vereinfacht überdies z. B. den Bau und Betrieb von PV-Anlagen und beschleunigt den Anschluss von sog. „Balkonkraftwerken“.

Die sog. „EU-Strommarktreform“ soll plötzlichen Krisen an den europäischen Strommärkten vorbeugen und den Ausbau der EE für alle Beteiligten gleichzeitig planbarer und verlässlicher machen. Das BMWK hat im Berichtszeitraum ebenfalls Optionsvorschläge für ein neues, sicheres und klimaneutrales Strommarktdesign vorgelegt, das u. a. auch einen neuen Investitionsrahmen für EE umfasst. Das sog. „Bundes-Klimaschutzgesetz“ (KSG) schreibt fest, dass die THG-Emissionen in Deutschland bis zum Jahr 2030 um mindestens -65 Prozent (im Vergleich zu 1990) gesenkt werden und die Bundesrepublik bis zum Jahr 2045 vollständig klimaneutral sein soll. Die KSG-Novelle 2024 rückt dabei die sektorenübergreifende Gesamtverantwortung der einzelnen Wirtschaftszweige in den Mittelpunkt.

Am 1. Januar 2024 ist der neue § 14a EnWG in Kraft getreten. Dieser gibt vor, dass sog. „steuerbare Verbrauchseinrichtungen“ (wie z. B. Wärmepumpen, Stromspeicher und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge) zukünftig von Netzbetreibern gesteuert werden, um auf akute Netzsituationen bzw. drohende Engpassbildungen schnell und adäquat reagieren zu können. In Verbindung mit dem sog. „Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende“ (GNDEW) verpflichtet der § 14a EnWG die MSB dazu, eine technische Infrastruktur zur flexiblen Steuerung bereitzustellen.

Für Unternehmen mit mehr als 1.000 Mitarbeitern ist am 1. Januar 2024 zudem das sog. „Lieferkettensorgfaltspflichtengesetzes“ (LkSG) in Kraft getreten.

II.2 Geschäftsverlauf

II.2.1 Investitionsbedarf und -finanzierung zur Stärkung der Infrastruktur

Die Umsetzung der politischen Klimaschutzziele erfordert umfangreiche Investitionen in allen Geschäftsbereichen unserer Unternehmensgruppe. Bereits heute ist absehbar, dass sich die ursprünglich berechneten Gesamtkosten der Energiewende in Deutschland in den kommenden Jahren um ein Vielfaches erhöhen könnten. Laut neueren Berechnungen des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. sind in der deutschen Energiewirtschaft allein bis 2030 rund 720 Mrd. € zu investieren. Als integriertes Energieversorgungs- und Energiedienstleistungsunternehmen mit Systemverantwortung stellen wir uns den Herausforderungen des aktuellen Transformationsgeschehens.

Die sichere, stabile und effektive (Netz-) Integration der volatilen EE verursacht dabei die größten Kosten in unserer Unternehmensgruppe. Der Schwerpunkt unserer Investitionsprojekte wird daher auf der Planung, Errichtung und Inbetriebnahme verschiedener Stromverteilungsanlagen liegen. Dies schließt u. a. den Bau bzw. die Instandsetzung neuer Hoch-, Mittel-, und Niederspannungs-Erdkabel, Transformatoren und Umspannwerke sowie den Rollout verschiedener technischer Komponenten zur Digitalisierung der Netzinfrastuktur, wie etwa von iMSys, ein.

Die Finanzierung der Investitionen erfolgt auf Grundlage von umfassenden Eigen- bzw. Fremdkapitalzuführungen. Nach der Eigenkapitalerhöhung der TEAG durch unsere kommunalen Anteilseigner im Vorjahr i. H. v. 200 Mio. € wurden im aktuellen Berichtszeitraum Darlehensverträge mit einem Gesamtkreditvolumen i. H. v. rund 1,1 Mrd. € abgeschlossen.

II.2.2 Energieerzeugung und Wärme

II.2.2.1 Konventionelle Strom- und Wärmeerzeugung

Energiewende im Erzeugungs- und Wärmegeschäft

Die energiewendebedingten Veränderungen im Erzeugungs- und Wärmegeschäft sind mit beträchtlichen Investitionsherausforderungen verbunden. Die Dekarbonisierung von konventionellen Erzeugungsanlagen kann dabei nur schrittweise erfolgen, da sich zahlreiche Technologien und Marktlösungen derzeit noch in der Entwicklung befinden. Zudem müssen diese im größeren Maßstab z. T. erst aufwendig getestet bzw. zeit- und ressourcenintensiv implementiert werden. Die Umsetzung hängt, neben entsprechenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen, u. a. auch von Genehmigungsverfahren, der Bereitstellung von Fördermitteln sowie der weiteren politischen Entwicklung ab.

Im Geschäftsfeld Energieerzeugung und Wärme verfolgen wir eine Vielzahl strategischer und operativer Lösungsansätze zur zielgerichteten Dekarbonisierung von Bestandsanlagen und zügigen Errichtung innovativer, klimaneutraler und -freundlicher Neuanlagen. Gleichwohl

konnten im aktuellen Berichtszeitraum nicht alle von uns vorgesehenen Investitionsmaßnahmen vollumfänglich umgesetzt werden.

Modernisierung und Umstellung konventioneller Kraftwerksanlagen

Die moderne, hocheffiziente Gasmotorenreihe am Standort des HKW Jena soll die Flexibilität, den Wirkungsgrad und die Gesamteffizienz der Kraftwerksanlage deutlich erhöhen – und als Komplementär zu den volatilen EE auch wirtschaftliche Vermarktungsvorteile mit sich bringen. Im Berichtszeitraum konnte der Probebetrieb der neuen Gasmotorenreihe aufgrund von technischen Beanstandungen nicht abgeschlossen werden. Der Abschluss des erweiterten Probebetriebes ist für Mitte 2025 vorgesehen. Die Errichtung einer zweiten, vollständig H₂-fähigen Gasmotorenreihe ist in Planung. Die Realisierung hängt dabei u. a. auch von einer Verlängerung des KWK-Gesetzes bzw. einer möglichen, alternativen Finanzierung des Betriebs, etwa im Rahmen des KWSG, ab. Mit Beginn der neuen Legislaturperiode sollen die notwendigen gesetzlichen Grundlagen verlängert bzw. beschlossen werden.

In der Errichtung einer leistungsfähigen sog. „Power-to-Heat“ (PtH) - Anlage mit 50 MW sowie einer Großflusswärmepumpe mit bis zu 60 MW liegen zwei weitere, wesentliche Investitionsmeilensteine in Jena. Eine Voraussetzung zur Erhöhung des EE-Anteils liegt in der Fortschreibung etwa der sog. „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“ (BEW) bzw. alternativen Förderprogrammen.

Am Standort HKW Rudolstadt/ Schwarza haben wir die Pläne zur Modernisierung des Heizkraftwerkes und Vergrünung der FernwärmeverSORGUNG konkretisiert: Ein mögliches Zielszenario des komplexen Kraftwerksbetriebes sieht neben der Umstellung auf den klimaneutralen H₂-Betrieb u. a. den Einsatz von leistungsfähigen Großwärmepumpen, die Errichtung von PtH-Anlagen, die Nutzung von Flusswärme sowie die Netzintegration der Abwärme mehrerer Industriebetriebe vor. Mit einem ortsansässigen Großkunden wurde zudem eine umfangreiche Synergiestudie zur Dekarbonisierung seiner Industrieprozesse erstellt. Zur zügigen Erhöhung des EE-Anteils an der Kraftwerkserzeugung wurde eine großflächige PV-Anlage an der Fassade des Umlenk turmes mit insgesamt 165 PV-Modulen installiert. Zwei weitere PV-Anlagen wurden bereits Anfang des Jahres in Betrieb genommen.

Die Projektentwicklung in Rudolstadt/ Schwarza wird neben der geplanten Umstellung der Dampfversorgung auf Heizwasser v. a. auch vom steigenden Strombedarf am Standort bzw. der Zusammenarbeit zwischen verschiedenen Projektpartnern geprägt.

Am Standort des HKW Bad Salzungen wurde zum Ende des Geschäftsjahres ein Elektrodenkessel in Betrieb genommen. Zudem wurden technologie- und ergebnisoffen geeignete Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Fernwärmennetzes untersucht, so etwa die Netzintegration regenerativer (Ab-) Wärmequellen. Die Pläne zur Nutzung der industriellen Abwärme eines lokalen Industrieunternehmens aus Bad Salzungen wurden konkretisiert.

An allen Kraftwerksstandorten achten wir beim Betrieb unserer Gasmotorenanlagen auf die Einhaltung neuester Standards. Diese betreffen u. a. die thermische und elektrische Effizienz sowie die sog. „Verfügbarkeit“ der Anlagen. Im Hinblick auf die Bestandmotoren bewegte sich diese auf einem hohen Niveau und konnte z. T. weiter gesteigert werden.

Dienstleistungsangebote im Bereich Kommunale Wärmeplanung

Die KWP soll es Kommunen bzw. Betreibern von Heizungsanlagen ermöglichen, sich zielgerichtet auf die klimaneutrale Transformation ihrer Wärmeversorgungssysteme einzustellen. Das WPG gibt vor, dass Kommunen mit mehr als 100.000 Einwohnern spätestens bis zum 30. Juni 2026 eine entsprechende KWP aufzustellen haben. Kleinere Gemeinden müssen dies bis spätestens zum 30. Juni 2028 erledigen. Das übergeordnete Ziel der KWP liegt darin, den vor Ort besten und kosteneffizientesten Weg für eine moderne, klimafreundliche Wärmeversorgung zu ermitteln. Im Ergebnis wird ein Wärmeplan aufgestellt, der eine zuverlässige Dekarbonisierung gewährleisten soll. Eine Verpflichtung, eine bestimmte Versorgungsart auszuwählen bzw. eine bestimmte Versorgungsinfrastruktur auf- bzw. auszubauen besteht dabei nicht. Vielmehr sollen die individuellen Gegebenheiten vor Ort bestmöglich berücksichtigt werden.

Die Finanzierung der KWP wird über den Freistaat Thüringen bereitgestellt und umfasst den gesamten Prozessablauf – von der (Energie-) Datenbeschaffung und Analyse, bis hin zur Erstellung des eigentlichen Wärmeplans. Über die „Thüringer Verordnung über den finanziellen Ausgleich für die Aufstellung von Wärmeplänen“ werden Kommunen ihre Kosten für die Wärmeplanerstellung ersetzt, einschließlich des Einsatzes von Dienstleistern. Insgesamt werden mehr als 50,0 Mio. € bereitgestellt.

Zur aktiven Unterstützung der Thüringer Städte und Gemeinden bei der Durchführung der KWP haben wir im Berichtszeitraum ein umfassendes Dienstleistungsangebot aufgebaut und die notwendigen organisatorischen und personellen Voraussetzungen für eine zügige Umsetzung geschaffen. Unser Angebot beinhaltet die Konzeption und Umsetzung der KWP nach Maßgabe der gesetzlichen Vorschriften sowie die Erarbeitung individueller Handlungsempfehlungen. Für die Thüringer Städte und Gemeinden übernehmen wir neben dem Projektmanagement so u. a. die Bestands- und Potenzialanalyse, die Akteurs- und Öffentlichkeitsbeteiligung, die Erstellung einer übergreifenden Handlungsstrategie sowie die Erarbeitung von konkreten Zielszenarien, einschließlich der Empfehlung entsprechender Einzelmaßnahmen.

Zudem haben wir mit verschiedenen Partnern Akquise- und Projektpläne vereinbart und mehrere Kooperationsvereinbarungen für eine langfristige Zusammenarbeit bei der KWP geschlossen.

Dezentrales Projektgeschäft und Quartiersprojekte

Im Geschäftsjahr 2024 haben wir unser dezentrales Projektgeschäft weiter ausgebaut und unsere Geschäftsmodelle hinsichtlich neuer gesetzlicher Anforderungen, wie etwa dem WPG, geprüft. Im Berichtszeitraum wurden Neuverträge in Jena (20,0 GWh) und Ohrdruf (3,0 GWh) abgeschlossen. Darüber hinaus wurden mit wohnungswirtschaftlichen Unternehmen in Bad Berka, Triptis und Gräfentonna langfristige Kooperationsverträge vereinbart. Diese umfassen die klimafreundliche Wärmeversorgung von rund 1.300 Wohneinheiten mit einem jährlichen Wärmeabsatz i. H. v. insgesamt rund 6 GWh.

Der 2024 fertig gestellte Neubau am Standort des Quartiersprojektes Gera-Langenberg ermöglicht die klimafreundliche Wärmeversorgung von rund 800 Wohneinheiten. Das innovative Kraft-Wärme-Kopplungssystem (iKWK) verbindet ein Blockheizkraftwerk mit erneuerbaren Wärmequellen, darunter mehrere Wärmepumpen und eine PtH-Anlage. Im Zusammenspiel ermöglichen die verschiedenen Technologien eine effiziente und klimafreundliche Energieerzeugung.

II.2.2.2 Erneuerbare Energieerzeugung

Das Geschäftsfeld Erneuerbare Energieerzeugung unterliegt kontinuierlichen Marktveränderungen, an denen wir unser Geschäft konsequent ausrichten. Die Erzeugung aus EE soll dem konventionellen Erzeugungs- und Vertriebsgeschäft mittel- bis langfristig mindestens gleichgestellt werden.

In der TEAG-Gruppe sind die TSO und die Innosun für den PV-Bereich zuständig. Die beiden Gesellschaften betreuen Industrie- und Gewerbekunden, Kommunen sowie Stadtwerke. Als Kompletdienstleister stellen sie individuelle Lösungen bereit und übernehmen die Beschaffung, die Planung und den Bau von PV-Anlagen in verschiedenen Leistungsgrößen. Die TSO konzentriert sich dabei insbesondere auf mittelgroße PV-Projekte für Industrie- und Gewerbekunden, Kommunen und Stadtwerke in Thüringen und im näheren Umkreis, während die Innosun deutschlandweit die Planung und Errichtung größerer PV-Freiflächenprojekte für Industrie- und Gewerbekunden übernimmt.

Trotz teilweise großer, marktbedingter Herausforderungen, wie etwa einer zunehmenden Wettbewerbsintensität im PV-Geschäft, langwierigen Genehmigungsverfahren und Herausforderungen beim Erwerb geeigneter Grundstücke, haben beide Gesellschaften im Geschäftsjahr 2024 zahlreiche PV-Projekte erfolgreich abgeschlossen. Am Standort Rockensußbra hat die Innosun die Projektierung einer Großflächen-PV-Anlage mit einer installierten Leistung i. H. v. rund 70 MWp vorangetrieben.

Zum 1. Januar 2024 hat die TSO mit einer Neuausrichtung ihrer Organisationsstruktur ihre Vertriebsaktivitäten sowie ihre Planungs- und Baukompetenzen gestärkt. In 2024 hat die Gesellschaft PV-Projekte u. a. in Eisenach, Veilsdorf und Nordhausen in Betrieb genommen und

in der Nähe von Ohrdruf mit den Vorbereitungen zur Errichtung einer neuen PV-Freiflächenanlage begonnen. Die Vermarktung des regenerativen Stroms aus diesem Projekt mit einer installierten elektrischen Leistung i. H. v. rund 4 MWp soll über eine Direktbelieferung (sog. „Power-Purchase-Agreement“, PPA) an das lokale Versorgungsunternehmen erfolgen. In Birkigt wurde ein Solarparkprojekt mit rund 2 MWp installierter elektrischer Leistung abgeschlossen, das als Modellprojekt für die geschäftsfeldübergreifende Zusammenarbeit innerhalb der TEAG-Gruppe dient. Der Netzanschluss wurde von der TEN realisiert, während die Stromvermarktung über die TEAG erfolgt. Mit dem Modellprojekt in Birkigt werden zukünftige, neue Möglichkeiten der Kommunal- bzw. Bürgerbeteiligung erprobt, welche die Akzeptanz von EE-Projekten im öffentlichen Raum erhöhen sollen.

Die regenerative Energieerzeugung im Geschäftsfeld Windkraft erfolgt über die WKT, an der die TEAG insgesamt 7,1 Prozent der direkten Anteile hält. Die WKT bündelt Kompetenzen bei der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieprojekten und plant und errichtet darüber hinaus auch PV-Projekte. Nicht zuletzt vermarktet die Gesellschaft Strom aus eigenen Wind- und PV-Anlagen im Rahmen von PPA-Modellen. Im Jahr 2024 hat die WKT eine Beteiligung an der Windkraft Roldisleben GmbH & Co. KG erworben. Diese betreibt mehrere Windenergieanlagen mit einer Leistung i. H. v. insgesamt 16,8 MW. Das Portfolio der WKT beläuft sich damit auf eine Gesamtwindenergieleistung i. H. v. 62,5 MW.

II.2.2.3 Erzeugungsdaten

Der Beitrag unserer konventionellen Kraftwerke zur Stromerzeugung an den Standorten Jena, Bad Salzungen, Grabe, Merxleben, Ibenhain, Rudolstadt/ Schwarza sowie der dezentralen Wärme-Contracting-Anlagen lag im Geschäftsjahr bei 389,9 GWh (Vorjahr: 410,0 GWh). Zusätzlich erzeugten die Kraftwerke in Jena, Bad Salzungen, Merxleben, Ibenhain und Rudolstadt/ Schwarza für die angeschlossenen Wärmeversorgungsgebiete sowie die dezentralen Wärme-Contracting-Anlagen insgesamt 877,4 GWh Wärme bzw. Dampf (Vorjahr: 945,8 GWh). Die installierte Gesamtleistung der konventionellen Erzeugungsanlagen belief sich im Berichtsjahr auf 783,6 MWp (thermisch) bzw. 243,8 MWp (elektrisch). Die regenerativen Erzeugungsanlagen generierten insgesamt 14,4 GWh Strom (Vorjahr: 13,4 GWh). Dabei erzeugten die Laufwasserkraftwerke in Spichra, Mihla und Falken 11,6 GWh Strom (Vorjahr: 10,9 GWh). Die PV-Anlagen erzeugten 2,8 GWh Strom (Vorjahr: 2,5 GWh).

II.2.3 Strom- und Gasnetz

II.2.3.1 Netzregulierung

Energiewende und Investitionen in die Netzinfrastruktur

Unsere Investitionsplanung im Netzbereich wird maßgeblich durch die Anforderungen der Energiewende, d. h. die zunehmende Netzeinspeisung und -verteilung von Energie aus erneuerbaren Quellen, sowie die regulatorischen Rahmenbedingungen der Investitionen geprägt.

Auf der Grundlage einer umfassenden Analyse der weiteren Last- und Einspeisesituation in unseren Stromnetzen haben wir eine Prognose des Gesamtinvestitionsbedarfs erstellt und hieraus eine entsprechende Investitionsstrategie abgeleitet. Diese zeigt deutliche, energiewendebedingte Mehrkosten zur Aufnahme und Verteilung der EE im Stromnetz. Die jährlichen Investitionen werden sich bis zum Jahr 2028 in etwa verdoppeln, die Gesamtinvestitionssumme liegt im mittleren dreistelligen Millionenbereich.

Im Zusammenhang mit der Notwendigkeit zur Investitionssteigerung infolge neuer gesetzlicher und regulatorischer Vorgaben entstehen operative Mehrkosten (im Bereich von Dienstleistungen, Material und Personal) dabei nicht zuletzt auch im Hinblick auf den laufenden Netzbetrieb.

Bei einer zeitlich verzögerten Berücksichtigung im Regulierungsrahmen kann sich dies investitionshemmend – und damit nachteilig auf eine zügige Umsetzung der Energiewende – auswirken. Im Strombereich wird derzeit insbesondere der erhöhte Personalaufwand der TEN nicht vollständig von den Refinanzierungsmöglichkeiten der sog. „Erlösobergrenze“ gedeckt. Von der Branche werden hierzu aktuell intensiv Lösungsvorschläge mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) diskutiert.

Im Hinblick auf das Gasnetz gehen wir mittel- bis langfristig von einem deutlichen Rückgang der weiterverteilten fossilen Erdgasmengen aus. Dies mündet in einer Stilllegung der Netzinfrastruktur bzw. einer Umrüstung auf klimaneutrale Gase, wie etwa grünen Wasserstoff (H_2), bei einem gleichzeitigen Neubau einer entsprechenden H_2 -Infrastruktur. Parallel zur Konkretisierung eines H_2 -Kernnetzes in Deutschland durch die zuständigen Fernleitungsnetzbetreiber haben wir im Berichtszeitraum unsere Planungsarbeiten an einer regionalen H_2 -Leitungsinfrastruktur für Thüringen fortgeführt, und hierzu entsprechende Kooperationsvereinbarungen getroffen. Das Startnetz der TEN sieht mehrere Schwerpunktmaßnahmen vor, die im Wesentlichen aus verschiedenen Einzelprojekten zur Umstellung bzw. dem Bau von Erdgas- und H_2 -Hochdruckleitungen bestehen. Hinzu kommen Entflechtungsmaßnahmen zur Sicherstellung der im Erdgas verbleibenden Netzkunden. Zur Realisierung wurden geeignete organisatorische und personelle Maßnahmen ergriffen sowie ein entsprechendes Investitionsvolumen beschlossen. Die Refinanzierung der Investitionen ist im Hinblick auf die nicht vorhandenen regulatorischen Rahmenbedingungen für VNB im H_2 -Bereich noch ungeklärt.

Neuaufstellung der Energieregulierung

Der Europäische Gerichtshof (EuGH) hat mit seinem Urteil zur Umsetzung entflechtungsrechtlicher Vorgaben die Unabhängigkeit und Zuständigkeit von Regulierungsbehörden in der Energiewirtschaft deutlich gestärkt. Mit Inkrafttreten eines neuen Rechtsrahmens wird die BNetzA zukünftig in eigener, d. h. in unabhängiger und ausschließlicher Zuständigkeit die Zugangsmethoden und -bedingungen zu den Strom- und Gasversorgungsnetzen festlegen können. Daraus folgt, dass die sog. „Verordnungsermächtigung“ nach § 24 EnWG, wie auch die auf deren Grundlage erlassenen Rechtsverordnungen – darunter u. a. die sog. „Strom- bzw. Gasnetzentgeltverordnung“ sowie die sog. „Anreizregulierungsverordnung“ – in absehbarer Zeit nicht mehr zur Anwendung kommen. Im Ergebnis hat der EuGH einen Strukturwandel der deutschen Energieregulierung angestoßen, der mit großen Chancen, aber auch Risiken einhergehen kann. Beispielsweise betrifft dies die sog. „Entgeltregulierung“ mit der Kalkulation der Netzentgelte als einem der wirtschaftlichen Schlüsselfaktoren der TEN.

Zur Erörterung eines neuen Regulierungsrahmens hat sich die TEN im Berichtszeitraum u. a. über verschiedene Stellungnahmen aktiv am Austausch zwischen der BNetzA mit Branchenvertretern, Zivilgesellschaft, Politik und Wissenschaft beteiligt.

Im Strombereich hat die BNetzA die sog. „Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Erzeugungsanlagen von Strom aus EE“ erlassen: Insofern Netzbetreiber in besonderem Maße betroffen sind, können diese einen finanziellen Ausgleich für die Mehrbelastung erhalten. Die Entlastungsbeträge sollen über einen bundesweiten sog. „Aufschlag für besondere Netznutzung“ finanziert werden, der alle Netz- bzw. Stromkunden gleichermaßen an den (Mehr-) Kosten der Netzintegration der EE beteiligt.

Im Berichtszeitraum hat die TEN unter Berücksichtigung dieser Festlegung die Netzentgelte für 2025 kalkuliert und veröffentlicht, sodass ihre Netzkunden im kommenden Jahr von den hohen Integrationskosten der EE in ihrem Netzgebiet entlastet werden. Der Entlastungsbetrag beläuft sich auf eine Gesamtsumme i. H. v. rund 80 Mio. €.

Im Geschäftsjahr 2024 wurden von der BNetzA im Gasbereich mit dem sog. „Festlegungsverfahren zur Anpassung von kalkulatorischen Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungsinfrastrukturen“ (KANU 2.0) neue Regelungen zu den Nutzungsdauern und Abschreibungsmethoden von Erdgasleitungsinfrastrukturen definiert. Diese ermöglichen nun auch für Bestandsanlagen eine zügigere Amortisation der Gasnetzinfrastruktur. Im Berichtszeitraum hat die TEN diesbezüglich verschiedene Szenarien zur Entwicklung der Netzentgelte entworfen. Die Anwendung geht mit erheblichen Auswirkungen auf die Netzentgelte einher und ist seitens der TEN frühestens ab 2026 vorgesehen.

Jährliche Anpassung der Erlösobergrenzen

Das Geschäftsjahr 2024 entfiel im Stromnetz auf das erste sowie im Gasnetz auf das zweite Jahr der vierten Regulierungsperiode (Strom 2024 – 2028, Gas 2023 – 2027). Im Strombereich stieg die Erlösobergrenze gegenüber dem Vorjahr um insgesamt +27,8 Prozent. Die Kostensteigerung war im Wesentlichen durch ein gesteigertes Kostenausgangsniveau zu Beginn der neuen Regulierungsperiode bedingt. Ein weiterer signifikanter Kostenanstieg ergab sich aus um insgesamt +73 Prozent höheren Aufwendungen für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen nach dem Wegfall des geplanten, milliardenschweren Zuschusses zu den Netzentgelten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zum Ende des Vorjahres.

Die Erlösobergrenze im Gasbereich ging gegenüber dem Vorjahr um insgesamt -4,1 Prozent zurück. Entgegen den Entwicklungen im Strombereich ergaben sich wesentliche Kostensenkungen hier aus geringeren Aufwendungen für die Nutzung vorgelagerter Netze.

Verfahren zur Festlegung der Erlösobergrenzen

Im **Stromnetz** ergingen durch die BNetzA die Festlegung zu den Erlösobergrenzen für die vierte Regulierungsperiode sowie die Beschlüsse zum sog. „Qualitäts-Element“ 2024 und 2025, dem Regulierungskonto 2021 und dem sog. „Produktivitätsfaktor“ für die vierte Regulierungsperiode. Zudem erfolgte die Anhörung zum Kapitalkostenaufschlag zur Erlösobergrenze 2024. Darüber hinaus wurden sowohl der Antrag zur Ermittlung und Auflösung des Regulierungskontos 2023 als auch der Antrag auf Kapitalkostenaufschlag für das Geschäftsjahr 2025 gestellt.

Im **Gasnetz** wurden von der TEN die Anträge sowohl zur Ermittlung und Auflösung des Regulierungskontos 2023 als auch zur Genehmigung des Kapitalkostenaufschlages für 2025 gestellt. Zu den Anträgen für das Regulierungskonto 2019 sowie den Kapitalkostenaufschlag 2023 ergingen die entsprechenden Beschlüsse.

II.2.3.2 Netzführung

Gewährleistung der Netzführung

Als regionaler VNB liegt die Hauptaufgabe der TEN im sicheren Betrieb der Thüringer Strom- und Gasnetze. In 2024 kam es im Netzbetrieb zu einem erhöhten Aufkommen von überwiegend technisch geprägten Störfällen. In deren Folge haben wir unseren Maßnahmenkatalog und die Verfahrensregelungen zur Risikobeherrschung und dem Schutz der uns anvertrauten kritischen Infrastruktur angepasst. Bei der Krisenvorsorge spielen die Folgen des Klimawandels eine zunehmende Rolle. Diese treten hauptsächlich in Form von Extremwetterereignissen auf. Im Berichtszeitraum kam es besonders häufig zu durch Baumsturz verursachten Versorgungsunterbrechungen, die häufig in Zusammenhang mit

Trockenheit und einem infolgedessen verstärkten Borkenkäferbefall stehen. Darüber hinaus befinden sich im Kabelbestand der TEN im Bereich der Mittelspannung (MS) neben rund 7.300 km modernen, kunststoffisierten sog. „VPE-Kabeln“ insgesamt noch rund 1.000 km sog. „Massekabel“ mit Baujahr vor 1990, welche teilweise vor Erreichung ihrer nominalen Nutzungsdauer ein deutlich erhöhtes Störaufkommen verursachen. Rund 80 Prozent der MS-Kabelstörungen sind auf diese Kabeltypen zurückzuführen, bei nur rund 12 Prozent Anteil an der gesamten MS-Kabellänge. Im Rahmen eines Austauschprogrammes wird die TEN diese Kabel in den kommenden Jahren ersetzen.

In 2024 wurde das Informationssicherheits-Managementsystem (ISMS) der TEN erfolgreich rezertifiziert. In diesem Zusammenhang wurden die Schutzstandards zur frühzeitigen Erkennung und Abwehr von Cyberangriffen erhöht. Neben den Maßnahmen im Bereich Informationssicherheit wurden zudem weitere Vorkehrungen zur Erhöhung der physischen Sicherheit von Steuerungsanlagen und -systemen getroffen.

Entwicklungen im Bereich Netzsteuerung und -automatisierung

In der Netzführung vollzieht sich derzeit ein Wandel hin zu einer deutlich komplexeren Systemführung als bisher, getrieben von einer Vielzahl zusätzlich angeschlossener dezentraler Verbrauchs- und Einspeiseanlagen. Eine Voraussetzung für den zielgerichteten Netzbetrieb – und die Vermeidung von durch Engpässen verursachten Störfällen – liegt dabei in der sog. „Beobachtbarkeit“ bzw. Überwachung und Steuerbarkeit der Netze auf allen Spannungsebenen. Der Ausbau der EE erzwingt eine maximale Auslastung der Netzinfrastruktur unter Nutzung aller Reserven. Mit dem § 14a EnWG hat der Gesetzgeber neue Regelungen erlassen, die den Netzbetreiber verpflichten, neue Verbraucher unverzüglich anzuschließen und ihm gleichzeitig erlauben, steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Netz der Niederspannung (NS) im technischen Bedarfsfall zu dimmen. Im Berichtszeitraum hat die TEN zur Umsetzung des § 14a EnWG in mehreren Thüringer Ortschaften Pilotprojekte gestartet.

Der Aufbau des bundesweiten, schwarzfallsicheren 450-MHz-Funknetzes soll ebenfalls eine sichere Steuerung von Netzprozessen ermöglichen, wodurch eine Engpassvermeidung im (Strom-) Netz vorgebeugt werden kann. Im Geschäftsjahr 2024 hat die TEN den operativen 450-MHz-Netzausbau fortgeführt: Zum Stichtag befanden sich in Thüringen insgesamt 22 Funkstandorte im Wirkbetrieb.

II.2.3.3 Dienstleistungen und Maßnahmen im nicht-regulierten Bereich

Im nicht-regulierten Bereich bieten wir unseren Kunden ein zusätzliches (Netz-) Dienstleistungsangebot, welches u. a. die Konzeption, Errichtung und Instandhaltung individueller Kunden-Anlagen sowie zahlreiche (Beratungs-) Dienstleistungen für Stadtwerke und andere Netzbetreiber umfasst. In enger Zusammenarbeit mit den Thüringer Kommunen

entwickelt die TEN, neben der Wartung und Modernisierung bestehender Anlagen, maßgeschneiderte, energieeffiziente und umweltfreundliche Straßenbeleuchtungskonzepte auf Grundlage modernster LED-Technologie.

Im Geschäftsjahr 2024 beliefen sich die Umsatzerlöse der TEN für Dienstleistungen und Maßnahmen im nicht-regulierten Bereich auf einen Wert i. H. v. insgesamt 20,5 Mio. € (Vorjahr: 14,0 Mio. €).

II.2.3.4 Netzabsatz und Einspeisung

Stromnetz

Die Einspeisemenge incl. Netzverluste und Betriebsverbrauch über das Stromnetz betrug im Geschäftsjahr insgesamt 9.672,7 GWh und lag damit leicht unter Vorjahresniveau (Vorjahr: 9.840,5 GWh).

Der Netzabsatz bewegte sich mit insgesamt 9.347,8 GWh ebenfalls leicht unter Vorjahresniveau (Vorjahr: 9.508,7 GWh). Beim Netzkundenabsatz an Weiterverteiler, RLM- und SLP-Kunden ergab sich ein leichter Mengenrückgang i. H. v. insgesamt -2,7 Prozent bzw. -234,1 GWh. Bei den rückgespeisten Mengen an den ÜNB ergab sich ein Anstieg i. H. v. +7,3 Prozent bzw. +73,0 GWh. Dieser ist im Wesentlichen auf eine höhere dezentrale Netzeinspeisung zurückzuführen.

Die Netzeinspeisung aus KWK-Anlagen ging im Berichtszeitraum um -4,2 Prozent auf insgesamt 309,4 GWh zurück. Im Vorjahr hatte die Probeneinspeisung der neuen Gasmotorenanlage am Standort des HKW Jena zu einer leichten Erhöhung geführt.

Insgesamt wurde der Netzabsatz incl. Betriebsverbrauch und Netzverluste jedoch ohne Rückspeisungen an den vorgelagerten Netzbetreiber zu 56,4 Prozent aus durch EE eingespeistem Strom gedeckt (Vorjahr: 56,9 Prozent).

Erneuerbare Energien

Im Berichtszeitraum speisten insgesamt 38.566 (Vorjahr: 32.080) Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung i. H. v. rund 3.907 MW (Vorjahr: 3.791 MW) in das von der TEN betriebene Netz ein. Hiervon waren 37.842 (Vorjahr: 31.356) Anlagen mit EE mit einer installierten Gesamtleistung i. H. v. rund 3.516 MW (Vorjahr: 3.392 MW). Insgesamt 3.212 dieser EE-Anlagen haben aufgrund eines fehlenden Anspruchs oder sonstiger Gründe, wie z. B. fehlender Antragsunterlagen oder eines Vergütungsverzichts, eine sog. „Null-Vergütung“ erhalten.

Die Netzanschlussbegehren von Einspeiseanlagen bis 30 kW im Netzgebiet der TEN haben sich mit der Energiemarktkrise nahezu vervierfacht. Dies hat zu einem erheblichen Mehraufwand bei der Antragsbearbeitung geführt. Im Berichtszeitraum wurden insgesamt 16.609 EE-Anlagen

angemeldet sowie der Anschluss von 20.729 Anlagen bearbeitet. Damit konnten wesentliche Anteile des Bearbeitungsstaus abgearbeitet werden.

Zur Beschleunigung der Antragsbearbeitung hat die TEN verschiedene Maßnahmen ergriffen, darunter u. a. die Einführung des sog. „Netzkundenportals“ für Anlagen bis 30 kW. Hierdurch konnte der manuelle Bearbeitungsaufwand z. T. deutlich gesenkt, und für einen Großteil der Anträge eine sofortige, automatisierte Anschlusszusage erteilt werden. Neben einer Ausweitung der internen Personalkapazitäten und der Beauftragung externer Dienstleister zur schnelleren Antragsbearbeitung wurde u. a. auch das vereinfachte Antragsverfahren von sog. „Balkonanlagen“ im Rahmen des sog. „Solarspaket I“ umgesetzt.

Bezogen auf den Jahresabschluss und den dabei berücksichtigten Prognosemonaten lag die Netzeinspeisung aus EE mit insgesamt 4.674,3 GWh vorrangig aufgrund geringerer Einspeisung aus Windkraft (-7,8 Prozent) leicht unter Vorjahresniveau (4.844,8 GWh). Hierfür sind neben dem Windertrag bzw. Windlastspitzen auch Abregelungen von Energieanlagen bei Netzengpässen von Bedeutung. Tatsächlich war die Windeinspeisung v. a. im Monat Dezember jedoch sehr windlastig und die Gesamteinspeisung aus EE im Geschäftsjahr höher als im Vorjahr. Der Beitrag aus PV-Energie stieg infolge des zunehmenden Anschlusses von PV-Anlagen sowie eines vergleichsweise hohen PV-Ertrages um +95,3 GWh (+8,8 Prozent). Die Einspeisung aus Biomasse ging um -31,3 GWh (-4,1 Prozent) zurück.

Im Netzgebiet wurden Strommengen aus EE mit einem Volumen i. H. v. 4.097,3 GWh (Vorjahr: 4.302,6 GWh), und damit 87,7 Prozent des eingespeisten EEG-Stroms, direkt vermarktet (Vorjahr: 88,8 Prozent).

Die 50Hertz Transmission GmbH, Berlin, gab bis zur Aufstellung des Jahresabschlusses im Geschäftsjahr 35 Aufrufe (Vorjahr: 158) zur Abregelung von Einspeiseleistung nach dem EnWG aus. Die Gesamtdauer der Einspeisemanagementmaßnahmen betrug rund 162 Stunden (Vorjahr: 556). Dabei wurden insgesamt rund 22.394 MWh (Vorjahr: 50.847 MWh) Einspeisearbeit abgeregelt. Die TEN veranlasste 60 Abschaltmaßnahmen (Vorjahr: 124) mit einer Gesamtdauer der Maßnahmen von rund 446 Stunden (Vorjahr: 651). Dabei wurden insgesamt 1.053 MWh (Vorjahr: 2.098 MWh) Einspeisearbeit abgeregelt. Der Anteil der von der TEN abgeregelten Energiemenge an der EEG-Gesamteinspeisung lag bei 0,02 Prozent.

Gasnetz

Die gesamte Absatzmenge incl. Betriebsverbrauch über das Erdgasversorgungsnetz betrug im Geschäftsjahr 7.443,7 GWh und lag damit um -3,7 Prozent unter der Vorjahresmenge (7.733,6 GWh). Der Rückgang war im Wesentlichen durch preisbedingte Einspareffekte in Verbindung mit der schwierigen konjunkturellen Lage und insgesamt milder Temperaturen als im Vorjahreszeitraum bedingt. Seit Beginn des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine sind die Absatzmengen um insgesamt -13,2 Prozent zurückgegangen.

Bei den leistungsgemessenen Kunden war eine Abnahme i. H. v. -5,7 Prozent zu verzeichnen. Der anteilige Mengenrückgang im Bereich der SLP-Kunden belief sich auf -4,9 Prozent. Bei den Weiterverteilern kam es zu einem Rückgang der abgesetzten Menge i. H. v. -2,6 Prozent.

Aufgrund des geringeren Netzabsatzes sank die Netzeinspeisung um insgesamt -289,9 GWh. Die Ausspeisung aus dem Untergrundspeicher Allmenhausen ging um -22,2 Prozent zurück. Der Mengenbezug von vorgelagerten Netzbetreibern reduzierte sich um -1,6 Prozent.

II.2.3.5 Konzessionsmanagement

Eine wichtige Grundlage unseres Geschäfts im Netzbereich liegt in langfristigen und vertrauensvollen Vertragsbeziehungen mit unseren Kommunen im Bereich der Strom- und Gaskonzessionen. Im Geschäftsjahr 2024 haben wir uns der Wiedererlangung auslaufender Konzessionsverträge im Strom- und Gasbereich gewidmet und die Vorbereitungen zur anstehenden, komplexen Ausschreibungsperiode auslaufender Strom-Konzessionsverträge fortgeführt.

Mit der neuen Ausschreibungsperiode rechnen wir mit der Bearbeitung von Vergabeverfahren im dreistelligen Bereich.

II.2.4 Energievertrieb

II.2.4.1 Entwicklungen im Vertriebsbereich

Das Vertriebsgeschäft der TEAG basiert auf der sicheren Erfüllung unseres Versorgungsauftrages in Thüringen. Die Grundlage hierfür liegt in der mittel- bis langfristigen Kontrahierung ausreichender Strom- und Erdgasmengen zur stabilen Versorgung unserer Kunden. Im Berichtszeitraum wurde das Vertriebsgeschäft infolge der tranchenweisen, sog. „rollierenden Beschaffung“ noch von den hohen Beschaffungskosten der Vorjahre geprägt. Die Preisvolatilität beim Energiebezug in Verbindung mit der hohen Wettbewerbsintensität neuer Anbieter führten teilweise zu negativen Kundenbewegungen. Infolge des allgemeinen Preisrückgangs an den Beschaffungsmärkten haben wir die Preise für unsere Kunden gesenkt. Die Preissenkungen umfassten die Grundversorgung sowie ausgewählte (Neukunden-) Produkte im Strom- und Gasbereich.

Im **Privatkundengeschäft** prägten neue Wettbewerber mit kurzfristigen Beschaffungsstrategien das Marktgeschehen. Im Hinblick auf die Absatzmengen führte der fortlaufende Zubau von Eigenversorgungslösungen, etwa in Form kleinerer PV- und Speicheranlagen, sowie die vergleichsweise milderden Wetterbedingungen zu einem veränderten Abnahmeverhalten.

Das **Geschäftskundensegment** wurde daneben zudem v. a. auch von der schwierigen konjunkturellen Lage der deutschen Volkswirtschaft geprägt. Die Nachfrage nach kurzfristigen Liefermodellen mit Spotmarktpreisorientierung setzte sich fort.

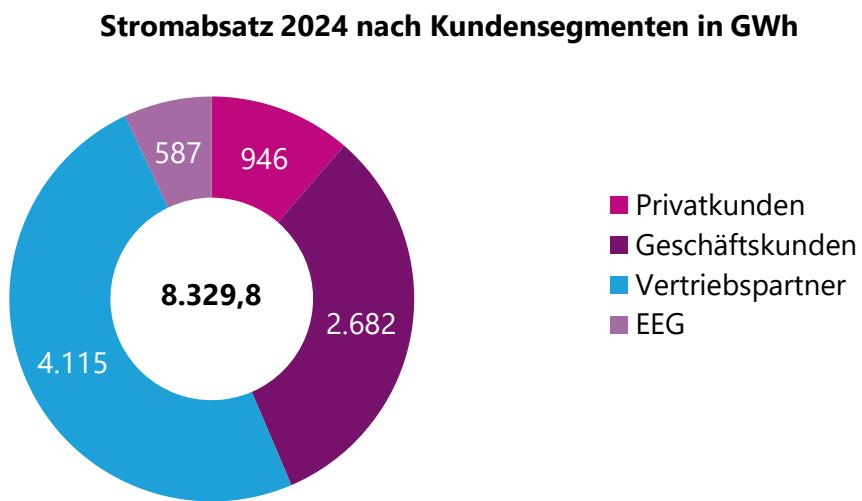
Im Vertriebsgeschäft mit den **Stadtwerken** kam es zu Mengenrückgängen, v. a. beim Gasabsatz. Die Flexibilisierung des Mengenbezugs im Rahmen der sog. „Toleranzbänder“ wurde zurückgefahren. Im Strombereich war – analog zu den Entwicklungen bei den Industrie- und Gewerbekunden – eine stärkere Nachfrage nach kurzfristigen Liefermodellen zu verzeichnen.

II.2.4.2 Absatz und Beschaffung

Im Geschäftsjahr lagen die Gesamtabsatz- und Beschaffungsmengen sowohl im Strom- als auch im Gasbereich in etwa auf Vorjahresniveau.

Strom

Der Stromabsatz lag mit insgesamt 8.329,8 GWh auf Vorjahresniveau (Vorjahr: 8.389,2 GWh). Die Aufteilung auf die einzelnen Kundensegmente stellt sich dabei wie folgt dar:



Im **Privatkundengeschäft** lag die Absatzmenge mit 946,0 GWh trotz einer Zunahme der Kundenzahl auf Vorjahresniveau. Dies ist insbesondere auf ein verändertes Verbrauchsverhalten zurückzuführen. Die bei den Privatkunden abgesetzte Strommenge entspricht einem Anteil i. H. v. rund 11 Prozent am Gesamtstromabsatz.

Im Bereich der **Geschäftskunden** erhöhten sich die Mengen gegenüber dem Vorjahr um rund +8 Prozent. Insgesamt lieferten wir im Geschäftskundenbereich 2.681,6 GWh Strom und lagen damit um rund +200 GWh über dem Vorjahreswert. Der Mengenanstieg begründet sich v. a.

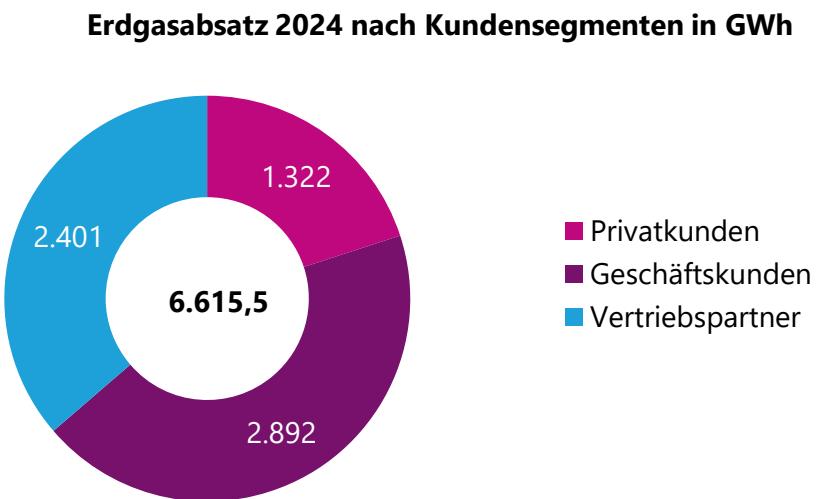
aus Kundengewinnen im Großkunden- und mittleren Absatzsegment. Die abgesetzte Strommenge bei den Geschäftskunden entspricht einem Anteil i. H. v. rund 32 Prozent am gesamten Stromabsatz.

Beim Absatz an **Vertriebspartner**, v. a. an Stadtwerke, verzeichneten wir einen Absatz i. H. v. insgesamt 4.115,0 GWh, und damit einen Rückgang i. H. v. -312,8 GWh. Dieser resultiert insbesondere aus einem Rückgang bei Netzverluststromlieferungen, der nur teilweise durch Neukunden kompensiert werden konnte. Der Anteil des Stromabsatzes an Vertriebspartner und sonstige Kunden lag bei rund 49 Prozent.

Die Strombeschaffung erfolgte über zahlreiche Händler, Beteiligungsunternehmen sowie über unsere eigenen und über fremde Kraftwerke.

Erdgas

Der Erdgasabsatz lag mit insgesamt 6.615,5 GWh ebenfalls auf Vorjahresniveau (Vorjahr: 6.633,1 GWh). Die Aufteilung auf die einzelnen Kundensegmente stellt sich dabei wie folgt dar:



Im **Privatkundengeschäft** führten Kundenverluste, ein verändertes Verbrauchsverhalten sowie die im Berichtszeitraum vergleichsweise milden Temperaturen zu einem Rückgang sowohl der Durchschnittsverbräuche als auch des Gesamtabsatzes. Gegenüber dem Vorjahr ging der Erdgasabsatz in diesem Kundensegment um rund -260 GWh auf insgesamt 1.322,3 GWh zurück. Damit lag der Anteil der Privatkunden am Gesamterdgasabsatz bei rund 20 Prozent.

Im Bereich der **Geschäftskunden** haben wir im Berichtszeitraum 2.891,9 GWh Erdgas geliefert und lagen damit um rund +396 GWh über dem Vorjahreswert. Der Mengenanstieg ist, analog zum Strombereich, auf Kundengewinne im Großkunden- und mittleren Absatzsegment zurückzuführen. Der Gasabsatz an Geschäftskunden entspricht einem Anteil i. H. v. rund 44 Prozent am Gesamtabsatz.

Der Erdgasabsatz an **Vertriebspartner** lag mit insgesamt 2.401,3 GWh um rund -155 GWh bzw. rund -6 Prozent unter dem Vorjahr. Die abgesetzte Erdgasmenge an Vertriebspartner entspricht einem Anteil i. H. v. rund 36 Prozent am Gesamtabsatz.

Die Beschaffung erfolgte in Kooperation mit einer Vielzahl von Handelspartnern aus breit diversifizierten Quellen.

Wärme

Der Wärmeabsatz belief sich im Geschäftsjahr auf insgesamt 1.080,3 GWh (Vorjahr: 1.088,9 GWh). Hiervon entfielen auf unsere zentralen Wärmeerzeugungsanlagen in Jena und Bad Salzungen 441,5 GWh (Vorjahr: 442,1 GWh) sowie auf unsere Erzeugungsanlage in Rudolstadt/ Schwarza 606,7 GWh (Vorjahr: 614,5 GWh). Der übrige Wärmeabsatz betraf die dezentralen Erzeugungsanlagen.

Im Bereich der dezentralen Wärmeversorgung haben wir zum Bilanzstichtag 50 dezentrale Erzeugungsanlagen mit einer installierten thermischen Leistung i. H. v. 25,9 MWp sowie einer installierten elektrischen Leistung i. H. v. 3,2 MWp betrieben. Mit Hilfe der dezentralen Erzeugungsanlagen haben wir 22 kommunale Kunden (v. a. Rathäuser, Sportzentren und Schulen) versorgt. Im Bereich der Wohnungswirtschaft belieferten wir 17 weitere Abnehmer.

II.2.5 Elektromobilität

Im Geschäftsfeld Elektromobilität haben wir den Ausbau der öffentlichen (Schnell-) Ladeinfrastruktur fortgesetzt und unsere Position als zentraler Infrastrukturdienstleister und Vorreiter bei der Umsetzung der Verkehrswende in Thüringen gefestigt. Im aktuellen Berichtszeitraum war die TMO der Ladesäulenbetreiber mit den meisten Ladepunkten in Thüringen. In 2024 haben wir den Betrieb von insgesamt mehr als 400 Schnell- bzw. 300 Normalladepunkten (Vorjahr: 180 bzw. 230) verantwortet, was in etwa der Hälfte aller (Schnell-) Ladepunkte in Thüringen entspricht. Neben dem Ladenetzausbau selbst, haben wir auch unsere digitalen Service- und Produktangebote weiterentwickelt. Um noch mehr Thüringer vom Umstieg auf die Elektromobilität zu überzeugen, haben wir u. a. eine benutzerfreundliche Ladeapp eingeführt. Ein halbes Jahr nach Einführung wurde diese bereits von mehr als 5.500 Kunden genutzt.

Der Ladestromabsatz hat sich im Vergleich zum Vorjahr nahezu verdoppelt. Trotz der deutlichen Umsatzsteigerung beim Verkauf von Ladestrom war der Bereich Elektromobilität infolge des sich noch im Aufbau befindlichen Geschäftsfeldes nicht kostendeckend. Die TMO rechnet derzeit ab dem Geschäftsjahr 2028 mit positiven Ergebnisbeiträgen.

In 2024 haben wir an der Autobahnabfahrt bei Schleiz unser bislang größtes HPC-Schnellladeprojekt umgesetzt: Insgesamt 20 HPC-Schnell-Ladestationen stehen unseren

Kunden dort zur Verfügung. An der Planung und Realisierung waren ausschließlich Thüringer Bauunternehmen beteiligt.

II.2.6 Messwesen

Voranschreiten des Smart-Meter-Rollouts

In unserer Unternehmensgruppe ist die TEN als gMSB und VNB für die Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben des Smart-Meter-Rollouts bzw. des netzdienlichen Steuerns und Schaltens von Einspeisern und Abnehmern verantwortlich. Dabei wird sie durch die TMZ unterstützt, die als Kompletdienstleister die gesamte Prozesskette für den konventionellen und intelligenten Messstellenbetrieb übernimmt. Diese reicht vom Einbau der Mess- und Steuereinrichtungen bis hin zur Aufbereitung der Messdaten für Abrechnungszwecke. Im Auftrag der TEN hat die TMZ im Geschäftsjahr 2024 rund 590.000 Strom- sowie rund 110.000 Gaszähler in deren Netzgebiet betreut und insgesamt rund 6.360 (Vorjahr: 8.870) Messlokationen mit iMSys sowie rund 54.050 (Vorjahr: 41.730) Messlokationen mit mME ausgestattet. Die neue, digitale Messtechnik ist damit bei insgesamt rund 20 (Vorjahr: 19) Prozent der iMSys- sowie bei rund 51 (Vorjahr: 41) Prozent der mME-Pflichteinbaufälle im Netzgebiet des gMSB TEN installiert. Die gesetzlichen Vorgaben zum Smart-Meter-Rollout wurden hiermit erfüllt.

Netzdienliche Steuerung von Verbrauchseinrichtungen

Das GNDEW in Verbindung mit § 14a EnWG verpflichtet MSB zudem dazu, ab dem Jahr 2025 eine technische Infrastruktur bereitzustellen, die es dem Netzbetreiber ermöglicht, steuerbare Verbrauchseinrichtungen über das sog. „Smart-Meter-Gateway“ (SMGw) entsprechend der aktuell vorherrschenden Lastsituation netzdienlich zu steuern und ggf. zu dimmen. Dies umfasst u. a. PV-Anlagen, Wallboxen und Wärmepumpen. Die Umsetzung der Vorgaben erfordert zahlreiche Zwischenschritte, sodass neben den iMSys auch entsprechende Steuerungstechnik verbaut, die IT-Systeme – sowohl des Netzbetreibers als auch des MSB – funktional ertüchtigt, neue Schnittstellen ausgeprägt sowie die entsprechenden Betriebsprozesse überarbeitet bzw. neu definiert und implementiert werden müssen. Das komplexe prozessuale Zusammenspiel der verschiedenen Akteure und technischen Komponenten hat die TMZ im Geschäftsjahr im Netzgebiet der TEN im Rahmen mehrerer Pilotprojekte erprobt.

Da die TMZ ihre IT-Systemplattform mandantenübergreifend freigegeben bzw. um die Systemkomponente für einen sog. „externen Marktteilnehmer“ erweitert hat und ihren Kunden die volle Funktionalität des CLS-Management-Systems anbietet, können alle Kunden der TMZ von den Erfahrungen aus diesen Pilotprojekten profitieren.

Ausbau des Drittgeschäfts

Die TMZ richtet ihr deutschlandweites Leistungsportfolio sowohl an gMSB als auch wMSB. Dieses umfasst neben dem Messstellenbetrieb und dem Messdatenmanagement hochspezialisierte weitere Leistungen, wie Prüfstellenleistungen und die SMGw-Administration. Im Geschäftsjahr 2024 haben mehrere gMSB die TMZ mit der langfristigen Administration ihrer SMGw-Infrastruktur und der Aufgabe des Messdatenmanagements für iMSys beauftragt. Im Rahmen eines Onboarding-Projektes wurden erstmals rund 1.400 bereits ausgrollte SMGw vom bisherigen SMGw-Administrator erfolgreich auf die Systemplattform der TMZ migriert.

Im Geschäftsfeld Prüfstellenleistungen konnte die TMZ ihre Marktposition weiter ausbauen und mit mehreren MSB mehrjährige Rahmenverträge abschließen. Zum Stichtag betreute die TMZ im Drittgeschäft insgesamt rund 25.050 iMSys.

II.2.7 Telekommunikation

Verdopplung eigenwirtschaftlicher Glasfaserausbau

Die TNK verantwortet den Ausbau und den Betrieb unserer Telekommunikationsinfrastruktur sowie die dazugehörigen Vertriebsaktivitäten und hat im Berichtszeitraum den eigenwirtschaftlichen und geförderten Glasfaserausbau in rund 200 Thüringer Städten und Gemeinden vorangetrieben. Die Gesellschaft ist Betreiber des zweitgrößten Glasfasernetzes im Freistaat. Neben Privatkunden, ortsansässigen Wirtschaftsunternehmen und großen Internetanbietern wird die leistungsfähige Glasfaserinfrastruktur u. a. von den Thüringer Hochschulen und Schulen genutzt. Das sich in unserem Eigentum befindliche Glasfasernetz hat eine Gesamtlänge von rund 7.100 km.

Im Geschäftsjahr 2024 haben wir uns in insgesamt 17 geförderten Ausbauprojekten der Beseitigung der sog. „weißen Flecken“ gewidmet. Zum Stichtag waren insgesamt 7 Förderprojekte bautechnisch abgeschlossen, für 7 Projekte wurden die Endverwendungsnachweise beim Fördermittelgeber eingereicht. Insgesamt wurden bisher mehr als 1.200 km Glasfaserkabel im geförderten Bereich verlegt und rund 9.600 Adressen angeschlossen. Das Gesamtauftragsvolumen liegt im dreistelligen Millionenbereich. Die geförderten Investitionen erfolgten u. a. im Unstrut-Hainich- und im Ilm-Kreis, im Altenburger Land, in Zeulenroda-Triebes, in der Gemeinde Am Ettersberg sowie in Blankenhain, Sonneberg, Feldstein und Bad Tabarz.

In eigenwirtschaftliche Ausbauprojekte hat die TNK im Berichtszeitraum insgesamt 40,1 Mio. € investiert (Vorjahr: 17,7 Mio. €) – und damit ihr eigenwirtschaftliches Investitionsvolumen das zweite Jahr in Folge mehr als verdoppelt. In mehreren Clustern wurden erste Kundenanschaltungen realisiert und die Erschließung einzelner Ortschaften bautechnisch abgeschlossen, so u. a. in Sollstedt und Herbsleben. In weiteren Projektgebieten erfolgte der Start der Baumaßnahmen bzw. wurden Planungs- und Genehmigungsverfahren in Gang

gesetzt. In eigenwirtschaftlichen Ausbauprojekten wurden im Berichtszeitraum rund 300 km (Vorjahr: 123 km) Glasfaserkabel verlegt und bisher insgesamt rund 70.000 Haushalte (Vorjahr: 58.000) angeschlossen.

Kunden- und Umsatzzunahme im Privat- und Geschäftskundenbereich

Im Berichtszeitraum zählte die TNK insgesamt rund 93.400 Kunden, was einem Anstieg i. H. v. +6,8 Prozent gegenüber dem Vorjahr entspricht. Insbesondere bei den FTTH-Anschlüssen nahmen die TNK-Kundenzahlen kontinuierlich zu, bei parallel ansteigenden FTTC-Kundenzahlen. Erste Erfolge aus Kooperationsverträgen im Bereich der Wohnungswirtschaft zeigten sich ebenso bei der Entwicklung der HFC-Kunden (Kabelnetze); die geplanten Kundenzahlen konnten hier deutlich übertroffen werden. Infolge der positiven Kundenentwicklung war ein Anstieg des Gesamtumsatzes im Telekommunikationsgeschäft zu verzeichnen, mit einer Steigerung der Umsatzzahlen sowohl im Privat- (+7,5 Prozent) als auch Geschäftskundenbereich (+4,9 Prozent).

Der Absatz von Telekommunikationsprodukten im mittleren Bandbreitenbereich entwickelte sich stabil. Hochleistungsfähige Glasfaserprodukte mit sehr hohen Bandbreiten wurden zumeist in FTTH-Ausbaugebieten nachgefragt. Im Geschäftsjahr 2024 waren beim leistungsfähigsten Breitband-Tarif der TNK (mit bis zu 1.000 Mbit/ s) als Ergebnis einer gezielten Vermarktungskampagne in Verbindung mit einer attraktiven Angebotslegung die höchsten Absatzzahlen zu verzeichnen.

In 2024 hat die TNK die wirtschaftliche Vermarktung und den störungsfreien Betrieb des von uns miterrichteten Rechenzentrums am Thüringer Wald fortgeführt.

II.2.8 Beteiligungen

Zum 31. Dezember 2024 umfasste das Beteiligungsportfolio der TEAG-Gruppe insgesamt 63 Unternehmen. Zum Stichtag waren wir an 25 Stadtwerken bzw. Netzgesellschaften, 11 Energieprojektgesellschaften, 15 Energiedienstleistungsgesellschaften und 12 sonstigen Unternehmen aus den Bereichen EE, Wärmeerzeugung und energienahe Dienstleistungen beteiligt. Da die Mehrzahl der Stadtwerke ihre Strom- und Gasnetzbetriebe auf Netzgesellschaften übertragen hat, sind wir zudem an 13 Netzgesellschaften mittelbar beteiligt.

Das Beteiligungsergebnis der TEAG wird im Wesentlichen durch Stadtwerksbeteiligungen geprägt. Die Thüringer Stadtwerke bzw. kleinere und mittlere EVU stehen aktuell vor historisch beispiellosen Herausforderungen, die sich aus der praktischen Umsetzung der Energie- und Wärmewende ergeben. Hierzu gehören u. a. der erhebliche Anstieg der Netzinvestitionen bei steigenden Finanzierungskosten und begrenzten kommunalen Haushaltsbudgets sowie die Notwendigkeit zur Umsetzung komplexer und ressourcenintensiver IT-Projekte. Im

Geschäftsjahr 2024 verringerten sich die Gewinnausschüttungen der Stadtwerke aufgrund von Sondereffekten im Vorjahr auf insgesamt 22,3 Mio. € (Vorjahr: 24,5 Mio. €). Im Hinblick auf diese gemeinsam notwendigen Kraftanstrengungen fanden im Berichtszeitraum Einzahlungen zur Eigenkapitalstärkung der Stadtwerksbeteiligungen i. H. v. insgesamt 3,3 Mio. € sowie zusätzlich anteilige Gewinnthesaurierungen i. H. v. 6,7 Mio. € statt. Im Berichtszeitraum wurden zudem mehrere Anteilskaufverträge zur Aufstockung der Beteiligungen an verschiedenen Thüringer Stadtwerken geschlossen.

Zur Umsetzung der Energiewende investieren wir in neue Geschäftsfelder, mit einem Schwerpunkt auf mittelgroße bis große Projekte für Industrie- und Gewerbekunden. Im Privatkundenbereich führen die veränderten Rahmenbedingungen zu einer teilweise schwierigen Marktsituation. Die hohe Wettbewerbsintensität in Verbindung mit hohen Vertriebsaufwänden führten zu anhaltenden Ergebnisbelastungen, sodass zum Jahresende für die eness GmbH i. L., München, keine positive Marktperspektive mehr bestand. Vor diesem Hintergrund erfolgten Einzahlungen in die Kapitalrücklage der Gesellschaft sowie eine Wertkorrektur des gesamten Beteiligungsbuchwertes. Der operative Geschäftsbetrieb wurde eingestellt und die Gesellschaft zum Jahresende liquidiert.

In 2024 haben wir den operativen Aufbau des Geschäftsfeldes Wasserver- und Abwasserentsorgung fortgesetzt, und unser Beteiligungsportfolio um zusätzliche Ingenieursleistungen bei der Planung, Bauabwicklung und -betreuung von (kommunalen) Wasser- und Abwasserprojekten ergänzt. In diesem Zusammenhang wurde u. a. auch eine staatlich anerkannte Prüfstelle für Wasserzähler erworben.

II.2.9 Nichtfinanzielle Leistungsindikatoren

II.2.9.1 Mitarbeiter

Aktuelle Mitarbeiterstruktur

Zum 31. Dezember 2024 waren insgesamt 2.175 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in der TEAG-Gruppe beschäftigt. Der Anteil der weiblichen Beschäftigten lag bei rund 36 Prozent. Das Durchschnittsalter der Beschäftigten belief sich auf rund 44 Jahre. Die durchschnittliche Beschäftigungsdauer in unserer Unternehmensgruppe betrug rund 14 Jahre.

Mitarbeitergewinnung und Neuordnung Personalbereich

Die energiewendebedingten Veränderungen bzw. Transformationsaufgaben erhöhen die Anforderungen an das Personalrecruiting. Die zügige Umsetzung unseres Investitionsprogrammes erfordert die Aufstockung des Personalbestandes: Insgesamt 300 zusätzliche Mitarbeiter wollen wir bis zum Jahr 2028 für unsere Unternehmensgruppe gewinnen. Der branchenübergreifende Fachkräftemangel trifft dabei auf ein spezifisches

(energie-) wirtschaftliches Umfeld, das die Rekrutierung von geeigneten Mitarbeitern, etwa im Sinne einer Mehrspartenqualifikation, erschwert. In diesem Zusammenhang steigen auch die Anforderungen von Arbeitnehmern an die Rahmenbedingungen ihrer Arbeit, beispielsweise im Hinblick auf die Flexibilisierung von Arbeitszeiten und das Angebot von geförderten Arbeitgeberleistungen. Die Herausforderungen im Personalbereich werden durch das Ausscheiden der geburtenstarken Jahrgänge aus dem Erwerbsleben zusätzlich verschärft. Ein Großteil der sich abzeichnenden, altersbedingten Austritte aus der TEAG-Gruppe betrifft dabei den Netzbetreiber TEN.

Um die Fachkräftegewinnung und -sicherung nachhaltig zu stärken, haben wir eine Vielzahl an Maßnahmen umgesetzt bzw. initiiert. Im Geschäftsjahr 2024 wurde der Personalbereich neu organisiert: Schnittstellen wurden geschärft und u. a. die Bereiche HR-Marketing, Personalrecruiting sowie Personalentwicklung neu aufgestellt. Zudem wurden eine bundesweite Recruitingkampagne gestartet und eine Strategie zur weiteren Digitalisierung der Personalprozesse verabschiedet.

Mitarbeiterbonus- und -vorteilsprogramme

Um die Arbeitgeberattraktivität der TEAG-Gruppe weiter zu steigern, bieten wir unseren Mitarbeitern zudem verschiedene geförderte Arbeitgeberleistungen. Diese umfassen u. a. eine betriebliche Altersvorsorge, verschiedene Mitarbeitervorteilsprogramme (wie etwa ein „Mitarbeiter-werben-Kunden“- sowie ein Einkaufs-Vorteilsprogramm), ein arbeitgeberfördertes Firmenleasing von Fahrrädern (JobBike), ein TEAG-eigenes Bonusmodell beim Bezug eines Produktes der Unternehmensgruppe, oder auch die Möglichkeit, eine bezuschusste Berufsunfähigkeitsversicherung zu attraktiven Konditionen abzuschließen. Im Rahmen eines Modellprojektes konnten sich Mitarbeiter der TEAG-Gruppe im Berichtszeitraum zudem erstmals finanziell an der Errichtung eines PV-Parks beteiligen. Darüber hinaus wurde eine Konzernbetriebsvereinbarung auf den Weg gebracht, die es Mitarbeitern ermöglicht, Entgelt in Freizeit umzuwandeln.

Personalentwicklung und Weiterbildungen für Fach- und Führungskräfte

Eine zentrale Voraussetzung für die Umsetzung unseres energiewendebedingten Investitionsprogrammes liegt in der engagierten Arbeit von qualifizierten und motivierten Fach- und Führungskräften. Zur Kompensation u. a. auch der altersbedingten Austritte investieren wir daher in eine umfassende Weiterbildung unserer Mitarbeiter, sowohl im Rahmen der TEAG-eigenen Akademie als auch in Form von externen Bildungsangeboten. Im Fokus stehen persönliche Qualifizierungsmaßnahmen und gezielte Weiterbildungsangebote, die durch unsere Personalentwicklung konzipiert und koordiniert werden. Im Geschäftsjahr wurden über das interne Personalentwicklungs- und Weiterbildungsprogramm der TEAG

insgesamt 1.187 Mitarbeiter in Methoden-, Sozial-, Veränderungs-, Fach- und Führungskompetenzen geschult.

Tätigkeiten der Aus- und Fortbildung

Im Geschäftsjahr 2024 haben rund 600 Mitarbeiter und rund 3.000 externe Teilnehmer das berufliche Aus- und Fortbildungsangebot der TEAG-Akademie durch Teilnahme an einem von rund 400 im Berichtszeitraum durchgeführten Seminaren, Workshops, Studienkursen und ähnlichen Veranstaltungen wahrgenommen.

Am beruflichen Ausbildungsprogramm der TEAG Akademie haben zum 31. Dezember 2024 insgesamt 230 Auszubildende teilgenommen, von diesen gehörten 133 der TEAG-Gruppe an.

II.2.9.2 Gewährleistung des Gesundheits- und Arbeitsschutzes

Seit dem Jahr 2006 verfügen wir über ein integriertes Managementsystem für Gesundheits-, Arbeits- und Umweltschutzbelange, das 2011 erstmalig zertifiziert und 2016 durch ein zertifiziertes Energiemanagementsystem nach ISO 50001 ergänzt wurde (sog. „HS2E-Management“). Das System legt konkrete Verhaltensansätze und übergreifende Mindeststandards fest, zu denen regelmäßige Überwachungsaudits stattfinden. Im aktuellen Berichtszeitraum wurde eine erfolgreiche Rezertifizierung durchgeführt.

Zur Schaffung eines einheitlichen HS2E-Bewusstseins wurden erneut HS2E-Ziele definiert, auf Basis derer verschiedene Maßnahmen durchgeführt wurden. Zur Verbesserung der präventiven Einflussnahme erfolgten durch die Führungskräfte u. a. Begehungen auf Baustellen und an Arbeitsplätzen, zudem fanden durch diese regelmäßige Unterweisungen statt. Weitere Maßnahmen umfassten u. a. das Angebot von Grippeschutzimpfungen. Hinzu kamen Feuerlösctrainings für Brandschutzhelfer und Auszubildende sowie Angebote zur Gefährdungsbeurteilung bei psychischer Belastung.

Maßgeblich für die Leistungsbewertung im Bereich Arbeitssicherheit ist der sog. „Total Recordable Injury Frequency Index“ (TRIF). Die TRIF-Kennzahl ergibt sich aus der Anzahl der erfassten Arbeits- bzw. Dienstwegeunfälle bezogen auf eine Million Arbeitsstunden. Der Wert berücksichtigt nicht nur die Anzahl der Verletzungen mit Ausfallzeiten, sondern erfasst auch Unfälle, die eine eingeschränkte Arbeitsfähigkeit zur Folge haben oder nach denen der Mitarbeiter zwar medizinisch behandelt wurde, aber keine Ausfallzeiten entstehen. In die Berechnung werden die hundertprozentigen Tochterunternehmen sowie die für uns tätigen Vertragspartner und deren Mitarbeiter mit einbezogen. Für das Jahr 2024 ergibt sich ein TRIF i. H. v. 3,0 (Vorjahr: 8,6). Konzernweit verzeichneten wir im Geschäftsjahr 17 TRIF-relevante Unfälle (Vorjahr: 42) mit insgesamt 243 Ausfalltagen (Vorjahr: 563), davon 5 TRIF-relevante Unfälle mit 25 Ausfalltagen bei der TEAG selbst (ohne Töchter und Dienstleister). Für das Geschäftsjahr 2025 wird angestrebt, einen TRIF-Wert i. H. v. 4,8 nicht zu überschreiten.

II.2.9.3 Klimaschutz und Nachhaltigkeit

Das übergeordnete Ziel der TEAG-Gruppe liegt in der Gewährleistung der Sicherheit und Verlässlichkeit der Thüringer Stromversorgung. Dabei haben wir uns dem Klima- und Umweltschutz sowie dem sparsamen Umgang mit natürlichen Ressourcen verpflichtet. Zur Realisierung unserer Unternehmensziele im Bereich Klimaschutz und Nachhaltigkeit setzen wir zahlreiche, nicht zuletzt auch geschäftsfeldübergreifende Maßnahmen um.

Im Berichtsjahr haben die regenerativen PV-Anlagen der TSO insgesamt 15,9 Mio. kWh Strom erzeugt (Vorjahr: 15,0 Mio. kWh). Auf die PV-Anlagen der TEAG entfiel eine Erzeugungsmenge i. H. v. 2,8 Mio. kWh Strom (Vorjahr: 2,5 Mio. kWh). Daneben werden im PV-Bereich Städte und Gemeinden bei ihrem Engagement für eine nachhaltige Energieerzeugung und einen aktiven Klimaschutz unterstützt. Hierfür wurden inzwischen mehr als 100 PV-Anlagen auf Dächern kommunaler Liegenschaften durch die KomSolar Stiftung, Erfurt, errichtet.

Im Berichtszeitraum hat die TSO ein Pilotprojekt zur Förderung von Biodiversität bei der Errichtung von Solarparks gestartet. Häufig werden Flächen, die sich für große Solarparks eignen, landwirtschaftlich oder gewerblich genutzt – und intensiv bewirtschaftet. Solarparks bieten hier ein gewisses Renaturierungspotenzial. Gemeinsam mit einem Projektpartner werden u. a. im Rahmen eines PV-Projektes in Birkigt die ökologischen Chancen von PV-Parks und die langfristigen Auswirkungen von diversitätsfördernden Maßnahmen auf Tier- und Pflanzenwelt untersucht. Um den PV-Park Birkigt wurde u. a. ein rund 500 Quadratmeter großer Blühstreifen mit Thüringer Saatgut geschaffen, der zusätzlich zu einem etwa 1.000 Quadratmeter großen Grünlandstreifen als Lebensraum für verschiedene Insekten- und Kriechtierarten dient.

Bei der Vermarktung des von der TSO errichteten Solarparks in Birkigt mit einer installierten Anlagenleistung i. H. v. 2 MWp werden darüber hinaus neue Wege der Kommunal- bzw. Bürgerbeteiligung erprobt. Mit der betreffenden Gemeinde wurde so z. B. erstmals ein Vertrag zur Beteiligung mit der freiwilligen EEG-Umlage umgesetzt. Im Rahmen eines Modellprojektes konnten sich Mitarbeiter der TEAG-Gruppe finanziell an der PV-Investition beteiligen. Zukünftig könnte ein solches Modell auch den Bürgern der betreffenden Kommunen angeboten werden.

Im Rahmen des regionalen H₂-Projekts TH₂ECO arbeitet die TEAG mit Branchenpartnern und Forschungseinrichtungen zusammen, um mit klimaneutral erzeugter Energie aus nordthüringischen Windparks und Solaranlagen grünen H₂ zu erzeugen. Dieser könnte zukünftig über eine Leitung nach Erfurt geleitet und dort etwa für die CO₂-freie FernwärmeverSORGUNG nutzbar gemacht werden. Das Pilotprojekt erforscht die Möglichkeiten zur Produktion, Speicherung und Weiterverteilung des Energieträgers H₂ und legt den Grundstein für eine regionale H₂-Wirtschaft in Thüringen.

Im Rahmen einer H₂-Konferenz wurde im ersten Quartal des Jahres gemeinsam mit anderen Netzbetreibern, eine Grundsatzvereinbarung für die Umstellung der fossilen (Erd-) Gasleitungsinfrastruktur auf H₂ unterzeichnet. Die Vereinbarung sieht einen engen Austausch zwischen den Projektpartnern in Bezug auf insgesamt 12 Gasnetzvorhaben vor, deren

Umsetzung bis einschließlich zum Jahr 2029 geplant ist. Im Rahmen der Projekte sollen Teile der Netzinfrastruktur für den Transport und die Verteilung von H₂ umgestellt werden. Mit der Vereinbarung soll zudem v. a. ein zügiger Anschluss der Thüringer Gasnetzinfrastruktur an das deutsche H₂-Backbone-Netz gewährleistet werden. Im schnellen Aufbau einer funktionierenden H₂-Wirtschaft liegt ein Kernelement zur Schaffung von Planungssicherheit für größere Industriekunden und -unternehmen sowie den Thüringer Mittelstand auf dem Weg zur Klimaneutralität. Mit der Zusammenarbeit im Rahmen der Grundsatzvereinbarung werden laufende Projekte, wie z. B. das TH₂ECO-Projekt, fortgeführt.

Im Erzeugungsbereich liegt das Ziel darin, die Erzeugung aus EE deutlich auszubauen und den konventionellen Erzeugungskapazitäten mittel- bis langfristig mindestens gleichzustellen. Dies umfasst auch den Ausbau von regenerativen (Fern-) Wärmeversorgungsprojekten, bei dem die Thüringer Städte und Gemeinden aktiv unterstützt werden, u. a. im Rahmen der KWP. Im Berichtszeitraum haben wir hierzu ein umfassendes Dienstleistungsangebot entwickelt. Über die TWS sind wir im deutschlandweiten Netzwerk „Grüne Fernwärme“ aktiv. Hier bringen wir uns gemeinsam mit anderen Regionalversorgern und Thüringer Stadtwerken im Rahmen des sog. „Nationalen Aktionsplanes Energieeffizienz“ in das Energieeffizienz-Netzwerk „EVU Thüringen“ ein.

Sog. „kalte Nahwärmenetze“ stellen eine besonders innovative Form der Wärmeversorgung dar und gelten als eine der besten Möglichkeiten, die Wärmewende schnell und kostengünstig zu realisieren. Im Rahmen von (Pilot-) Projekten arbeiten wir an der nachhaltigen Nutzung von Umweltwärme aus der Erde, der Luft und aus Gewässern. Im Geschäftsjahr 2024 haben wir in Weida und Gera-Langenberg die Umsetzung klimafreundlicher Quartiersprojekte mit hochmodernen iKWK-Systemen fortgeführt.

Als TEAG-Gruppe betreiben wir seit dem Jahr 2016 öffentliche Ladeinfrastruktur im Bereich Elektromobilität. Über den Ausbau der (Schnell-) Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge fördern wir die Umsetzung der Energiewende im Verkehrsbereich. Im Berichtszeitraum haben wir an der Autobahnabfahrt bei Schleiz unser bislang größtes HPC-Schnellladeprojekt umgesetzt: Insgesamt 20 HPC-Schnell-Ladestationen stehen unseren Kunden hier nun zur Verfügung. Der Standort zeichnet sich u. a. durch mehrere barrierefreie Ladeplätze sowie eine naturnahe Holzüberdachung mit extensiver Begrünung aus. Das Ladeprojekt in Schleiz soll als Pionierprojekt für weitere Vorhaben gelten.

Neben dem Ausbau der öffentlichen Ladesäuleninfrastruktur wurde auch die Elektrifizierung des unternehmensinternen Fuhrparks fortgeführt: Der Anteil von Elektrofahrzeugen im eigenen Fahrzeugbestand beläuft sich auf mehr als 40 Prozent (Vorjahr: 34 Prozent). Für 2025 streben wir an, eine Elektrifizierungsrate i. H. v. 50 Prozent zu erreichen.

Unter dem Mitarbeiter- und Gästeparkplatz der TEAG-Hauptverwaltung in Erfurt – an dem wir unseren Mitarbeitern und Gästen zahlreiche Lademöglichkeiten zur Verfügung stellen – befindet sich die größte Geothermie-Anlage Thüringens, die in Verbindung mit effizienten Wärmepumpen zwei Drittel des Verwaltungskomplexes heizt bzw. kühlt. Auf dem TEAG-

Campus wird derzeit zudem ein neues Bürogebäude in umweltfreundlicher Holzhybridbauweise errichtet.

Die zur Finanzierung der energiewendebedingten Transformationsprojekte eingeworbenen Kreditmittel unserer Darlehensgeber orientieren sich zunehmend an den EU-Vorgaben für Klimaschutz und Nachhaltigkeit. Unsere Anteilseigner und Geschäftspartner werden wir ab dem kommenden Jahr u. a. auch im Rahmen der Umsetzung der sog. „Corporate Sustainability Reporting Directive“ (CSRD) bzw. der sog. „EU-Taxonomie“ über unsere Nachhaltigkeitsprojekte informieren. Die CSRD legt neue, europaweit einheitliche Standards für die Darstellung von Umwelt-, Sozial- und Governance-Themen (sog. „ESG“) fest. Die EU-Taxonomie definiert ein einheitliches Klassifikationssystem für ökologisch nachhaltige Wirtschaftstätigkeiten. Im Berichtszeitraum wurden hierzu notwendige Vorbereitungen getroffen.

Darüber hinaus haben wir in 2024 neue gesetzliche Anforderungen umgesetzt, die sich aus dem LkSG ergeben. In diesem Zusammenhang haben wir einen Menschenrechtsbeauftragten in unserer Unternehmensgruppe benannt, operative Maßnahmen zur Überwachung unserer Lieferketten implementiert sowie eine entsprechende Grundsatzerklärung veröffentlicht.

Zur Gewährleistung eines umfassenden Klima- und Umweltschutzes wird die TEAG auch in Zukunft strategische und operative Meilensteine definieren und deren Umsetzung verfolgen. Wir haben uns zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2035 in allen wesentlichen Geschäftsfeldern nachhaltig zu wirtschaften bzw. CO₂-neutral zu sein.

II.3 Lage des Konzerns

II.3.1 Gesamtaussage zum Geschäftsverlauf und zur Lage des Konzerns

Die Geschäftsfelder der TEAG haben sich im Berichtszeitraum in einem volatilen und teilweise schwierigen Markt- bzw. Aufgabenfeld bewegt. Große Herausforderungen lagen neben den komplexen konjunkturellen und unsicheren politischen Rahmenbedingungen v. a. in der Gewinnung notwendiger Personalressourcen, dem hohen Preisniveau auf den Beschaffungsmärkten sowie der ausgeprägten Wettbewerbsintensität, etwa beim Energievertrieb, dem PV-Geschäft und der Elektromobilität. Im Beteiligungsportfolio der TEAG-Gruppe wurden aktiv Maßnahmen zur Stabilisierung mehrerer Thüringer Stadtwerke umgesetzt.

Die strategischen Unternehmensziele konnte die TEAG-Gruppe trotz des schwierigen Marktumfeldes weitgehend erreichen. Der breit angelegte Geschäfts- und Versorgungsansatz des TEAG-Konzerns diversifiziert Unternehmensrisiken und sichert in Verbindung mit unserer „7 Netze“-Strategie den langfristigen Erfolg.

Im Hinblick auf unsere finanzwirtschaftlichen Kennzahlen erwirtschafteten wir ein EBITDA von 265,1 Mio. € (Vorjahr: 251,3 Mio. €) sowie ein EBT i. H. v. 123,5 Mio. € (Vorjahr: 121,3 Mio. €).

Damit haben wir unsere im letzten Geschäftsjahr gesetzten Ziele, ein EBITDA zwischen 225 Mio. € und 245 Mio. € sowie ein EBT zwischen 95 Mio. € und 110 Mio. €, übertroffen. Beim erzielten Konzernjahresüberschuss lagen wir mit insgesamt 76,1 Mio. € (Vorjahr: 81,4 Mio. €), bei einem Planwert zwischen 65 Mio. € und 80 Mio. €, im oberen Bereich des für das Geschäftsjahr 2024 prognostizierten Gesamtergebnisses.

Der energiewirtschaftliche Rohüberschuss verbesserte sich im Vergleich zum Planansatz um +4,9 Prozent auf insgesamt 451,2 Mio. €. Insbesondere konnten im Vertriebsbereich +37,4 Mio. € bessere Ergebnisse als geplant erzielt werden. Dabei wirkten sich aperiodische Effekte im Strombereich ergebniserhöhend aus. Dem entgegen verringerte sich der Rohüberschuss im Erzeugungsbereich um insgesamt -11,5 Mio. €, u. a. aufgrund der verzögerten Inbetriebnahme der Gasmotorenanlage des HKW Jena.

Die geplanten Ergebnisse aus den Beteiligungen lagen insgesamt auf Planniveau. Positiv auf das Gesamtergebnis wirkten sich im Berichtsjahr eine deutliche Verringerung der Aufwendungen aus Verlustübernahmen i. H. v. -9,8 Mio. € sowie niedrigere Abwertungen im Umlaufvermögen i. H. v. insgesamt -13,3 Mio. € im Vergleich zum Vorjahr aus. Dem entgegen standen im Geschäftsjahr höhere Abwertungen auf Finanzanlagevermögen aus dem Bereich EE i. H. v. insgesamt 40,0 Mio. € (Vorjahr: 11,5 Mio. €).

Das geplante Zinsergebnis verbesserte sich um +10,6 Mio. € aufgrund von Tages- und Festgeldanlagen zu günstigen Zinsenbedingungen sowie einem verzögerten Abruf von Fremdkapitaldarlehen.

Das budgetierte Investitionsvolumen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen für das Geschäftsjahr 2024 betrug rund 300 Mio. €. Während des laufenden Geschäftsjahrs 2024 wurde das Investitionsvolumen in verschiedenen Geschäftsbereichen, u. a. für den Glasfaserausbau um +24,4 Mio. €, an die aktuellen Rahmenbedingungen angehoben. Insgesamt konnte mit 264,9 Mio. € getätigten Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen das Planbudget nicht volumnfänglich erreicht werden. Große Herausforderungen bei der Umsetzung des ambitionierten Investitionsplanes waren u. a. Verzögerungen bei dezentralen Wärmeprojekten und dem Anschluss von Biogaseinspeiseanlagen sowie im Breitbandausbau. In vielen Bereichen bestanden insbesondere Engpässe bei Planungsleistungen, behördlichen Genehmigungen und Dienstleistungen, Material und Personal.

II.3.2 Ertragslage des Konzerns

	2024	2023	Veränd.
	Mio. €	Mio. €	Mio. €
Umsatzerlöse	3.129,9	3.199,4	-69,5
Bestandsveränderungen	-3,2	6,3	-9,5
Andere aktivierte Eigenleistungen	18,6	14,2	4,4
Sonstige betriebliche Erträge	88,1	74,5	13,6
Materialaufwand	2.781,7	2.861,0	-79,3
Rohergebnis	451,7	433,4	18,3
Personalaufwand	168,5	159,6	8,9
Sonstige betriebliche Aufwendungen	39,2	34,9	4,3
Erträge aus Beteiligungen	21,2	22,3	-1,1
Aufwendungen aus Verlustübernahmen	0,1	9,9	-9,8
EBITDA	265,1	251,3	13,8
Abschreibungen	138,3	124,3	14,0
EBIT	126,8	127,0	-0,2
Zinsergebnis	-3,3	-5,7	2,4
Ergebnis vor Steuern vom Einkommen und vom Ertrag (EBT)	123,5	121,3	2,2
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	47,4	39,9	7,5
Ergebnis nach Steuern	76,1	81,4	-5,3
Konzernjahresüberschuss	76,1	81,4	-5,3

Die Umsatzerlöse verringerten sich im Vergleich zum Vorjahr leicht, lagen mit insgesamt 3.129,9 Mio. € jedoch auf einem stabilen Niveau. Die Stromerlöse erhöhten sich um +6,4 Prozent auf insgesamt 2.371,4 Mio. €. In den energiewirtschaftlichen Sparten Erdgas und Wärme verringerten sich die Erlöse dagegen auf 562,0 Mio. € (Vorjahr: 743,1 Mio. €) bzw. 87,4 Mio. € (Vorjahr: 129,0 Mio. €). Diesen Entwicklungen liegen überwiegend Preisrückgänge bei der Beschaffung für Energie zu Grunde.

Des Weiteren wurden Erlöse aus Telekommunikationsdienstleistungen i. H. v. 47,0 Mio. € (Vorjahr: 44,3 Mio. €) sowie sonstige Umsatzerlöse i. H. v. 51,0 Mio. € (Vorjahr: 43,9 Mio. €) erwirtschaftet.

Im Berichtszeitraum wurden in den energiewirtschaftlichen Sparten und im Bereich Telekommunikation Ertragszuschüsse i. H. v. 11,2 Mio. € (Vorjahr: 11,1 Mio. €) aufgelöst.

Die sonstigen betrieblichen Erträge erhöhten sich um insgesamt +18,3 Prozent. Diese betreffen überwiegend Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen i. H. v. 64,9 Mio. € (Vorjahr:

57,8 Mio. €). Darüber hinaus erhöhten sich die Erträge aus Zuschreibungen für Umlaufvermögen auf insgesamt 7,0 Mio. € (Vorjahr: 3,4 Mio. €).

Der Materialaufwand umfasst im Wesentlichen Aufwendungen für Brennstoffe, Energiebezug und Netznutzung und verringerte sich mit -2,8 Prozent nahezu korrespondierend zur Entwicklung der Umsatzerlöse. Die Materialaufwandsquote lag damit, gemessen an den Umsatzerlösen, mit 88,9 Prozent leicht unter dem Vorjahresniveau (89,4 Prozent). Ursächlich für diese Entwicklung ist insbesondere eine Entspannung auf den Energiemarkten und der damit einhergehenden Verringerung der Bezugskosten für Energie.

Der Personalaufwand erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr um insgesamt +5,6 Prozent. Hierbei wirkte sich die Recruitingkampagne zur Einstellung von 300 zusätzlichen Mitarbeitern zur Durchführung der hohen Investitionen in die Netzinfrastuktur und Digitalisierung aus. Neben der daraus gestiegenen Anzahl der durchschnittlich Beschäftigten führte auch die Anhebung der tariflichen Vergütungen zu einem Anstieg der Personalkosten. Dem entgegen sind im Vorjahr Sonderzahlungen für Inflationsausgleich in den Personalaufwendungen enthalten.

In den sonstigen betrieblichen Aufwendungen werden im Wesentlichen Aufwendungen für Dienst- und Fremdleistungen i. H. v. 15,9 Mio. € (Vorjahr: 12,2 Mio. €) sowie Wertberichtigungen bzw. Abschreibungen von Forderungen i. H. v. 21,4 Mio. € (Vorjahr: 13,6 Mio. €) ausgewiesen.

Die Konzernbeteiligungserträge lagen mit insgesamt 21,2 Mio. € (Vorjahr: 22,3 Mio. €) um -4,9 Prozent unter dem Vorjahr. Hierbei wirkten sich Sondereffekte im Vorjahr vermindernd auf die Ausschüttungen bzw. Beteiligungserträge aus.

Die Aufwendungen aus Verlustübernahmen des Vorjahres betreffen im Wesentlichen einen übernommenen Jahresfehlbetrag für verbundene, nicht konsolidierte Unternehmen aus dem Bereich EE.

Insgesamt wurde im Berichtsjahr ein um +5,5 Prozent besseres EBITDA erwirtschaftet. Der energiewirtschaftliche Rohüberschuss erhöhte sich um +12,3 Mio. € auf insgesamt 451,2 Mio. €. Im Stromnetzbereich wirkten sich die mit der Ausweitung der Erlösobergrenze gestiegenen Aufwendungen für vorgelagerte Netzentgelte im Rahmen der Weiterbelastung an die Kunden ergebniserhöhend aus. Dagegen entwickelten sich die Ergebnisse in den einzelnen vertrieblichen Sparten unterschiedlich. Aufgrund eines zunehmend intensiveren Marktwettbewerbs im Strom- und Gasbereich und einer daraus folgenden schwierigeren Mengenprognose bei volatilen Preisentwicklungen an den Energiebeschaffungsmärkten wurde das vertriebliche Ergebnis zum Teil belastet. Zudem wirkten sich gestiegene Personalaufwendungen und sonstige betriebliche Aufwendungen auf das Ergebnis aus. Gegenläufig entwickelten sich die Aufwendungen aus der Verlustübernahmen für verbundene Unternehmen mit einem Rückgang i. H. v. -9,8 Mio. €.

Die Abschreibungen für immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen erhöhten sich um +6,9 Prozent auf insgesamt 98,1 Mio. € (Vorjahr: 91,7 Mio. €) aufgrund des stetig ansteigenden Investitionsvolumens. Darüber hinaus sind in den Abschreibungen außerplanmäßige Abschreibungen auf Finanzanlagen aus dem Bereich EE i. H. v. 40,0 Mio. € (Vorjahr: 11,5 Mio. €) enthalten. Im Vorjahr wurden unter den Abschreibungen Abwertungen auf das Arbeitsgas i. H. v. 21,1 Mio. € ausgewiesen.

Das Zinsergebnis verbesserte sich deutlich um +42,1 Prozent auf insgesamt -3,3 Mio. €. Dies ist im Wesentlichen auf höhere Erträge aus Tages- und Festgeldanlagen bei Kreditinstituten i. H. v. +1,6 Mio. € zurückzuführen. Die Entwicklung des durchschnittlich hohen Zinsniveaus an den Kapitalmärkten wirkte sich dabei ergebniserhöhend aus. Darüber hinaus verringerten sich die Zinsen für Fremdkapitalaufnahmen um -1,4 Mio. € u. a. aufgrund der sukzessiven Tilgung der Darlehen.

Das EBT lag mit 123,5 Mio. € (Vorjahr: 121,3 Mio. €) bzw. +1,8 Prozent leicht über dem Vorjahr. Bedingt durch ein höheres Ergebnis in der Steuerbilanz des Vorjahrs und dem daraus resultierenden aperiodischen Steueraufwand, erzielten wir im Geschäftsjahr 2024 einen Konzernjahresüberschuss i. H. v. insgesamt 76,1 Mio. € (Vorjahr: 81,4 Mio. €)

II.3.3 Finanzlage des Konzerns

II.3.3.1 Kapitalstruktur

	31.12.2024	31.12.2023	Veränd.
	Mio. €	Mio. €	Mio. €
Eigenkapital	677,7	673,3	4,4
Fremdkapital	1.908,2	1.776,3	131,9
Passiva	2.585,9	2.449,6	136,3

Die Erhöhung des bilanziellen Eigenkapitals ist u. a. auf die Bildung von Gewinnrücklagen zurückzuführen.

Der Sonderposten für Investitionszuschüsse ist im Berichtsjahr um +30,2 Mio. € auf insgesamt 144,6 Mio. € angestiegen und betrifft vornehmlich passivierte Zuschüsse für den geförderten Breitbandausbau.

Aus finanzwirtschaftlicher Analyse ergäbe sich, abweichend zur Gliederung der aufgestellten Bilanz zum 31. Dezember 2024, unter der Annahme einer Verrechnung der noch nicht aufgelösten Investitionszuschüsse mit dem dazugehörigen Anlagevermögen die folgende Kapitalstruktur:

	31.12.2024 Mio. €	31.12.2023 Mio. €	Veränd. Mio. €
Eigenkapital	677,7	673,3	4,4
Fremdkapital (ohne Sonderposten für Investitionszuschüsse)	1.763,6	1.661,8	101,8
Passiva	2.441,3	2.335,1	106,2

Damit lag die adjustierte Eigenkapitalquote zum 31. Dezember 2024 mit 27,8 Prozent unter dem Vorjahr (28,8 Prozent).

Im Berichtsjahr erfolgten Abschlüsse zur Aufnahme von langfristigen Kreditverträgen zur Umsetzung der Energiewende in Thüringen i. H. v. insgesamt 1.056,0 Mio. €. Hiervon wurde bis zum Bilanzstichtag 31. Dezember 2024 ein Teilbetrag i. H. v. 101,0 Mio. € abgerufen. Die Laufzeit der aufgenommenen Darlehen liegt durchschnittlich bei rund 20 Jahren. Die Darlehensverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten betragen zum Stichtag mit insgesamt 623,2 Mio. € (Vorjahr: 561,4 Mio. €) und haben Laufzeiten bis teilweise 2044.

Der KET gewährte der TEAG ein langfristiges Darlehen i. H. v. insgesamt 400,0 Mio. € in mehreren Tranchen, mit Laufzeiten bis teilweise 2027. In den Vorjahren wurde ein Gesamtbetrag i. H. v. 230,0 Mio. € getilgt. Damit valutiert das Darlehen zum Stichtag 31. Dezember 2024 mit 170 Mio. €.

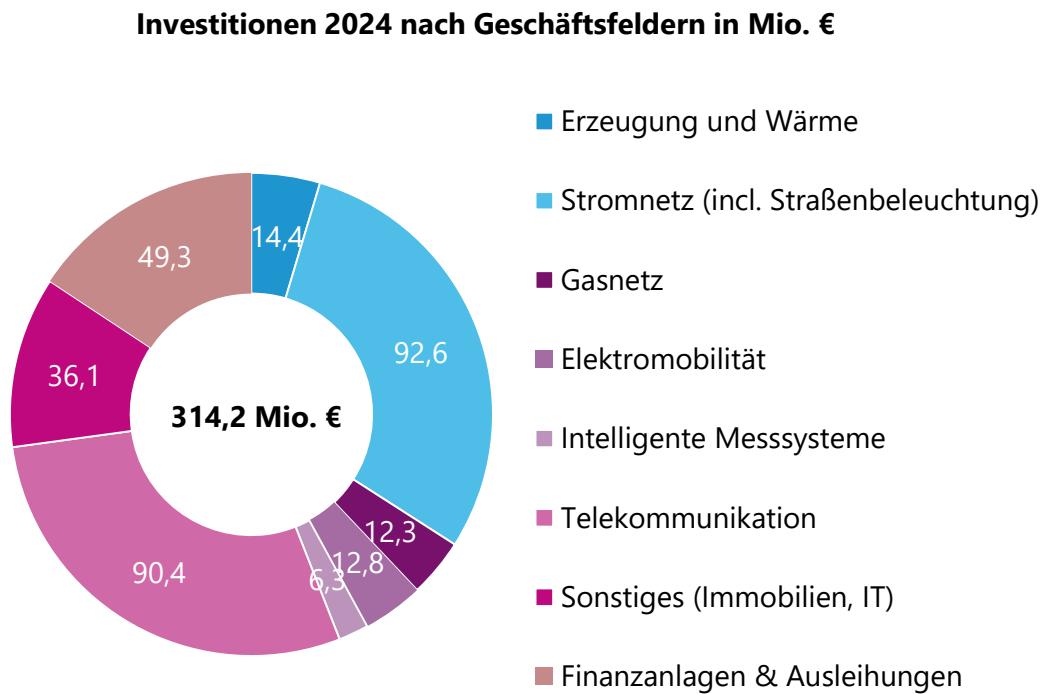
Die Finanzierung des operativen und investiven Geschäfts ist durch zusätzliche Kreditmittellinien bzw. -zusagen i. H. v. insgesamt 208,2 Mio. € abgesichert, die zum Stichtag nicht in Anspruch genommen wurden. Weitere Finanzierungen in geringerem Umfang erfolgten über Beteiligungsunternehmen.

Das kurzfristige Fremdkapital war im Berichtsjahr nahezu vollständig durch kurzfristig liquidierbare Vermögenswerte gedeckt.

Die zur Erfüllung von Verpflichtungen aus Altersversorgungszusagen in Fondsanteilen angelegten Mittel werden treuhänderisch verwaltet.

II.3.3.2 Investitionen

Insgesamt beliefen sich die Investitionen im Geschäftsjahr 2024 auf 314,2 Mio. € (Vorjahr: 274,0 Mio. €), die sich auf folgende Bereiche verteilen:



Im Folgenden werden die wesentlichen Investitionsprojekte innerhalb unserer Geschäftsfelder vorgestellt.

Investitionen in Energieerzeugung und Wärme

Im Bereich Erzeugung und Wärme tätigten wir im Geschäftsjahr Investitionen i. H. v. insgesamt 14,4 Mio. € (Vorjahr: 10,2 Mio. €).

Im Bereich der dezentralen Wärmeerzeugungsanlagen haben wir im Berichtszeitraum 8,4 Mio. € (Vorjahr: 5,7 Mio. €) investiert. Hiervon entfielen 5,8 Mio. € auf die Fortführung des Quartiersprojektes in Gera-Langenberg.

Am Standort des HKW Bad Salzungen und Schwarza wurden Investitionen i. H. v. insgesamt 2,5 Mio. € getätigkt. In Bad Salzungen erfolgten Investitionen zur Errichtung eines Elektrodenkessels. In Schwarza entfielen Investitionen auf die weitere Automatisierung des Kraftwerkbetriebes.

Investitionen in Strom- und Gasnetz

Im Geschäftsjahr haben wir in die Strom-, Gasverteil- und Straßenbeleuchtungsnetze Investitionen i. H. v. von insgesamt 104,9 Mio. € (Vorjahr: 83,0 Mio. €) getätigt.

Diese betreffen im **Stromverteilnetz** einen Betrag i. H. v. 92,6 Mio. € (Vorjahr: 71,5 Mio. €). Davon wurden 56,6 Mio. € für Anlagen im Bau sowie 23,3 Mio. € als fertige Anlagen an die TEAG verrechnet. Diese sind als Erlöse bei der TEN erfasst. Weitere 3,1 Mio. € sind in der TEAG als Direktanlagenzugänge bilanziert. Die restlichen 9,5 Mio. € wurden für das 110-kV-Netz eingesetzt und führten zu Anlagenzugängen bei der TEN.

Ein Schwerpunkt der Investitionen lag mit 55,0 Mio. € auf dem Ausbau des MS- und NS-Netzes. Im Zuge der Baumaßnahmen wurden rund 280 km MS- und NS-Leitungen errichtet und 59 Transformatorenstationen neu- bzw. umgebaut. Zusätzlich wurden im Geschäftsjahr insgesamt rund 1930 Hausanschlüsse neu errichtet.

Im MS-Netz wurde die Spannungsumstellung auf die internationale Normspannung 20 kV fortgesetzt. In 2024 wurde im Rahmen dieser Vorbereitungen bei Königsee u. a. eine neue Ortsnetzstation gebaut und in das MS-Netz eingebunden. Hierbei wurden veraltete Massekabel gegen 20-kV-VPE-Kabel ausgetauscht. Im Bereich Bad Liebenstein wurde ein erster Bauabschnitt mit insgesamt 7 Ortsnetzstationen mit einer Kabellänge von 2,4 km auf 20 kV umgestellt. Insgesamt wurden im Berichtszeitraum 93,2 Prozent des Mittelspannungsnetzes mit 20 kV betrieben.

In HS-Leitungen und Umspannwerke wurden 25,6 Mio. € (Vorjahr: 17,0 Mio. €) investiert. Auf den 110-kV-Freileitungen Menteroda-Mühlhausen und Leinefelde-Heiligenstadt wurde die Übertragungskapazität erhöht. Dafür war der Neubau von insgesamt 5 HS-Masten erforderlich. Zudem wurde das Sicherheitsniveau auf diesen Trassen und der 110-kV-Freileitung Mühlhausen-Leinefelde gesteigert. Mit dem Ersatzneubau von 3 Masten wurden Erschließungsarbeiten im Bereich des Gewerbe- und Industriegebietes in Schmalkalden realisiert.

Im Bereich der Umspannwerke führte die TEN sowohl Neu- als auch Ersatzinvestitionen i. H. v. insgesamt 16,1 Mio. € durch. Zu den bedeutendsten Investitionen zählten die Ersatzneubauten der 110-kV-Umspannwerke Weida (rund 5,4 Mio. €) und Leinefelde (rund 2,7 Mio. €) sowie der Neubau des 110- bzw. 20-kV-Umspannwerkes Niederschmalkalden (rund 1,9 Mio. €).

Des Weiteren hat die TEN im Geschäftsjahr 11,9 Mio. € in Zähler, Leit- und Informationstechnik sowie Betriebs- und Geschäftsausstattung investiert.

In das **Erdgasverteilnetz** flossen Investitionen i. H. v. 12,3 Mio. € (Vorjahr: 11,5 Mio. €). Davon wurden 9,0 Mio. € für Anlagen im Bau sowie 2,1 Mio. € als fertige Anlagen an die TEAG verrechnet. Diese sind als Erlöse bei der TEN erfasst. Weitere 1,2 Mio. € sind in der TEAG als Direktanlagenzugänge bilanziert. Auf Investitionen im Bereich der Transport- und Verteilungsanlagen sowie Hausanschlüsse entfielen 10,4 Mio. €. Rund 20 km Gasleitungen und

362 Gashausanschlüsse wurden in verschiedenen Druckstufen neu errichtet oder rekonstruiert. Investitionsschwerpunkte waren die Verlegung von Erdgasleitungen und die Errichtung von Erdgas-Hausanschlüssen in Neuhaus, Föritz und Ellrich sowie von 6 Gasdruckregelstationen.

Investitionsschwerpunkte im Gas-Hochdrucknetz waren der Bau und Anschluss der Biogas-Einspeiseanlage Niederpöllnitz, der Erdgasnetzanschluss eines Bergbauunternehmens in Caaschwitz sowie der Ersatzneubau von Gas-Hochdruckleitungen im Gewerbegebiet Bad Langensalza.

Rund 1,9 Mio. € wurden in Messeinrichtungen, Netzleit- und Übertragungstechnik sowie in Betriebs- und Geschäftsausstattung investiert.

Investitionen in Elektromobilität

Im Bereich Elektromobilität tätigten wir im Berichtszeitraum Investitionen i. H. v. 12,8 Mio. € (Vorjahr: 12,0 Mio. €). Die Investitionsschwerpunkte lagen auf dem Ausbau von insgesamt rund 250 neuen DC-Schnellladepunkten an insgesamt rund 40 verschiedenen Standorten. Die Investitionen in öffentliche Ladeinfrastruktur erfolgten weiterhin v. a. an strategisch wichtigen Verkehrsknotenpunkten, wie Autobahnen und Autobahnkreuzen sowie im Umfeld verschiedener Supermärkte und Einkaufsstätten.

Investitionen im Messwesen

Im Berichtszeitraum haben wir im Bereich des Messwesens Investitionen i. H. v. insgesamt 6,3 Mio. € (Vorjahr: 6,6 Mio. €) getätigt. Die Investitionen entfielen insbesondere auf die Anschaffung und den Einbau von mME und iMSys. Weitere Mittel wurden u. a. in die Erweiterung der Prüfkapazitäten für digitale Zählertechnik und SMGw im Bereich der Prüfstelle investiert.

Investitionen in Telekommunikation

Im Geschäftsfeld Telekommunikation beliefen sich die eigenwirtschaftlichen und geförderten Investitionen auf insgesamt 90,4 Mio. € (Vorjahr: 84,9 Mio. €). In Übertragungstechnik und Lichtwellenleiter (LWL)-Anbindungen wurden im Kunden- und Backbonebereich 2,7 Mio. € investiert. Mit den Investitionen reagiert die TNK auf den zunehmenden Bandbreitenbedarf. In Infrastruktur für Mobilfunkcarrier wurden Investitionen i. H. v. 2,0 Mio. € getätigt.

Sonstige Investitionen

Im Geschäftsjahr 2024 haben wir im Bereich IT-Infrastruktur Investitionen i. H. v. 26,4 Mio. € (Vorjahr: 39,6 Mio. €) getätigt. Die Investitionen umfassen im Wesentlichen Ausgaben im Zusammenhang mit einer flächendeckenden Modernisierung von ERP- und Abrechnungssystemen in unserer Unternehmensgruppe i. H. v. 17,3 Mio. € und stellen die Grundlage für die weitere Digitalisierung unserer energiewirtschaftlichen Systemstrukturen dar. In den Ausbau und die Weiterentwicklung des TEN-Netzkundenportals wurden 1,5 Mio. € investiert. In die Optimierung der IT-Serverinfrastruktur floss ein Betrag i. H. v. 1,6 Mio. €. Für die Arbeitsplatzausstattung unserer Mitarbeiter wurde ein Betrag i. H. v. 1,0 Mio. € aufgewendet.

Im Berichtszeitraum haben wir die Bauarbeiten am TEAG-Campus in Erfurt fortgeführt und u. a. mit dem Bau eines neuen Kunden-Zentrums begonnen. Zudem erfolgten umfangreiche Investitionen im Rahmen der Errichtung einer neuen Zaunanlage zur Erhöhung des Sicherheitsniveaus. Insgesamt wurde ein Betrag i. H. v. 8,8 Mio. € investiert.

Investitionen in Finanzanlagen

Im Geschäftsjahr tätigten wir Investitionen in das Finanzanlagenvermögen i. H. v. 49,3 Mio. €. Diese ergeben sich im Wesentlichen aus Einzahlungen in Kapitalrücklagen von Beteiligungen aus dem Bereich EE und Stadtwerken i. H. v. zusammen 31,0 Mio. € sowie aus der Gewährung von Gesellschafterdarlehen i. H. v. 7,2 Mio. €. Im Rahmen von Anteilserwerben an Stadtwerken wurde ein Betrag i. H. v. 9,4 Mio. € investiert.

II.3.3.3 Liquidität

	2024 Mio. €	2023 Mio. €	Veränd. Mio. €
Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit	188,4	315,5	-127,1
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-249,3	-203,5	-45,8
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-26,4	-6,6	-19,8
Zahlungswirksame Veränderung des Finanzmittelfonds	-87,3	105,4	-192,7
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	251,7	146,3	105,4
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	164,4	251,7	-87,3

Die Liquidität des Konzerns war im Geschäftsjahr stets gesichert.

Die zukünftige Entwicklung ist maßgeblich von den gesamtwirtschaftlichen, und hier insbesondere den energiewirtschaftlichen, den regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der Ausschüttungs- und Investitionsstrategie abhängig.

Die Veränderung des Cashflows aus der laufenden Geschäftstätigkeit resultiert u. a. aus dem hohen Energiepreisniveau der Vorjahre und erreichte im Berichtszeitraum wieder das Planniveau.

Der negative Cashflow aus der Investitionstätigkeit resultierte insbesondere aus den Auszahlungen für Investitionen in das Anlagevermögen i. H. v. 316,1 Mio. € (Vorjahr: 255,1 Mio. €) sowie aus Auszahlungen in das Deckungsvermögen von insgesamt 8,4 Mio. € (Vorjahr: 10,3 Mio. €). Dem entgegen standen Einzahlungen für erhaltene Dividenden i. H. v. 23,2 Mio. € (Vorjahr: 23,3 Mio. €) sowie Einzahlung aus erhaltenen Investitionszuschüssen von 37,1 Mio. € (Vorjahr: 40,1 Mio. €).

Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit betrifft mit 101,0 Mio. € (Vorjahr 100,0 Mio. €) Einzahlungen aus der Aufnahme von Darlehen bei Kreditinstituten. Die Tilgungsleistungen von Finanzverbindlichkeiten betrugen insgesamt 39,2 Mio. € (Vorjahr: 219,7 Mio. €). Die gezahlten Zinsen für langfristige Darlehen beziffern sich auf 16,2 Mio. € (Vorjahr: 24,1 Mio. €). Ferner wurden Dividendenzahlungen i. H. v. 71,7 Mio. € (Vorjahr: 62,8 Mio. €) geleistet. Der Cashflow des Vorjahres enthält eine Einzahlung in die Kapitalrücklage von insgesamt 200,0 Mio. €.

Insgesamt konnten die Mittelabflüsse der Investitions- und Finanzierungstätigkeit aus der laufenden Geschäftstätigkeit sowie durch Kreditaufnahmen gedeckt werden. Der Finanzmittelbestand verringerte sich um insgesamt -34,7 Prozent.

II.3.3.4 Vermögenslage des Konzerns

AKTIVA	31.12.2024	31.12.2023	Veränd.
	Mio. €	Mio. €	Mio. €
Anlagevermögen	1.806,0	1.636,9	169,1
Umlaufvermögen	749,1	787,7	-38,6
Rechnungsabgrenzungsposten	6,2	3,6	2,6
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	8,3	5,1	3,2
Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG	16,3	16,3	0,0
	2.585,9	2.449,6	136,3
<hr/>			
PASSIVA			
Eigenkapital	677,7	673,3	4,4
Unterschiedsbetrag aus der Kapitalkonsolidierung	2,6	3,0	-0,4
Zuschüsse	259,3	227,9	31,4
Rückstellungen	624,0	608,1	15,9
Verbindlichkeiten	1.013,2	928,3	84,9
Rechnungsabgrenzungsposten	7,4	7,2	0,2
Passive latente Steuern	1,7	1,8	-0,1
	2.585,9	2.449,6	136,3
<hr/>			

Aktiva

Das Anlagevermögen, das im Wesentlichen durch das Sachanlagevermögen geprägt ist, erreichte zum Bilanzstichtag einen Anteil i. H. v. 69,8 Prozent (Vorjahr: 66,8 Prozent) an der Bilanzsumme. Insgesamt ist das Anlagevermögen zu 37,5 Prozent (Vorjahr: 41,1 Prozent) durch Eigenkapital gedeckt. Das Anlagevermögen hat sich insbesondere infolge des hohen Investitionsniveaus bei der Netzinfrastruktur um insgesamt +10,3 Prozent erhöht. Die planmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen bezifferten sich auf 98,0 Mio. € (Vorjahr: 91,7 Mio. €).

Das Umlaufvermögen verringerte sich um -4,9 Prozent auf insgesamt 749,1 Mio. €. Der Bestand an liquiden Mitteln beträgt zum Stichtag 31. Dezember 2024 insgesamt 159,8 Mio. € (Vorjahr: 236,4 Mio. €). Dieser Rückgang steht u. a. im Zusammenhang mit den Mittelverwendungen im Rahmen der hohen Investitionsanforderungen der Energie- und Verkehrswende. Dagegen erhöhte sich der Bestand an Emissionszertifikaten um insgesamt +20,6 Mio. €. Die Forderungen und sonstigen Vermögensgegenstände stiegen moderat um +1,6 Prozent auf insgesamt

446,7 Mio. € an. Dabei nahmen die Forderungen aus Steuererstattungsansprüchen um insgesamt +24,0 Mio. € zu.

Als Aktiver Unterschiedsbetrag aus Vermögensverrechnung wird Deckungsvermögen ausgewiesen, das die entsprechenden Verpflichtungen aus Altersversorgungszusagen übersteigt. Der Anstieg im Berichtsjahr ist insbesondere auf die positive Wertentwicklung des Deckungsvermögens zurückzuführen.

Passiva

Das Eigenkapital lag mit einer leichten Erhöhung um +0,7 Prozent nahezu auf Vorjahresniveau. Aus dem Bilanzgewinn des Vorjahres wurden im Geschäftsjahr Dividendenzahlungen i. H. v. insgesamt 71,7 Mio. € geleistet. Die Gewinnrücklagen erhöhten sich um +9,7 Mio. € auf insgesamt 251,3 Mio. €.

Unter dem Posten „Unterschiedsbetrag aus der Kapitalkonsolidierung“ erfolgt der Ausweis und die Fortschreibung der passiven Unterschiedsbeträge aus der Erstkonsolidierung zum 1. Januar 2012 für ein verbundenes Unternehmen.

Der Sonderposten für Investitionszuschüsse ist im Berichtsjahr um +20,9 Prozent auf insgesamt 144,6 Mio. € angestiegen und betrifft insbesondere passivierte Zuschüsse für den geförderten Breitbandausbau. Ferner werden unter den Zuschüssen vereinnahmte Baukostenzuschüsse i. H. v. 114,6 Mio. € (Vorjahr: 113,4 Mio. €) passiviert.

Die Rückstellungen erhöhten sich zum Stichtag um insgesamt +2,6 Prozent. Die Verbindlichkeiten stiegen zum 31. Dezember 2024 um +9,1 Prozent an. Im Berichtsjahr erfolgte neben der planmäßigen Tilgung von Finanzverbindlichkeiten i. H. v. 39,2 Mio. € der Abruf von Darlehen gegenüber Kreditinstituten i. H. v. 101,0 Mio. €. Die Finanzverbindlichkeiten betragen zum Stichtag insgesamt 808,8 Mio. € (Vorjahr: 742,1 Mio. €). Die übrigen Verbindlichkeiten stiegen um +35,7 Mio. € auf insgesamt 186,3 Mio. € an.

II.4 Vermögens, Finanz- und Ertragslage der TEAG

II.4.1 Gesamtaussage zum Geschäftsverlauf und zur Lage der TEAG

Die Ausführungen zu den Grundlagen und den Rahmenbedingungen des Konzerns treffen auch auf die TEAG zu. Da die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage unseres Konzerns im Wesentlichen durch die TEAG als Mutterunternehmen geprägt ist, erfolgt die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der TEAG im Folgenden separat in verkürzter Darstellung.

Im Geschäftsjahr hat die TEAG ein EBITDA i. H. v. 238,5 Mio. € (Vorjahr: 227,8 Mio. €) und ein EBT i. H. v. 122,5 Mio. € (Vorjahr: 117,9 Mio. €) erwirtschaftet. Die im letzten Geschäftsjahr gesetzten Ziele, ein EBITDA zwischen 195 Mio. € und 215 Mio. € sowie ein EBT zwischen 95 Mio. € und 110 Mio. €, wurden damit übertroffen. Der erzielte Jahresüberschuss lag mit insgesamt 77,3 Mio. € (Vorjahr: 81,1 Mio. €) im oberen Bereich des für das Geschäftsjahr 2024 prognostizierten Gesamtergebnisses zwischen 70 Mio. € und 80 Mio. €.

Das breite Geschäftsporfolio der TEAG mit sämtlichen Stufen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette hat im Geschäftsjahr 2024, trotz der oben beschriebenen schwierigen Rahmenbedingungen, zu einer ausgewogenen Entwicklung des Rohergebnisses beigetragen und dient damit als Basis zur nachhaltigen Erreichung unserer Unternehmensziele. Positiv auf das Gesamtergebnis wirkte sich daneben im Berichtsjahr eine deutliche Verringerung der Aufwendungen aus Verlustübernahmen i. H. v. -28,1 Mio. € sowie geringere Abwertungen im Umlaufvermögen i. H. v. -13,3 Mio. € aus. Dagegen belasteten um +28,5 Mio. € höhere Abwertungen bei den Finanzanlagen aus dem Bereich EE das Ergebnis.

Das geplante Investitionsvolumen in Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände von rund 160 Mio. € konnte mit insgesamt 142,3 Mio. € getätigten Investitionen nicht vollumfänglich erreicht werden. Ursächlich hierfür waren u. a. geringere Investitionen im Erzeugungsbereich sowie Verzögerungen beim Anschluss von Biogaseinspeiseanlagen als geplant.

II.4.2 Ertragslage der TEAG

	2024	2023	Veränd.
	Mio. €	Mio. €	Mio. €
Umsatzerlöse	2.397,6	2.687,6	-290,0
Bestandsveränderungen	0,0	0,0	0,0
Andere aktivierte Eigenleistungen	2,3	1,5	0,8
Sonstige betriebliche Erträge	121,0	93,1	27,9
Materialaufwand	2.163,1	2.419,9	-256,8
Rohergebnis	357,8	362,3	-4,5
Personalaufwand	56,2	54,1	2,1
Sonstige betriebliche Aufwendungen	80,2	71,9	8,3
Erträge aus Beteiligungen	26,7	29,2	-2,5
Aufwendungen aus Verlustübernahmen	9,6	37,7	-28,1
EBITDA	238,5	227,8	10,7
Abschreibungen	117,7	106,1	11,6
EBIT	120,8	121,7	-0,9
Zinsergebnis	1,7	-3,8	5,5
Ergebnis vor Steuern vom Einkommen und vom Ertrag (EBT)	122,5	117,9	4,6
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	45,2	36,8	8,4
Ergebnis nach Steuern	77,3	81,1	-3,8
Jahresüberschuss	77,3	81,1	-3,8

Die Umsatzerlöse verringerten sich im Vergleich zum Vorjahr um -10,8 Prozent auf insgesamt 2.397,6 Mio. €. Die Erlöse aus den energiewirtschaftlichen Sparten verringerten sich dabei im Strombereich um -89,1 Mio. € bzw. -5,3 Prozent und im Gasbereich um -166,8 Mio. € bzw. -25,4 Prozent. Bei den Wärmeerlösen wurden insgesamt 53,7 Mio. € Umsatzerlöse realisiert, was einer Verringerung von -33,1 Mio. € bzw. -38,1 Prozent entspricht. Die Rückgänge bei den Gas- und Wärmeerlösen resultieren überwiegend aus Preiseffekten aufgrund der rückläufigen Beschaffungspreise für Energie. Daneben führten Mengenrückgänge bei den Privatkunden aufgrund eines geänderten Abnahmeverhaltens sowie den milderden Witterungsverhältnissen zu Erlösrückgängen. Im Berichtszeitraum wurden Ertragszuschüsse i. H. v. 1,2 Mio. € (Vorjahr: 1,7 Mio. €) ertragswirksam erfasst.

Die Erlöse aus der Verpachtung sowie aus Betriebsführungsentgelten haben sich mit insgesamt 220,7 Mio. € (Vorjahr: 224,1 Mio. €) im Vergleich zum Vorjahr leicht verringert.

Der Anstieg der sonstigen betrieblichen Erträge ist vornehmlich auf eine Zunahme der Erträge aus der Auflösung von energiewirtschaftlichen Rückstellungen auf insgesamt 52,4 Mio. € (Vorjahr: 35,7 Mio. €) bedingt. Hierbei wirkten sich insbesondere die volatilen Preisentwicklungen an den Energiemarkten und der daraus schwierig abzuleitenden Bewertungsannahmen im Rahmen der Energiewirtschaft aus. Darüber hinaus erhöhten sich die Erträge aus Zuschreibungen für Umlauf- und Anlagevermögen auf insgesamt 8,1 Mio. € (Vorjahr: 2,9 Mio. €).

Der Materialaufwand umfasst im Wesentlichen Aufwendungen für Brennstoffe, Energiebezug und Netznutzung und verringerte sich um -10,6 Prozent auf insgesamt 2.163,1 Mio. €. Die Materialaufwandsquote lag, gemessen an den Umsatzerlösen, mit 90,2 Prozent leicht über dem Vorjahresniveau (Vorjahr: 90,0 Prozent). Ursächlich für diese Entwicklung ist insbesondere eine Entspannung auf den Energiemarkten und der damit einhergehenden Verringerung der Bezugskosten für Energie.

Der Personalaufwand erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr um insgesamt +3,9 Prozent. Hierbei wirkte sich die Recruitingkampagne zur Einstellung von zusätzlichen Mitarbeitern u. a. zur Umsetzung der fortschreitenden Digitalisierung der TEAG aus. Neben der daraus gestiegenen Anzahl der durchschnittlich Beschäftigten führte auch die Anhebung der tariflichen Vergütungen zu einem Anstieg der Personalkosten. Dem entgegen sind im Vorjahr Sonderzahlungen für Inflationsausgleich in den Personalaufwendungen enthalten.

In den sonstigen betrieblichen Aufwendungen werden neben Aufwendungen aus Schuldbeitritten für Baukostenzuschüsse i. H. v. 48,9 Mio. € (Vorjahr: 45,5 Mio. €) im Wesentlichen Aufwendungen für Dienst- und Fremdleistungen i. H. v. 10,3 Mio. € (Vorjahr: 7,3 Mio. €) sowie Wertberichtigungen bzw. Abschreibungen von Forderungen i. H. v. 19,3 Mio. € (Vorjahr: 11,5 Mio. €) ausgewiesen.

Die Erträge aus Beteiligungen lagen mit insgesamt 26,7 Mio. € (Vorjahr: 29,2 Mio. €) vornehmlich aufgrund niedrigerer Ausschüttungen der Stadtwerke unter dem Vorjahresniveau.

Die Aufwendungen aus Verlustübernahmen betreffen im Wesentlichen den übernommenen Jahresfehlbetrag der TEN i. H. v. 3,9 Mio. € (Vorjahr: 24,3 Mio. €) sowie der TMO i. H. v. 5,6 Mio. € (Vorjahr: 3,5 Mio. €).

Insgesamt wurde im Berichtsjahr ein um +4,7 Prozent besseres EBITDA als im Vorjahr erwirtschaftet. Diese Entwicklung ist insbesondere bedingt durch geringere Aufwendungen aus Verlustübernahmen für verbundene Unternehmen i. H. v. 28,1 Mio. €. Der energiewirtschaftliche Rohüberschuss verringerte sich um -12,3 Mio. €. Die Ursachen sind dabei in der gesamten Wertschöpfungskette vielfältig. Ein zunehmend intensiver Marktwettbewerb im Strom- und Gasbereich in Verbindung mit einer daraus folgenden schwierigeren Mengenprognose bei volatilen Preisentwicklungen an den Energiebeschaffungsmärkten haben die Ergebnisse in den einzelnen vertrieblichen Sparten teilweise negativ beeinflusst. Zudem belasteten gestiegene Personalaufwendungen und sonstige betriebliche Aufwendungen das Ergebnis.

Die Abschreibungen enthalten im Wesentlichen den planmäßigen Werteverzehr für immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen i. H. v. 77,4 Mio. € (Vorjahr: 73,5 Mio. €). Darüber hinaus sind in den Abschreibungen außerplanmäßige Abschreibungen auf Finanzanlagen aus dem Bereich EE i. H. v. 40,0 Mio. € (Vorjahr: 11,5 Mio. €) enthalten. Im Vorjahr wurden unter den Abschreibungen Abwertungen auf das Arbeitsgas i. H. v. 21,1 Mio. € ausgewiesen.

Im Berichtsjahr wurde ein insgesamt positives Zinsergebnis erzielt. Dies ist im Wesentlichen auf höhere Erträge aus Tages- und Festgeldanlagen i. H. v. insgesamt 10,7 Mio. € (Vorjahr: 8,6 Mio. €) zurückzuführen. Zudem konnten im Berichtsjahr höhere Zinserträge aus Ausleihungen an verbundene Unternehmen i. H. v. +2,7 Mio. € vereinnahmt werden. Die Entwicklung des durchschnittlich hohen Zinsniveaus an den Kapitalmärkten wirkte sich dabei ergebniserhöhend aus. Dem entgegen verringerten sich die Zinsen für Fremdkapitalaufnahmen um -1,4 Mio. €, u. a. aufgrund der in den Vorjahren vorgenommenen Tilgung des Darlehens des KET sowie der planmäßigen Tilgung der Darlehen von Kreditinstituten.

Insgesamt erzielte die TEAG ein um +3,9 Prozent höheres EBT im Vergleich zum Geschäftsjahr 2023. Bedingt durch ein höheres Ergebnis in der Steuerbilanz des Vorjahrs und dem daraus resultierenden aperiodischen Steueraufwand, erzielte die TEAG einen Jahresüberschuss i. H. v. 77,3 Mio. € (Vorjahr: 81,1 Mio. €).

II.4.3 Finanzlage der TEAG

Die bilanzielle Eigenkapitalquote der TEAG zum 31. Dezember 2024 verringerte sich leicht auf 30,9 Prozent gegenüber 31,9 Prozent am Ende des Vorjahrs.

Im Berichtsjahr erfolgten Abschlüsse zur Aufnahme von langfristigen Kreditverträgen zur Umsetzung der Energiewende in Thüringen i. H. v. insgesamt 1.056,0 Mio. €. Hiervon wurde bis zum Bilanzstichtag 31. Dezember 2024 ein Teilbetrag i. H. v. 101,0 Mio. € abgerufen. Die Laufzeit der aufgenommenen Darlehen liegt durchschnittlich bei rund 20 Jahren. Die Darlehensverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten betragen zum Stichtag insgesamt 623,2 Mio. € (Vorjahr: 561,4 Mio. €) und haben Laufzeiten bis teilweise 2044.

Der KET gewährte der TEAG ein langfristiges Darlehen i. H. v. insgesamt 400,0 Mio. € in mehreren Tranchen, mit Laufzeiten bis teilweise 2027. In den Vorjahren wurde ein Gesamtbetrag i. H. v. 230,0 Mio. € getilgt. Damit valutiert das Darlehen zum Stichtag 31. Dezember 2024 mit 170 Mio. €.

Die Finanzierung des operativen und investiven Geschäfts ist durch Kreditmittellinien bzw. -zusagen i. H. v. 208,2 Mio. € abgesichert, die zum Stichtag nicht in Anspruch genommen wurden. Weitere Finanzierungen erfolgten über Tochter- und Beteiligungsunternehmen.

Die Liquidität der TEAG war im Geschäftsjahr stets gesichert. Die zukünftige Entwicklung ist maßgeblich von den wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie von der Ausschüttungs- und Investitionsstrategie abhängig.

Das kurzfristige Fremdkapital ist nahezu vollständig durch kurzfristig liquidierbare Vermögenswerte gedeckt. Unter Berücksichtigung bestehender Kreditlinien ist die Finanzierung der Gesellschaft gesichert.

Die Investitionen der TEAG in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen beliefen sich im Berichtsjahr auf insgesamt 142,3 Mio. € (Vorjahr: 143,6 Mio. €). Dies betrifft v. a. Investitionen im Bereich der Stromnetze mit Schwerpunkten auf dem Ausbau des MS- und NS-Netzes sowie Umspannwerke. Beim Gasnetz wurden Investitionen in Transport- und Verteilungsanlagen sowie Hausanschlüsse durchgeführt. Darüber hinaus wurden Projekte zum Ausbau des Campus am Standort in Erfurt sowie umfangreiche Investitionen in die IT-Infrastruktur im Rahmen einer Modernisierung von ERP- und Abrechnungssystemen fortgeführt.

Für das Geschäftsjahr 2025 wird für den Einzelabschluss der TEAG AG mit einem Investitionsbetrag i. H. v. insgesamt 200 Mio. € geplant. Dies betrifft v. a. Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen zum Ausbau eines leistungsfähigeren und modernen Stromnetzes im Zusammenhang mit der Einbindung neuer Technologien wie PV-Anlagen, Wärmepumpen und E-Ladestationen.

II.4.4 Vermögenslage der TEAG

Die Bilanzsumme der TEAG betrug zum 31. Dezember 2024 2.322,5 Mio. € und erhöhte sich gegenüber dem Vorjahr damit um +4,1 Prozent bzw. +92,1 Mio. €. Auf der Aktivseite betraf dies v. a. das um +140,3 Mio. € höhere Anlagevermögen als Folge des hohen Investitionsvolumens in die Modernisierung der Stromnetzinfrastruktur sowie den Anstieg von Ausleihungen an verbundene Unternehmen zur Finanzierung der anstehenden Transformationsaufgaben.

Das Umlaufvermögen verringerte sich um insgesamt -7,2 Prozent bzw. 49,9 Mio. €. Ursächlich hierfür ist insbesondere ein um -76,9 Mio. € geringerer Bestand an liquiden Mitteln, ebenfalls bedingt durch die erhöhten Investitionsanforderungen der Energie- und Verkehrswende. Dagegen erhöhte sich der Bestand an Emissionszertifikaten um insgesamt +20,0 Mio. €.

Das Eigenkapital auf der Passivseite lag mit insgesamt 718,1 Mio. € leicht über Vorjahresniveau (Vorjahr: 712,4 Mio. €). Aus der Verwendung des Vorjahresergebnisses wurden insgesamt 10,0 Mio. € in die Gewinnrücklagen eingestellt.

Die Rückstellungen verringerten sich leicht um -1,7 Prozent auf insgesamt 480,9 Mio. €. Die Verbindlichkeiten zum 31. Dezember 2024 betragen insgesamt 1.014,2 Mio. € und lagen damit +10,2 Prozent über dem Vorjahresniveau (Vorjahr: 920,3 Mio. €). Im Berichtsjahr erfolgte neben

der planmäßigen Tilgung der Darlehensverbindlichkeiten i. H. v. 39,2 Mio. € der Abruf von Darlehen gegenüber Kreditinstituten i. H. v. 101,0 Mio. €. Die Finanzverbindlichkeiten betragen zum Stichtag insgesamt 813,4 Mio. € (Vorjahr: 749,5 Mio. €).

II.4.5 Erklärung zur Unternehmensführung zu § 289f Absatz 4 HGB

Das vom Bundesministerium für Familie, Senioren, Frauen und Jugend und dem Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz gemeinsam auf den Weg gebrachte Gesetz für die gleichberechtigte Teilhabe von Frauen und Männern an Führungspositionen in der Privatwirtschaft und im öffentlichen Dienst hat das Ziel, den Anteil von Frauen in den Führungsgremien von Wirtschaft und Verwaltung deutlich zu erhöhen. Im Rahmen laufender Strukturierungsmaßnahmen streben wir eine kontinuierliche Erhöhung des Frauenanteils in unserem Unternehmen an. Unsere Stellenausschreibungen richten sich in gleicher Weise an alle Geschlechter. Bei gleicher Eignung, Leistung und Befähigung werden insbesondere weibliche Bewerberinnen berücksichtigt. Im Berichtszeitraum lag der Frauenanteil auf der ersten Führungsebene bei 9,0 Prozent (2023: 10,0 Prozent). Auf der zweiten Führungsebene waren 18,5 Prozent (2023: 17,0 Prozent) der Führungskräfte weiblich. Nach Beschluss des Aufsichtsrates und des Vorstandes sollen die Anteile aus 2022 bis zum 30. Juni 2027 mindestens beibehalten werden. Der Aufsichtsrat strebt grundsätzlich eine Erhöhung des Frauenanteils auch im Vorstand an. Die Vorstandsbesetzung richtet sich gleichermaßen an alle Geschlechter. Gleichwohl konnte, auch unter Einbeziehung geeigneter Personalberater, bei der letzten Vorstandsbesetzung keine gleichermaßen qualifizierte weibliche Bewerberin gewonnen werden. Im Vorstand war daher keine Frau vertreten. Im Aufsichtsrat schied zum Jahresende ein männliches Mitglied aus altersbedingten Gründen aus, sodass der Frauenanteil zum Stichtag bei 29,4 Prozent lag.

II.4.6 Tätigkeiten gemäß § 6b EnWG

Die TEAG ist nach den Regelungen des EnWG ein vertikal integriertes EVU. Sie kommt den Verpflichtungen gemäß § 6b Abs. 3 EnWG sowie § 3 Abs. 4 Satz 2 Messtellenbetriebsgesetz (MsBG) nach und führt getrennte Konten für die folgenden Tätigkeiten:

- Elektrizitätsverteilung,
- Gasverteilung,
- Gasspeicherung,
- Messstellenbetrieb mME und iMSys,
- andere Tätigkeiten innerhalb des Elektrizitäts- und Gassektors und
- Tätigkeiten außerhalb des Elektrizitäts- und Gassektors.

Tätigkeitsabschlüsse wurden für die Katalogtätigkeiten Elektrizitätsverteilung, Gasverteilung und Gasspeicherung sowie Messstellenbetrieb mME und iMSys aufgestellt.

Der Bereich Gasspeicherung bildet alle mit dem Untergrunderdgasspeicher UGS Allmenhausen und dem UGS Kirchheilingen verbundenen Aktivitäten ab. Die UGS Allmenhausen und UGS Kirchheilingen befinden sich im Eigentum der TEAG und werden an die TEP Thüringer Energie Speichergesellschaft mbH, Erfurt (TEP), verpachtet.

Die Tätigkeit Messstellenbetrieb beinhaltet im Wesentlichen das Anlagevermögen und die Verpachtung der Wirtschaftsgüter Messstellenbetrieb mME und iMSys an den gMSb TEN.

In den anderen Tätigkeiten innerhalb des Elektrizitäts- bzw. Gassektors sind die jeweiligen vertrieblichen Aktivitäten enthalten. Den anderen Tätigkeiten innerhalb des Elektrizitätssektors sind auch die reinen Stromerzeugungsanlagen zugeordnet. Die Tätigkeiten außerhalb des Elektrizitäts- und Gassektors umfassen insbesondere das Beteiligungsgeschäft und den Wärmebereich einschließlich der KWK-Anlagen.

II.4.7 Schlusserklärung zum Abhängigkeitsbericht

Der Bericht über die Beziehungen zu verbundenen Unternehmen wird im Geschäftsjahr für den Zeitraum vom 1. Januar bis 31. Dezember 2024 über die Beziehungen zum KET und den mit ihm verbundenen Unternehmen erstattet. Der gemäß § 312 Aktiengesetz (AktG) erstellte Bericht des Vorstands über die Beziehungen zu verbundenen Unternehmen im Geschäftsjahr enthält folgende Schlusserklärung:

„Unsere Gesellschaft hat bei den im Bericht über die Beziehungen zu verbundenen Unternehmen aufgeführten Rechtsgeschäften nach den Umständen, die uns im Zeitpunkt ihrer Vornahme bekannt waren, bei jedem Rechtsgeschäft eine angemessene Gegenleistung erhalten. Sie hat Maßnahmen im Sinne von § 312 AktG weder getroffen noch unterlassen.“

III Chancen- und Risikobericht

III.1 Chancen- und Risikomanagementsystem

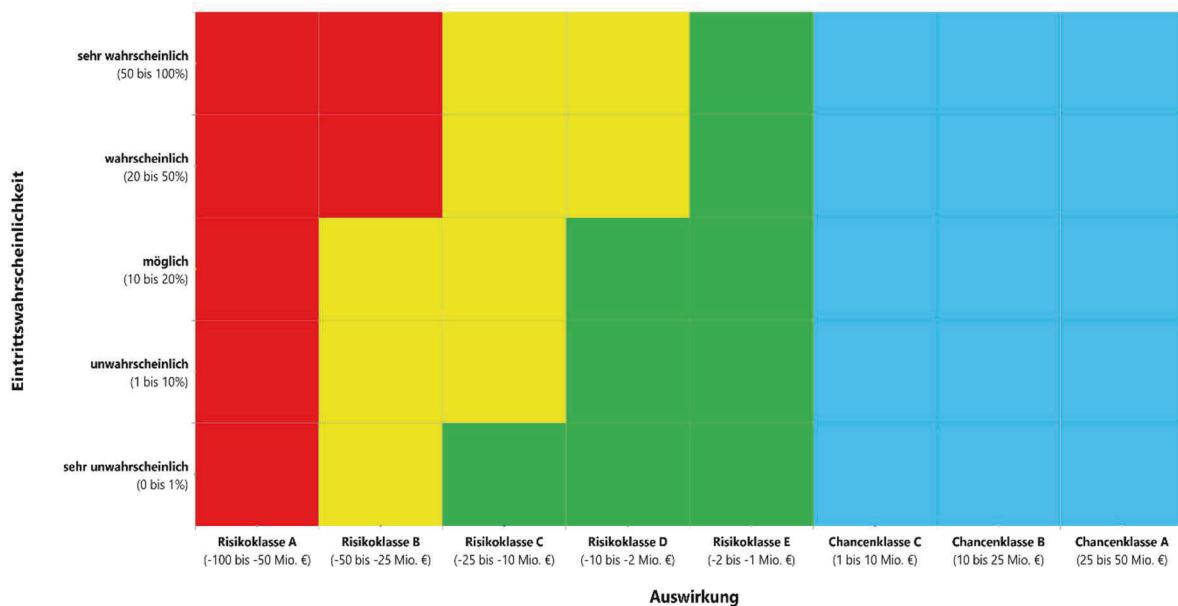
Die zielgerichtete, klimaneutrale Transformation der deutschen und europäischen Energieversorgung erfordert nachhaltig stabile volkswirtschaftliche und (wirtschafts-) politische Rahmenbedingungen. Im Berichtszeitraum wurden die Entwicklungen – insbesondere zum Jahresende – jedoch von einer deutlichen Zunahme nationaler, wie auch internationaler politischer Unsicherheiten geprägt. Im Zusammenhang mit den anhaltenden geopolitischen Auseinandersetzungen führt dies zu einer Verschärfung der allgemeinen Risikosituation. Die sich hieraus ergebenden Chancen und Risiken innerhalb bzw. für unsere Unternehmensgruppe werden aktiv durch ein entsprechendes Chancen- und Risikomanagementsystem gesteuert, das konzernweit implementiert ist. Die konsequente Durchsetzung fördert ein einheitliches Bewusstsein und bildet einen wichtigen Faktor für die proaktive Steuerung unternehmerischer Entscheidungen zur Sicherung von Erfolg und Stabilität. Durch eine übergreifende Betrachtung schaffen wir die Voraussetzungen für einen ganzheitlichen Strategie-, Planungs- und Controllingprozess. Zudem fördern wir die Etablierung einer nachhaltigen Compliancekultur sowie die Tätigkeiten der internen Revision.

Zu unserem Chancen- und Risikomanagementsystem gehören detaillierte Chancen- bzw. Risikobeschreibungen und -bewertungen, die Festlegung von Frühwarnindikatoren mit den dazugehörigen Grenzwerten sowie daran anknüpfende Maßnahmen zur Risikoreduzierung bzw. -vermeidung. Das Management von Chancen und Risiken umfasst, neben dem Chancen- und Risikomanagementsystem im engeren Sinn, auch ein internes Kontrollsyste (IKS), ein qualifiziertes Frühwarnsystem sowie eine Aufstellung entsprechender Sicherungsmaßnahmen. Die angewandten Instrumente und Methoden werden dabei kontinuierlich überprüft und weiterentwickelt. Zu den relevanten Steuerungsgrößen gehören die Risikotragfähigkeit, das EBITDA, das EBT und die Liquidität. Regelmäßig ergehen zudem Informationen über wesentliche aktuelle Entwicklungen und Ereignisse an den Vorstand und Aufsichtsrat.

Die jeweiligen Chancen und Risiken betrachten wir nicht isoliert, sondern analysieren deren Zusammenhänge sowohl quantitativ als auch qualitativ. Die Bewertungsgrundlage bildet die jeweilige Mittelfristplanung. Sofern es sinnvoll und durchführbar ist, erfolgt eine quantitative Bewertung anhand der Parameter „Nettowert“ und „Eintrittswahrscheinlichkeit“. Falls Chancen und Risiken nicht quantifizierbar sind, werden diese anhand von „Eintrittswahrscheinlichkeitsklassen“ und „Auswirkungsklassen“ bewertet. Dabei werden die Chancen und Risiken in 3 (A bis C) bzw. 5 (A bis E) Auswirkungsklassen unterteilt. Die Risikotragfähigkeit wird auf handelsrechtlicher Basis berechnet. Dem erfolgsbasierten Risikodeckungspotenzial, das sich aus dem handelsrechtlich ausgewiesenen Eigenkapital und einer geplanten Ergebnisgröße ermittelt, werden handelsrechtlich auszuweisende Risiken sowie mögliche Risiken aus außerbilanziellen Geschäften gegenübergestellt.

Zur Beurteilung der verschiedenen Chancen- bzw. Risikopotenziale verwenden wir eine entsprechende Matrixdarstellung. Die Bedeutung der jeweiligen Risiken steigt vom grünen bis

zum roten Bereich, bei den Chancen erfolgt keine farbliche Abstufung. Die jeweiligen Chancen und Risiken ordnen wir der Matrix auf Grundlage der beiden Kategorien Eintrittswahrscheinlichkeit und Nettowert der Auswirkung zu.



Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich insbesondere auf wesentliche Risiken, die im Rahmen der internen Bewertung den Auswirkungsklassen A – C zugeordnet wurden, und deren Eintritt als sehr wahrscheinlich gilt. Chancen werden analog hierzu bei entsprechender Bedeutung ausgeführt.

III.2 Chancen und Risiken

Gesamteinschätzung zur Chancen- und Risikolage

Für die TEAG-Gruppe existieren derzeit keine bestandsgefährdenden Risiken, weder durch Einzel-, noch durch aggregierte Positionen. Diese werden auch nicht für das kommende Geschäftsjahr erwartet. Das vorhandene Risikodeckungspotenzial ist ausreichend, um den aggregierten Gesamtrisikoumfang zu tragen. Die Risikotragfähigkeit ist sowohl für unsere Tochterunternehmen als auch für die Unternehmensgruppe insgesamt gegeben. Dennoch unterliegen wir gewissen Unsicherheiten, die unser Geschäft potenziell beeinflussen können. Durch den Einsatz geeigneter Kontroll- und Überwachungssysteme sowie entsprechender Sicherungsmaßnahmen werden diese Risiken begrenzt. Verschiedene Sachverhalte können sich dabei auch positiv auf unsere Geschäftstätigkeiten auswirken. Die frühzeitige Identifizierung, Überwachung und Steuerung dieser Chancen erfolgt ebenfalls im Rahmen unseres Chancen- und Risikomanagementsystems. Dabei gilt es, die entsprechenden Chancenpotenziale sowohl auf Ebene der einzelnen Geschäftsbereiche als auch auf der Gesamtebene der Unternehmensgruppe zu erkennen und entsprechende Maßnahmen einzuleiten. Auf Grundlage unserer internen Chancen- bzw. Risikoerkennung und -bewertung

haben die folgenden Sachverhalte eine wesentliche Bedeutung auf unsere Vermögens-, Finanz- und Ertragslage.

Chancen und Risiken aus übergreifenden Entwicklungen

In Zusammenhang mit den nationalen und internationalen politischen Unsicherheiten sowie den weltweiten geopolitischen Auseinandersetzungen nimmt die gesamtwirtschaftliche Risikosituation zu. Die erfolgreiche Geschäftsentwicklung in den einzelnen Geschäftsfeldern unserer Unternehmensgruppe hängt maßgeblich auch von stabilen und verlässlichen (wirtschafts-) politischen Rahmenbedingungen ab.

Die geschäftsfeldübergreifende IT-Sicherheit (Auswirkungsklasse B) hat nach wie vor eine große Bedeutung. Potenzielle Cyberangriffe, die zu erheblichen IT-Ausfällen führen können, sind ernstzunehmende Risikoszenarien und stellen eine ernsthafte Bedrohung für Betreiber kritischer Infrastrukturen dar. Technische Maßnahmen zur Vermeidung dieses Risikos liegen u. a. in mehrstufigen Firewalls, dem IKS, verschiedenen Backup-Strategien und einem umfassenden Berechtigungs- und Zutrittsmanagement. Neben regelmäßigen Überprüfungen der bestehenden Sicherheitsarchitektur erfolgen zudem die Kommunikation aktueller Bedrohungsszenarien an unsere Belegschaft sowie umfangreiche Schulungen. Zur Begrenzung der finanziellen Schäden eines IT-Ausfalls haben wir geeignete Maßnahmen ergriffen.

Im Zusammenhang mit einer deutlichen Zunahme von physischen Angriffen auf kritische Infrastrukturen haben wir umfassende Maßnahmen zur Sicherung unserer Anlagen und Einrichtungen umgesetzt. Hierzu stehen wir in einem kontinuierlichen Austausch mit den zuständigen Behörden und stellen sicher, dass die Sicherheitsvorkehrungen den aktuellen Bedrohungslagen entsprechend angepasst werden.

Weitere übergreifende Risiken ergeben sich u. a. aus der Notwendigkeit einer zeitnahen Rekrutierung von geeigneten Fach- und Führungskräften für den anstehenden, energiewendebedingte Netzaus- und -umbau (Auswirkungsklasse D). Der Personalmehrbedarf betrifft dabei nicht nur den Netzbereich, sondern auch andere spezialisierte Geschäfts- bzw. Aufgabenfelder der TEAG-Gruppe. Zur Risikoreduzierung haben wir verschiedene Maßnahmen zur Fachkräfte sicherung ergriffen, darunter u. a. eine bundesweite Rekrutierungskampagne.

Im Netzbereich bestehen übergreifende Risiken zudem insbesondere in Form von Mindererlösen bei den Netzentgelten (Auswirkungsklasse B). Im Rahmen der Netzentgeltkalkulation werden Prognosen zu den jeweiligen Netzmengen erstellt; Mengenabweichungen sind bei der Kalkulation der Netzentgelte, v. a. in einem sich verändernden Marktumfeld, nicht auszuschließen. Hieraus potenziell resultierende Mindererlöse können zwar über das Regulierungskonto nacherlöst werden, haben im laufenden Geschäftsjahr jedoch keine Realisationswirkung. Zur Risikoreduzierung findet ein sorgfältiges energiewirtschaftliches Monitoring mit einer regelmäßigen Überprüfung und Anpassung unserer Kalkulationsprämissen statt.

Im Bereich Telekommunikation und Glasfaserausbau ergeben sich Risiken durch konkurrierende Infrastrukturen bzw. durch den Überbau bestehender Infrastruktur (Auswirkungsklasse C). Die gestiegenen Kapitalmarktzinsen könnten zudem das zusätzliche Risiko mit sich führen, die Umsetzungsgeschwindigkeit beim eigenwirtschaftlichen Ausbau zu hemmen. Weitere Chancen und Risiken entstehen durch die Erweiterung der Förderbarkeit des Breitbandausbaus durch die Bundesregierung. Die bisherige Förderung von Anschlüssen mit einer Übertragungsgeschwindigkeit von weniger als 30 Mbit/ s (sog. „weiße Flecken“) wurde nun auch auf die Beseitigung der sog. „grauen Flecken“ ausgeweitet. Hierdurch wird Konkurrenz zu unserer bestehenden Infrastruktur gefördert.

Übergreifende Chancen und Risiken ergeben sich durch die Entwicklung und Nutzung neuer, innovativer Technologien, aus denen wettbewerbsfähige Produkte und Dienstleistungen hervorgehen können (Auswirkungsklasse C). Entsprechende Geschäftspotenziale sind aktuell u. a. durch die Portfolioentwicklung im Bereich der EE, den Ausbau der Ladesäuleninfrastruktur für Elektrofahrzeuge, die Digitalisierung des Messwesens im Rahmen von iMSys sowie durch den weiteren Ausbau des Dienstleistungsgeschäftes gegeben (z. B. im Rahmen der KWP, des Glasfaserausbau und des Wasser- und Abwassergeschäfts). Im Bereich H₂ bestehen weitere wichtige Entwicklungschancen, die wesentlich zur Umsetzung unseres Geschäfts- und Versorgungsauftrages sowie unserer Nachhaltigkeitsziele beitragen.

Marktchancen und -risiken

Die Beschaffenheit bzw. die Entwicklungen der Märkte und die sich verändernden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen können sich sowohl positiv als auch negativ auf unsere Geschäftstätigkeiten auswirken. Marktchancen und -risiken ergeben sich für unsere Unternehmensgruppe im Wesentlichen aus Preis- und Mengeneffekten in den Bereichen Strom und Gas bei der Beschaffung, der Erzeugung und im Vertrieb.

Im Energievertrieb bestehen Preis- und Mengenrisiken (Auswirkungsklasse C). Preisrisiken können dabei insbesondere durch Schwankungen der Energiepreise an den Beschaffungsmärkten entstehen. Höhere Beschaffungspreise für Strom oder Gas können unsere Vertriebsmarge mindern. In entgegengesetzter Richtung können sinkende Beschaffungspreise zu einer höheren Marge führen. Mengenrisiken entstehen, wenn weniger Strom, Gas und Wärme durch unsere Kunden nachgefragt werden, z. B. infolge von milderer Temperaturen bzw. niedrigeren Verbrauchsmengen, einer gestiegenen Eigenerzeugung oder auch Kundenabwanderungen. Überflüssige Mengen tragen das Risiko, möglicherweise nur zu ungünstigen Konditionen an den Markt zurückverkauft zu werden.

Eine konsequente Risikosteuerung und -limitierung im Vertriebs- und Beschaffungsbereich bleiben ein Kernbestandteil unserer Aktivitäten. Zur Überwachung der bestehenden Preisschwankungen auf dem Strom- und Gashandelsmarkt sowie der Preisentwicklungen der Zertifikate verfügen wir über ein kunden- und produktgruppenspezifisches Controlling. Unsere Unternehmensprozesse zur Risikolimitierung im Vertriebs- und Beschaffungsgeschäft

umfassen u. a. ein fortlaufendes, engmaschiges Monitoring der Marktbedingungen mit regelmäßigen Plan- und „ad hoc“-Reportings zur aktuellen Marktsituation, eine Ableitung entsprechender (Handlungs-) Implikationen sowie verschiedene, zielgerichtete operative und auch strategische Entscheidungen zur Risikolimitierung. Darüber hinaus werden unterschiedliche Maßnahmen zur Preissicherung durchgeführt. Hierzu zählen u. a. eine Diversifizierung und Risikostreuung innerhalb unseres Händlerportfolios. Zur Risikosteuerung im Erdgasbereich nutzen wir u. a. die vorhandenen Speicherkapazitäten.

Durch die Investitionen der vergangenen Jahre wurde zudem die Flexibilität unseres Erzeugungsportfolios gesteigert und die Risiken infolge von Strompreisschwankungen reduziert. Mit einer zwischen Wärmeerzeugung und Strompreisindikation abgestimmten Beschaffungs- und Vermarktungsstrategie werden Marktpreisrisiken zielgerichtet gesteuert.

Im Vertrieb besteht infolge des energiewendebedingten Netzaus- und -umbaus ein Margenrisiko in Form von steigenden Netzentgelten. Hohe Investitionskosten im Netzgebiet der TEN und Erhöhungen der Netznutzungsentgelte vorgelagerter Netzbetreiber sind Treiber dieser Entwicklungen, insofern die Kostensteigerungen aufgrund vertraglicher oder wettbewerbsbedingter Einschränkungen nicht an die Endkunden weitergeben werden können (Auswirkungsklasse C).

Im Bereich Elektromobilität ergeben sich Risiken aus dem aktuellen Verlauf der Verkehrswende in Deutschland (Auswirkungsklasse E). Infolge des Wegfalls staatlicher Kaufprämien für Elektrofahrzeuge sowie des Kostenanstieges beim (Lade-) Strompreis, bleiben die Neuzulassungszahlen für batterieelektrische Fahrzeuge derzeit deutlich hinter den Erwartungen zurück. Marktrisiken aus der verlangsamten Verkehrswende ergeben sich für uns v. a. bei der zielgenauen Planung und rechtzeitigen Kontrahierung der abgesetzten Ladestrommengen.

Der Ergebnisbeitrag unseres Erzeugungsbereiches wird, neben den Marktrisiken aus Beschaffung und Vertrieb (Auswirkungsklasse C), durch die Höhe der vermiedenen Netznutzungsentgelte beeinflusst. Mögliche Chancen (Auswirkungsklasse B) und Risiken (Auswirkungsklasse C) entstehen hier je nach Einspeiseleistung unserer Kraftwerke zum Zeitpunkt der Netzlastspitze bzw. zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast beim vorgelagerten Netzbetreiber. Änderungen können sich abweichend zu den Planungsprämissen sowohl positiv als auch negativ auf unser Ergebnis auswirken. Durch entsprechende Prognosen antizipieren wir den Zeitpunkt der Jahreshöchst- sowie der Bezugslast auf der jeweiligen Netzebene.

Zusätzliche Chancen und Risiken ergeben sich im Erzeugungsbereich aus der Preisentwicklung für CO₂-Zertifikate.

Chancen und Risiken aus Recht und Regulierung

Die Chancen und Risiken aus den rechtlichen bzw. regulatorischen Rahmenbedingungen resultieren im Hinblick auf die aktuelle 4. Regulierungsperiode im Wesentlichen aus Unsicherheiten in Bezug auf die Ermittlung der jeweiligen Erlösobergrenzen. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit einer An- bzw. Aberkennung bestimmter Kostenpositionen durch die BNetzA, die im Rahmen der Planung bisher nicht berücksichtigt wurden (Auswirkungsklasse B).

Neue technische Anforderungen an das HS- und MS-Netz, veränderte gesetzliche Regelungen und insbesondere die Umsetzung der Energie-, Wärme- und Verkehrswende erfordern deutlich höhere Investitionen in die Netzinfrastruktur. Begrenzte finanzielle Mittel sowie beschränkte Material- und Personalkapazitäten (incl. Dienstleister) stehen der unmittelbaren Erfüllung aller Aufgaben entgegen (Auswirkungsklasse C).

Das derzeitige Regulierungsmodell berücksichtigt die klimawendebedingten Investitionserfordernisse in den anstehenden Um- und Ausbau des Netzes nicht volumnäglich. Die BNetzA könnte mit der Neuaufstellung der deutschen Energieregulierung Gebrauch von ihren Gestaltungsspielräumen machen, um dieses nachhaltig positiv zu beeinflussen. Zur Risikovermeidung führen wir kontinuierlich Bedarfsanalysen zu den Investitionsschwerpunkten durch.

Im Netzgeschäft besteht die Chance, aus den von der BNetzA beschlossenen, neuen Regelungen zu den Nutzungsdauern und Abschreibungsmethoden von Erdgasleitungsinfrastrukturen (KANU 2.0), frühzeitigere Ergebniseffekte zu realisieren, die sich positiv auf das Unternehmensergebnis auswirken können (Auswirkungsklasse B).

Finanzwirtschaftliche Chancen und Risiken

Finanzwirtschaftliche Risiken bestehen aus unserer Perspektive v. a. in Form von Liquiditäts- und Kreditrisiken. Infolge nicht eingehaltener Kennziffern könnte es zu Bonitätsverschlechterungen und damit zu entsprechenden Liquiditätsrisiken kommen (Auswirkungsklasse B). Zur Vermeidung der Liquiditätsrisiken erfolgt eine kontinuierliche Überwachung der Kennzahlen im Rahmen unseres IKS. Dieses umfasst eine Verarbeitung der aktuellen Erkenntnisse zu den Veränderungen der laufenden Geschäftstätigkeiten. Zusätzlich pflegen wir mit den finanziierenden Banken einen engen und kontinuierlichen Informationsaustausch. Darüber hinaus führt die im Geschäftsjahr 2023 realisierte Eigenkapitalerhöhung zu einer Entspannung der Risikosituation.

Für Fremdkapitalaufnahmen haben wir im Berichtsjahr eine Risikostrategie zur Verringerung des Zinsrisikos etabliert. Hinsichtlich etwaiger Zinsrisiken aus den zum Ende des Geschäftsjahres 2024 abgeschlossenen Darlehensverträgen mit variabler Verzinsung werden wir spätestens beim Abruf der Darlehen Zinssicherungsgeschäfte mit gleicher Laufzeit abschließen. Dabei werden keine derivativen Finanzgeschäfte zu spekulativen Zwecken eingesetzt.

Weitere finanzwirtschaftliche Chancen (Auswirkungsklasse C) und Risiken (Auswirkungsklasse D) ergeben sich durch das Finanzierungsmodell unserer betrieblichen Altersvorsorge (BAV). Aus der anteiligen Neuausrichtung der Finanzierung der BAV vom Pensionstreuhandmodell „Contractual Trust Arrangement (CTA)“ zum Pensionsfondsmodell, ergibt sich die Chance einer sich verstetigenden Ergebnisentwicklung, unabhängig von den Entwicklungen am Kapitalmarkt. Ein gewisses Ergebnis- und Liquiditätschancen- bzw. -risikopotenzial in Form von Marktschwankungen innerhalb des verbleibenden CTA-Vermögens besteht fort. Im Rahmen des Jahresabschlusses erfolgt weiterhin eine Marktpreisbewertung des CTA-Vermögens. Auftretende Marktpreisschwankungen können sich dabei sowohl positiv als auch negativ auf unsere Ertragslage auswirken. Die Entwicklung des Fonds steuern wir aktiv durch gezielte Maßnahmen im Anlageausschuss. Daneben unterliegt die Fondsabwicklung gültigen banken- und aufsichtsrechtlichen Regelungen. Potenzielle Risiken ergeben sich aus einer Nachschussverpflichtung bei einer etwaigen negativen Wertentwicklung des Pensionsfondsvermögens der ausgelagerten Pensionsverpflichtungen.

Chancen und Risiken aus Beteiligungen

Weitere Chancen und Risiken (Auswirkungsklasse D) ergeben sich aus unseren Beteiligungen. Das Beteiligungsportfolio umfasst zahlreiche Thüringer Stadtwerke, deren Geschäftsfelder bzw. -modelle sich grundsätzlich mit denen der TEAG-Gruppe decken. Für unsere Beteiligungen bestehen daher grundsätzlich ähnliche bzw. vergleichbare Chancen und Risiken, wie für die TEAG-Gruppe selbst. Aktuell liegt der Schwerpunkt des Beteiligungsportfolios auf 20 Thüringer Stadtwerken.

Im Bereich der EE besteht insbesondere im Hinblick auf den Entfall staatlicher Fördermaßnahmen das Risiko einer Verlangsamung des Ausbaus regenerativer Erzeugungsanlagen, wodurch sich tiefgreifende Veränderungen und auch Ergebniseffekte in unserem Beteiligungsportfolio ergeben können.

Sowohl bei den Stadtwerken als auch den Beteiligungen im Bereich der EE existiert grundsätzlich das Risiko rückläufiger Beteiligungserträge infolge ausbleibender Ausschüttungen oder Wertberichtigungen der Beteiligungswerte. Das Risikopotenzial wird dabei maßgeblich durch die derzeit besonders hohe Wettbewerbsintensität auf den Märkten sowie regulatorische Entscheidungen beeinflusst.

Die Überwachung und Steuerung der Chancen und Risiken erfolgt im Rahmen unseres Beteiligungscontrollings und -managements. Durch eine enge Zusammenarbeit mit unseren Beteiligungsgesellschaften, die fallbezogene Unterstützung sowie die frühzeitige Einbindung in Entscheidungsprozesse, identifizieren wir vorhandene Chancen und wirken potenziellen Risiken entgegen. Die Chancen- und Risikoüberwachung sowie -steuerung umfasst sowohl eine enge Abstimmung mit unseren Beteiligungen als auch den kontinuierlichen, fachlichen Austausch, insbesondere im Hinblick auf neue Geschäftsfelder und aktuelle Markt Ereignisse bzw. -entwicklungen.

IV Prognosebericht

Erzeugung und Wärme

Den klimafreundlichen – und mittel- bis langfristig klimaneutralen – Umbau bzw. die Modernisierung und Umstellung der konventionellen Kraftwerksanlagen an den Standorten der HKW Jena, Schwarza und Bad Salzungen werden wir auch im kommenden Berichtszeitraum vorantreiben. Am Standort des HKW Jena ist die Vergrünung der Fernwärme u. a. durch die Errichtung einer leistungsfähigen PtH-Anlage sowie einer Großflusswärmepumpe mit BEW-Förderung vorgesehen. Im Zuge einer schrittweisen Dekarbonisierung sollen ab 2030 mindestens 30 Prozent der gelieferten Fernwärme auf Basis von EE bereitgestellt werden können. In Bad Salzungen sind u. a. die Abwärmenutzung eines Industriekunden sowie Vorbereitungen zum Netzanschluss einer Biogasanlage geplant.

Im dezentralen Projektgeschäft stehen zunehmend nachhaltige Quartierslösungen mit BEW-Förderung sowie sog. „kalte Nahwärmenetze“ im Fokus der Projektakquise. Insgesamt soll im Rahmen des dezentralen Projektgeschäfts in 2025 der Zubau von Anlagen zur Wärmelieferung i. H. v. 13,4 GWh erfolgen. Im Hinblick auf die Dekarbonisierung von zentralen, wie dezentralen Erzeugungsanlagen sind dabei nicht mehr nur die politischen Entwicklungen, sondern die Kunden selbst zu Treibern der grünen Transformation geworden.

In 2024 haben sich zahlreiche Thüringer Städte und Gemeinden mit der KWP auseinandergesetzt: Städte mit mehr als 100.000 Einwohnern werden durch das WPG dazu verpflichtet, bis spätestens zum 30. Juni 2026 Wärmepläne (sog. „Fachgutachten“) aufzustellen. Alle Gemeinden mit weniger als 100.000 Einwohnern trifft die Umsetzungspflicht bis zum 30. Juni 2028. Die Thüringer Kommunen werden wir mit einem umfassenden Planungs- bzw. Dienstleistungsangebot aktiv bei der Umsetzung der KWP unterstützen und zu diesem Zweck organisatorische und personelle Veränderungen in unserer Unternehmensgruppe umsetzen. Von den 189 zur KWP verpflichteten Planungsstellen bzw. betroffenen Thüringer Kommunen wollen wir mit mindestens einem Drittel in Kontakt treten, um eine mögliche gemeinsame Projektentwicklung abzustimmen.

Im Hinblick auf die Erzeugungsmengen unserer konventionellen Kraftwerke sowie der dezentralen Wärme-Contracting-Anlagen rechnen wir im kommenden Berichtszeitraum mit insgesamt 488,1 GWh Strom- sowie 933,1 GWh Wärmeerzeugung. Die Mengenplanungen hängen dabei u. a. vom Zeitpunkt der vollständigen Inbetriebnahme der neuen Gasmotorenanlage im HKW Jena ab.

Strom- und Gasnetze

Die Geschäftsfelder der TEN werden auch im kommenden Geschäftsjahr vom energiewendebedingten Stromnetzaus- und -umbau sowie der Digitalisierung des Netzbetriebes geprägt sein. Das regulierte Netzgeschäft bleibt, gemessen an der Höhe des gebundenen Kapitals in Infrastruktur sowie den Personalkapazitäten, das Hauptgeschäftsfeld der TEAG-Gruppe.

Die Errichtung von PV-Anlagen incl. entsprechender Speichertechnologien dominiert die Anschlüsse im Netzbereich. Die Anzahl der Anschlussbegehren sowie deren Komplexität werden sich weiterhin auf einem hohen Niveau bewegen. Nach der Optimierung der Prozesse wollen wir im kommenden Geschäftsjahr die Abarbeitungszeit der Anträge weiter verkürzen.

Mit dem Voranschreiten der Klima-, Wärme- und Mobilitätswende wird neben Einspeiseanlagen aus EE eine immer größere Zahl von sog. „steuerbaren Verbrauchseinrichtungen“ an die NS-Netzinfrastruktur angeschlossen. Der § 14a EnWG verpflichtet die TEN als Netzbetreiber zukünftig dazu, in sog. „Spitzenlast“-Zeiten den Strombezug von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen vorübergehend auf bis zu 4,2 kW zu begrenzen. Die Flexibilisierungsmöglichkeiten nach § 14a EnWG sollen dabei helfen, die Netzstabilität sicherzustellen und Netzengpässe zu vermeiden. Mit einem flächendeckenden Rollout von iMSys werden dabei wichtige technische Voraussetzungen zur zielgerichteten Beobacht- bzw. Steuerbarkeit von Netzprozessen geschaffen. Infolge des steigenden Anchlusses von regenerativen Erzeugungsanlagen ist mit einer Zunahme von Engpässen zu rechnen.

Die Lastverlagerungen infolge des anhaltenden Ausbaus der EE in Thüringen – mit Regionen sowohl der Lasterhöhung als auch der -abnahme – bedingen einen massiven Aus- bzw. Umbaumbedarf im MS- und NS-Bereich. In Verbindung mit einer aktiven Laststeuerung trägt der Aus- bzw. -umbau wesentlich zur Beherrschung der energiewendebedingten Netzeffekte bei, geht jedoch mit einem erheblichen Investitionsbedarf einher. Unsere Stromnetzplanung sieht in den kommenden Jahren u. a. die Errichtung von rund 600 km MS-Kabeln sowie die Verstärkung von mehr als 100 km Leitungen im HS-Bereich vor. Zudem werden rund 600 Ortsnetz-Stationen neu zu errichten sein. Darüber hinaus besteht die Notwendigkeit einer weiteren Digitalisierung: Rund ein Drittel aller MS-Stationen soll fernsteuerbar gemacht werden, was insgesamt rund 3.000 Stationen entspricht. Zusätzlich ist die digitale Anbindung von weiteren technischen Komponenten an das Netzeleitsystem vorgesehen, u. a. zur Unterstützung schneller Entstörungsprozesse bei Erd- und Kurzschlüssen. Zur Sicherung einer hohen Versorgungsqualität muss nicht zuletzt auch der Austausch veralteter DDR-Kabel vorangetrieben werden, wobei sich die Kosten zum Substanzerhalt auf jährlich rund 13 Mio. € belaufen. Im Bereich der HS- bzw. MS-Umspannwerke ergibt sich ein Ausbaubedarf von rund 70 HS- bzw. MS-Transformatoren, Schalt- und Nebenanlagen. Insgesamt wird bis zum Jahr 2028 mit Investitionen i. H. v. rund 600 Mio. € in die Stromnetzinfrastruktur (incl. Zähler) gerechnet.

Im Gasbereich setzt eine gegensätzliche Entwicklung ein. Die Bedeutung von (fossilem Erd-) Gas bei der Strom- und Wärmeerzeugung sowie in industriellen Produktionsprozessen nimmt ab. Voraussichtlich wird ein Teil des Erdgasnetzes zukünftig für den H₂-Transport genutzt werden können. Die Ersatzinvestitionen im fossilen Erdgasnetz sollen infolge des Rückgangs an betriebs- und volkswirtschaftlicher Bedeutung – bei einem gleichzeitigen, schrittweisen Hochlauf der Investitionen im H₂-Bereich – auf ein notwendiges Minimum reduziert werden. Der Anschlusszwang von Biogasanlagen steht dagegen mit nicht unerheblichen Investitionen und organisatorischen Herausforderungen im Widerspruch zur Transformation der Netzinfrastruktur in Richtung H₂.

Das EuGH-Urteil zur Unabhängigkeit und Zuständigkeit von Regulierungsbehörden in der Energiewirtschaft führt zu grundlegenden Veränderungen in der deutschen Energieregulierung. In diesem Zusammenhang erwartet die TEN in 2025 entsprechende Festlegungen der BNetzA.

Energievertrieb

Im Vertriebsbereich nehmen die Unsicherheiten im Hinblick auf die stagnierende wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland und die steigende Zahl von Unternehmensinsolvenzen zu. Für 2025 gehen wir von einem deutlichen Anstieg von Eigenverbrauchslösungen im Markt aus, die Rückwirkungen auf das Abnahmeverhalten der Kunden und die Mengenbeschaffung bzw. -planung haben. Die stetige Zunahme von PV-Anlagen und weiteren erneuerbaren, dezentralen Eigenverbrauchslösungen (wie z. B. Wärmepumpensystemen) erschwert die Erstellung z. B. von sog. „Day-ahead“-Prognosen sowie entsprechenden Lieferangeboten. Infolge der hohen energiewendebedingten Netzinvestitionen im Strom- sowie der Anwendung von KANU 2.0 im Gasbereich ist v. a. im Privatkundengeschäft ein Anstieg der Netzentgelte abzusehen. Der ausgeprägten Wettbewerbsintensität im Markt begegnen wir u. a. mit einer Stärkung unserer IT-gestützten Vertriebsmaßnahmen sowie unserer Neukunden- bzw. Kundenbindungsstrategien.

Insbesondere in Zeiten anhaltender (geo-) politischer Unsicherheiten hat die Gewährleistung einer stabilen Versorgungslage für uns höchste Priorität. Daher werden wir unser langfristiges Beschaffungspotfolio im kommenden Berichtszeitraum weiter diversifizieren und Abhängigkeiten von einzelnen (Vor-) Lieferanten reduzieren.

Auf der Absatzseite planen wir für das Geschäftsjahr 2025 mit einem Stromabsatz i. H. v. rund 7.190 GWh, einem Gasabsatz i. H. v. rund 7.327 GWh sowie einem Wärmeabsatz i. H. v. rund 481 GWh.

Elektromobilität

Mit dem Ausbau der (Schnell-) Ladenetzinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Thüringen und den angrenzenden Bundesländern treiben wir aktiv die Umsetzung der Klima- und Verkehrswende voran. Obwohl die Neuzulassungszahlen von Elektrofahrzeugen zuletzt stagnierten und die Bundesregierung ihre Förderprogramme für den Kauf von Elektrofahrzeugen zum Vorjahresende eingestellt hat, gehen wir davon aus, dass sich der Umstieg von Verbrennungsmotoren auf batterieelektrische Fahrzeuge mittel- und langfristig durchsetzen wird. Infolge der technologischen Fortschritte bei der Entwicklung effizienter Batterie- und Ladetechnik in Verbindung mit daraus resultierenden Preisrückgängen von Batterien, einschließlich einer entsprechenden Reichweiterhöhung von Elektrofahrzeugen, rechnen wir – nach dem Erreichen einer kritischen Schwelle im Markt – wieder mit einer deutlichen Zunahme der Dynamik.

Neben der Errichtung und dem Betrieb von öffentlicher (Schnell-) Ladeinfrastruktur an zentralen Verkehrsknotenpunkten, wie etwa Autobahnkreuzen, gewinnt zunehmend der Ladenetzausbau in städtischen Ballungsräumen an Bedeutung: Ziel ist es, pro Jahr rund 30 Standorte mit mehreren Ladepunkten in größeren Wohnquartieren in Thüringen zu erschließen. Bis Ende 2025 wollen wir in über 100 Städten öffentliche Ladeinfrastruktur mit insgesamt bis zu 690 Schnell- sowie rund 360 Normalladepunkten betreiben.

Für das Geschäftsjahr 2025 haben wir Investitionen i. H. v. bis zu 14,6 Mio. € geplant, die v. a. für die Errichtung von Schnellladetechnik bzw. neuer Schnell-Ladestandorte vorgesehen sind. In den kommenden Jahren werden wir einen insgesamt mittleren zweistelligen Millionenbetrag in den Aufbau und die Erweiterung neuer (HPC-) Schnell-Ladehubs investieren.

Im Geschäftsfeld Elektromobilität gehen wir für das Geschäftsjahr 2025 von einem deutlich steigenden Ladestromabsatz sowie von steigenden Umsatzerlösen aus. Positive Ergebnisbeiträge aus dem Aufbau des Geschäftsfeldes werden dagegen noch nicht erwartet.

Messwesen

Durch gesetzliche Regelungen, u. a. im Hinblick auf das GNDEW, den damit verbundenen Änderungen des MSbG sowie den Bestimmungen des § 14a EnWG, wurde der Smart-Meter-Rollout zuletzt neu definiert. Ab dem kommenden Jahr sind MSB dazu verpflichtet, eine technische Infrastruktur bereitzustellen, die es ermöglicht, steuerbare Verbrauchseinrichtungen über das SMGw entsprechend der aktuell vorherrschenden Lastsituation netzdienlich anzusteuern und ggf. abzuregeln. In der digitalen Steuerung der NS-Netze liegt ein wesentliches Schlüsselement zur Umsetzung der technisch anspruchsvollen Energiewende. Im Rahmen von mehreren Pilotprojekten ist geplant, in den kommenden Jahren modernste Mess- und Regeltechnik in Energieinfrastruktur von ausgewählten Ortschaften zu integrieren und für die Datenübertragung nutzbar zu machen. Der Rollout soll stufenweise über ganz

Thüringen hinweg erfolgen. In jeder Region soll zunächst zumindest ein „Reallabor“ errichten werden.

Das MsbG sieht in der aktuellen Fassung vor, dass bis zum Jahr 2032 mindestens 95 Prozent der Messstellen auf mME oder iMSys umgerüstet sein sollen. Die Einbauvorgaben beinhalten zudem, dass bereits bis Ende 2025 mindestens 20 Prozent der iMSys-Pflichteinbaufälle mit einem SMGw auszustatten sind. Wir gehen davon aus, dass insbesondere die gMSB-Kunden der TMZ den iMSys-Rollout im kommenden Jahr deutlich forcieren werden. Für das Geschäftsjahr 2025 rechnen wir mit einer annähernden Verdopplung der von der TMZ im Bereich der SMGw-Administration und des Messdatenmanagements betreuten iMSys. Zur Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben und Schaffung der technischen Voraussetzungen für die Digitalisierung der Netzinfrastruktur treiben wir den Rollout aktiv voran.

Nach der diesjährigen Veröffentlichung des sog. „Digitalisierungsberichts“ nach § 48 MsbG durch das BMWK wird für 2025 eine weitere Novellierung des MsbG erwartet. Die Novelle ist Teil eines Gesetzesentwurfs zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich des Netzausbau, der -regulierung und der Endkundenmärkte. Sie sieht vor, dass der Smart-Meter-Rollout zukünftig stärker netzorientiert erfolgen soll. Die Pläne des gMSB TEN sehen vor, im kommenden Jahr insgesamt rund 47.400 Messstellen mit moderner Mess- bzw. Regelungstechnik auszustatten.

Das Leistungsangebot der TMZ wird dabei immer öfter von Geschäftspartnern außerhalb der TEAG-Gruppe nachgefragt. Im Geschäftsjahr 2025 planen wir mit dem Abschluss weiterer, langjähriger Verträge.

Im Geschäftsfeld Mess- und Zählerwesen rechnen wir in den kommenden Jahren mit einer positiven Geschäftsentwicklung.

Telekommunikation

Der Ausbau einer leistungsfähigen Kommunikationsinfrastruktur dient nicht zuletzt auch der Steuerung von digitalen Kommunikationsprozessen zur Umsetzung der Energiewende. Den flächendeckenden Glasfaserausbau in Thüringen werden wir auch in diesem Zusammenhang im kommenden Berichtszeitraum zielstrebig vorantreiben. Die Erreichung unserer Ausbauziele unterliegt dabei jedoch gewissen Unsicherheiten, die sich sowohl aus konjunkturellen bzw. wirtschaftlichen als auch politischen Rahmenbedingungen und Veränderungen ergeben. Zudem erschwert das anhaltend hohe Kostenniveau im Bereich von Dienstleistungen, Material und Personal den Netzausbau. Bei der Detailplanung eigenwirtschaftlicher Projekte können die gestiegenen Bau- und Finanzierungskosten daher dazu führen, dass einzelne Ortschaften bzw. Adressen unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht, wie im ursprünglichen Bebauungsplan vorgesehen, erschlossen werden können.

Vor dem Hintergrund insbesondere der genannten Herausforderungen planen wir unser eigenwirtschaftliches Investitionsvolumen im kommenden Berichtszeitraum um bis zu +25 Prozent zu erhöhen. Für den Zeitraum 2025-2027 planen wir mit einem eigenwirtschaftlichen Investitionsvolumen i. H. v. rund 160 Mio. €. Für das kommende Geschäftsjahr gehen wir im Telekommunikationsbereich von einer weiteren Kundenzunahme sowie einer leichten Ergebnisseigerung aus.

Beteiligungen

Das Beteiligungsergebnis der TEAG-Gruppe wird sich im Geschäftsjahr 2025 wesentlich aus der wirtschaftlichen Entwicklung der Thüringer Stadtwerkebeteiligungen bestimmen. Im Hinblick auf die Klima-, Energie- und Wärmewende stehen die Stadtwerke vor ähnlichen Herausforderungen wie die TEAG selbst. Hierzu gehören u. a. die hohen Netzinvestitionen sowie deren langfristige Finanzierung, die Umsetzung neuer gesetzlicher Vorgaben zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung, die Förderung der Verkehrswende im Bereich Elektromobilität, die Strom- und Gasbeschaffung in einem volatilen Marktumfeld sowie der anhaltende Fachkräftemangel. Die Umsetzung neuer gesetzlicher Vorgaben, wie etwa des § 14a EnWG oder auch der neuen EU-Regelungen zur Nachhaltigkeitsberichterstattung, gestaltet sich insbesondere für kleinere Stadtwerke als schwierig. Die digitale Abbildung bzw. Umsetzung neuer komplexer Geschäftsmodelle und -prozesse führt zu zusätzlichen, ressourcenintensiven Herausforderungen.

Vor diesem Hintergrund werden wir die Thüringer Stadtwerke auch im kommenden Jahr aktiv unterstützen. Infolge der genannten Herausforderungen und Entwicklungen ist in den Folgejahren unter Umständen mit vergleichsweise geringeren Ergebnisbeiträgen aus Stadtwerksbeteiligungen zu rechnen. Für das Geschäftsjahr 2025 erwarten wir ein Beteiligungsergebnis i. H. v. rund 13 Mio. €. Zur Kompensation des rückläufigen Ergebnisbeitrags aus Stadtwerkebeteiligungen gewinnt der gezielte Auf- und Ausbau neuerer Geschäftsfelder in unserem Beteiligungsportfolios zunehmend an Bedeutung.

Voraussichtliche Entwicklungen insgesamt

Die erforderlichen Maßnahmen zur Umsetzung der politischen Energiewendeziele gehen mit einem erheblichen Investitionsbedarf einher. Die Haupttreiber der Investitionen liegen in der angestrebten Wärme- und Verkehrswende und führen in unserer Unternehmensgruppe immer mehr zur geschäftsfeldübergreifenden (Projekt-) Vernetzung; von der Energieerzeugung, über den Netzaus- und -umbau bis hin zur digitalen Steuerung der Infrastrukturen und der Umsetzung von IT-Großprojekten. Neuere Geschäftsfelder, wie etwa der Glasfaserausbau, das PV-Geschäft und die Elektromobilität, diversifizieren unser Unternehmensportfolio.

Zur Realisierung der Transformationsprojekte hat die TEAG-Gruppe einen verlässlichen, energiewirtschaftlichen Kompass entwickelt, der auf dem Fundament unserer „7 Netze“-Strategie beruht. Im Berichtszeitraum haben wir zudem ein umfassendes Investitionsprogramm beschlossen, das wir im kommenden Jahr fortschreiben werden. Die Finanzierung der Investitionen erfolgt auf der Grundlage einer umfassenden Eigen- bzw. Fremdkapitalerhöhung. Hierzu wurden im aktuellen Berichtszeitraum die notwendigen Darlehensverträge abgeschlossen. Im Geschäftsjahr 2025 ist eine weitere Eigenkapitalerhöhung durch unsere Anteilseigner geplant.

Im Hinblick auf die politischen Rahmenbedingungen spielt, neben den Neuwahlen der Bundesregierung bzw. der Koalitionsbildung im Frühjahr 2025, auch die energiepolitische Ausrichtung der neuen Landesregierung in Thüringen eine wesentliche Rolle für eine erfolgreiche Geschäftsentwicklung. Hierzu wird ein stabiler, langfristig angelegter ordnungspolitischer Rahmen benötigt, der positive Anreize setzt, um die vorhandenen technischen, marktlichen und nachhaltigen Lösungsansätze weiterzuentwickeln. Darauf aufbauend gehen wir von einer langfristig positiven Prognose unserer Geschäftsfelder aus. Im Geschäftsjahr 2025 werden wir die Entwicklung und Umsetzung innovativer, klimafreundlicher und -neutraler Energielösungen fortsetzen – und unseren Beitrag zu einem sicheren, stabilen und verlässlichen Energiesystem in Thüringen leisten.

Im kommenden Jahr rechnen wir für die TEAG-Gruppe mit einem EBITDA i. H. v. 230 bis 250 Mio. € und einem EBT i. H. v. 85 bis 105 Mio. €. Der Konzernjahresüberschuss wird im kommenden Geschäftsjahr voraussichtlich einen Wert zwischen 65 und 75 Mio. € erreichen. Für das Jahr 2025 sind in der TEAG-Gruppe Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen i. H. v. insgesamt rund 350 Mio. € vorgesehen; unser Investitionsvolumen werden wir – vor dem Hintergrund der anstehenden, klimawendebedingten Transformationsleistungen – in den Folgejahren auf einem hohen Niveau halten. Der Großteil unserer Investitionen wird in den Aus- und Umbau unserer „7 Netze“ fließen, mit Investitionsschwerpunkten in den Bereichen Strom- und Glasfasernetze, grüne Wärmeversorgung, Elektromobilität und Digitalisierung. Wesentliche Investitionstreiber sind die Energie- bzw. Wärme- und Verkehrswende mit dem Um-, Aus- und auch Neubau entsprechender Infrastruktur.

Im Geschäftsjahr 2025 erwarten wir für den Einzelabschluss der TEAG AG ein EBITDA zwischen 190 Mio. € und 210 Mio. €, ein EBT zwischen 90 Mio. € und 105 Mio. € sowie einen Jahresüberschuss zwischen 65 Mio. € und 75 Mio. €. Bei den Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen planen wir ein Volumen i. H. v. 200 Mio. €.

Erfurt, 25. März 2025

Der Vorstand



Stefan Reindl



Dr. Andreas Roß



Dr. Christian Thewißen

Konzernabschluss für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2022

KONZERNBILANZ

	31.12.2024	31.12.2023
AKTIVA	T€	T€
Anlagevermögen	1.806.019	1.636.851
Immaterielle Vermögensgegenstände	39.391	37.239
Sachanlagen	1.545.408	1.384.260
Finanzanlagen	221.220	215.352
Umlaufvermögen	749.143	787.693
Vorräte	142.574	111.382
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	446.755	439.890
Flüssige Mittel	159.814	236.421
Rechnungsabgrenzungsposten	6.192	3.570
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	8.233	5.140
Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG	16.303	16.309
	2.585.890	2.449.563
<hr/>		
PASSIVA		
Eigenkapital	677.724	673.293
Gezeichnetes Kapital	100.000	100.000
Kapitalrücklage	249.402	249.402
Gewinnrücklagen	251.301	241.630
Bilanzgewinn	76.037	81.332
Nicht beherrschende Anteile	984	929
Unterschiedsbetrag aus der Kapitalkonsolidierung	2.630	3.006
Ertragszuschüsse	114.613	113.441
Sonderposten für Investitionszuschüsse	144.640	114.436
Rückstellungen	623.977	608.089
Verbindlichkeiten	1.013.164	928.268
Rechnungsabgrenzungsposten	7.468	7.193
Passive latente Steuern	1.674	1.837
	2.585.890	2.449.563
<hr/>		

KONZERN-GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

	2024 T€	2023 T€
Umsatzerlöse	3.129.851	3.199.405
Erhöhung oder Verminderung (-) des Bestandes an unfertigen Leistungen	-3.223	6.321
Andere aktivierte Eigenleistungen	18.600	14.164
Sonstige betriebliche Erträge	88.118	74.451
Materialaufwand	2.781.677	2.861.013
Personalaufwand	168.445	159.548
Abschreibungen	98.063	112.836
Sonstige betriebliche Aufwendungen	39.132	34.928
Erträge aus At-Equity bewerteten Unternehmen	19.522	20.150
Erträge aus sonstigen Beteiligungen	1.630	2.189
Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	531	419
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	12.803	11.759
Abschreibungen auf Finanzanlagen	40.280	11.500
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	16.569	17.911
Aufwendungen aus Verlustübernahmen	129	9.861
Ergebnis vor Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	123.537	121.261
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	47.445	39.906
Ergebnis nach Steuern	76.092	81.355
Jahresüberschuss	76.092	81.355
Nicht beherrschende Anteile	55	23
Gewinnvortrag	9.671	5.402
Einstellung in andere Gewinnrücklagen	9.671	5.402
Bilanzgewinn	76.037	81.332

KONZERNANHANG

A. Vorbemerkungen

Konzernjahresabschluss

Der Konzernabschluss ist nach den geltenden Rechnungslegungsvorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB) für große Kapitalgesellschaften und des Aktiengesetzes (AktG) aufgestellt.

Die Gewinn- und Verlustrechnung wird nach dem Gesamtkostenverfahren aufgestellt. Der Ausweis erfolgt - soweit nicht anders angegeben - in tausend Euro (T€). Die im Vorjahr angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden wurden im Berichtsjahr fortgeführt.

Im Interesse einer besseren Klarheit und Übersichtlichkeit werden die nach den gesetzlichen Vorschriften bei den Posten der Konzernbilanz und der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung anzubringenden Vermerke ebenso wie die Vermerke, die wahlweise in der Konzernbilanz bzw. Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung oder im Konzernanhang zu tätigen sind, insgesamt im Konzernanhang aufgeführt. Soweit einzelne Posten in der Konzernbilanz oder Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung zusammengefasst werden, erfolgt eine Aufgliederung im Konzernanhang.

Das Geschäftsjahr entspricht dem Kalenderjahr.

Die Aufwendungen für die Strom- und Energiesteuer werden innerhalb der Umsatzerlöse gezeigt.

Die periodenfremden Erträge und Aufwendungen werden in den jeweiligen Posten der Gewinn- und Verlustrechnung erläutert.

Der Ausweis der sonstigen Steuern erfolgt im Posten sonstige betriebliche Aufwendungen.

Konzernzugehörigkeit und Abgrenzung des Konsolidierungskreises

Gemäß § 290 Abs. 1 HGB ist die TEAG Thüringer Energie AG (TEAG) grundsätzlich verpflichtet, einen Konzernabschluss aufzustellen. Die TEAG hat ihren Sitz in Erfurt, Schwerborner Str. 30 und wird beim Amtsgericht Jena unter der Handelsregisternummer HRB 502044 geführt.

Die TEAG ist weiterhin Mutterunternehmen des kleinsten Konsolidierungskreises. Konzernabschluss und Konzernlagebericht werden nach § 325 HGB bei der das Unternehmensregister führenden Stelle elektronisch eingereicht und dort bekannt gemacht. Diese Unterlagen sind im Unternehmensregister zugänglich.

Die KEBT Kommunale Energie Beteiligungsgesellschaft Thüringen Aktiengesellschaft (KEBT), Erfurt, ist gemäß § 290 HGB Mutterunternehmen des größten Konsolidierungskreises. Konzernabschluss und Konzernlagebericht werden nach § 325 HGB bei der das Unternehmensregister führenden Stelle elektronisch eingereicht und dort bekannt gemacht. Diese Unterlagen sind im Unternehmensregister zugänglich.

Folgende verbundene Unternehmen sind neben der TEAG in den Konzernabschluss als vollkonsolidierte Gesellschaften einbezogen:

Gesellschaft	Sitz	Anteil (%)
TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG	Erfurt	100,00
TES Thüringer Energie Service GmbH	Jena	100,00
Thüringer Netkom GmbH	Erfurt	100,00
TWS Thüringer Wärme Service GmbH	Rudolstadt	100,00
TEAG Mobil GmbH	Erfurt	100,00
TMZ Thüringer Mess- und Zählerwesen Service GmbH	Ilmenau	74,90

Nicht einbezogene Anteile an verbundenen Unternehmen:

Gesellschaft	Sitz	Anteil (%)
EGB Thüringer Erdgasnetz-Beteiligungs GmbH & Co. KG	Erfurt	100,00
EGB Thüringer Erdgasnetz-Beteiligungsverwaltungs GmbH	Erfurt	100,00
eness GmbH i.L.	München	100,00
FBB Fernwärme Bad Blankenburg GmbH	Bad Blankenburg	74,00
Innosun GmbH	Sömmerda	50,10
Ingenieurbüro Pieger-Wehner GmbH	Neustadt a.d. Orla	100,00
MOT Meßgeräte und Armaturen GmbH**	Ilmenau	100,00
NGA Netzgesellschaft Altenburger Land mbH	Erfurt	100,00
NG Netzgesellschaft Schmalkalden GmbH & Co. KG*	Schmalkalden	74,90
NG Netzgesellschaft Schmalkalden Verwaltungs-GmbH	Schmalkalden	74,90
TEAG Solar GmbH	Erfurt	100,00
TEN Thüringer Energienetze Geschäftsführungs-GmbH	Erfurt	100,00
TEP Thüringer Energie Speichergesellschaft mbH	Erfurt	100,00
TEAG Solar 1. Projekt GmbH	Erfurt	100,00
TEAG Thüringer Energie Siebzehnte	Erfurt	100,00
Vermögensverwaltungs-GmbH		
TEAG Thüringer Energie Achtzehnte	Erfurt	100,00
Vermögensverwaltungs-GmbH		
TEAG Thüringer Energie Neunzehnte	Erfurt	100,00
Vermögensverwaltungs-GmbH		
TEAG Thüringer Energie Zwanzigste	Erfurt	100,00
Vermögensverwaltungs-GmbH		
TEAG Thüringer Energie Einundzwanzigste	Erfurt	100,00
Vermögensverwaltungs-GmbH		
TEAG Wasser GmbH	Erfurt	100,00

* Geschäftsführungsgesellschaften innerhalb der jeweiligen Einheits-KG (mittelbare Beteiligung des TEAG-Konzerns)

** notarielle Beurkundung am 14.03.2024

Aufgrund der untergeordneten Bedeutung (in Bezug auf Ergebnisbeiträge sowie Umsatzerlöse) der vorstehend aufgeführten Gesellschaften für die Darstellung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns bzw. der Vorhaltung von Vorratsgesellschaften erfolgte unter Anwendung des § 296 Abs. 2 HGB keine Einbeziehung in den Konzernabschluss.

Gemeinschafts- und assoziierte Unternehmen, die nach der Equity-Methode bewertet werden:

Gesellschaft	Sitz	Anteil (%)
Eisenacher Versorgungs-Betriebe GmbH (evb)	Eisenach	25,10
Energieversorgung Apolda GmbH	Apolda	49,00
Energieversorgung Greiz GmbH	Greiz	49,00
Energieversorgung Nordhausen GmbH	Nordhausen	40,00
Energieversorgung Rudolstadt GmbH	Rudolstadt	23,90
Energiewerke Zeulenroda GmbH	Zeulenroda-Triebes	74,00
Innosun Service GmbH	Sömmerda	50,00
Stadtwerke Arnstadt GmbH	Arnstadt	44,00
Stadtwerke Bad Langensalza GmbH	Bad Langensalza	40,00
Gothaer Stadtwerke ENERGIE GmbH*	Gotha	30,00
Stadtwerke Mühlhausen GmbH	Mühlhausen	23,90
Stadtwerke Sondershausen GmbH	Sondershausen	23,90
Stadtwerke Suhl/Zella-Mehlis GmbH	Suhl	44,42
Stadtwerke Weimar Stadtversorgungs-GmbH	Weimar	49,00
SWE Energie GmbH	Erfurt	29,00
SWE Netz GmbH	Erfurt	29,00
TRZ Thüringer Rechenzentrum GmbH	Erfurt	50,00

* ehemals: Stadtwerke Gotha GmbH (Eintragung der Umfirmierung ins Handelsregister am 23.12.2024)

Nicht nach der Equity-Methode einbezogene assoziierte Unternehmen:

Gesellschaft	Sitz	Anteil (%)
Energieversorgung Inselberg GmbH	Waltershausen	34,00
KEYWEB AG	Erfurt	49,00
Netzgesellschaft Eisenberg mbH	Eisenberg	49,00
Neue Energien Bad Salzungen GmbH	Bad Salzungen	40,00
Solarpark Ohrdruf GmbH*	Ohrdruf	30,00
Stadtwerke Eisenberg Energie GmbH	Eisenberg	49,00
Stadtwerke Leinefelde-Worbis GmbH	Leinefelde-Worbis	49,00
Stadtwerke Neustadt an der Orla GmbH	Neustadt an der Orla	40,00
Stadtwerke Stadtdroda GmbH	Stadtdroda	24,90
TMZ Thüringer Mess- und Zählerwesen Geschäftsführungsgesellschaft mbH**	Erfurt	40,00
TMZ Thüringer Mess- und Zählerwesen GmbH & Co. KG	Erfurt	30,00
Wärmegesellschaft Bad Lobenstein	Bad Lobenstein	49,90
Wärmeversorgung Sollstedt GmbH	Sollstedt	49,00
WGS - Wärmegesellschaft mbH Saalfeld	Saalfeld	24,00

* notarielle Beurkundung am 21.02.2024

** Geschäftsführungsgesellschaften innerhalb der jeweiligen Einheits-KG (mittelbare Beteiligung des TEAG-Konzerns)

Aufgrund der Bedeutung hinsichtlich ihrer Geschäftstätigkeit und des daraus resultierenden Einflusses auf die Vermittlung eines den tatsächlichen Verhältnissen entsprechenden Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns erfolgt die Einbeziehung der in vorstehender Übersicht aufgezählten Gesellschaften in den Konzernabschluss zum Buchwert.

B. Konsolidierungsgrundsätze

Die **Kapitalkonsolidierung** im Rahmen der Erstkonsolidierung zum 1. Januar 2012 erfolgte nach der Neubewertungsmethode. Dabei wurde gemäß § 301 Abs. 1 Satz 2 HGB der Wertansatz der dem Mutterunternehmen gehörenden Anteile an den in den Konzernabschluss einbezogenen Tochterunternehmen mit dem auf diese Anteile entfallenden Betrag des Eigenkapitals der Tochterunternehmen zum Erwerbszeitpunkt 1. Januar 2012 verrechnet. Das aufzurechnende Eigenkapital wurde zum Erwerbszeitpunkt mit dem Zeitwert angesetzt.

Analog wurde im Geschäftsjahr 2015 bei der Erstkonsolidierung der encoLine GmbH (encoLine) verfahren. Die Aufstockung der Geschäftsanteile an der encoLine wurde im Sinne des DRS 23 als Kapitaltransaktion behandelt.

Aus der Neubewertung der einbezogenen Tochterunternehmen zum 1. Januar 2012 bzw. zum 1. Januar 2015 ergeben sich immaterielle Vermögensgegenstände aus dem Kundenstamm der Thüringer Netkom GmbH (TNK), der ehemaligen Energie- und Medienversorgung Schwarza GmbH (EMS) und der ehemaligen encoLine. Die Vermögensgegenstände aus dem Kundenstamm der TNK und der ehemaligen EMS werden aufgrund der langfristigen Laufzeit der abgeschlossenen Verträge über 20 Jahre abgeschrieben.

Ein nach Verrechnung verbleibender aktiver Unterschiedsbetrag aus der Kapitalkonsolidierung wird als Geschäfts- oder Firmenwert auf der Aktivseite der Bilanz ausgewiesen. Es entstanden aktive Unterschiedsbeträge, die aus der Erstkonsolidierung resultieren. Ausgehend von den zugrunde liegenden Sachverhalten, die das Strom-, Gas- und Telekommunikationsnetz mit einer langfristigen Nutzung betreffen, erfolgt die Abschreibung des Geschäfts- oder Firmenwertes über eine Nutzungsdauer von 20 Jahren.

Passive Unterschiedsbeträge aus der Kapitalkonsolidierung werden als Posten eigener Art nach dem Eigenkapital dargestellt.

Bei der **Schuldenkonsolidierung** werden die gegenseitigen Forderungen und Verbindlichkeiten zwischen den einbezogenen Unternehmen aufgerechnet.

Zeitliche Buchungsdifferenzen werden im Wesentlichen erfolgsneutral in den sonstigen Vermögensgegenständen bzw. sonstigen Verbindlichkeiten dargestellt.

Echte Aufrechnungsdifferenzen werden erfolgswirksam in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen bzw. in den sonstigen betrieblichen Erträgen bilanziert.

Im Rahmen der **Aufwands- und Ertragskonsolidierung** werden Erlöse und Erträge zwischen den einbezogenen Unternehmen mit den entsprechenden Aufwendungen der empfangenden Gesellschaft verrechnet. Außerdem werden konzerninterne Ergebnisübernahmen des Geschäftsjahrs eliminiert.

Die **At-Equity-Konsolidierung** wird bei Gemeinschaftsunternehmen und Minderheitsbeteiligungen angewandt, auf welche ein maßgeblicher Einfluss ausgeübt wird. Die Erstkonsolidierung erfolgte nach der Buchwertmethode durch Verrechnung der Anschaffungskosten der Beteiligung mit dem anteiligen Eigenkapital der assoziierten Unternehmen zum Zeitpunkt der Erstkonsolidierung. Dabei wurde gemäß § 312 Abs. 1 Satz 2 HGB der Unterschiedsbetrag aus dem Buchwert der dem Mutterunternehmen gehörenden Anteile an den assoziierten Unternehmen mit dem auf diese Anteile entfallenden Betrag des Eigenkapitals der assoziierten Unternehmen ermittelt. Ein sich ergebender Unterschiedsbetrag wurde auf bestehende stille Reserven bzw. stille Lasten aufgeteilt.

Ausgehend von den zugrunde liegenden langfristig abgeschlossenen Verträgen erfolgt die erfolgswirksame Abschreibung des aktiven Unterschiedsbetrags über den Posten Erträge aus at Equity bewerteten Unternehmen in der Regel über 20 Jahre. Zum Bilanzstichtag beträgt der aktive Unterschiedsbetrag 44.409 T€ (Vorjahr: 50.753 T€) - darin sind Geschäfts- oder Firmenwerte in Höhe von 7.227 T€ (Vorjahr: 8.259 T€) enthalten.

Gemäß § 312 Abs. 5 in Verbindung mit § 304 Abs. 1 HGB werden **Zwischenergebnisse** aus Anlagenverkäufen an assoziierte Unternehmen im Jahr der Entstehung entsprechend dem Anteil am Eigenkapital des assoziierten Unternehmens eliminiert; ab dem Folgejahr erfolgt die Abschreibung ertragswirksam über den Posten Erträge aus at Equity bewerteten Unternehmen.

Auf eine Anpassung der Bewertung in den Abschlüssen der assoziierten Unternehmen an die einheitlichen Bilanzierungsvorschriften der TEAG wurde nach § 312 Abs. 5 Satz 1 und 2 HGB verzichtet.

C. Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Die Abschlüsse der in den Konzern einbezogenen verbundenen Unternehmen werden nach konzerneinheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsgrundsätzen der TEAG erstellt.

(1) Aktiva

Anlagevermögen

Entgeltlich erworbene immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen werden mit den Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten abzüglich planmäßiger und außerplanmäßiger Abschreibungen bewertet.

Der Zeitraum der planmäßigen Abschreibung für die Geschäfts- oder Firmenwerte aus der Erst-konsolidierung sowie für den Kundenstamm beträgt aufgrund der zugrunde liegenden langfristigen Sachverhalte 20 Jahre.

Die abnutzbaren Vermögensgegenstände des Anlagevermögens werden linear und gemäß branchenüblicher Tabellen am unteren Ende der Bandbreite entsprechend der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer abgeschrieben.

Neben der linearen findet auch die degressive Abschreibungsmethode Anwendung. Für Sachanlagen, die bereits zum 1. Januar 2010 vorhanden waren und degressiv abgeschrieben wurden, wird die degressive Abschreibung fortgeführt. Zugänge ab dem Geschäftsjahr 2008 werden in der Regel linear entsprechend der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer abgeschrieben.

Außerplanmäßige Abschreibungen werden aufgrund voraussichtlich dauernder Wertminderungen vorgenommen. Zuschreibungen werden aufgrund des Wegfalls des ursprünglichen Wertminderungsgrunds auf die fortgeführten Anschaffungs- und Herstellungskosten vorgenommen.

Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen werden mit dem Nennwert bilanziert.

In den Herstellungskosten sind neben den direkt zurechenbaren Fertigungs- und Materialeinzelkosten auch angemessene Teile der Materialgemeinkosten, der Fertigungsgemeinkosten und des Werteverzehrs enthalten.

Als **aktivierte Eigenleistungen** werden 100 % der Lohn- und Fertigungsleistungen ausgewiesen.

Finanzanlagen werden grundsätzlich zu Anschaffungskosten angesetzt. Wesentliche Gemeinschafts- und assoziierte Unternehmen werden nach der Equity-Methode bewertet. Verzinsliche Ausleihungen werden mit dem Nennwert ausgewiesen. Soweit die Wertansätze der Finanzanlagen über dem beizulegenden Wert am Bilanzstichtag liegen, werden bei voraussichtlich dauernder Wertminderung Abschreibungen vorgenommen. Zuschreibungen werden aufgrund des Wegfalls des ursprünglichen Wertminderungsgrunds vorgenommen.

Umlaufvermögen

Die Bewertung der **Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe** sowie Handelswaren erfolgt zu Anschaffungskosten bzw. zu gleitenden Durchschnittspreisen unter Berücksichtigung des Niederstwertprinzips und der Inanspruchnahme zulässiger Bewertungsabschläge.

Entgeltlich erworbene **Emissionszertifikate** werden zu den Anschaffungskosten angesetzt. Das Niederstwertprinzip wird berücksichtigt. Die Bewertung erfolgt zu Durchschnittspreisen.

Unentgeltlich erworbene Emissionszertifikate werden mit Null Euro bewertet.

Unfertige Leistungen werden zu Herstellungskosten und, soweit erforderlich, zum niedrigeren beizulegenden Wert ausgewiesen.

Die erhaltenen Anzahlungen wurden unter Ausübung des Wahlrechtes im Sinne des § 268 Abs. 5 Satz 2 HGB offen von den Vorräten abgesetzt. Darüber hinausgehende Anzahlungen werden unter den Verbindlichkeiten ausgewiesen. Die erhaltenen Anzahlungen sind mit ihrem Nennwert bilanziert.

Die **Handelswaren** enthalten im Wesentlichen das im Untergrundspeicher enthaltene, zu Durchschnittspreisen bewertete Arbeitsgas unter Berücksichtigung des Niederstwertprinzips.

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände wurden mit ihrem Nennwert oder dem niedrigeren beizulegenden Wert bilanziert. Erkennbare Risiken sind durch Einzelwertberichtigungen berücksichtigt. Weiterhin wurde eine Pauschalwertberichtigung von 3,0 % (Vorjahr: 3,0 %) vorgenommen.

Die **Forderungen aus Lieferungen und Leistungen** für Strom-, Wärme- und Erdgaslieferungen sowie die Forderungen aus Netznutzung gegen Kunden mit registrierender Leistungsmessung beruhen auf Stichtagsablesungen; nicht abgerechnete Leistungen sind zum Bilanzstichtag auf Grundlage einer zählpunktbezogenen Hochrechnung abgegrenzt worden. Die Abgrenzung wird ausgehend vom Vorjahresverbrauch unter Berücksichtigung von Temperatureinflüssen und des aktuellen Tarifes ermittelt. Von diesen Forderungen sind die erhaltenen Abschlagszahlungen offen abgesetzt.

Den Forderungen gegen Kunden mit Standardlastprofilen lag die rollierende Jahresverbrauchsabrechnung zugrunde, wobei die zum Bilanzstichtag abgegrenzten, noch nicht abgelesenen Lieferungen und Leistungen auf Grundlage einer einzelkundenbezogenen Hochrechnung ermittelt wurden. Von diesen Forderungen sind die erhaltenen Abschlagszahlungen offen abgesetzt.

In den **Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht**, sind unter anderem Ansprüche aus variablen Anteilen der Ergebniseinschätzung des laufenden Jahres bei assoziierten Unternehmen mit Ergebnisabführungsvertrag enthalten.

Die **Flüssigen Mittel** sind zum Nennwert bilanziert.

Aktive Rechnungsabgrenzungsposten

Der aktive Rechnungsabgrenzungsposten enthält Ausgaben, die Aufwendungen für eine bestimmte Zeit nach dem Abschlussstichtag darstellen und wird zum Nennwert angesetzt.

Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung

Zur Erfüllung von Verpflichtungen aus der Altersversorgung der Mitarbeiter sind entsprechende Mittel in Fondsanteilen angelegt. Die Fondsanteile werden vom Helaba Pension Trust e. V. (Helaba), Frankfurt am Main, treuhänderisch für die TEAG verwaltet. Mögliche Ausschüttungen des Spezialfonds werden in diesen thesaurierend angelegt und dienen der Insolvenzsicherung der Verpflichtungen aus der Altersversorgung. Die betreffenden Vermögensgegenstände sind dem Zugriff der übrigen Gläubiger entzogen.

Die Bewertung des Deckungsvermögens erfolgt zum beizulegenden Zeitwert. Dieser wird mit den jeweils zugrunde liegenden Verpflichtungen gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB verrechnet. Entsprechend wird mit den zugehörigen Aufwendungen und Erträgen aus Zinseffekten und aus dem zu verrechnenden Vermögen verfahren. Der die Verpflichtungen übersteigende beizulegende Zeitwert des Deckungsvermögens wird als Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung auf der Aktivseite der Bilanz ausgewiesen.

Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG

Das Sonderverlustkonto enthält die zum 1. Juli 1990 eingestellten Pflichtrückstellungen. Nach Verbrauch und Auflösung sind noch Beträge für Altlastensanierung und Rekultivierung enthalten.

(2) Passiva

Eigenkapital

Das **Gezeichnete Kapital** ist zum Nennwert ausgewiesen.

Die **Kapitalrücklage** enthält Rücklagen nach § 272 Abs. 2 Nr. 1 und Nr. 4 HGB.

Die **Gewinnrücklagen** enthalten zum 31. Dezember 2024 eine Rücklage gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG. Sie dient der Abdeckung etwaiger Verluste aus der Abschreibung oder Auflösung des Sonderverlustkontos.

Unterschiedsbetrag aus der Kapitalkonsolidierung

In diesem Posten erfolgt der Ausweis des nach Verrechnung verbleibenden Unterschiedsbetrags aus der Kapitalkonsolidierung sowie dessen Fortschreibung gemäß DRS 23 Tz. 149.

Ertragszuschüsse

Der Posten Ertragszuschüsse beinhaltet vereinnahmte Baukostenzuschüsse. Bei der Auflösung der Baukostenzuschüsse wurde grundsätzlich eine Gesamtdauer von 20 Jahren unterstellt. Die Auflösung wird linear über die Gesamtdauer zugunsten der Umsatzerlöse vorgenommen.

Sonderposten für Investitionszuschüsse

Die im Sonderposten aus Investitionszuschüssen erfassten Beträge werden abschreibungskonform zugunsten der sonstigen betrieblichen Erträge aufgelöst.

Rückstellungen

Die Bewertung der **Pensionen und pensionsähnlichen Verpflichtungen** erfolgt nach dem international anerkannten Anwartschaftsbarwertverfahren (Projected Unit Credit Methode). Nach diesem Verfahren errechnet sich die Höhe der Pensionsverpflichtungen aus der zum Bilanzstichtag erdienten Anwartschaft unter Berücksichtigung künftiger Gehaltssteigerungen. Der für die Abzinsung der Pensionsverpflichtungen verwendete Zinssatz basiert auf einer auf den Bilanzstichtag abzielenden Prognose des von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatzes der vergangenen zehn Geschäftsjahre bei einer angenommenen Restlaufzeit von 15 Jahren.

Weiterhin sind ein Gehaltstrend und eine Rentendynamik berücksichtigt. Den versicherungsmathematischen Rückstellungsberechnungen liegen als Rechnungsgrundlagen die Richttafeln 2018 G von Prof. Dr. Klaus Heubeck zugrunde. Als Bewertungsendalter werden grundsätzlich die frühestmöglichen Altersgrenzen in der gesetzlichen Rentenversicherung herangezogen. Für Mitarbeiter mit abgeschlossenen Vorruststandsvereinbarungen wird das vertraglich vereinbarte Endalter berücksichtigt. Des Weiteren werden Fluktuationswahrscheinlichkeiten verwendet.

Zur Erfüllung von Verpflichtungen aus der Altersversorgung sind entsprechende Mittel in Fondsanteilen angelegt. Die Fondsanteile werden von der Helaba treuhänderisch für die TEAG verwaltet. Mögliche Ausschüttungen der Spezialfonds HI-Pension Trust Thüringer Energie-Fonds werden in diesem thesaurierend angelegt. Das Deckungsvermögen dient der Insolvensicherung der Verpflichtungen aus der Altersversorgung. Die betreffenden Vermögensgegenstände sind dem Zugriff der übrigen Gläubiger entzogen.

Der Berechnung der Pensionsverpflichtungen liegen folgende Parameter zugrunde:

	in %	
	31.12.2024	31.12.2023
Abzinsung der Pensionsverpflichtungen	1,90	1,83
Rentendynamik	0,00 bis 2,50	0,00 bis 2,50
Gehaltstrend	0,00 bis 3,25	0,00 bis 3,00

Die **Steuerrückstellungen** berücksichtigen alle erkennbaren Risiken und ungewissen Verbindlichkeiten. Der Ansatz erfolgt in Höhe des nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendigen Erfüllungsbetrags. Die Steuerrückstellungen bestehen im Wesentlichen für Verpflichtungen aus Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer, Solidaritätszuschlag sowie sonstigen Steuern für das Geschäftsjahr und Vorjahre.

Der KEBT-Konzern fällt in den Anwendungsbereich der Regelungen zur globalen Mindeststeuerung („Pillar 2“). Gemäß dem MinStG ist eine Ergänzungssteuer für jede Jurisdiktion zu zahlen, die einen effektiven Steuersatz unter 15,0 % aufweist. Die Bestimmung des effektiven Steuersatzes nach dem MinStG ist sehr komplex und beinhaltet eine Vielzahl von spezifischen Anpassungen. Auf die Gesellschaft wird zukünftig grundsätzlich keine Steuermehrbelastung aus der nationalen Ergänzungssteuer entfallen, da sie weder oberste Muttergesellschaft noch Gruppenträgerin der Mindeststeuergruppe im Sinne der § 3 MinStG ist. Allerdings ist sie der Gruppenträgerin, die künftig gegebenenfalls entstehende Steuermehrbelastungen für alle in Deutschland belegenen Geschäftseinheiten zu tragen hat, zum Ausgleich für etwaige durch die Gesellschaft verursachte nationale Ergänzungssteuerbeträge verpflichtet. Für das aktuelle Geschäftsjahr entsteht für die Gesellschaft keine Ausgleichsverpflichtung aus dem MinStG.

Für die **Jubiläums- und Sterbegeld- sowie für den wesentlichen Teil der Deputatsverpflichtungen** wird gemäß der bis einschließlich 2008 abgeschlossenen betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen ein Rechnungszins, basierend auf einer auf den Bilanzstichtag abzielenden Prognose des von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatzes der vergangenen sieben Jahre, bei einer angenommenen Restlaufzeit von 15 Jahren, herangezogen. Ferner wird ein Gehaltstrend berücksichtigt. Den versicherungsmathematischen Rückstellungsberechnungen liegen als Rechnungsgrundlagen die Richttafeln 2018 G von Prof. Dr. Klaus Heubeck zugrunde. Die Berechnung erfolgt grundsätzlich nach dem international anerkannten Anwartschaftsbarwertverfahren (Projected Unit Credit Methode).

Für die **Vorrustandsverpflichtungen** für laufende und bereits vereinbarte Verpflichtungen sowie für potentielle Verpflichtungen wird von unterschiedlichen Durationen ausgegangen. Der für diese Durationen maßgebliche Zins wurde mittels linearer Interpolation aus einer auf den Bilanzstichtag abzielenden Prognose der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Zinssätze abgeleitet. Ferner wird ein Gehaltstrend berücksichtigt. Den versicherungsmathematischen Rückstellungsberechnungen liegen als Rechnungsgrundlagen die Richttafeln 2018 G von Prof. Dr. Klaus Heubeck zugrunde.

Zur Berechnung der Verpflichtungen wurden folgende Parameter verwendet:

	in %	
	31.12.2024	31.12.2023
Deputatsverpflichtungen		
Zins	1,90	1,83
Strompreistrend	0,00	0,00
Jubiläums- und Sterbegeldverpflichtungen		
Zins	1,97	1,76
Gehaltstrend	3,25	3,00
Vorrustandsverpflichtungen		
davon Duration von 0,83 Jahren (Vorjahr: 1,09 Jahre)	1,51	1,00
davon Duration von 3 Jahren (Vorjahr: 3 Jahre)	1,49	1,08
Gehaltstrend	1,00	1,00

Die **sonstigen Rückstellungen** berücksichtigen alle erkennbaren Risiken und ungewissen Verbindlichkeiten. Der Ansatz erfolgt in Höhe des nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendigen Erfüllungsbetrags.

Rückstellungen mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr werden mit dem ihrer Laufzeit entsprechenden abgeleiteten durchschnittlichen Marktzins der vergangenen sieben Jahre (1,43 % bis 1,87 % p.a.) gemäß § 253 Abs. 2 Satz 1 und Satz 4 HGB abgezinst. Die Abzinsung wird auch für ursprünglich langfristige Rückstellungen vorgenommen, deren Restlaufzeit am Bilanzstichtag ein Jahr nicht überschreitet. Bei langfristigen Rückstellungen wird ebenso eine Preissteigerungsrate von 2,0 % p.a. (Vorjahr: 2,2 % p.a.) berücksichtigt.

Erträge und Aufwendungen aus der Aufzinsung von Rückstellungen sowie aus Änderungen der Zinssätze werden gesondert unter dem Posten Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge bzw. Zinsen und ähnliche Aufwendungen ausgewiesen.

Die TEAG weicht zur bilanziellen Abbildung von in Portfolios zusammengefassten Bezugs- und Absatzgeschäften für Strom und Gas vom Grundsatz der imparitätischen Einzelbewertung ab und wendet stattdessen den IDW RS ÖFA 3 an. Gemäß IDW RS ÖFA 3 werden außerdem etwaige überschießende Volumina bzw. offene Positionen auf Kundensegmentebene imparitätisch bewertet und ggf. Rückstellungen gebildet.

Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten werden mit dem Erfüllungsbetrag zum Bilanzstichtag ausgewiesen. Für zum Barwert angesetzte Verbindlichkeiten erfolgt die Bewertung mit einem laufzeitadäquaten Zinssatz. Die erhaltenen Anzahlungen auf Bestellungen sind mit dem Nennbetrag ohne Umsatzsteuer bilanziert.

Passiver Rechnungsabgrenzungsposten

Unter dem passiven Rechnungsabgrenzungsposten werden Einnahmen aus Zuschüssen, die von Gemeinden zur DSL-Erschließung der Ortschaften gewährt wurden sowie aus erhaltenen Einrichtungsgebühren für die Breitbandanbindung ausgewiesen. Der Rechnungsabgrenzungsposten wird im Wesentlichen über die Vertragslaufzeit zugunsten der Umsatzerlöse aufgelöst. Ab dem Geschäftsjahr 2016 werden die DSL-Zuschüsse über eine feste Laufzeit von 20 Jahren aufgelöst.

Passive latente Steuern

Latente Steuern werden für zeitliche Unterschiede zwischen den handels- und steuerrechtlichen Wertansätzen von Vermögensgegenständen, Schulden und Rechnungsabgrenzungsposten ermittelt.

Die Ermittlung der latenten Steuern erfolgt auf Basis des kombinierten Ertragsteuersatzes von 30 %. Der kombinierte Ertragsteuersatz umfasst Körperschaftsteuer, Solidaritätszuschlag und Gewerbesteuer.

Die latenten Steuern enthalten Überhänge aus primären passiven latenten Steuern aus Jahresabschlüssen konsolidierter Unternehmen sowie sekundäre aktive und passive latente Steuern, die miteinander verrechnet ausgewiesen werden. Vom Ansatzwahlrecht primärer aktiver latenter Steuern gemäß § 298 Abs. 1 HGB in Verbindung mit § 274 Abs. 1 Satz 2 HGB wurde kein Gebrauch gemacht.

Die sekundären passiven latenten Steuern resultieren im Wesentlichen aus der im Zusammenhang mit der Kapitalkonsolidierung erfolgten Neubewertung des Kundenstamms der TNK, der ehemaligen EMS und der TWS.

D. Erläuterungen zur Bilanz

(1) Anlagevermögen

Angaben in T€	Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten					Abschreibungen					Buchwert	Buchwert	
	Stand 01.01.2024	Zugänge	Abgänge	Umbuchungen	Stand 31.12.2024	Stand 01.01.2024	Zugänge	Abgänge	Umbuchungen	Zuschreibung	Stand 31.12.2024		
Immaterielle Vermögensgegenstände													
Entgeltlich erworbbene ähnliche Rechte	113.945	774	0	15.838	130.557	76.706	14.460	0	0	0	91.166	39.391	37.239
Kundenstamm	89.498	774	0	15.838	106.110	60.708	13.486	0	0	0	74.194	31.916	28.790
Geschäfts- und Firmenwert	19.778	0	0	0	19.778	13.851	741	0	0	0	14.592	5.186	5.927
	4.669	0	0	0	4.669	2.147	233	0	0	0	2.380	2.289	2.522
Sachanlagen													
Grundstücke und Bauten	3.775.466	264.111	15.431	-15.838	4.008.308	2.391.206	83.603	11.909	0	0	2.462.900	1.545.408	1.384.260
Technische Anlagen und Maschinen	284.969	1.696	1.427	693	285.931	136.892	6.333	1.371	0	0	141.854	144.077	148.077
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	3.125.314	43.728	12.692	93.807	3.250.157	2.211.978	73.026	9.976	-11	0	2.275.017	975.140	913.336
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	57.629	3.747	567	1.257	62.066	42.336	4.244	562	11	0	46.029	16.037	15.293
	307.554	214.940	745	-111.595	410.154	0	0	0	0	0	0	410.154	307.554
Finanzanlagen													
Anteile an verbundenen Unternehmen	268.960	49.291	3.793	0	314.458	53.608	39.950	0	0	320	93.238	221.220	215.352
Ausleihungen an verbundene Unternehmen	48.433	28.796	0	0	77.229	11.500	39.950	0	0	0	51.450	25.779	36.933
Anteile an Alt-Equity bewerteten Unternehmen	20.453	7.200	1.625	0	26.028	0	0	0	0	0	0	26.028	20.453
Sonstige Beteiligungen	179.909	3.328	1.919	0	181.318	38.920	0	0	0	320	38.600	142.718	140.989
Genossenschaftsanteile	20.162	9.967	249	0	29.880	3.188	0	0	0	0	3.188	26.692	16.974
	3	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	3	3
Anlagevermögen													
	4.158.371	314.176	19.224	0	4.453.323	2.521.520	138.013	11.909	0	320	2.647.304	1.806.019	1.636.851

(2) Vorräte

	31.12.2024	31.12.2023
	T€	T€
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	21.231	16.275
Emissionszertifikate	82.292	61.701
Unfertige Leistungen	2.128	2.256
davon unfertige Leistungen	13.417	16.640
davon erhaltene Anzahlungen	-11.289	-14.384
Handelswaren	27.956	26.720
Geleistete Anzahlungen	8.967	4.430
	142.574	111.382
Zeitwert unentgeltlich erworbene Emissionszertifikate	6.887	7.688

(3) Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

	31.12.2024	31.12.2023
	T€	T€
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	301.299	303.403
davon abgerechnete Forderungen	74.109	49.352
davon energiewirtschaftliche Abgrenzungen	682.704	747.208
davon sonstige Abgrenzungen	886	1.461
davon erhaltene Abschlagszahlungen	-427.274	-473.833
davon Wertberichtigungen	-28.811	-20.254
davon nicht zugeordnete Zahlungseingänge	-315	-531
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	13.325	19.091
davon aus Lieferungen und Leistungen	95	13
davon aus Darlehen und Tagesgeld	13.166	18.977
davon aus Sonstigem	64	101
Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	16.485	18.457
davon aus Lieferungen und Leistungen	3.722	5.035
davon aus Sonstigem	12.763	13.422
Sonstige Vermögensgegenstände	115.646	98.939
davon Steuererstattungsansprüche und Steuerabgrenzungen	69.040	45.010
	446.755	439.890

In den sonstigen Vermögensgegenständen sind Forderungen in Höhe von 11 T€ mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr und bis zu 5 Jahren enthalten.

Alle übrigen Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände haben eine Restlaufzeit wie im Vorjahr von bis zu einem Jahr.

(4) Flüssige Mittel

	31.12.2024	31.12.2023
	T€	T€
Festgelder für Mietkautionen	3	3
Bankguthaben	159.811	236.418
	159.814	236.421

(5) Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung

Aus der Verrechnung der Deckungsvermögen im Zusammenhang mit rückgedeckten Pensionsverpflichtungen ergibt sich ein aktiver Unterschiedsbetrag, der sich wie folgt zusammensetzt:

	31.12.2024	31.12.2023
	T€	T€
Rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen		
Erfüllungsbetrag	50.549	50.749
davon bei Helaba	50.549	50.749
Beizulegende Zeitwerte des Deckungsvermögens	58.782	55.889
davon Rückdeckungsanspruch Helaba	58.782	55.889
Nettowert	8.233	5.140
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung		
Anschaufungskosten des Deckungsvermögens	53.643	53.632

Der ausschüttungsgesperrte Betrag gemäß § 268 Abs. 8 HGB beträgt 5.139 T€ (Vorjahr: 2.257 T€).

(6) Eigenkapital

	31.12.2024	31.12.2023
	T€	T€
Gezeichnetes Kapital	100.000	100.000
Grundkapital	100.000	100.000
Kapitalrücklage	249.402	249.402
Gewinnrücklagen	251.301	241.630
davon Rücklage gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG	16.303	16.309
davon andere Gewinnrücklagen	234.998	225.321
Bilanzgewinn	76.037	81.332
Nicht beherrschende Anteile	984	929
	677.724	673.293

Das Gezeichnete Kapital ist unverändert in 2.958.765 auf den Namen der Aktionäre lautende Stückaktien eingeteilt. Sie werden in 449.471 Stückaktien der Aktiengattung A und in 2.509.294 Stückaktien der Aktiengattung B unterschieden. Den Aktionären werden mit Ausnahme des Dividendenbezugsrechts gleiche Rechte gewährt. Der Anteil der Aktie am gezeichneten Kapital beträgt 33,80 € pro Aktie.

An der TEAG-Unternehmensgruppe halten die KEBT 82,2 % und die Thüga Aktiengesellschaft, München, 15,2 % der Geschäftsanteile.

Die Kapitalrücklage enthält eine Rücklage gemäß § 272 Abs. 2 Nr. 1 HGB von 46.096 T€ sowie andere Zuzahlungen in Höhe von 203.306 T€ gemäß § 272 Abs. 2 Nr. 4 HGB.

Die Rücklage gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG entspricht dem Betrag des Sonderverlustkontos zum 31. Dezember 2024. Der übersteigende frei verfügbare Betrag zum 31. Dezember 2024 in Höhe von 6 T€ wurde in die anderen Gewinnrücklagen umgegliedert. Der enthaltene Betrag in Höhe von 16.303 T€ unterliegt damit einer Ausschüttungssperre nach § 268 Abs. 8 HGB.

(7) Unterschiedsbetrag aus der Kapitalkonsolidierung

Zum 31. Dezember 2024 beträgt der Wert des passiven Unterschiedsbetrags aus verbundenen Unternehmen 2.630 T€. Für das laufende Geschäftsjahr erfolgte die ergebniswirksame Fortführung gemäß DRS Nr. 23 Tz. 149 in Höhe von 376 T€.

(8) Ertragszuschüsse

Der Posten beinhaltet die von Netzkunden vereinnahmten Baukostenzuschüsse.

(9) Sonderposten für Investitionszuschüsse

Der Sonderposten für Investitionszuschüsse beinhaltet im Wesentlichen Zuschüsse zum Anlagevermögen aus der Breitbandförderung.

(10) Rückstellungen

	31.12.2024 T€	31.12.2023 T€
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	64.158	69.418
Steuerrückstellungen	23.501	27.809
Sonstige Rückstellungen	536.318	510.862
	623.977	608.089
Unterschiedsbetrag bei Rückstellungen für Pensionen gemäß § 253 Abs. 6 HGB (positive Beträge sind ausschüttungsgesperrt)	-1.718	1.757

Die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen enthalten die sich aus abgeschlossenen Betriebsvereinbarungen ergebenden Verpflichtungen im Rahmen einer betrieblichen Alterssicherung sowie Deputatsverpflichtungen. Diese Rückstellungen decken die Versorgungsverpflichtungen gegenüber ehemaligen und noch tätigen Mitarbeitern ab.

Die Verpflichtungen aus Pensionszusagen sind entsprechend durch Fondsanteile, die von der Helaba treuhänderisch verwaltet werden, besichert. Die angelegten Vermögensgegenstände dienen ausschließlich der Erfüllung der Pensionsverpflichtungen und sind dem Zugriff der übrigen Gläubiger entzogen. Diese sind gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB mit den zugrunde liegenden Verpflichtungen zu verrechnen. Der in der nachstehenden Tabelle genannte beizulegende Zeitwert des Deckungsvermögens wurde, soweit es sich um Fondsanteile handelt, durch die beauftragten Verwaltungsgesellschaften unter Zuhilfenahme von Börsenkursen beziehungsweise allgemein anerkannter Bewertungsmethoden zum Abschlussstichtag abgeleitet.

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	31.12.2024	31.12.2023
--	------------	------------

	T€	T€
Nicht rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen		
Erfüllungsbetrag	3.956	6.074
Rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen		
Erfüllungsbetrag	86.054	77.562
davon bei Helaba	86.018	77.523
davon bei Allianz	36	39
Beizulegende Zeitwerte des Deckungsvermögens	36.756	27.023
davon Rückdeckungsanspruch Helaba	36.722	26.987
davon Rückdeckungsanspruch Allianz	34	36
Nettowert	49.298	50.539
Stromdeputate (Erfüllungsbetrag)	10.904	12.805
Rückstellung gesamt	64.158	69.418
Anschaffungskosten des Deckungsvermögens	35.056	26.645

Der ausschüttungsgesperrte Betrag gemäß § 268 Abs. 8 HGB beträgt 1.700 T€ (Vorjahr: 378 T€).

Sonstige Rückstellungen	31.12.2024	31.12.2023
	T€	T€
Personalrückstellungen		
Personalrückstellungen	21.197	21.337
Rückstellung für ausstehende Rechnungen	380.940	365.332
Energiewirtschaftliche und sonstige Risiken	65.160	49.289
Abbruch/Entsorgung und Rückbauverpflichtungen	20.356	21.916
Beseitigung ökologische Altlasten	32.227	33.771
Regulierungskonto	7.660	8.739
Übrige Rückstellungen	8.778	10.478
	536.318	510.862

(11) Verbindlichkeiten

	31.12.2024	Restlaufzeit bis zu 1 Jahr	Restlaufzeit über 1 Jahr	Restlaufzeit davon über 5 Jahre	31.12.2023	Restlaufzeit bis zu 1 Jahr	Restlaufzeit über 1 Jahr	Restlaufzeit davon über 5 Jahre
	T€	T€	T€	T€	T€	T€	T€	T€
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	623.194	45.863	577.331	398.272	561.435	38.667	522.768	369.941
Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	0	0	0	0	10.834	10.834	0	0
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	17.406	15.691	1.715	0	24.306	23.729	577	0
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	14.771	7.771	7.000	0	8.739	1.739	7.000	7.000
davon aus Lieferungen und Leistungen	425	425	0	0	268	268	0	0
davon aus Darlehen bzw. Tagessgeld	14.200	7.200	7.000	0	8.466	1.466	7.000	7.000
davon gegenüber Gesellschafter	7.000	0	7.000	0	7.000	0	7.000	7.000
davon aus Sonstigem	146	146	0	0	5	5	0	0
Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	1.456	1.456	0	0	2.359	2.359	0	0
davon aus Lieferungen und Leistungen	9	9	0	0	166	166	0	0
davon aus Darlehen bzw. Tagessgeld	1.398	1.398	0	0	2.186	2.186	0	0
davon aus Sonstigem	49	49	0	0	7	7	0	0
Sonstige Verbindlichkeiten	356.337	243.095	113.242	0	320.595	134.092	186.503	2.841
davon aus Steuern	13.997	13.997	0	0	9.606	9.606	0	0
	1.013.164	313.876	699.288	398.272	928.268	211.420	716.848	379.782

Die Verbindlichkeiten sind nicht besichert.

(12) Passive latente Steuern

	31.12.2024	31.12.2023
	T€	T€
Aktive latente Steuern	1.155	1.167
davon aus Rückstellungen für Altersversorgungsverpflichtungen sowie sonstigen Personalrückstellungen	1.120	1.167
Passive latente Steuern	2.829	3.004
davon aus immateriellen Vermögensgegenständen	1.556	1.778
davon aus Sachanlagen	1.273	1.226
	1.674	1.837

(13) Haftungsverhältnisse und sonstige finanzielle Verpflichtungen

Im Geschäftsjahr 2022 erfolgte eine Umstrukturierung der betrieblichen Altersvorsorge. Dabei wurde eine Übertragung aller bis zum Übertragungszeitpunkt bestehenden Verpflichtungen gegenüber Rentnern und aus unverfallbaren Anwartschaften auf einen Pensionsfonds durchgeführt. Beim Eintritt einer entsprechenden negativen Wertentwicklung besteht grundsätzlich eine Nachschussverpflichtung. Nach den derzeitigen Entwicklungen ist die Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme als gering einzuschätzen.

Für den verbleibenden arbeitnehmerfinanzierten Teil der Spezialfonds besteht ebenfalls eine Nachschussverpflichtung. Zum Bilanzstichtag liegt diese aufgrund ausreichend vorhandenem Deckungsvermögen nicht vor.

Mit einem notariell beurkundeten Geschäftsanteilskauf- und -abtretungsvertrag vom 13. November 2024 erfolgte der Erwerb aller übrigen Anteile an der Energiewerke Zeulenroda GmbH, Zeulenroda-Triebes. Der Erwerb der Anteile stand zum Stichtag unter mehreren aufschiebenden Bedingungen, die zum 31. Dezember 2024 noch nicht erfüllt waren. Aus dem schwebenden Geschäft entstehen der TEAG künftige Verpflichtungen aus ausstehenden Kaufpreiszahlungen in Höhe von 3,4 Mio. EUR zzgl. einer Verzinsung bis zum endgültigen Übertragungstichtag der Anteile. Mit dem Erwerb der Anteile entfällt gleichzeitig für die Stadtwerke Zeulenroda GmbH das Optionsrecht bis zum 30. Juni 2025, ein Angebot zum Kauf eines Geschäftsanteils der Energiewerke Zeulenroda GmbH von der TEAG anzunehmen.

Zum Bilanzstichtag bestehen folgende sonstige finanzielle Verpflichtungen:

	Betrag gesamt T€	davon bis 1 Jahr T€	davon > 1 Jahr T€
Energiewirtschaftliche Bezugs-, Netzanschluss- und Ausspeiseverträge	1.438.789	1.005.180	433.609
Miet-, Leasing-, Erbbau- sowie Pachtverträge	17.077	8.271	8.806
Dienstleistungs- und Serviceverträge	18.132	14.678	3.454
Bestellobligo für Investitionen	176.761	174.949	1.812
Kapitaldienste	34.674	34.674	0
Übrige sonstige finanzielle Verpflichtungen	6.836	6.809	27
Summe der sonstigen finanziellen Verpflichtungen	1.692.269	1.244.561	447.708
davon gegenüber verbundenen Unternehmen	38.785		
davon gegenüber assoziierten Unternehmen	8.716		
Bankbürgschaften	36.845		

Bei den Bankbürgschaften geht die TEAG zum jetzigen Zeitpunkt nicht von einer Inanspruchnahme aus. Die Einschätzungen der genannten Haftungsverhältnisse beruhen vor allem auf Bonitätsbeurteilungen der Primärverpflichteten sowie auf Erkenntnissen vergangener Geschäftsjahre.

Es bestehen in folgenden Fällen Optionen Dritter:

- SWE Energie GmbH und SWE Netz GmbH

Die SWE Stadtwerke Erfurt GmbH hat das Recht, die im Eigentum der TEAG befindlichen Geschäftsanteile an der SWE Energie GmbH und SWE Netz GmbH bis zum 31. Dezember 2038 zu erwerben (Ausübung des Rechts in Textform bis spätestens 31. Dezember 2037). Die SWE Stadtwerke Erfurt GmbH vergütet in diesem Fall den Ertragswert bzw. mindestens den Nennwert.

- Gothaer Stadtwerke ENERGIE GmbH (ehemals: Stadtwerke Gotha GmbH)

Die Kommunale Beteiligungen Gotha GmbH kann mit Ablauf des fünften vollen Geschäftsjahrs nach Abschluss des Konsortialvertrags vom 27. August 2013 von der TEAG die Übertragung eines weiteren Geschäftsanteils in Höhe von 4,9 % des Stammkapitals zum Ertragswert verlangen. Weiterhin sieht der Konsortialvertrag vor, dass die TEAG ihre Geschäftsanteile der Stadt Gotha, der Kommunalen Beteiligungen Gotha GmbH oder einem von diesen benannten Dritten andienen muss, wenn die Stadt Gotha oder die Kommunale Beteiligungen Gotha GmbH die Zusammenarbeit nicht fortsetzen wollen. Die TEAG hat umgekehrt ein entsprechendes Andienungsrecht. Beide Rechte greifen erstmals zum 10. Februar 2032.

- NG Netzgesellschaft Schmalkalden GmbH & Co. KG

Zum 31. Dezember 2033 haben die Stadt oder nach Wahl der Stadt die Stadtwerke Schmalkalden GmbH oder ein von der Stadt zu benennender Dritter das Recht zum Erwerb einer Beteiligung von bis zu 100 % an der NGS.

- Innosun GmbH

Gemäß Kauf- und Abtretungsvertrag vom 16. Dezember 2021 räumt die TEAG dem Mitgesellschafter das Ankaufsrecht bezüglich 125 Geschäftsanteilen ein. Dies entspricht 0,1 % der Geschäftsanteile. Die Option darf erstmalig am 30. Juni 2026 zum 31. Dezember 2026 bzw. letztmalig am 30. Juni 2028 zum 31. Dezember 2028 ausgeübt werden. Der Kaufpreis für die Ausübung der Option wurde bereits festgelegt.

(14) Angaben nach IDW RS ÖFA 3

Die TEAG fasst physische Strom- bzw. Gasbezugs- und Absatzgeschäfte unter Anwendung des IDW RS ÖFA 3 in verschiedenen Portfolien zusammen. Hierbei werden folgende Portfolien gebildet:

- Strombezugs- und Stromabsatzgeschäfte je Lieferjahr und Kundensegment
- Gasbezugs- und Gasabsatzgeschäfte je Lieferjahr und Kundensegment

Es wurden Grund- und Sicherungsinstrumente, die zusammen gesteuert werden, demselben Rohstoff-Risiko unterliegen und dieselbe Laufzeit besitzen, zusammengefasst. Dies entspricht den Anforderungen hinsichtlich der zeitlichen und sachlichen Homogenität des IDW RS ÖFA 3. Es erfolgt eine stetige Überwachung der offenen Position hinsichtlich der Mengengleichheit von Grundgeschäft und Sicherungsinstrument.

Die in den Portfolien enthaltenen Bezugs- und Absatzgeschäfte spiegeln teilweise auch Planmengen wider. Diese sind Bestandteil der Mittelfristplanung, deren Eintritt überwacht und eine hohe Eintrittswahrscheinlichkeit der Transaktionen unterstellt wird.

Zur Bewertung der verschiedenen Portfolien bei Strom und Gas, die die Voraussetzungen des IDW RS ÖFA 3 erfüllen, erfolgt die Aufstellung einer Ergebnisbeitragsrechnung für alle bewirtschafteten Jahre unter Berücksichtigung aller direkt zuordenbaren Kosten. Die Basis der Ergebnisbeitragsrechnung bilden die preislich fixierten Bestellmengen des Vertriebs und die zum Abschlussstichtag dafür durchgeführten Beschaffungsgeschäfte. Bei der Ergebnisbeitragsrechnung werden pro Portfolio und Jahresscheibe die offenen Positionen durch die Saldierung der unrealisierten Verluste und Gewinne bewertet.

Im Gegensatz zum Vorjahr wurden in diesem Jahr Drohverlustrückstellungen i.H.v. 17.000 T€ bilanziert. Hintergrund ist ein zusätzlich gebildetes Kundensegment. Aufgrund des starken Marktpreisverfalls haben im Geschäftsjahr 2024 Kunden ihre Verträge mit der TEAG gekündigt, sodass nun die zu hohen Preisen beschafften Strommengen zur Minimierung des Verlustes unter Zugrundelegung marktnaher Preise durch Neukundenverträge abgesetzt werden. Diese Verträge haben aufgrund der Vertragslaufzeiten Auswirkungen auf das Geschäftsjahr 2025.

(15) Derivative Finanzinstrumente und Bewertungseinheiten

Die TEAG ist im Rahmen ihrer Finanzierungstätigkeit Risiken aus Zinssatzänderungen ausgesetzt, die durch den Abschluss derivativer Finanzinstrumente begrenzt beziehungsweise eliminiert werden. Das Management dieser Risiken wird durch Richtlinien geregelt. Unter anderem ist es nicht gestattet, derivative Finanzinstrumente zu spekulativen Zwecken einzusetzen. Die TEAG steuert Finanzmarktrisiken im Rahmen eines bewährten Risikomanagementsystems.

Derivative Finanzinstrumente werden, falls die notwendigen Voraussetzungen erfüllt sind, mit den abgesicherten Grundgeschäften zu Bewertungseinheiten zusammengefasst. Soweit den Wertänderungen im Rahmen der Bewertungseinheiten im Sinne des § 254 HGB sich ausgleichende Wertänderungen gegenüberstehen, werden diese bilanziell nicht erfasst (Einfrierungsmethode). Ist die Bildung einer Bewertungseinheit nicht möglich, werden die Derivate imparitätisch bewertet.

Zur Absicherung gegen Zinsänderungsrisiken aus den Kreditverbindlichkeiten in Höhe von 57.000 T€ hat die TEAG Zinsswaps mit den finanziierenden Kreditinstituten abgeschlossen und mit den jeweiligen Grundgeschäften zu Mikro-Bewertungseinheiten zusammengefasst. Der Betrag, der zum 31. Dezember 2024 in das Grundgeschäft einbezogenen Finanzverbindlichkeit, betrug 57.000 T€. Dagegen stehen zum Bilanzstichtag gegenläufige Zinsderivate mit einem Marktwert von -64 T€. Ein Überhang an Zinsderivaten innerhalb der Bewertungseinheiten existiert nicht. Die Zinssicherung läuft synchron bis zur Fälligkeit der Darlehen bis 2044.

Die gegenläufigen Wertänderungen von Grund- und Sicherungsgeschäft gleichen sich für die Laufzeit der Sicherungsinstrumente aus, da sie demselben Risiko ausgesetzt sind. Aufgrund der prospektiven Effektivität, die mit der Critical-Terms-Match-Methode festgestellt wird, kann von einem vollständigen Wertausgleich ausgegangen werden. Eine retrospektive Effektivitätsmessung ist daher nicht notwendig. Zum 31. Dezember 2024 war keine Drohverlustrückstellung erforderlich.

Der Marktwert (beizulegende Zeitwert) des derivativen Finanzinstruments entspricht dem von der Bank ermittelten Preis, zu dem ein unabhängiger Dritter die Rechte und/oder Pflichten aus den Instrumenten übernehmen würde. Der beizulegende Zeitwert von Zinsswaps wird auf Basis der Barwerte der zukünftigen Zahlungsflüsse berechnet. Dabei werden die für die Restlaufzeit geltenden Marktzinssätze verwendet.

E. Erläuterung zur Gewinn- und Verlustrechnung

(16) Umsatzerlöse

	2024	2023
	T€	T€
Stromerlöse	2.371.371	2.228.163
davon periodenfremd	36.849	-45.714
davon Stromsteuer	-70.703	-67.189
davon periodenfremd	658	401
Erdgaserlöse	561.996	743.050
davon periodenfremd	1.095	26.503
davon Energiesteuer	-19.051	-18.856
davon periodenfremd	1.340	163
Wärmeerlöse	87.355	128.969
davon periodenfremd	-2.522	28
davon Energiesteuer	-11	10
Telekommunikation	46.960	44.269
davon periodenfremd	1	0
Ertragszuschüsse	11.211	11.099
Erlöse Kundenanlagen	19.505	10.279
davon periodenfremd	702	319
Sonstige Umsatzerlöse	31.453	33.576
davon periodenfremd	1.371	4.477
	3.129.851	3.199.405

Die Umsatzerlöse wurden ausschließlich im Inland erzielt.

(17) Sonstige betriebliche Erträge

	2024	2023
	T€	T€
Sonstige betriebliche Erträge	88.118	74.451
davon aus Auflösung Sonderposten Investitionszuschüsse	3.039	962
davon aus Zuschreibung Umlaufvermögen	6.963	3.446
davon periodenfremd	72.036	65.508
davon Erträge aus Auflösung von Rückstellungen	64.883	57.769

(18) Materialaufwand

	2024 T€	2023 T€
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	2.193.045	2.437.109
davon periodenfremd konventionelle Brennstoffe	2.158	2.560
davon periodenfremd Strombezug	34.288	3.585
davon periodenfremd Erdgasbezug	7.486	32.586
davon periodenfremd Dampfbezug	24	0
davon periodenfremd sonstiger Materialbezug	-133	2.904
Aufwendungen für bezogene Leistungen	588.632	423.904
davon periodenfremd Konzessionsabgaben	-207	0
davon periodenfremd bezogene Leistungen	437	2.592
davon periodenfremd Netznutzung	4.221	1.203
	2.781.677	2.861.013
davon Abschreibung Sonderverlustkonto gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG	5	6

(19) Personalaufwand

	2024 T€	2023 T€
Löhne und Gehälter	134.821	119.422
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	33.624	40.126
	168.445	159.548
davon für Altersversorgung	7.482	8.326
	2024 Anzahl	2023 Anzahl
Mitarbeiter (Durchschnitt)	2.116	1.950
davon gewerbliche Arbeitnehmer	431	412
davon Angestellte	1.685	1.538
Auszubildende (Durchschnitt)	120	106

(20) Abschreibungen

	2024 T€	2023 T€
Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände	14.460	11.830
Abschreibungen auf Sachanlagen	83.603	79.906
davon Außerplanmäßige Abschreibungen	0	14
Abschreibungen auf Vermögensgegenstände des Umlaufvermögens	0	21.100
	98.063	112.836
Unterschiedsbetrag Mehrabschreibungen degressiv/linear gem. Art. 67 Abs. 4 Satz 1 EGHGB	23	41

(21) Sonstige betriebliche Aufwendungen

	2024 T€	2023 T€
Dienst- und Fremdleistungen	15.916	12.215
Wertberichtigungen und Ausbuchung von Forderungen	21.418	13.632
Sonstige Steuern	388	1.027
davon periodenfremd	-63	47
Übrige sonstige Aufwendungen	1.410	8.054
davon periodenfremd	795	2.069
	39.132	34.928

(22) Erträge aus At-Equity bewerteten Unternehmen

	2024 T€	2023 T€
Erträge aus At-Equity bewerteten Unternehmen	19.522	20.150
davon periodenfremd	5.189	6.870

Der Posten enthält u.a. die Beteiligungsergebnisse der Gemeinschafts- und assoziierten Unternehmen. Es erfolgte eine Fortschreibung der Unterschiedsbeträge aus der Erstkonsolidierung sowie die Abschreibung von Zwischenergebnissen aus Anlagenverkäufen. Weiterhin wurden die variablen Ergebnisanteile und die Spitzabrechnung aus dem jeweiligen Geschäftsjahr 2023 erfasst. Bei den Gesellschaften ohne Ergebnisabführungsvertrag erfolgte die Fortschreibung des At-Equity-Werts um den anteiligen Jahresüberschuss 2023 und die Korrektur der bereits vereinnahmten Beteiligungserträge aus 2023.

(23) Erträge aus sonstigen Beteiligungen

	2024	2023
	T€	T€
Erträge aus sonstigen Beteiligungen	1.630	2.189
davon periodenfremd	192	525
davon aus verbundenen Unternehmen	181	300

(24) Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens

	2024	2023
	T€	T€
Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	531	419
davon aus verbundenen Unternehmen	531	419

(25) Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge

	2024	2023
	T€	T€
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	12.803	11.759
davon periodenfremd	1.028	1.064
davon aus verbundenen Unternehmen	1.119	1.142
davon aus der Verrechnung von Aufwendungen und Erträgen gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB	3.804	3.858
davon Aufzinsung (-) von Pensionsrückstellungen	-648	-1.147
davon Erträge aus Deckungsvermögen	4.452	5.005
davon aus Abzinsung von übrigen Rückstellungen	492	1.101

(26) Zinsen und ähnliche Aufwendungen

	2024	2023
	T€	T€
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	16.569	17.911
davon periodenfremd	280	347
davon an KET	6.788	7.690
davon an verbundene Unternehmen	36	15
davon aus der Aufzinsung von übrigen Rückstellungen	16	22

(27) Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

	2024	2023
	T€	T€
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	47.445	39.906
davon periodenfremd	14.066	4.635
davon latente Steuern	-163	-164

Der Ertrag aus latenten Steuern aus Konsolidierungsmaßnahmen resultiert aus der Auflösung von passiven latenten Steuern auf Unterschiede aus der Neubewertung im Rahmen der Erst-konsolidierung.

F. Sonstige Angaben

Honorar des Abschlussprüfers

	2024 T€	2023 T€
Abschlussprüfungsleistungen	444	427
andere Bestätigungsleistungen	150	178
sonstige Leistungen	10	85
	604	690

Nachtragsbericht

Vorgänge von besonderer Bedeutung nach dem Schluss des Geschäftsjahres liegen nicht vor.

Organe

Aufsichtsrat

Der Aufsichtsrat der TEAG Thüringer Energie AG setzt sich gemäß § 96 Abs. 1 AktG i. V. m. § 22 Abs. 1 MgVG und § 3.1 und 3.2 der Mitbestimmungsvereinbarung i. V. m. § 7 der Satzung aus achtzehn Mitgliedern zusammen, von denen zwölf von der Hauptversammlung und sechs von den Arbeitnehmern zu wählen sind.

Dr. Andreas Cerbe

Geschäftsführender Gesellschafter der Fourier GmbH, Hamburg

Vorsitzender seit 19. September 2024

Michael Brychcy

Ehemaliger Bürgermeister der Stadt Waltershausen

Vorsitzender bis 28. August 2024

Thomas Ziermann

Gesamtbetriebsratsvorsitzender und Mitglied des Betriebsrats Ost der TEN Thüringer Energie- netze GmbH & Co. KG, Erfurt, und Netzkoordinator im Netzbetrieb Ost

Erster stellvertretender Vorsitzender

Olaf Czernomoriez
Gründungs- und Transaktionsberater
Zweiter stellvertretender Vorsitzender

Dr. Johannes Bruns
Oberbürgermeister der Stadt Mühlhausen
Mitglied

Nico Dame
Mitglied des Betriebsrats Süd und Leiter des Betriebsteams Hildburghausen der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, Erfurt/Hildburghausen
Mitglied

Margit Ertmer
Bürgermeisterin der Gemeinde Sonnenstein
Mitglied

Michael G. Feist
Pensionär, Schwangau, ehemaliger Vorstandsvorsitzender der enercity AG, Hannover
Mitglied bis 28. November 2024

Sven Gregor
Ehemaliger Bürgermeister der Stadt Eisfeld
Mitglied bis 28. August 2024

Anja Heilmann
Mitglied des Betriebsrats der Hauptverwaltung der TEAG sowie Referentin Gastechnik, Erfurt
Mitglied

Franka Hitzing
Referentin für Regelschulen am staatlichen Schulamt Nordthüringen und Ortschaftsbürgermeisterin der Gemeinde Friedrichsthal (Thüringen) und erste Beigeordnete der Landgemeinde Stadt Bleicherode
Mitglied

Christian Jacob
Bürgermeister der Landgemeinde Nesse-Apfelstädt
Mitglied seit 28. August 2024

Inka Jonke

Bereichsleiterin der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, Erfurt

Mitglied

Dr. Steffen Kania

Bürgermeister der Stadt Saalfeld/Saale und Präsident des Gemeinde- und Städtebunds Thüringen e.V., Erfurt

Mitglied seit 28. August 2024

Christian-Dieter Keith

Vorsitzender des Konzernbetriebsrats der TEAG Thüringer Energie AG

Mitglied

Stephan Klante

Bürgermeister der Landgemeinde Harztor

Mitglied seit 28. August 2024

Jonas Lamprecht

Mitglied Betriebsrat Nord der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG sowie Fachingenieur Betrieb Sekundärtechnik, Bleicherode

Mitglied

Stefanie Prekschat

Geschäftsführerin der Gesellschaft der kommunalen Strom-Aktionäre Thüringen mbH sowie Geschäftsführerin der Kommunalen Dienstleistungs-Gesellschaft Thüringen mbH (KDGT), Erfurt

Mitglied

Dr. Carsten Rieder

Geschäftsführendes Vorstandsmitglied des Gemeinde- und Städtebunds Thüringen e.V., Erfurt

Mitglied

Frank Schmidt

Ehemaliger Bürgermeister der Stadt Auma-Weidatal

Mitglied bis 28. August 2024

Marco Seidel

Bürgermeister der Stadt Tanna

Mitglied seit 28. August 2024

Katja Wolf

Ehemalige Oberbürgermeisterin der Stadt Eisenach

Mitglied bis 28. August 2024

Die für die Tätigkeit im Geschäftsjahr an die Mitglieder des Aufsichtsrats gewährten Gesamtbezüge betragen 301 T€ (im Vorjahr: 314 T€).

Vorstand

Stefan Reindl

Vorstandsvorsitzender

Vorstandsbereiche Unternehmensentwicklung, Rechnungswesen, Finanzen und Steuern, Controlling und Materialwirtschaft, Recht, Informationstechnik, Telekommunikationsdienstleistungen (TNK)

Dr. Andreas Roß

Arbeitsdirektor

Vorstandsbereiche Personalwesen, Aus-/Fortbildung, Immobilien, Arbeitssicherheit und Umweltschutz, Unternehmensbeteiligungen und kommunale Angelegenheiten, Netzvermögen, Netzbetrieb und Netzservice (TEN), Erzeugung und Wärmeservice

Dr. Christian Thewissen

Vorstandsbereiche Energievertrieb Privat- und Geschäftskunden, Energiebeschaffung und Vertriebscontrolling, Kundenservice, Verbrauchsabrechnung, Mess- und Zählerwesen (TMZ)

Die Gesamtbezüge des Vorstands belaufen sich auf 1.366 T€ (im Vorjahr: 2.067 T€).

Die Gesamtbezüge der früheren Mitglieder des Vorstands betragen 669 T€ (im Vorjahr: 642 T€).

Für frühere Mitglieder des Vorstands wurden 13.890 T€ (im Vorjahr: 14.015 T€) Rückstellungen für laufende Pensionen und Anwartschaften auf Pensionen passiviert.

Ergebnisverwendungsvorschlag des Mutterunternehmens

Der Bilanzgewinn der TEAG beträgt 127.414.118,55 €. Wir schlagen vor, daraus eine Dividende von 28,03 €/A-Aktie und 20,00 €/B-Aktie, das sind insgesamt 62.784.552,13 €, auszuschütten, einen Betrag in Höhe von 10.000.000,00 € in andere Gewinnrücklagen gemäß § 272 Abs. 3 HGB einzustellen und den Restbetrag in Höhe von 54.629.566,42 € auf neue Rechnung vorzutragen.

Erfurt, 25. März 2025

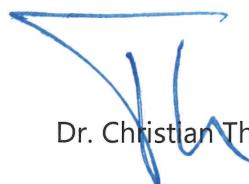
Der Vorstand



Stefan Reindl



Dr. Andreas Roß



Dr. Christian Thewißen

KONZERNKAPITALFLUSSRECHNUNG		2024 T€	2023 T€
Konzernjahresüberschuss (einschließlich Ergebnisanteilen von Minderheitsgesellschaftern)		76.092	81.355
+ Abschreibungen/Zuschreibung auf Gegenstände des Anlagevermögens (ohne at Equity Bewertung)		138.343	103.237
+ Verlust aus der at Equity Bewertung		1.269	2.404
+ Abschreibungen auf das Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG		5	6
- Auflösung des passiven Unterschiedsbetrages aus der Kapitalkonsolidierung		-376	-376
- Auflösung der empfangenen Ertragszuschüsse		-13.238	-12.061
- Abnahme (-) /Zunahme der Rückstellungen		20.690	78.897
- Gewinn aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens		-3.437	-1.214
+ Verlust aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens		812	1.546
+ Zunahme (-) /Abnahme der Vorräte, der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Aktiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind		-53.345	-87.231
+ Abnahme (-) /Zunahme der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Passiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind		20.137	123.302
+ Sonstige zahlungswirksame Aufwendungen und Erträge (-)		0	9.606
+ Zinsaufwand/-ertrag (-)		9.015	12.009
- Sonst. Beteiligungserträge		-22.421	-24.742
+ Ertragsteueraufwand		47.608	40.069
- Ertragsteuerzahlungen		-45.444	-23.880
+ Einzahlung aus erhaltenen Ertragszuschüssen		12.667	12.615
= Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit		188.377	315.542
+ Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Sachanlagevermögens		5.403	1.909
- Auszahlungen für Investitionen in das Sachanlagevermögen		-264.111	-234.338
- Auszahlungen für Investitionen in das immaterielle Anlagevermögen		-2.725	-2.338
+ Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Finanzanlagevermögens		1.875	1.535
- Auszahlungen für Investitionen in das Finanzanlagevermögen		-49.292	-18.451
+ Erhaltene Zinsen		7.746	5.005
+ Erhaltene Dividenden		23.206	23.252
- Auszahlungen zur Herstellung von Deckungsvermögen sowie Auszahlungen an einen Pensionsfonds		-8.410	-10.311

- Auszahlungen aus Verlustübernahmen	0	-9.856
+ Einzahlung aus erhaltenen Investitionszuschüssen	37.056	40.082
- Auszahlung aus Abgängen von Investitionszuschüssen	-70	0
= Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-249.322	-203.511
- Gezahlte Dividenden an Gesellschafter des Mutterunternehmens	-71.661	-62.785
+ Einzahlungen aus der Aufnahme von Darlehen und Krediten bei Kreditinstituten	101.000	100.000
- Auszahlungen für die Tilgung von Darlehen bei Kreditinstituten und Gesellschaftern	-39.177	-219.733
- Gezahlte Zinsen	-16.174	-24.144
+ Einzahlung aus Eigenkapitalzuführung	0	200.000
- Auszahlung aus Abgängen von Zuschüssen	-343	0
= Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-26.355	-6.662
= Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds	-87.300	105.369
+ Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	251.682	146.313
= Finanzmittelfonds am Ende der Periode	164.382	251.682

Überleitung zum Finanzmittelfonds:

	01.01.2024 T€	01.01.2023 T€
Kassenbestand und Geldguthaben bei Kreditinstituten	236.421	130.969
Forderungen aus Geldanlagen mit verbundenen Unternehmen, nicht konsolidiert	18.977	18.565
Verbindlichkeiten aus Geldaufnahmen bei verbundenen Unternehmen, nicht konsolidiert	-1.466	-2.043
Verbindlichkeiten aus Geldaufnahmen bei Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	-2.186	-1.168
Kurzfristige Verbindlichkeiten Kreditinstitute	-64	-10
	251.682	146.313
	31.12.2024 T€	31.12.2023 T€
Kassenbestand und Geldguthaben bei Kreditinstituten	159.814	236.421
Forderungen aus Geldanlagen mit verbundenen Unternehmen, nicht konsolidiert	13.166	18.977
Verbindlichkeiten aus Geldaufnahmen bei verbundenen Unternehmen, nicht konsolidiert	-7.200	-1.466
Verbindlichkeiten aus Geldaufnahmen bei Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	-1.398	-2.186
Kurzfristige Verbindlichkeiten Kreditinstitute	0	-64
	164.382	251.682
Änderung des Finanzmittelfonds	-87.300	105.369

KONZERN-EIGENKAPITALSPIEGEL

Angaben in T€	Eigenkapital des Mutterunternehmens										nicht beitreibende Anteile	Konzern eigenkapital			
	Gezeichnetes Kapital		Rücklagen		Gewinnrücklagen		Summe		Gewinnvortrag		Konzernjahres-überschuss				
	Kapitalrücklage	Kapitalrücklage nach § 272 Abs. 2 Nr. 1 HGB	Kapitalrücklage nach § 272 Abs. 2 Nr. 4 HGB	Summe	Rücklage gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG	andere Gewinnrücklagen	Summe			Summe					
Stand am 01.01.2023	84.809	15.191	100.000	46.096	3.306	49.402	16.314	219.912	236.228	285.630	68.187	0	353.817	906	454.723
gezahlte Dividenden											-62.784				-62.784
Konzernjahresüberschuss											81.332				81.332
Einstellung in/Entnahme aus Rücklagen															
Sonstige Veränderungen															
Stand am 31.12.2023/01.01.2024	84.809	15.191	100.000	46.096	200.000	200.000	16.308	225.320	241.630	491.032	81.332	68.187	672.364	929	673.293
Gezahlte Dividenden					203.306	249.402									-71.661
Konzernjahresüberschuss															-71.661
Einstellung in/Entnahme aus Rücklagen															
Einzahlung in die Kapitalrücklage															
Stand am 31.12.2024	84.809	15.191	100.000	46.096	203.306	249.402	16.302	234.397	251.301	500.703	0	76.037	676.740	984	677.724

BESTÄTIGUNGSVERMERK DES UNABHÄNGIGEN ABSCHLUSSPRÜFERS

An die TEAG Thüringer Energie AG, Erfurt

Prüfungsurteile

Wir haben den Konzernabschluss der TEAG Thüringer Energie AG, Erfurt, und ihrer Tochtergesellschaften (der Konzern) – bestehend aus der Konzernbilanz zum 31. Dezember 2024, der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung, dem Konzerneigenkapitalspiegel und der Konzernkapitalflussrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2024 sowie dem Konzernanhang, einschließlich der Darstellung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden – geprüft. Darüber hinaus haben wir den Konzernlagebericht der TEAG Thüringer Energie AG, der mit dem Lagebericht der Gesellschaft zusammengefasst ist, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2024 geprüft. Die Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289f Abs. 4 HGB (Angaben zur Frauenquote) haben wir in Einklang mit den deutschen gesetzlichen Vorschriften nicht inhaltlich geprüft.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse

- entspricht der beigefügte Konzernabschluss in allen wesentlichen Belangen den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage des Konzerns zum 31. Dezember 2024 sowie seiner Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2024 und
- vermittelt der beigefügte Konzernlagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns. In allen wesentlichen Belangen steht dieser Konzernlagebericht in Einklang mit dem Konzernabschluss, entspricht den deutschen gesetzlichen Vorschriften und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar. Unser Prüfungsurteil zum Konzernlagebericht erstreckt sich nicht auf den Inhalt der oben genannten Erklärung zur Unternehmensführung.

Gemäß § 322 Abs. 3 Satz 1 HGB erklären wir, dass unsere Prüfung zu keinen Einwendungen gegen die Ordnungsmäßigkeit des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts geführt hat.

Grundlage für die Prüfungsurteile

Wir haben unsere Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Unsere Verantwortung nach diesen Vorschriften und Grundsätzen ist im Abschnitt „Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von den Konzernunternehmen unabhängig in Überein-

stimmung mit den deutschen handelsrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und haben unsere sonstigen deutschen Berufspflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht zu dienen.

Sonstige Informationen

Die gesetzlichen Vertreter sind für die sonstigen Informationen verantwortlich. Die sonstigen Informationen umfassen die von uns vor dem Datum dieses Bestätigungsvermerks erlangte Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289f Abs. 4 HGB (Angaben zur Frauenquote) als nicht inhaltlich geprüften Bestandteil des Konzernlageberichts.

Unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht erstrecken sich nicht auf die sonstigen Informationen, und dementsprechend geben wir weder ein Prüfungsurteil noch irgendeine andere Form von Prüfungsschlussfolgerung hierzu ab.

Im Zusammenhang mit unserer Prüfung haben wir die Verantwortung, die oben genannten sonstigen Informationen zu lesen und dabei zu würdigen, ob die sonstigen Informationen

- wesentliche Unstimmigkeiten zum Konzernabschluss, zu den inhaltlich geprüften Konzernlageberichtsangaben oder zu unseren bei der Prüfung erlangten Kenntnissen aufweisen oder
- anderweitig wesentlich falsch dargestellt erscheinen.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsrats für den Konzernabschluss und den Konzernlagebericht

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Konzernabschlusses, der den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften in allen wesentlichen Belangen entspricht, und dafür, dass der Konzernabschluss unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie in Übereinstimmung mit den deutschen Grundsätzen ordnungsmäßiger Buchführung als notwendig bestimmt haben, um die Aufstellung eines Konzernabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen (d.h. Manipulationen der Rechnungslegung und Vermögensschädigungen) oder Irrtümern ist.

Bei der Aufstellung des Konzernabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu beurteilen. Des Weiteren haben sie die Verantwortung, Sachverhalte in Zusammenhang mit der Fortführung der Unter-

nehmenstätigkeit, sofern einschlägig, anzugeben. Darüber hinaus sind sie dafür verantwortlich, auf der Grundlage des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu bilanzieren, sofern dem nicht tatsächliche oder rechtliche Gegebenheiten entgegenstehen.

Außerdem sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Aufstellung des Konzernlageberichts, der insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Vorkehrungen und Maßnahmen (Systeme), die sie als notwendig erachtet haben, um die Aufstellung eines Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit den anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften zu ermöglichen, und um ausreichende geeignete Nachweise für die Aussagen im Konzernlagebericht erbringen zu können.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses des Konzerns zur Aufstellung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts.

Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Konzernabschluss als Ganzes frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern ist, und ob der Konzernlagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss sowie mit den bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnissen in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt, sowie einen Bestätigungsvermerk zu erteilen, der unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht beinhaltet.

Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführte Prüfung eine wesentliche falsche Darstellung stets aufdeckt. Falsche Darstellungen können aus dolosen Handlungen oder Irrtümern resultieren und werden als wesentlich angesehen, wenn vernünftigerweise erwartet werden könnte, dass sie einzeln oder insgesamt die auf der Grundlage dieses Konzernabschlusses und Konzernlageberichts getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Adressaten beeinflussen.

Während der Prüfung üben wir pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung. Darüber hinaus

- identifizieren und beurteilen wir die Risiken wesentlicher falscher Darstellungen im Konzernabschluss und im Konzernlagebericht aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern, planen und führen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken durch sowie erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zu dienen. Das Risiko, dass eine aus dolosen Handlungen resultierende wesentliche falsche Darstellung nicht aufgedeckt wird, ist höher als das Risiko, dass eine aus Irrtümern resultierende wesentliche falsche Darstellung nicht aufgedeckt wird, da dolose Handlungen kollusives Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen bzw. das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- erlangen wir ein Verständnis von den für die Prüfung des Konzernabschlusses relevanten internen Kontrollen und den für die Prüfung des Konzernlageberichts relevanten Vorkehrungen und Maßnahmen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit der internen Kontrollen des Konzerns bzw. dieser Vorkehrungen und Maßnahmen abzugeben.
- beurteilen wir die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte und damit zusammenhängenden Angaben.
- ziehen wir Schlussfolgerungen über die Angemessenheit des von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmensaktivität sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die bedeutsame Zweifel an der Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmensaktivität aufwerfen können. Falls wir zu dem Schluss kommen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, im Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Konzernabschluss und im Konzernlagebericht aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser jeweiliges Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch dazu führen, dass der Konzern seine Unternehmensaktivität nicht mehr fortführen kann.
- beurteilen wir Darstellung, Aufbau und Inhalt des Konzernabschlusses insgesamt einschließlich der Angaben sowie ob der Konzernabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse so darstellt, dass der Konzernabschluss unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt.
- planen wir die Konzernabschlussprüfung und führen sie durch, um ausreichende geeignete Prüfungsnachweise für die Rechnungslegungsinformationen der Unternehmen oder Teilbereiche innerhalb des Konzerns einzuholen als Grundlage für die Bildung der Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht. Wir sind verantwortlich für die Anleitung, Beaufsichtigung und Durchsicht der für Zwecke der Konzernabschlussprüfung durchgeföhrten Prüfungstätigkeiten. Wir tragen die alleinige Verantwortung für unsere Prüfungsurteile.

- beurteilen wir den Einklang des Konzernlageberichts mit dem Konzernabschluss, seine Gesetzesentsprechung und das von ihm vermittelte Bild von der Lage des Konzerns.
- führen wir Prüfungshandlungen zu den von den gesetzlichen Vertretern dargestellten zukunftsorientierten Angaben im Konzernlagebericht durch. Auf Basis ausreichender geeigneter Prüfungsnachweise vollziehen wir dabei insbesondere die den zukunftsorientierten Angaben von den gesetzlichen Vertretern zugrunde gelegten bedeutsamen Annahmen nach und beurteilen die sachgerechte Ableitung der zukunftsorientierten Angaben aus diesen Annahmen. Ein eigenständiges Prüfungsurteil zu den zukunftsorientierten Angaben sowie zu den zugrunde liegenden Annahmen geben wir nicht ab. Es besteht ein erhebliches unvermeidbares Risiko, dass künftige Ereignisse wesentlich von den zukunftsorientierten Angaben abweichen.

Wir erörtern mit den für die Überwachung Verantwortlichen unter anderem den geplanten Umfang und die Zeitplanung der Prüfung sowie bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger bedeutsamer Mängel in internen Kontrollen, die wir während unserer Prüfung feststellen.

Leipzig, den 25. März 2025

PricewaterhouseCoopers GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Dirk Wolfgang Fischer
Wirtschaftsprüfer

ppa. Frank Hack
Wirtschaftsprüfer



Leerseite aus bindetechnischen Gründen



20000006364370