



Testatsexemplar

TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
Erfurt

Jahresabschluss zum 31. Dezember 2025
und Lagebericht für das Geschäftsjahr vom
1. Januar bis zum 31. Dezember 2025

BESTÄTIGUNGSVERMERK DES UNABHÄNGIGEN
ABSCHLUSSPRÜFERS

Inhaltsverzeichnis

Lagebericht 2025

Jahresabschluss

1. Bilanz zum 31. Dezember 2025
2. Gewinn- und Verlustrechnung für die Zeit vom
1. Januar 2025 bis 31. Dezember 2025
3. Anhang 2025

Tätigkeitsabschlüsse gemäß § 6b Abs. 3 EnWG zum 31. Dezember 2025

BESTÄTIGUNGSVERMERK DES UNABHÄNGIGEN ABSCHLUSSPRÜFERS

Lagebericht 2025

I Grundlagen des Unternehmens

I.1 Geschäftsmodell

Die TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG (TEN), Erfurt, ist eine 100-Prozent-Tochter der TEAG Thüringer Energie AG (TEAG), Erfurt. Als größter Verteilnetzbetreiber (VNB) in Thüringen umfassen die Tätigkeiten der Gesellschaft den sicheren, effizienten und diskriminierungsfreien Betrieb der Strom- und Gasnetze. Gemäß Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) gewährleistet die TEN die gesetzlich festgelegte Trennung zwischen reguliertem Netzbetrieb und Vertrieb sowie Erzeugung. Gemeinsam mit anderen Netzbetreibern treibt die Gesellschaft die Gasnetztransformation voran. Neben dem Netzbetrieb tritt die Gesellschaft auch als Anbieter verschiedener netzbezogener Werk- und Dienstleistungen auf. Diese Leistungen beziehen sich u. a. auf die Projektierung, den Bau und den Betrieb kundeneigener Netzanlagen und Straßenbeleuchtungssysteme. Die TEN fungiert zudem als grundzuständiger Messstellenbetreiber (gMSB).

Die interne Steuerung und Beurteilung der wirtschaftlichen Entwicklung und Ziele der TEN basieren auf einheitlichen Kennzahlen. Zu den wichtigsten Steuerungsgrößen zählen das Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA) und das Ergebnis vor Steuern (EBT). Darüber hinaus werden weitere finanzielle und nichtfinanzielle Leistungsindikatoren betrachtet. Hierzu gehören u. a. Cashflow, Investitionen in Sachanlagevermögen, Absatzmengen sowie Umwelt- und Arbeitnehmerbelange.

I.2 Tätigkeiten gemäß § 6b EnWG

Die TEN ist nach den Regelungen des EnWG Teil eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens. Die TEN kommt den Verpflichtungen gemäß § 6b Abs. 3 EnWG sowie § 3 Abs. 4 Satz 2 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) nach und führt getrennte Konten für folgende Tätigkeiten:

- Elektrizitätsverteilung,
- Gasverteilung,
- Messstellenbetrieb moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme,
- andere Tätigkeiten außerhalb des Elektrizitäts- und Gassektors.

Tätigkeitsabschlüsse wurden für die Katalogtätigkeiten Elektrizitätsverteilung, Gasverteilung sowie Messstellenbetrieb moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme (iMSys) aufgestellt. Die Bereiche Elektrizitäts- und Gasverteilung umfassen das 110-kV-Netz der TEN und weitere gepachtete Netze.

Die Tätigkeiten außerhalb des Elektrizitäts- und Gassektors umfassen insbesondere das Werk- und Dienstleistungsgeschäft, wie die Projektierung, den Bau und den Betrieb von kundeneigenen Anlagen und von Straßenbeleuchtungsanlagen, Geoinformationsdienstleistungen und Dienstleistungen der Netzführung.

II Wirtschaftsbericht

II.1 Gesamtwirtschaftliche und branchenbezogene Rahmenbedingungen

II.1.1 Konjunktur und Markt

Volkswirtschaftliche Entwicklungen

Im Jahr 2025 war die deutsche Energiewirtschaft von einem komplexen Zusammenspiel wirtschaftlicher, politischer und insbesondere geopolitischer Faktoren geprägt. Die gesamtwirtschaftliche Lage blieb trotz moderater Wachstumsimpulse durch anhaltende Unsicherheiten auf globaler Ebene herausfordernd. Gleichzeitig blieb das Thema Versorgungssicherheit im Fokus der Energieversorger. Zwar war die Netzstabilität im Berichtsjahr gewährleistet, in Spitzenlastzeiten zeigt sich jedoch die Notwendigkeit eines beschleunigten Netzausbaus und flexibler Erzeugungskapazitäten in Deutschland immer deutlicher.

Die Anfang 2025 neu gebildete Bundesregierung definierte wichtige Ziele für die energie- und wirtschaftspolitische Neuausrichtung. Zentrale Elemente des Koalitionsvertrags sind der beschleunigte Abbau von Bürokratie, insbesondere im Genehmigungsprozess von Infrastrukturprojekten und Erneuerbaren sowie eine ambitionierte Weiterentwicklung der Klimapolitik der „Ampel“-Regierung. Zudem sollen Unternehmen durch ein steuerliches Investitionssofortprogramm entlastet und gleichzeitig der Standort Deutschland gestärkt werden.

Mit der Änderung des Grundgesetzes im März 2025 zur Schaffung eines Sondervermögens „Infrastruktur und Klimaneutralität“ werden auch zusätzliche finanzielle Mittel zur Finanzierung der Energie- und Wärmewende bereitgestellt. Aus dem Sondervermögen sind insgesamt in den nächsten 10 Jahren bis zu 100 Mrd. € für den Klima- und Transformationsfonds (KTF) u. a. für Investitionen in Erneuerbare Energien, energetische Gebäudesanierung, kommunale Klimaschutzprojekte, Mobilitätswende sowie Dekarbonisierung der Industrie vorgesehen. Zusätzlich sollen den Bundesländern finanzielle Mittel in gleicher Höhe für Infrastrukturprojekte bereitgestellt werden. Allerdings liegen hier die gesetzlichen Grundlagen noch nicht vor, so dass im Jahr 2025 vielfach ein Investitionsattentismus zu verzeichnen war.

Zur Förderung des Wirtschaftswachstums erfolgten im Berichtsjahr 2025 mehrere Zinssenkungen der Europäischen Zentralbank (EZB). Die geldpolitischen Maßnahmen sollen

einen positiven Einfluss auf die Investitionsbereitschaft der Unternehmen haben und zudem in wirtschaftlich schwierigen Zeiten das Vertrauen in die Märkte und den Arbeitsmarkt stärken. Die niedrigeren Finanzierungskosten sollen sich dabei insgesamt positiv auf die Finanzierung der Energiewende sowie langfristiger Infrastrukturprojekte auswirken.

Die Arbeitslosenquote in Deutschland erhöhte sich auf 6,2 Prozent (Vorjahr: 6,0 Prozent), die Arbeitslosigkeit in Thüringen lag geringfügig über dem bundesweiten Durchschnitt. Insgesamt deuten zahlreiche Indikatoren darauf hin, dass die Krise der deutschen Wirtschaft im Winterhalbjahr 2024/25 den Tiefpunkt erreicht hat. Die Wirtschaftsleistung in Deutschland nahm nach zwei Rezessionsjahren mit einem Anstieg des preisbereinigten Bruttoinlandsprodukts um +0,2 Prozent wieder leicht zu. Allerdings ist noch offen, ob es sich hierbei um einen stabilen Aufwärtstrend handelt.

Energiemarkt und -preise

Die Strom- und Gaspreise in Deutschland haben sich im Jahr 2025 weitgehend stabilisiert. Nach den Rekordanstiegen der Energiepreise der Jahre 2021 und 2022 aufgrund der globalen Energiekrise und der Abhängigkeit von fossilen Importen führte der Umbau der Gasversorgung auf LNG-Importe (Flüssigerdgas) sowie der weitere Ausbau der EE-Erzeugung in den letzten Jahren wieder zu einer Entspannung. Kurzfristige Preisschwankungen ergaben sich u. a. aus anhaltenden Spannungen im Nahen Osten sowie Unsicherheiten im Hinblick auf die US-Zollpolitik und deren Auswirkungen auf die internationalen Handelsbeziehungen.

Nach vorläufiger Jahresschätzung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB) entsprach der Gesamtenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2025 mit insgesamt 10.553 Petajoule (PJ) dem Vorjahresniveau. Im Jahresverlauf verringerte sich die Industrieproduktion und folglich auch deren Energieverbrauch. Gründe hierfür lagen in der allgemeinen wirtschaftlichen Entwicklung, einer zurückhaltenden Nachfrage sowie begleitende strukturelle Veränderungen der Industrie. Dem entgegen sorgten insbesondere kühlere Temperaturen in den Heizperioden für einen erhöhten Einsatz fossiler Energieträger.

Beim Energiemix der Stromerzeugung ergaben sich im Vorjahresvergleich nur leichte Änderungen. Der Anteil der Erneuerbaren an der öffentlichen Nettostromerzeugung verringerte sich im Jahr 2025 nur geringfügig gegenüber dem Vorjahr auf insgesamt 62 Prozent. Ursächlich hierfür waren u. a. witterungsbedingte Rückgänge der Stromproduktion von Wind- und Wasserkraft. Dagegen erhöhte sich der Erzeugungsbeitrag aus einem deutlichen PV-Ausbau sowie einem Anstieg der Sonnenstunden im Vergleich zum Vorjahr.

Die Stromerzeugung aus Kohle hat im Jahr 2025 in Deutschland mit 94 TWh einen neuen Tiefststand erreicht. Erdgaskraftwerke steigerten ihre Produktion moderat und lieferten insgesamt 78,5 TWh Strom für die öffentliche Versorgung und industrielle Eigenproduktion.

Das Grundlastband Strom wurde an der European Energy Exchange (EEX) zu einem Durchschnittspreis von rund 87 € pro MWh gehandelt (Vorjahr: 89 € pro MWh). Der Energieträger Gas wurde am Terminmarkt zu einem durchschnittlichen Handelspreis von etwa 35 € pro MWh vertrieben (Vorjahr: 38 € pro MWh).

II.1.2 Politische und rechtliche Rahmenbedingungen

In der ersten Jahreshälfte des Berichtszeitraumes hat die neue schwarz-rote Bundesregierung ihre Arbeit aufgenommen. Am übergeordneten Ziel der Klimaneutralität Deutschlands bis spätestens 2045 soll ebenso wie am Ausstieg aus der Braunkohleverstromung bis zum Jahr 2038 festgehalten werden. Im Hinblick auf die Energie- und Klimapolitik knüpft der Koalitionsvertrag eng an die Arbeit der Vorgängerregierung an, setzt in einigen Teilbereichen jedoch auf Neuerungen bzw. Änderungen. Gesetzesvorhaben zur Entbürokratisierung sowie Beschleunigung und Verbesserung bei Planungs-, Umsetzungs- und Genehmigungsverfahren stehen in allen Themenbereichen im Fokus.

Die Ausbauziele im Bereich Erneuerbare Energien bleiben grundsätzlich bestehen. Der Ausbau von Sonnen- und Windenergie inkl. Speichertechnologie soll zukünftig stärker koordiniert und deutlich mehr netz-, bedarfs- und systemorientiert erfolgen sowie sich perspektivisch vollständig am Markt refinanzieren können. Die Modernisierung bzw. der Ausbau der Netze ist kosteneffizient voranzubringen und mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien zu synchronisieren. Neben der Stärkung der Übertragungs- und Verteilnetze liegt der Schwerpunkt auf einer Fortentwicklung der Digitalisierung der Netze. Maßnahmen betreffen u. a. die Vereinfachung und Beschleunigung beim Smart-Meter-Rollout sowie eine Ausweitung der dynamischen Stromtarife.

Hinsichtlich der Versorgungssicherheit nehmen das Thema „Kraftwerkstrategie“ und die Einführung eines „Kapazitätsmarktes“ für Deutschland eine wesentliche Rolle ein. Neben verlässlichen Rahmenbedingungen für technologieoffene und zügige Ausschreibungen im Rahmen der Erzeugung sollen aktuell bis zu 12 GW an Gaskraftwerksleistung bis zum Jahr 2032 errichtet werden. Das Ziel der Vorhaben ist auch eine nachhaltige Stabilisierung der Strompreise.

Über die Senkung der Stromsteuer sollen Unternehmen finanziell entlastet und damit die konjunkturelle Entwicklung angekurbelt werden, wobei die allgemein geplante Stromsteuersenkung aus Haushaltsgründen gestrichen wurde. Zusätzlich ist eine anhaltende Übernahme der EEG-Umlage durch den Bund sowie eine Entlastung bei den Netzentgelten in Milliardenhöhe beschlossen. Darüber hinaus wurde die Abschaffung der Gasspeicherumlage gesetzlich verabschiedet.

Daneben sind die fortlaufende Weiterentwicklung des energiewirtschaftlichen Regulierungsrahmens und die europäische Strommarktreform von zentraler Bedeutung. Die auf eine höhere Planbarkeit des EE-Ausbaus, eine bessere Integration erneuerbarer Erzeugungsanlagen und Flexibilitäten sowie ein krisenfestes Marktdesign abzielenden Maßnahmen beeinflussen unmittelbar die Anforderungen an Netzausbau, Netzintegration und Systemführung.

Ebenso maßgeblich sind die Entscheidungen der Bundesnetzagentur zur Entgelt- und Erlösregulierung. Vor dem Hintergrund der Neuordnung der deutschen Energieregulierung und der Diskussion um künftige Ausgestaltung von Erlösobergrenzen, Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten gewinnen Festlegungen zur sachgerechten Verteilung der Mehrkosten aus der Integration Erneuerbarer Energien, zur Behandlung gasnetzbezogener Investitionen sowie zur kostenmäßigen Beteiligung der Netzbetreiber am Rollout intelligenter Messsysteme weiter an Bedeutung.

Die Anforderungen an den Schutz kritischer Infrastrukturen werden durch die Rahmenbedingungen größer. Mit fortschreitender Umsetzung europäischer Regelwerke steigen die Vorgaben an Informationssicherheitsmanagement, Risikobewertung und Meldepflichten. Die NIS-2-Richtlinie setzt strengere Sicherheitsanforderungen im Bereich der Cybersicherheit und wurde bereits in nationales Recht umgesetzt. Gleichzeitig befindet sich auch das KRITIS-Dachgesetz in der Beschlussfassung. Künftig gelten dadurch einheitliche Mindeststandards für den physischen Schutz systemrelevanter Anlagen.

Insgesamt wird deutlich, dass die politische Agenda auf eine nachhaltige und marktorientierte Energieversorgung mit Fokus auf Bezahlbarkeit, Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit ausgerichtet ist. Im Rahmen der Veröffentlichung des aktuellen Monitoringberichts zur Energiewende im September 2025 wurden zentrale Aspekte wie der erwartete Strombedarf, der Stand der Versorgungssicherheit, der Fortschritt beim Netzausbau, der Ausbau der Erneuerbaren Energien, die Digitalisierung sowie der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft analysiert. Der Monitoringbericht soll u. a. als Grundlage für die weitere strategische Ausrichtung sowie die Verabschiedung notwendiger gesetzlicher Rahmenbedingungen dienen.

II.2 Geschäftsverlauf

II.2.1 Netzregulierung

Energiewende und Investitionen Netzinfrastuktur

Die Investitionsplanung im Netzbereich wird maßgeblich durch die Anforderungen der Energiewende geprägt. Insbesondere die zunehmende Netzeinspeisung und -verteilung von Energie aus Erneuerbaren stellen besondere Anforderungen an die Netzinfrastuktur, wobei im

Jahr 2025 zunehmend auch „neue“ Lasten wie Rechenzentren und Großspeicher zu verzeichnen waren. Gleichzeitig bestimmen die regulatorischen Rahmenbedingungen die Umsetzung der Investitionen.

Auf der Grundlage einer umfassenden Analyse der Last- und Einspeisesituation in den Stromnetzen hat die TEN eine Prognose des Gesamtinvestitionsbedarfs erstellt und hieraus eine Investitionsstrategie abgeleitet. Diese zeigt eine deutliche Zunahme des Investitionsbedarfs zur Aufnahme und Verteilung der Erneuerbaren Energien im Stromnetz. Die jährlichen Investitionen werden sich im Vergleich zum Jahr 2022 bis 2028 mehr als verdoppeln, die Gesamtinvestitionssumme liegt im mittleren dreistelligen Millionenbereich.

Der Netzausbau Strom führt zur Beanspruchung zusätzlicher interner und externer Ressourcen, dies umfasst u. a. Mitarbeiter, Dienstleister, Material und auch behördliche Abstimmungs- und Genehmigungsprozesse. Hier zeichnen sich bereits zunehmend Engpässe als auch deutliche Preissteigerungen bei Material und Dienstleistungen ab. Die Verdopplung der Investitionen im Stromnetz führt zu einem hohen Finanzierungsbedarf, da Refinanzierungsbeträge durch kalkulatorische Abschreibungen zeitlich verzögert ansteigen. Daneben ist der geltende Regulierungsrahmen für einen schnellen Hochlauf von Investitionen nicht ausgelegt. Vor allem das Budgetprinzip im OPEX-Bereich führt zu Unterdeckungen beim Personalaufwand.

Im Hinblick auf das Gasnetz wird mittel- bis langfristig von einem deutlichen Rückgang der weiterverteilten fossilen Erdgasmengen ausgegangen. Dies mündet voraussichtlich in einer teilweisen Stilllegung der Netzinfrastruktur bzw. einer Umrüstung auf klimaneutrale Gase, wie grünen H₂, bei einem gleichzeitigen Neubau einer entsprechenden H₂-Infrastruktur. Die Refinanzierung der Investitionen ist im Hinblick auf die nicht vorhandenen regulatorischen Rahmenbedingungen für Verteilnetzbetreiber im H₂-Bereich noch ungeklärt.

Entwicklungen Energieregulierung

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat den „NEST“-Prozess („Netze – Effizient – Sicher – Transformiert“) zur Neuregelung der Kosten- und Erlösbestimmung im Februar 2024 begonnen. Netzbetreiber, Netznutzer und alle betroffenen Interessengruppen konnten in umfangreichen Konsultationen Stellungnahmen abgeben und sich an Veranstaltungen zum Austausch beteiligen. Im letzten Schritt befassten sich die Länder mit den Festlegungsentwürfen.

Der Hintergrund der Neuregelung ist das Urteil des Europäischen Gerichtshofs aus dem Jahr 2021. Demnach müssen Regelungen, wie sie bisher in der Anreizregulierungsverordnung und den Entgeltverordnungen vorgegeben wurden, direkt von der unabhängigen Regulierungsbehörde in Form von Festlegungen getroffen werden. Diese müssen durch Festlegungen der BNetzA ersetzt werden. Hierfür wurde bei der BNetzA die Große

Beschlusskammer Energie eingerichtet, die über den Inhalt dieser Festlegungen entscheidet. Die TEN hat sich im Berichtszeitraum an den Konsultationen zu den beabsichtigten Festlegungen beteiligt. Am 10. Dezember 2025 wurden die Festlegungen veröffentlicht, die mittels Beschwerde gerichtlich überprüft werden.

Die Festlegungen betreffen die Anreizregulierung als Rahmenkonzept, die Bestimmung der betriebsnotwendigen Kosten, die Kapitalverzinsung, den Produktivitätsfaktor und den Effizienzvergleich. Ein wesentlicher Schwerpunkt ist die Methodik der kalkulatorischen Kapitalverzinsung, die mit einem sogenannten WACC (Weighted Average Cost of Capital) auf ein international übliches Format umgestellt wird. Besonders hervorzuheben sind methodische Anpassungen bei der Ermittlung des Eigen- und Fremdkapitalzinssatzes. Darüber hinaus wird die Effizienzermittlung verschärft und der Abschmelzungspfad für ineffiziente Kosten verkürzt.

Eine abschließende finanzielle Auswirkung der Regelungen lässt sich noch nicht bewerten. Hierzu sind insbesondere Konkretisierungen bei der kalkulatorischen Verzinsung (WACC) und der Parameter im Effizienzvergleich notwendig.

Im Berichtszeitraum kam erstmals im Strombereich die sog. „Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Erzeugungsanlagen von Strom aus Erneuerbaren Energien“ zur Anwendung. Dies hatte im Jahr 2025 sinkende Netzentgelte gegenüber dem Vorjahr zu Folge.

Im Gasbereich hat die TEN im Geschäftsjahr 2025 entschieden, die Möglichkeiten der Festlegung zu KANU 2.0 aus dem Jahr 2024 für die Kalkulation der Netzentgelte 2026 anzuwenden. Dabei wird künftig die Möglichkeit einer kalkulatorisch degressiven Abschreibung in Anspruch genommen.

Im Geschäftsjahr hat die Große Beschlusskammer Energie der BNetzA ein Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) nach Außerkrafttreten der StromNEV zum 1. Januar 2029 eröffnet. Künftig sollen Netzentgelte vor allem durch zwei konzeptionell zu unterscheidende Arten von Entgeltkomponenten gebildet werden, einerseits Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion und andererseits mit Anreizfunktion. Die TEN begleitet den Prozess aktiv. Eine Festlegung wird Ende des Jahres 2026 erwartet. Sollten die derzeitigen Vorschläge der BNetzA umgesetzt werden, hätte dies Auswirkungen für Netze, Vertrieb und Erzeugung sowie für die Kunden, da heutige Kostenbelastungen bzw. Entlastungen grundlegend neugestaltet werden sollen.

Regulatorik und Erlösobergrenzen Strom- und Gasnetz

Das Geschäftsjahr entfiel im **Stromnetz** auf das zweite Jahr der vierten Regulierungsperiode (2024 - 2028). Gestiegene Kapitalkosten aufgrund des Netzausbaus, der Kostenanstieg für den

Strombezug aus vorgelagerten Netzen sowie gestiegene Kosten für dezentrale Einspeisungen führten zu einem Anstieg der Erlösobergrenze gegenüber dem Vorjahr um +4,1 Prozent.

Gemäß der Veröffentlichung der Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien vom 28. August 2024 kann die TEN die Mehrkosten zunächst von der Erlösobergrenze abziehen und damit die Netzentgelte senken. Diese werden über eine bundesweite Umlage für besondere Netznutzung refinanziert und solidarisch von allen Stromverbrauchern in Deutschland getragen.

Die netzentgeltrelevante Erlösobergrenze verringerte sich im Ergebnis insgesamt um -10,2 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Dies hatte im Jahr 2025 sinkende Netzentgelte gegenüber dem Vorjahr zur Folge.

Die BNetzA hat im Geschäftsjahr den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode i. H. v. 0,86 Prozent festgelegt. Gegen diese Festlegung hat TEN im Geschäftsjahr Beschwerde beim Oberlandesgericht (OLG) Düsseldorf eingelegt, da nach eigener Auffassung dieser damit immer noch deutlich zu hoch festgelegt ist.

Im Geschäftsjahr ergingen die Beschlüsse zu den Regulierungskonten der Jahre 2021 und 2022, die Anhörung zum Regulierungskonto 2023 sowie die Beschlüsse zu den beantragten Kapitalkostenaufschlägen 2024 und 2025. Für Versorgungsunterbrechungen wurde durch die BNetzA im Berichtsjahr ein Malus von 2,0 Mio. € festgelegt.

Im **Gasnetz** entfiel das Geschäftsjahr auf das dritte Jahr der vierten Regulierungsperiode (2023 - 2027). Gegenüber dem Vorjahr stieg die Erlösobergrenze aufgrund gestiegener Kosten für die Entnahme aus vorgelagerten Netzen und gestiegener Kapitalkosten um 10,6 Prozent, womit eine Steigerung der Netzentgelte einhergeht.

Noch im Geschäftsjahr 2025 erging der Beschluss zur Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen sowie der Beschluss zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die vierte Regulierungsperiode von 0,87 Prozent. Gegen die Festlegung zum Produktivitätsfaktor hat die TEN im Geschäftsjahr Beschwerde beim OLG Düsseldorf eingelegt, da sich dieser zur Vorperiode signifikant erhöht hat und dies eine erhebliche Verschärfung der Regulierungsvorgaben zu Lasten der Gasnetzbetreiber mit sich bringt. Der höhere Produktivitätsfaktor wirkt sich direkt negativ auf die Höhe der Erlösobergrenze aus.

Darüber hinaus hat die TEN im Geschäftsjahr Beschwerde gegen den Beschluss zur Neufestlegung der Erlösobergrenzen der dritten Regulierungsperiode eingelegt. Grundlage hierfür ist der Beschluss des Bundesgerichtshofes vom September 2023 zum Effizienzvergleich Gas der vierten Regulierungsperiode, der laut Urteil nicht den objektiven strukturellen

Unterschieden der einbezogenen Netzbetreiber Rechnung trägt und aufgrund dessen die Effizienzwerte der vierten Regulierungsperiode erneut berechnet wurden.

Im Geschäftsjahr 2025 ergingen die Beschlüsse zum beantragten Kapitalkostenaufschlag 2024 und dem Regulierungskonto 2020 sowie die Anhörung zum Regulierungskonto 2021.

II.2.2 Systemführung und Netzautomatisierung

Gewährleistung der Systemführung

Als regionaler Verteilnetzbetreiber und Betreiber des 110 kV-Netzes ist die TEN für den sicheren Betrieb der Thüringer Strom- und Gasnetze verantwortlich. Neben dem eigenen Hochspannungs- und Mittelspannungs-Netz sowie dem Gasnetz werden über die Netzleitstelle die im Rahmen von Dienstleistungsverträgen betriebenen Netze nachgelagerter Netzbetreiber geführt.

Im Jahr 2025 wurde die Weiterentwicklung der Standortorganisation der Netzleitstelle planmäßig abgeschlossen. In diesem Zuge wurden bestehende Strukturen angepasst, IT- und Kommunikationsumgebungen modernisiert und die Betriebsorganisation weiter vereinheitlicht. Die Leitstellen- und Netzleittechnik wurde dabei auf eine zukunftsfähige Struktur ausgerichtet. Trotz der damit verbundenen technischen Anpassungen konnte im Berichtszeitraum eine durchgehend hohe Stabilität und Verlässlichkeit der Systemführungsprozesse gewährleistet werden.

Das Störgeschehen lag im Geschäftsjahr 2025 auf einem hohen Niveau. Schwerpunkte bildeten Netzbereiche mit verschlissenen Mittelspannungskabeln älterer Baujahre sowie witterungsbedingte Einwirkungen. Durch umgesetzte Maßnahmen der Holzfrehaltung konnten die durch Baumstürze verursachten Versorgungsunterbrechungen reduziert werden. Allerdings nahm die Häufigkeit von Kabelfehlern zu. Hierzu hat die TEN ein mehrjähriges Kabelaustauschprogramm gestartet.

Erstmalig wurde im Berichtsjahr ein umfassender Anlagencheck zur Fernsteuerbarkeit und Überwachung größerer Einspeiseanlagen (ab 100 kW) durchgeführt. Anlagen mit geringerer Einspeiseleistung werden im Jahr 2026 getestet. Zur Verbesserung der Fernwirktechnik erfolgt schrittweise der Austausch vorhandener Rundsteuertechnik der Einspeiser durch Systeme der TEN mit zusätzlicher Anbindung an das 450-MHz-Funknetz und einen redundanten Mobilfunk-Datenkanal.

Die gesetzlichen Vorgaben zur Steuerung von Einspeise- und Verbrauchsanlagen im Verteilnetz wurden in einem konzernweiten Projektverbund weiter konkretisiert. Schwerpunkte lagen auf der Registrierung und Abrechenbarkeit steuerbarer Verbrauchseinrichtungen, dem Rollout von modernen Messeinrichtungen und Gateways sowie der technischen Anbindung

relevanter Anlagen. Mit der zunehmenden Verbreitung zeitvariabler Netzentgelte und flexibler Tarife ist perspektivisch von einer stärkeren Nutzung verschiebbarer Lasten auszugehen, was die Anforderungen an die Systemführung und das Engpass-Management in der Niederspannung weiter erhöht.

Netzautomatisierung und Sicherheit

Die zunehmende Netz- und Einspeisedichte führt zu einem steigenden Bedarf an Daten- und Übertragungskapazitäten für Schutz- und Fernsteuerungsanwendungen. Aufgrund knapper Lichtwellenleiter-Ressourcen in einzelnen Bereichen wurden gemeinsam mit der TNK gezielt Erweiterungen vorbereitet. Parallel dazu wurde ein Pilotprojekt zur effizienteren Nutzung bestehender Übertragungswege für Schutzanwendungen begonnen, um den Ausbau auf besonders kritische Bereiche fokussieren zu können.

Im neu strukturierten Bereich Netzautomatisierung hat die TEN eine Schwefelhexafluorid (SF₆)-freie, fernsteuerbare und fernbeobachtbare intelligente Ortsnetzstation (iONS) entwickelt. Ab dem kommenden Geschäftsjahr ist ein schrittweiser Rollout in der Fläche vorgesehen. Ziel ist es, die Wiederversorgung zu beschleunigen und die Ausfallzeiten im Niederspannungs-Netz weiter zu reduzieren. Daneben wird die Modernisierung der Schutz- und Steuerungstechnik in Umspannwerken vorangetrieben und die Rekonstruktionsrate in diesem Bereich in den kommenden Jahren weiter erhöht.

Im Bereich der Sicherheitsorganisation und IT-Sicherheit der Netzleitsysteme wurden die bestehenden Zertifizierungen und Prüfungen erfolgreich fortgeführt. Die Anforderungen der Regulierungsbehörde an Informationssicherheit und Systeme zur Angriffserkennung werden erfüllt; zusätzliche europäische Vorgaben (NIS2, CER) werden schrittweise in die bestehenden Sicherheitskonzepte integriert. Vor dem Hintergrund einer allgemein steigenden Zahl physischer Angriffe auf Infrastrukturen wurden kurzfristig zusätzliche Schutzmaßnahmen in den Umspannwerken umgesetzt und die Überwachung der Anlagen verstärkt.

Im Zuge der Umsetzung der energiewirtschaftlichen Transformation und zur Stärkung der Resilienz des Netzbetriebs ergeben sich für die Energiewirtschaft Anforderungen für eine digitale, autonome und schwarzfallfeste Steuerungs-, Kommunikations- und Datenübertragungsinfrastruktur. Das 450 MHz-Netz hat hierbei eine Schlüsselfunktion, da das Energieversorgungssystem zukünftig auf nicht prognostizierbare Ereignisse und zunehmend vielfältige Störungsszenarien reagieren muss. Ziel ist es, die grundlegenden Funktionsfähigkeiten im Schwarzfall zu erhalten oder eigenständig wiederzuerlangen. Vor diesem Hintergrund stehen für die TEN die netzbetreiberspezifische Steuerung und Kommunikation innerhalb der 450 MHz-Frequenz im Fokus. Der Aufbau des dazu notwendigen autarken 450 MHz-Kommunikationsnetzes und die damit verbundenen Investitionen bei der

TEN sind essenzielle Elemente für Sicherheit und Stabilität im energiewirtschaftlichen Gesamtsystem.

II.2.3 Dienstleistungen und Maßnahmen nicht regulierter Bereich

Im nicht regulierten Geschäft hat die TEN ihr Dienstleistungsportfolio kontinuierlich erweitert. Neben der Planung, dem Bau und der Instandhaltung individueller Anlagen umfasst das Angebot umfassende Dienstleistungen für nachgelagerte Stadtwerke sowie Verteilnetzbetreiber. Besonders hervorzuheben sind die zunehmend innovativen Straßenbeleuchtungskonzepte, die in enger Zusammenarbeit mit Thüringer Kommunen entwickelt werden. Diese Lösungen zeichnen sich nicht nur durch ökologische Nachhaltigkeit und wirtschaftliche Tragfähigkeit aus, sondern steigern auch die Attraktivität der Kommunen.

Im Geschäftsjahr 2025 beliefen sich die Umsatzerlöse für Dienstleistungen und Maßnahmen im nicht regulierten Bereich auf insgesamt 17,1 Mio. €. Der überwiegende Anteil entfiel dabei auf den Bau bzw. die Projektierung von Kundenanlagen sowie energiewirtschaftliche Dienstleistungen und Geschäftsbesorgung.

II.2.4 Netzabsatz und Einspeisung

Stromnetz

Die Netzeinspeisung inkl. Netzverluste und Betriebsverbrauch betrug im Geschäftsjahr insgesamt 9.754,1 GWh und lag damit leicht über Vorjahresniveau (Vorjahr: 9.672,7 GWh).

	2025 GWh	2024 GWh	Differenz GWh	Differenz %
Netzeinspeisung	9.754,1	9.672,7	81,4	0,8
Einspeisung aus Erneuerbaren Energien	5.371,6	5.297,0	74,6	1,4
davon Wind	2.934,7	3.030,0	-95,3	-3,1
davon Biomasse	964,5	948,1	16,4	1,7
davon Photovoltaik (PV)	1.381,7	1.254,7	127,0	10,1
davon Sonstiges	90,7	64,2	26,5	41,3
Einspeisung KWK	374,6	309,4	65,2	21,1
Einspeisung Sonstiges	656,2	655,8	0,4	0,1
vor- und nachgelagerte Elektrizitätsnetze	3.351,1	3.409,8	-58,7	-1,7
Mehr- u. Mindermengen	0,6	0,7	-0,1	-14,3
Netzverluste	314,4	314,0	0,4	0,1
Betriebsverbrauch	11,2	10,9	0,3	2,8
Netzabsatz	9.428,5	9.347,8	80,7	0,9
Netzabsatz im Rahmen Netznutzung	9.428,5	9.347,8	80,7	0,9
davon Kunden mit registr. Leistungs-				
messung (RLM)	3.615,3	3.684,2	-68,9	-1,9
davon nachgelagerte Netzbetreiber				
(Weiterverteiler)	3.020,3	3.134,7	-114,4	-3,6
davon Standardlastprofilkunden (SLP)	1.452,6	1.462,1	-9,5	-0,6
davon Rückspeisung an 50 Hertz	1.339,7	1.066,6	273,1	25,6
davon Mehr-/ Mindermengen	0,6	0,2	0,4	200,0

Der Netzabsatz bewegte sich mit insgesamt 9.428,5 GWh ebenfalls leicht über dem Vorjahresniveau (Vorjahr: 9.347,8 GWh). Beim Netzkundenabsatz an Weiterverteiler, Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) und Kunden mit Standardlastprofil (SLP) ergab sich aufgrund gestiegener Einspeise- und Selbstversorgungsanlagen ein Mengenrückgang i. H. v. insgesamt -2,3 Prozent bzw. -192,7 GWh. Die gestiegene dezentrale Netzeinspeisung aus Erneuerbaren Energien (EE), KWK- und sonstigen Einspeiseanlagen (+140,3 GWh) bedingte eine gestiegene Rückspeisung an den Übertragungsnetzbetreiber (+273,1 GWh).

Die Netzeinspeisung aus KWK-Anlagen erhöhte sich im Berichtszeitraum um +21,1 Prozent auf insgesamt 374,6 GWh. Ursächlich für diesen Anstieg ist u. a. die Aufnahme des erweiterten Probetriebes der neuen Gasmotorenanlage am Standort des Heizkraftwerkes Jena.

Insgesamt wurde der Netzabsatz ohne Rückspeisungen an den vorgelagerten Netzbetreiber zu 66,4 Prozent aus durch EE eingespeistem Strom gedeckt (Vorjahr: 64,0 Prozent).

	2025 GWh	2024 GWh	Differenz GWh	Differenz %
Elektrizitätsbezug	1.414,9	1.343,4	71,5	5,3
EEG-Bezug	644,6	577,0	67,6	11,7
KWKG-Bezug	16,1	10,2	5,9	57,8
Netzdifferenz	253,1	204,5	48,6	23,8
Netzverluste	427,0	430,4	-3,4	-0,8
EEG-Ausgleich	1,3	40,7	-39,4	-96,8
Mehr- u. Mindermengen	72,8	80,6	-7,8	-9,7
Netzverluste	314,4	314,0	0,4	0,1
Elektrizitätsabsatz	1.100,6	1.029,4	71,2	6,9
Elektrizitätsverkauf aus EEG	634,5	587,2	47,3	8,1
Elektrizitätsverkauf aus KWKG	16,1	10,2	5,9	57,8
Netzdifferenz	264,3	241,9	22,4	9,3
Netzverluste	112,6	116,4	-3,8	-3,3
EEG-Ausgleich	1,3	40,7	-39,4	-96,8
Mehr- u. Mindermengen	71,8	33,0	38,8	117,6

Erneuerbare Energien

Im Berichtszeitraum speisten insgesamt 51.313 (Vorjahr: 38.566) Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung i. H. v. 4.190 MW (Vorjahr: 3.907 MW) in das von der TEN betriebene Netz ein. Hiervon waren 50.556 (Vorjahr: 37.842) EE-Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung i. H. v. 3.852 MW (Vorjahr: 3.516 MW).

Die Netzanschlussbegehren von Einspeiseanlagen bis 30 kW im Netzgebiet der TEN hatten sich mit der Energiemarktkrise nahezu vervierfacht. Die hohe Antragszahl blieb im Geschäftsjahr 2025 stetig. Im Berichtszeitraum wurden insgesamt 15.799 EE-Anlagen und Speicher angemeldet sowie der Anschluss von 14.197 Anlagen bearbeitet.

Zur Beschleunigung der Antragsbearbeitung hat die TEN bereits im Jahr 2024 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. Im Jahr 2025 wurden weitere Bearbeitungsschritte im Netzkundenportal digitalisiert. Durch die Ablösung weiterer Formulare zur Inbetriebsetzungsmeldung und Angaben zur Vergütungseinstufung konnte der manuelle Bearbeitungsaufwand verringert und Kundeninformationen verbessert werden.

Die Anschlussbegehren von Großspeichern haben sich im Berichtszeitraum überproportional zu den anderen Energieträgern auf 819 mit 21,0 GW Leistung (Vorjahr: 230 mit 9,4 GW) erhöht. Die Bearbeitung der Anschlussbegehren von Großspeichern ist durch die Mehrfachanfragen und fehlende zeitnahe Netzanschlusskapazität eine Herausforderung bei der Netzbewertung und -integration. Branchenweit wird dazu über Möglichkeiten für eine geeignete Priorisierung von Anschlussanfragen diskutiert.

Bezogen auf den Jahresabschluss und den dabei berücksichtigten Prognosemonaten lag die Netzeinspeisung aus EE mit insgesamt 5.371,6 GWh auf Vorjahresniveau und berücksichtigt dabei sowohl geförderte als auch ausgeförderte Anlagen. Im Netzgebiet wurden Strommengen aus EE mit einem Volumen i. H. v. 4.080,5 GWh (Vorjahr: 4.097,3 GWh) und 86,4 Prozent des eingespeisten EEG-Stroms direkt vermarktet.

Die 50Hertz Transmission GmbH, Berlin, gab bis zur Aufstellung des Jahresabschlusses im Geschäftsjahr 21 Aufrufe (Vorjahr: 35) zur Abregelung von Einspeiseleistung nach dem EnWG aus. Die Gesamtdauer der Einspeisemanagementmaßnahmen betrug 62 Stunden (Vorjahr: 162). Dabei wurden insgesamt 10.311 MWh (Vorjahr: 22.394 MWh) Einspeisearbeit abgeregelt. Die TEN veranlasste 91 Abschaltmaßnahmen (Vorjahr: 60) mit einer Gesamtdauer der Maßnahmen von rund 597 Stunden (Vorjahr: 446). Dabei wurden insgesamt 2.423 MWh (Vorjahr: 1.053 MWh) Einspeisearbeit abgeregelt. Insgesamt wurden im Netzgebiet 0,24 Prozent abgeregelt. Der Anteil von der TEN veranlassten abgeregelter Energiemenge an der EEG-Gesamteinspeisung lag bei 0,05 Prozent.

Gasnetz

Die gesamte Absatzmenge inkl. Betriebsverbrauch über das Erdgasversorgungsnetz betrug im Geschäftsjahr 7.736,2 GWh und lag temperaturbedingt um +3,9 Prozent über der Vorjahresmenge (7.443,7 GWh).

	2025 GWh	2024 GWh	Differenz GWh	Differenz %
Netzeinspeisung	7.736,2	7.443,7	292,5	3,9
vorgelagerte Netzbetreiber	6.590,4	6.622,3	-31,9	-0,5
Untergroundspeicher Allmenhausen	937,2	621,6	315,6	50,8
Biogaseinspeisung	208,6	199,8	8,8	4,4
Betriebsverbrauch	6,7	7,3	-0,6	-8,2
Netzabsatz	7.729,5	7.436,4	293,1	3,9
Netzabsatz im Rahmen Netznutzung	7.480,1	7.178,5	301,6	4,2
davon nachgelagerte Netzbetreiber (Weiterverteiler)	2.777,3	2.636,7	140,6	5,3
davon Kunden mit registr. Leistungsmessung (RLM)	2.268,6	2.232,3	36,3	1,6
davon Standardlastprofilkunden (SLP)	2.434,2	2.309,5	124,7	5,4
Sonstiger Netzabsatz	249,4	257,9	-8,5	-3,3

Das Geschäftsjahr war im Jahresdurchschnitt und auch in den Heizperioden insgesamt kälter als das Vorjahr, was sich im Mengenzuwachs der SLP-Kunden um +5,4 Prozent und der Weiterverteiler um +5,3 Prozent widerspiegelte. Bei den leistungsgemessenen Kunden war ein moderater Mengenzuwachs von +1,6 Prozent zu verzeichnen.

Aufgrund des gestiegenen Netzabsatzes erhöhte sich die Netzeinspeisung um insgesamt +292,5 GWh. Dabei wurde der Hauptteil des Zuwachses aus dem Untergroundspeicher Allmenhausen gedeckt (+315,6 GWh). Dem entgegen reduzierte sich der Mengenbezug von vorgelagerten Netzbetreibern um -31,9 GWh.

II.2.5 Konzessionsmanagement

Eine wichtige Grundlage des Geschäftes im Netzbereich sind langfristige und vertrauensvolle Vertragsbeziehungen mit unseren Kommunen im Bereich der Strom- und Gaskonzessionen. Im Geschäftsjahr 2025 gab es nur vereinzelte Konzessionsverfahren. Der Fokus lag auf den Vorbereitungen für in den nächsten Jahren auslaufende Strom-Konzessionsverträge. In der neuen Ausschreibungsperiode stehen Konzessionen im dreistelligen Bereich zur Neuvergabe an.

II.2.6 Nichtfinanzielle Leistungsindikatoren

II.2.6.1 Mitarbeiter

Personalmanagement

Im Bereich Personalmanagement greift die TEN auf das Dienstleistungsangebot der TEAG-Gruppe zurück, u. a. in den Bereichen Personalbeschaffung, -betreuung und -entwicklung. Hierdurch entstehen ganzheitliche Synergieeffekte und Vorteile für Mitarbeiter, da gleichwertige Arbeitsbedingungen, Weiterbildungs-, Aus- und Fortbildungsmöglichkeiten für alle Beschäftigten geschaffen werden.

Aktuelle Mitarbeiterstruktur

Zum 31. Dezember 2025 waren insgesamt 924 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter bei der TEN beschäftigt. Der Anteil der weiblichen Beschäftigten lag bei rund 19 Prozent. Das Durchschnittsalter der Beschäftigten belief sich auf etwa 44 Jahre, während die durchschnittliche Beschäftigungsdauer bei ungefähr 16 Jahren lag.

Modernisierung der Personal-/ HR-IT

Im Rahmen des Programms Human Experience Management (TEAG HxM Move) wurden die Systeme SuccessFactors Employee Central (EC) und Learning Management System (LMS) erfolgreich eingeführt. Mit SuccessFactors EC als künftig stammdatenführendes System und LMS als zentraler Lernplattform wurde eine moderne HR-IT-Architektur geschaffen, die Prozesse digitalisiert, Effizienzen steigert, Transparenz erhöht sowie die Mitarbeiterentwicklung stärkt. Unter dem Namen myHR erhalten die Beschäftigten einen direkten Zugang zu zentralen HR-Themen über eine einheitliche Benutzeroberfläche.

Mit der erfolgreichen Projektumsetzung wurde ein wichtiger Meilenstein für die Weiterentwicklung der HR-IT-Strategie erreicht. EC und LMS ergänzen die bestehenden

Module Performance & Goals sowie Succession & Development und bilden die Grundlage für eine vollständig integrierte und moderne HR-IT-Landschaft.

Recruiting-Kampagne

Die Transformation des Thüringer Energiesystems erfordert in einigen Bereichen die Verstärkung des Personalbestandes. Insbesondere im Netzbereich ist es essenziell, personellen Engpässen frühzeitig entgegenzuwirken. In diesem Kontext erfolgte im Berichtsjahr die Anpassung der Organisationsstruktur bei der TEN sowie der Start einer Mitarbeiterkampagne.

Zur Erhöhung der Reichweite werden offene Stellen neben den klassischen Stellenanzeigen zusätzlich über HeyJobs, einer Recruiting-Plattform, beworben. Parallel dazu werden auf den gängigen Social-Media-Plattformen Werbeanzeigen geschaltet, während auf mehreren Baustellen Werbebanner der Kampagne zu sehen sind. Ergänzend dazu sorgen Großflächenplakate in zahlreichen Thüringer Städten sowie die mit passender Folierung gestalteten Fahrzeuge des TEN-Fuhrparks für zusätzliche Präsenz im öffentlichen Raum. Schnelligkeit, Erfolg und genutzte Kanäle im Recruiting werden dabei regelmäßig gemonitort.

Willkommenskultur

Seit Juni 2025 starten alle neuen Beschäftigten der TEAG-Gruppe gemeinsam mit einem Welcome Day. Dieser bildet ein zentrales Element des Onboardings und vermittelt neuen Mitarbeitern Einblicke in Historie, Kultur, Werte, Abläufe und IT-Ausstattung des Unternehmens. Die persönliche Begrüßung vermittelt Wertschätzung und trägt zu einem vertrauensvollen Einstieg ins Unternehmen bei.

Um neuen Führungskräften eine erste Orientierung zu bieten, wurde 2025 die Veranstaltung „Starterkit Führung“ ins Leben gerufen. Das zweistufige Format vermittelt zentrale Führungsaufgaben in der TEAG-Gruppe, fördert den Austausch zu praktischen Erfahrungen und stärkt über Reflexion und gemeinsames Arbeiten die Kompetenzen in Führung, Kommunikation und Zusammenarbeit. Gleichzeitig unterstützt das Angebot die bereichsübergreifende Vernetzung der Führungskräfte innerhalb der Gruppe.

Personalentwicklung sowie Aus- und Fortbildung

Die Anforderungen der Branche an Techniker, Ingenieure und Monteure sind im stetigen technischen Wandel und werden zunehmend komplexer. Ein zentraler Baustein auf dem Weg zur Erreichung der Unternehmensziele liegt daher auf einer umfassenden Fort-, Aus- und

Weiterbildung von Mitarbeitern der TEN, welche die Angebote der TEAG Akademie aktiv nutzen.

Die TEAG Akademie ist das Aus- und Fortbildungszentrum der TEAG-Gruppe. Neben der Organisation und Durchführung der Berufsausbildung bündelt sie die Durchführung aller technischen Seminare innerhalb und außerhalb der TEAG-Gruppe. Sie bietet ein großes Spektrum an Seminaren, die Theorie und Praxis intelligent miteinander verknüpfen.

Mitarbeiterbonus- und -vorteilsprogramme

Motivierte und zufriedene Mitarbeiter machen den unternehmerischen Erfolg möglich. Zur Steigerung der Arbeitgeberattraktivität der TEAG-Gruppe bietet die TEN ihren Mitarbeitern eine Vielzahl an geförderten Arbeitgeberleistungen. Diese umfassen u. a. eine betriebliche Altersvorsorge und Berufsunfähigkeitsversicherung zu attraktiven Konditionen sowie diverse Mitarbeitervorteilsprogramme. Im Rahmen der Mobilität wird beispielsweise ein arbeitgebergefördertes Firmenleasing von Fahrrädern (JobBike) sowie die Bereitstellung von Ladeinfrastruktur angeboten. Daneben können Mitarbeiter ein Einkaufs-Bonusprogramm, unternehmenseigene Verkaufsportale sowie Partnerprogramme und ein Bonusmodell für den Bezug von Produkten aus der TEAG-Gruppe in Anspruch nehmen.

II.2.6.2 Zertifiziertes HS2E-Management

Die TEN ist in das integrierte HS2E-Managementsystem (Health, Safety, Environment & Energy) der TEAG-Gruppe eingebunden, das verbindliche Standards für Gesundheits- und Arbeitsschutz sowie Umwelt- und Energiemanagement definiert. Die Einhaltung der Standards nach den ISO-Normen 45001, 14001 und 50001 wurde im Berichtsjahr erneut erfolgreich rezertifiziert. Arbeitssicherheit, Gesundheitsschutz und Umweltschutz besitzen dabei den gleichen hohen Stellenwert wie der wirtschaftliche Erfolg der Unternehmensgruppe.

Jeder Beschäftigte und jede Führungskraft der TEN trägt Verantwortung für Sicherheit und Gesundheit. Zur praktischen Umsetzung wurden im Berichtszeitraum verschiedene Maßnahmen durchgeführt, darunter regelmäßige Unterweisungen und Sicherheitsbegehungen durch Führungskräfte, Feuerlöschtrainings für Brandschutzhelfer und Auszubildende sowie Angebote im Rahmen der Gefährdungsbeurteilung psychischer Belastungen. Ergänzend dazu wurden Gripeschutzimpfungen angeboten, um präventiv zum Gesundheitsschutz beizutragen.

Die TEN leistet einen aktiven Beitrag zum Umwelt- und Ressourcenschutz. Im Mittelpunkt steht dabei die kontinuierliche Optimierung des Energieeinsatzes und Energieverbrauchs, um die Energieeffizienz nachhaltig zu steigern und Umweltbelastungen zu reduzieren. Energieeffizienz

und Umweltschutz sind dabei fest in den Beschaffungsprozess von neuen Anlagen, Produkten und Dienstleistungen integriert.

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 2025 ergibt sich ein TRIF von 5,3 (Vorjahr: 3,0). Die TEN verzeichnete 14 TRIF-relevante Unfälle (Vorjahr: 8) mit insgesamt 298 Ausfalltagen, davon entfallen auf Dienstleister 2 Unfälle mit 148 Ausfalltagen. Insgesamt bewegte sich die Unfallstatistik 2025 auf Niveau des langjährigen Durchschnitts. Für das Geschäftsjahr 2026 wird angestrebt, einen TRIF-Wert von 4,8 nicht zu überschreiten. Alle Unfälle werden durch die Stabsstelle Arbeitssicherheit analysiert und im Arbeitsschutzausschuss sowie mit den betreffenden Fachbereichen nachbereitet.

II.2.6.3 Klimaschutz und Nachhaltigkeit

Das übergeordnete Ziel der TEN liegt in der Gewährleistung der Sicherheit und Verlässlichkeit der Thüringer Energienetze zur Strom- und Erdgasversorgung. Dabei hat sie sich dem Klima- und Umweltschutz sowie dem sparsamen Umgang mit natürlichen Ressourcen verpflichtet und setzt verschiedene Maßnahmen im Bereich Klimaschutz und Nachhaltigkeit um.

Im Bereich der Stromnetze entwickelt die TEN intelligente Ortsnetzstationen (iONS), um den steigenden Anforderungen an Netzstabilität, Effizienz und Nachhaltigkeit gerecht zu werden. Diese iONS sind Voraussetzung für den steuerbaren Netzbetrieb im Mittelspannungs- und Niederspannungs-Netz. Sie ermöglichen eine schnelle Entstörung im Mittelspannungs-Netz durch automatisierte Fehlererkennung und -lokalisierung und schaffen zugleich umfassende Transparenz im Niederspannungs-Netz. Dadurch können Lastflüsse präzise gesteuert, Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien (EE) optimal integriert und dezentrale Flexibilitäten wie Speicher oder steuerbare Verbraucher (z. B. Wärmepumpe, Ladepunkte) gezielt angesteuert werden. Dies führt zu einer verbesserten Netzauslastung.

Im Ergebnis können die bestehende Netzinfrastruktur und die EE-Einspeisung effizienter genutzt werden. Durch den optimierten Einsatz von Betriebsmitteln und die zustandsorientierte Instandhaltung werden Material- und Ressourcenverbrauch reduziert, die Lebensdauer der Anlagen verlängert und der Bedarf an ressourcenintensivem Netzausbau verringert. Insgesamt tragen die iONS somit zur Erhöhung der Versorgungssicherheit, zur Reduktion von CO₂-Emissionen, zur Kostenreduktion und zur nachhaltigen Transformation des

Energiesystems bei. Nach Abschluss der Designphase und der Bedarfsermittlung für den Rollout liegt der aktuelle Fokus auf der Bestellung der Einzelkomponenten und der Systemintegration. Im Anschluss ist die Fertigung und Inbetriebnahme von 22 Prototypen sowie die Vorbereitung des Rollouts in den Netzbetrieb geplant.

Beim Betrieb der Gasnetze verfolgt die TEN das Ziel, alle notwendigen Voraussetzungen für den Einsatz von (grünem) H₂ in der Wärme- und Energieversorgung zu schaffen. Da der Energieträger H₂ zur Speicherung überschüssiger Energie aus erneuerbaren Quellen genutzt werden kann, dient dieser auch der Integration EE in das Stromnetz.

Im Rahmen des regionalen H₂-Projekts TH₂ECO arbeitet die TEN über die TEAG-Gruppe mit Branchenpartnern zusammen, um mit klimaneutral erzeugter Energie aus nordthüringischen Windparks und Solaranlagen grünes H₂ zu erzeugen. Dieser könnte zukünftig über eine Leitung nach Erfurt transportiert und dort etwa für die CO₂-freie Fernwärmeversorgung nutzbar gemacht werden. Aktuell liegt der Projektfokus außerdem auf der Netzentwicklung im Umkreis von Erfurt und der Anbindung des Energieparks Marolterode an das TH₂ECO-System in Kombination mit dem direkten Zugang zum Fernleitungsnetz am Erfurter Kreuz.

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 Netzinfrastuktur 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.

Bei der Errichtung von Leitungen achtet die Gesellschaft auf die Durchführung von Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen (z. B. in Form von Ersatzbepflanzungen auf Brachflächen). In Vogelschutzgebieten kommen sog. „Vogelmarker“ zur Markierung von Freileitungen zum Einsatz. Im Bereich der Mittelspannung setzt die TEN insbesondere in Waldgebieten verstärkt auf Erdverkabelungen, wodurch baumfallbedingte Versorgungsunterbrechungen vermieden werden können. Bei der Entsorgung z. B. von Kabelaltbestand und sonstiger Technik werden wertvolle Rohstoffe, wie etwa Metall und Kunststoff, fachgerecht recycelt bzw. dem Wertschöpfungskreislauf neu zugeführt.

II.3 Lage der Gesellschaft

II.3.1 Gesamtaussage zum Geschäftsverlauf und zur Lage des Unternehmens

Das Geschäftsjahr 2025 der TEN war maßgeblich geprägt von den Herausforderungen, eine beschleunigte Energiewende mit der Stabilität der Netze in Einklang zu bringen. Der Fokus lag dabei auf dem Ausbau sowie der Entwicklung der Thüringer Netzinfrastruktur unter Berücksichtigung der systemischen Interdependenzen. Wesentliche Einflussfaktoren mit Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage in allen Bereichen lagen u. a. in technischen, regulatorischen und politischen Rahmenbedingungen sowie den Auswirkungen der anhaltenden geopolitischen Spannungen und Unsicherheiten in globalen Handels- und Lieferketten.

Die TEN erwirtschaftete im Geschäftsjahr 2025 ein EBITDA i. H. v. -18,4 Mio. € und hat damit die geplante Bandbreite zwischen 5 Mio. € und 15 Mio. € nicht erreicht. Mit einem EBT von -20,1 Mio. € lag auch das EBT deutlich unter dem für das Geschäftsjahr 2025 prognostizierten Bereich.

Der energiewirtschaftliche Rohüberschuss lag mit -1,9 Prozent bzw. -6,4 Mio. € unter dem Planansatz und betrug insgesamt 323,9 Mio. €. Diese Entwicklung resultiert im Wesentlichen aus höheren vorgelagerten Netznutzungskosten von +11,5 Mio. € insbesondere aufgrund einer durch Dunkelflaute bedingten hohen Leistungsspitze im August 2025. Diese Mehraufwendungen können in den nächsten Regulierungsperioden geltend gemacht werden. Dem gegenüber stehen höhere Erlöse aus Gasnetzentgelten von +5,1 Mio. €.

Außerhalb der Energiewirtschaft beeinflussten geänderte Rahmenbedingungen das operative Ergebnis. Wesentliche Faktoren waren z. B. anhaltende Preis- und Kostensteigerungen über alle Bereiche hinweg. Die Aufwendungen für Pacht und Dienstleistungen lagen um +6,7 Mio. €, die Aufwendungen für Instandhaltungen um +5,7 Mio. € und die sonstigen betrieblichen Aufwendungen um +4,4 Mio. € über den Planansätzen. Gegenüber dem Plan verbesserte sich das Zinsergebnis um +3,6 Mio. €.

Das geplante Investitionsvolumen in Sachanlagen von rund 128 Mio. € wurde mit getätigten Investitionen von insgesamt 121,9 Mio. € nahezu erreicht. Die Investitionen betreffen dabei im Wesentlichen Strom- und Gasverteilnetze.

II.3.2 Ertragslage

	2025 T€	2024 T€	Veränd. T€
Umsatzerlöse	1.254.777	1.245.160	9.617
Bestandsveränderungen	22.758	17.890	4.868
Andere aktivierte Eigenleistungen	585	443	142
Sonstige betriebliche Erträge	50.631	48.629	2.002
Materialaufwand	1.201.001	1.185.661	15.340
Rohergebnis	127.750	126.461	1.289
Personalaufwand	77.463	68.913	8.550
Sonstige betriebliche Aufwendungen	68.668	58.136	10.532
EBITDA	-18.381	-588	-17.793
Abschreibungen	4.920	4.699	221
EBIT	-23.301	-5.287	-18.014
Zinsergebnis	3.166	1.417	1.749
Ergebnis vor Steuern vom Einkommen und vom Ertrag (EBT)	-20.135	-3.870	-16.265
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	0	-1	1
Ergebnis nach Steuern	-20.135	-3.869	-16.266
Erträge aus Verlustübernahme	20.135	3.869	16.266
Jahresüberschuss	0	0	0

Die Umsatzerlöse bewegten sich mit insgesamt 1.254,8 Mio. € nahezu auf Vorjahresniveau. Im Geschäftsjahr wurden Erlöse im Elektrizitätsbereich von 1.041,3 Mio. € (Vorjahr: 1.033,1 Mio. €) sowie Erlöse im Erdgasbereich von 103,1 Mio. € (Vorjahr: 103,3 Mio. €) erzielt. Im Strombereich haben sich niedrigere Erlöse aus dem Marktprämienmodell gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ausgewirkt. Dem entgegen erhöhten sich die Erlöse gegenüber dem ÜNB im Rahmen der neuen Festlegung zur Kostenwälzung Erneuerbarer Energien, die im Ergebnis die Netzentgelte der Letztverbraucher entlasten. Die Solidarisierung der Mehrkosten in Deutschland erfolgt über die Umlage für besondere Netznutzung (ehemals § 19 StromNEV-Umlage), die dadurch im Vergleich zum Vorjahr angestiegen ist.

Die Erlöse aus der Verrechnung von Investitionen und der Herstellung von Kundenanlagen lagen im Geschäftsjahr 2025 mit 89,9 Mio. € ebenfalls auf Vorjahresniveau (Vorjahr: 90,1 Mio. €). Die übrigen Umsatzerlöse beliefen sich auf 20,2 Mio. € (Vorjahr: 18,4 Mio. €).

Die sonstigen betrieblichen Erträge lagen mit +4,1 Prozent über dem Vorjahr. Diese Steigerung betrifft vornehmlich Erträge aus Schuldbeitritten für Baukostenzuschüsse i. H. v. 46,5 Mio. € (Vorjahr: 40,3 Mio. €).

Beim Materialaufwand war im Vergleich zum Anstieg der Umsatzerlöse eine leichte Zunahme um +1,3 Prozent auf insgesamt 1.201,0 Mio. € zu verzeichnen (Vorjahr: 1.185,7 Mio. €). Die Materialaufwandsquote lag, gemessen an den Umsatzerlösen, mit 95,7 Prozent entsprechend leicht über dem Vorjahresniveau (Vorjahr: 95,2 Prozent). Die vorgelagerten Netzentgelte haben sich aufgrund einer Leistungsspitze insbesondere im Zusammenhang mit einer Dunkelflaute im August dieses Jahres deutlich erhöht. Daneben reduzierten sich die Aufwendungen für Netzverluste aufgrund niedriger Beschaffungskosten und Aufwendungen für die Einspeisung von EEG-Anlagen. Anhaltende Preis- und Kostensteigerungen im Rahmen der allgemeinen Markt- bzw. Geschäftsentwicklung führten zu höheren Material- und Fremdleistungsaufwendungen beim Netzausbau.

Der Personalaufwand erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr um +12,4 Prozent. Die durchschnittliche Anzahl der Mitarbeiter erhöhte sich insbesondere durch die planmäßigen Einstellungen zur Umsetzung der energiewirtschaftlichen Transformationsaufgaben um +5,8 Prozent. Neben der gestiegenen Anzahl der durchschnittlich Beschäftigten führte auch die Anhebung der tariflichen Vergütungen zu einem Anstieg der Personalkosten.

In den sonstigen betrieblichen Aufwendungen werden im Wesentlichen Aufwendungen aus Schuldbeitritten für Baukostenzuschüsse i. H. v. 46,5 Mio. € (Vorjahr: 40,3 Mio. €) sowie Dienst- und Fremdleistungsaufwendungen von 18,6 Mio. € (Vorjahr: 15,5 Mio. €) ausgewiesen.

Die Abschreibungen im Geschäftsjahr umfassen die planmäßigen Abschreibungen auf das 110-kV-Netz.

Im Berichtsjahr wurde mit 3,2 Mio. € ein deutlich positives Zinsergebnis erzielt (Vorjahr: 1,4 Mio. €). Diese Entwicklung ist u. a. auf eine positive Entwicklung des Deckungsvermögens sowie höhere Erträge aus der Aufzinsung von Pensionsrückstellungen zurückzuführen. Gleichzeitig verringerten sich die Zinsaufwendungen infolge eines geringeren durchschnittlichen Bestands der Tagesgeldaufnahme.

Die Steuern vom Einkommen und vom Ertrag enthalten den Gewerbesteueraufwand der Vorjahre, der aus steuerlichen Hinzurechnungen und dem steuerlichen Sonderbetriebsvermögen resultiert. Mit Wirkung zum 1. Januar 2015 hat die TEN mit der TEAG eine Freistellungsvereinbarung abgeschlossen. Im Rahmen dieser wird die TEN im Innenverhältnis von der Zahlung der Gewerbesteuer an die Gemeinden freigestellt, die auf den Anteil des Sonderbetriebsvermögens der TEN entfällt.

Das EBITDA sowie das EBT lagen trotz des verbesserten energiewirtschaftlichen Rohüberschusses deutlich unter dem Vorjahr. Ergebnisbelastend wirkten insbesondere die gestiegenen Dienstleistungs-, Pacht- und Personalaufwendungen. Die Kostensteigerungen stehen dabei im direkten Zusammenhang mit der energiewirtschaftlichen Transformation. Im bestehenden Regulierungsrahmen können diese Kostensteigerungen nicht vollständig und periodengerecht refinanziert werden, woraus sich temporäre Ergebnisbelastungen ergeben.

Aufgrund des im Jahr 2006 abgeschlossenen Ergebnisabführungsvertrages hat die TEAG das Ergebnis nach Steuern i. H. v. -20,1 Mio. € (Vorjahr: -3,9 Mio. €) übernommen.

II.3.3 Finanzlage

II.3.3.1 Kapitalstruktur

	31.12.2025	31.12.2024	Veränd.
	T€	T€	T€
Eigenkapital	114.663	84.663	30.000
Fremdkapital	206.311	164.358	41.953
Passiva	320.974	249.021	71.953

Die bilanzielle Eigenkapitalquote erhöhte sich zum 31. Dezember 2025 auf 35,7 Prozent (Vorjahr: 34,0 Prozent). Die Bilanzsumme ist dabei gegenüber dem Vorjahr um +28,9 Prozent angestiegen. Im Berichtsjahr erfolgte im Rahmen einer risikoadäquaten Kapitalisierung und Finanzierung des anstehenden Netzausbaus eine Einzahlung von 30,0 Mio. € in die gesamthänderisch gebundene Rücklage.

Die Finanzlage der TEN war im Geschäftsjahr stets ausgeglichen. Die Finanzierung ist durch einen Tagesgeldrahmen der TEAG i. H. v. 100,0 Mio. € gesichert, der bei Bedarf abgerufen wird.

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

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

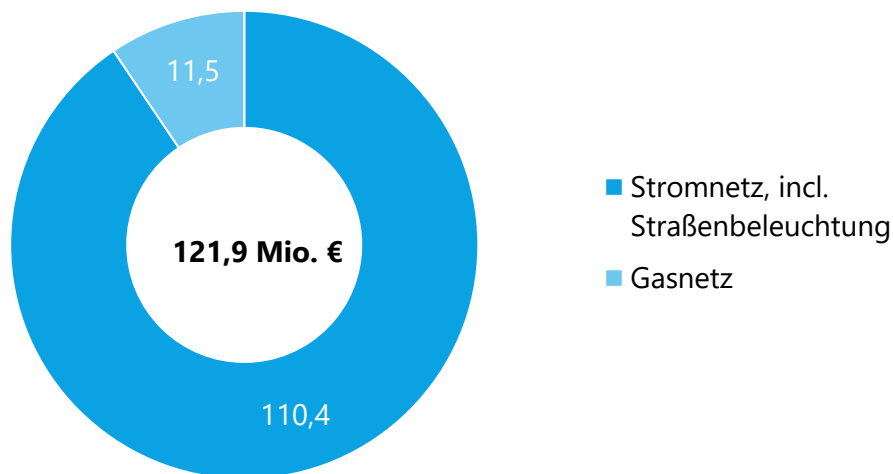
II.3.3.2 Investitionen

Auf Grundlage des mit Wirkung zum 1. Januar 2012 mit der TEAG abgeschlossenen Pacht- und Dienstleistungsvertrages über das Geschäftsfeld Netze errichtet die TEN die erforderlichen Investitionen in den vom Netzeigentümer TEAG gepachteten Elektrizitäts- und Erdgasverteilnetzen selbst und rechnet diese an die TEAG ab. Seit dem Geschäftsjahr 2014 werden vereinbarungsgemäß im Rahmen der Durchführung der Investitionen auch unfertige Leistungen durch die TEN an die TEAG abgerechnet. Nach der Abrechnung werden diese in das Anlagevermögen der TEAG übernommen und nach Fertigstellung an die TEN verpachtet.

Die TEN hat als Netzbetreiber die Entscheidungshoheit über die Investitionen im Elektrizitäts- und Erdgasverteilnetz der TEAG sowie im Elektrizitätsnetz der NGS und SWL. Das 110-kV-Netz gehört seit dem 1. Oktober 2015 zum Anlagevermögen der TEN.

Im Geschäftsjahr tätigte die TEN Investitionen in die Strom-, Gasverteil- und Straßenbeleuchtungsnetze i. H. v. 121,9 Mio. € (Vorjahr: 104,9 Mio. €). Davon wurden 110,7 Mio. € im Anlagevermögen der TEAG und 11,2 Mio. € im Anlagevermögen der TEN aktiviert. Die im Folgenden ausgewiesene Budgetauslastung bezieht sich auf das technisch realisierte Bauprogramm.

Investitionen 2025 nach Geschäftsfeldern in Mio. €



In das **Stromverteilnetz** fließen Investitionen i. H. v. 110,4 Mio. € (Vorjahr: 92,6 Mio. €). Davon wurden 69,6 Mio. € für Anlagen im Bau sowie 25,0 Mio. € als fertige Anlagen an die TEAG verrechnet. Diese sind als Erlöse bei der TEN erfasst. Weitere 4,6 Mio. € sind in der TEAG als Direktanlagenzugänge bilanziert. Die restlichen 11,2 Mio. € wurden für das 110-kV-Netz eingesetzt und führten zu Anlagenzugängen bei der TEN.

Ein Schwerpunkt der Investitionen lag mit 65,8 Mio. € auf dem Ausbau des Mittelspannungs- und Niederspannungs-Netzes. Im Zuge der Baumaßnahmen wurden rund 155 km Mittelspannungs- und Niederspannungs-Leitungen errichtet und 56 Transformatoren-Stationen neu- bzw. umgebaut. Zusätzlich wurden 2.533 Hausanschlüsse errichtet.

Im Geschäftsjahr 2025 wurde zur Vorbereitung der Umstellung auf die internationale Normspannung 20 kV ein Vorhaben in Königsee, Ortsteil Dörnfeld begonnen. Dieses umfasst den Neubau einer Ortsnetzstation und die Verlegung von 3,3 km Mittelspannungs-Kabel. Weitere Maßnahmen betrafen in diesem Zusammenhang die Außerbetriebsetzung von rund 1,3 km PE-Kabel und 1,5 km Freileitung. In Bad Liebenstein wurde ein weiterer Bauabschnitt

zur Vorbereitung der 20-kV-Umstellung abgeschlossen. Dabei wurden 12 Ortsnetz-Trafos getauscht und 2,2 km Mittelspannungs-Kabel verlegt. Insgesamt werden 93,2 Prozent des Mittelspannungs-Netzes der TEN mit 20 kV betrieben.

In Hochspannungs-Leitungen und Umspannwerke wurden 31,9 Mio. € (Vorjahr: 25,6 Mio. €) investiert. Auf der 110-kV-Freileitung Großschwabhausen-Vieselbach erfolgte die Erneuerung von 12 Masten. Des Weiteren wurde die Übertragungskapazität auf der 110-kV-Freileitung Herlasgrün-Greiz durch den Neubau von 4 Masten gesteigert. Auf dieser Trasse erhöhte sich zudem das Sicherheitsniveau durch Mast- und Fundamentertüchtigungen. Durch den Umbau von 2 Masten wurden Anschlussmöglichkeiten für geplante EEG-Umspannwerke geschaffen.

Im Bereich der Umspannwerke führte die TEN sowohl Neu- als auch Ersatzinvestitionen von insgesamt 20,7 Mio. € durch. Zu den bedeutendsten Investitionen zählten die Ersatzneubauten der 110-kV-Umspannwerke Weida und Leinefelde sowie der Neubau des 110- bzw. 20-kV-Umspannwerkes Niederschmalkalden.

Des Weiteren hat die TEN im Geschäftsjahr 12,7 Mio. € in Zähler, Leit- und Informationstechnik sowie Betriebs- und Geschäftsausstattung investiert.

In das **Erdgasverteilnetz** wurden insgesamt 11,5 Mio. € (Vorjahr: 12,3 Mio. €) investiert. Davon wurden 7,6 Mio. € für Anlagen im Bau sowie 2,9 Mio. € als fertige Anlagen an die TEAG verrechnet. Diese sind als Erlöse bei der TEN erfasst. Weitere 1,0 Mio. € sind in der TEAG als Direktanlagenzugänge bilanziert.

Auf Investitionen im Bereich der Transport- und Verteilungsanlagen sowie Hausanschlüsse entfielen 10,0 Mio. €. Rund 20 km Gasleitungen und 214 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 die Erdgasleitungsverlegung zwischen Gößnitz und Ponitz.

Investitionsschwerpunkte im Gas-Hochdrucknetz waren der Bau und Anschluss der Biogas-Einspeiseanlage Nohra, der Ersatzneubau von ca. 400 m Erdgashochdruckleitung in Rödersdorf-Schleiz sowie der Ersatzneubau von 3 Gasdruckregelanlagen in Umpferstedt, Neuhaus und Schleiz. Im Berichtszeitraum wurden 4 Gasdruckregelstationen errichtet. Weiterhin wurde der Hochdruck-Düker der Schwarza bei Thangelstedt erneuert.

In Messeinrichtungen, Netzleit- und Übertragungstechnik sowie in Betriebs- und Geschäftsausstattung wurden 1,5 Mio. € investiert.

II.3.3.3 Liquidität

	2025	2024	Veränd.
	T€	T€	T€
Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit	-48.588	4.390	-52.978
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-16.950	-11.890	-5.060
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	34.576	-4.212	38.788
Zahlungswirksame Veränderung des Finanzmittelfonds	-30.962	-11.712	-19.250
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	-32.924	-21.212	-11.712
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	-63.886	-32.924	-30.962

Die Liquidität der TEN war im Geschäftsjahr stets gesichert. Der deutliche Rückgang des Cashflows aus der laufenden Geschäftstätigkeit ist im Wesentlichen durch die Veränderungen im Working-Capital bedingt.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit resultiert im Wesentlichen aus Auszahlungen für Investitionen in das Sachanlagevermögen von insgesamt 11,2 Mio. € (Vorjahr: 9,5 Mio. €) sowie aus Auszahlungen in das Deckungsvermögen i. H. v. 5,9 Mio. € (Vorjahr: 2,6 Mio. €).

Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit betrifft insbesondere die Einzahlung in die gesamthänderisch gebundene Rücklage von 30,0 Mio. € sowie die zahlungswirksame Veränderung im Rahmen von Schuldbeitritten i. H. v. -12,1 Mio. € (Vorjahr: -8,7 Mio. €). Des Weiteren sind die Zahlungen im Rahmen der Aufnahme eines Darlehens mit entsprechender Aufrechnungsvereinbarung i. H. v. 16,5 Mio. € (Vorjahr: 3,2 Mio. €) enthalten.

II.3.4 Vermögenslage

	31.12.2025	31.12.2024	Veränd.
AKTIVA	T€	T€	T€
Anlagevermögen	133.189	126.889	6.300
Umlaufvermögen	183.686	118.123	65.563
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	4.099	4.009	90
	320.974	249.021	71.953
PASSIVA			
Eigenkapital	114.663	84.663	30.000
Zuschüsse	4.045	3.933	112
Rückstellungen	47.136	118.129	-70.993
Verbindlichkeiten	155.130	42.296	112.834
	320.974	249.021	71.953

Aktiva

Das Anlagevermögen, das wesentlich durch das Sachanlagevermögen des 110-kV-Netzes geprägt ist, erreichte zum Bilanzstichtag einen Anteil von 41,5 Prozent (Vorjahr: 51,0 Prozent) an der Bilanzsumme. Insgesamt ist das Anlagevermögen zu 86,1 Prozent (Vorjahr: 66,7 Prozent) durch Eigenkapital gedeckt.

Das Anlagevermögen hat sich insbesondere im Zusammenhang mit dem hohen Investitionsvolumen zur Modernisierung der Netzinfrastruktur um insgesamt +5,0 Prozent erhöht. Es erfolgten planmäßige Abschreibungen i. H. v. 4,9 Mio. € (Vorjahr: 4,7 Mio. €).

Beim Umlaufvermögen ist ein Anstieg von +55,5 Prozent zu verzeichnen. Das Vorratsvermögen erhöhte sich um +29,2 Prozent bzw. +4,8 Mio. € bedingt durch den gestiegenen Material- und Dienstleistungsbedarf für den Ausbau der Netzinfrastruktur. Des Weiteren führten allgemeine Preissteigerungen zur Erhöhung des bewerteten Bestandes. Die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen nahmen um insgesamt +48,6 Prozent bzw. +44,0 Mio. € vornehmlich aufgrund von höheren energiewirtschaftlichen Abgrenzungen zu. Ursächlich hierfür sind u. a. höhere EEG-Forderungen gegen den Übertragungsnetzbetreiber sowie höhere Forderungen aus der Netznutzung.

Als Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung wird Deckungsvermögen ausgewiesen, das die entsprechenden Verpflichtungen aus Altersversorgungszusagen übersteigt.

Passiva

Das Eigenkapital hat sich durch die Einzahlung des Kommanditisten in die gesamthänderisch gebundene Rücklage um +30,0 Mio. € erhöht. Der Verlust wurde aufgrund des bestehenden Ergebnisabführungsvertrages von der TEAG übernommen.

Die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen verringerten sich um -7,7 Mio. €. Ursächlich für diese Entwicklung ist insbesondere die Erhöhung des saldierungsfähigen Deckungsvermögens durch den Erwerb von weiteren Fondsanteilen.

Aus energiewirtschaftlichen Abgrenzungen werden insgesamt Verpflichtungen von 85,1 Mio. € (Vorjahr: 63,5 Mio. €) ausgewiesen. Die Steigerung von +21,6 Mio. € resultiert insbesondere aus offenen Einspeiseabrechnungen von EEG-Anlagen sowie höheren Zuführungen für Netznutzung und Umlagen.

Die Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen erhöhten sich zum Vorjahr deutlich um +32,5 Mio. € bzw. +93,2 Prozent und betragen zum Bilanzstichtag 67,4 Mio. € (Vorjahr: 34,9 Mio. €). Die Zunahme ist im Wesentlichen auf die höhere Tagesgeldaufnahme bei der TEAG i. H. v. 64,2 Mio. € (Vorjahr: 33,2 Mio. €) zurückzuführen.

III Chancen- und Risikobericht

III.1 Chancen- und Risikomanagementsystem

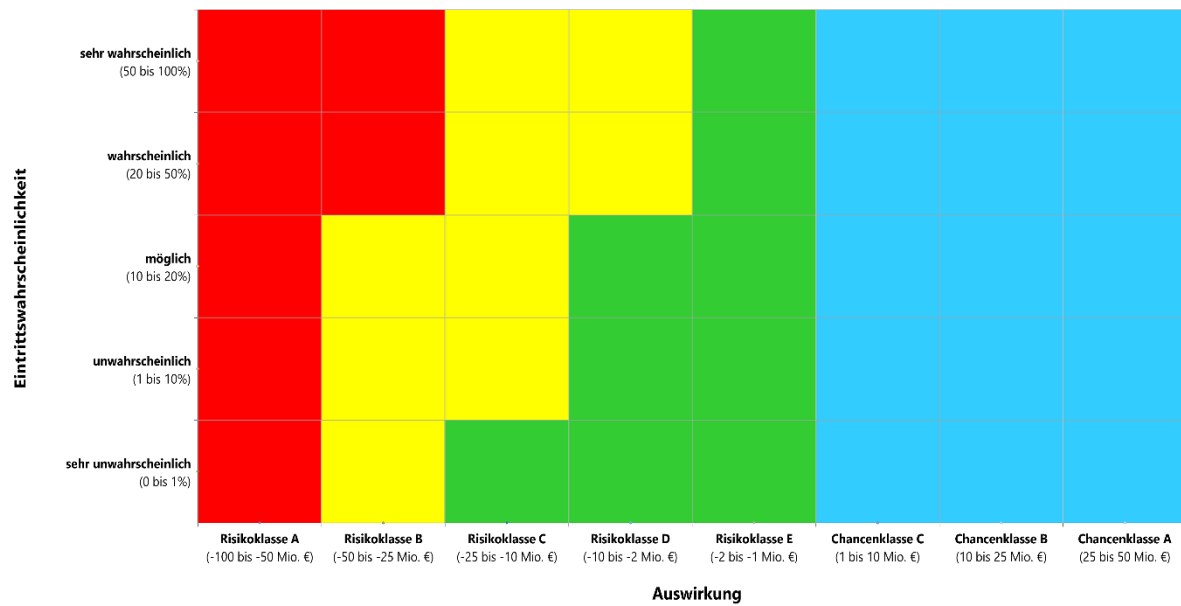
Das Geschäftsjahr 2025 war geprägt von einem anhaltend hohen Transformationsdruck in der Energiewirtschaft. Der Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch erreichte neue Höchststände und erfordert zugleich erhebliche Investitionen in Netzausbau, Speichertechnologien und Systemstabilität. Steigende Zinsen, Materialpreise und regulatorische Anforderungen beeinflussen die Wirtschaftlichkeit vieler Projekte, während Fachkräftemangel und Genehmigungsverfahren die Umsetzungsgeschwindigkeit weiterhin begrenzen. Gleichzeitig ergeben sich aus steuerlichen Investitionsanreizen und technologischen Innovationen Chancen, um den Netzausbau effizienter, resilienter und nachhaltiger zu gestalten.

Die Risikosituation bewegte sich auf einem stabilen Niveau. Die Chancen und Risiken werden aktiv durch ein konzernweit implementiertes Chancen- und Risikomanagementsystem gesteuert. 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 werden die Voraussetzungen für einen ganzheitlichen Strategie-, Planungs- und Controllingprozess geschaffen. Zudem werden die Etablierung einer nachhaltigen Compliancekultur sowie die Tätigkeiten der internen Revision gefördert.

Zum 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 Kontrollsystem (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 die Geschäftsführung.

Die jeweiligen Chancen und Risiken werden nicht isoliert betrachtet, sondern deren Zusammenhänge werden sowohl quantitativ als auch qualitativ analysiert. 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 wird eine entsprechende Matrixdarstellung verwendet. Die Bedeutung der jeweiligen Risiken steigt vom grünen Bereich bis zum roten Bereich, bei den Chancen erfolgt keine farbliche Abstufung. Die jeweiligen Chancen und Risiken ordnet die TEN 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 bis 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 TEN existieren derzeit keine bestandsgefährdenden Risiken, weder durch Einzel- noch durch aggregierte Positionen. Diese werden auch nicht für das kommende Geschäftsjahr erwartet. Sollte das vorhandene Risikodeckungspotenzial nicht ausreichen, um den aggregierten Gesamtrisikoumfang zu tragen, wird die Risikotragfähigkeit der TEN über den zwischen der TEAG und der TEN bestehenden Ergebnisabführungsvertrag und die bestehende Tagesgeldvereinbarung sichergestellt. Die Risikotragfähigkeit ist gegeben. Dennoch unterliegt die TEN gewissen Unsicherheiten, welche die Geschäftsaktivitäten 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 die Geschäftstätigkeiten auswirken. Die frühzeitige Identifizierung, Überwachung und Steuerung dieser Chancen erfolgt ebenfalls im Rahmen des Chancen- und Risikomanagementsystems. Auf Grundlage der internen Chancen- bzw. Risikoerkennung und -bewertung haben die folgenden Sachverhalte eine wesentliche Bedeutung auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage.

Chancen und Risiken aus übergreifenden Entwicklungen

In Zusammenhang mit den politischen, rechtlichen und regulatorischen Veränderungen sowie den weltweiten geopolitischen Auseinandersetzungen bleibt die gesamtwirtschaftliche Risikosituation unverändert hoch. Die erfolgreiche Geschäftsentwicklung hängt maßgeblich auch von stabilen und verlässlichen (wirtschafts-)politischen Rahmenbedingungen ab. Unsichere Rahmenbedingungen könnten kurz- und langfristige Auswirkungen auf die Geschäftsaktivitäten der TEN haben.

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 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 die Belegschaft sowie umfangreiche Schulungen. Zur Begrenzung der finanziellen Schäden eines IT-Ausfalls wurden geeignete Maßnahmen ergriffen.

Im Zusammenhang mit einer deutlichen Zunahme von physischen Angriffen auf kritische Infrastrukturen hat die TEN umfassende Maßnahmen zur Sicherung ihrer Anlagen und Einrichtungen umgesetzt. Hierzu steht die Gesellschaft in einem kontinuierlichen Austausch mit den zuständigen Behörden und stellt sicher, dass die Sicherheitsvorkehrungen den aktuellen Bedrohungslagen entsprechend angepasst werden.

Weitere übergreifende Risiken ergeben sich u. a. aus der Notwendigkeit einer zeitnahen Gewinnung von geeigneten Fach- und Führungskräften für den anstehenden Netzaus- und -umbau im Rahmen der Energiewende (Auswirkungsklasse C). Zur Risikoreduzierung hat die TEN verschiedene Maßnahmen zur Fachkräftesicherung ergriffen, darunter u. a. eine bundesweite Rekrutierungskampagne. Darüber hinaus können Risiken aus einer überproportionalen Steigerung des gesetzlichen Mindestlohns entstehen (Auswirkungsklasse C). Diese kann dazu führen, dass zur Wahrung tariflicher oder interner Abstandsgebote auch die Vergütung der qualifizierten Tätigkeiten angepasst werden. Dies könnte zu einem Anstieg der Personalaufwendungen und damit zu einer Belastung der Ergebnislage führen.

Im Netzbereich bestehen übergreifende Risiken 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 der Kalkulationsprämissen statt.

Darüber hinaus bestehen für die Geschäftstätigkeiten der TEN ökologische Umweltrisiken (Auswirkungsklasse D), etwa in Form von Extremwetterlagen, wie Hochwasser, Sturm, Orkan, Hagel, Nassschnee oder extremer Hitze, die Einfluss auf den Betrieb der Netze haben und zu erheblichen Schäden an den Netzanlagen führen können. Beim Risikoeintritt kann es zu Versorgungsbeeinträchtigungen und ggf. auch zu größeren Instandsetzungsaufwendungen kommen.

Übergreifende Chancen ergeben sich u.a. durch die von der Bundesregierung beschlossenen steuerlichen Erleichterungen im Rahmen des „Investitions-Boosters“ (Auswirkungsklasse B) – insbesondere die degressive Abschreibung für Investitionen. Die beschleunigte steuerliche Abschreibung führt zu einer temporären Entlastung des Jahresergebnisses und verbessert die Liquiditätssituation in der Investitionsphase. Damit wird die Umsetzung geplanter Infrastruktur- und Transformationsprojekte wirtschaftlich attraktiver, die Kapitalbindung reduziert und die Eigenfinanzierungskraft gestärkt. Insgesamt kann der Investitions-Booster somit zu einer spürbaren Verbesserung der Ertragslage und zur Stabilisierung der Finanzierungsspielräume beitragen.

Chancen und Risiken aus Recht und Regulierung

Die Chancen und Risiken aus den rechtlichen bzw. regulatorischen Rahmenbedingungen resultieren durch neue technische Anforderungen an das Hochspannungs- und Mittelspannungs-Netz, veränderte gesetzliche Regelungen und insbesondere die Umsetzung der Energie-, Wärme- und Verkehrswende, welche deutlich höhere Investitionen in die Netzinfrastuktur erfordern. Begrenzte finanzielle Mittel sowie beschränkte Material- und Personalkapazitäten (inkl. Dienstleister) stehen der unmittelbaren Erfüllung aller Aufgaben entgegen (Auswirkungsklasse C).

Die hohen technischen Anforderungen von iMSys führen zu einer zunehmenden prozessualen Komplexität beim Zählerrollout. Damit einhergehend steigt das Risiko der Fehleranfälligkeit bei der Datenerhebung. Darüber hinaus sorgt eine deutlich gestiegene Anzahl an Netzanschlussbegehren von Einspeiseanlagen der letzten Jahre für einen erheblichen Mehraufwand bei der jährlichen Abrechnung der Anlagen. Eine daraus folgende nicht ordnungsgemäße bzw. verzögerte Testierung der EEG-Jahresabrechnungen kann zu zusätzlichen finanziellen und prozessualen Risiken führen. Es besteht die Gefahr, dass die Abrechnungen gegenüber der Übertragungsnetzebene beanstandet werden und dadurch Rückforderungen, Zahlungsaufschübe oder Liquiditätsengpässe entstehen (Auswirkungsklasse B). Diesem Risiko wird mit einem etablierten internen Kontrollsystem sowie fortlaufenden Qualitätssicherungsmaßnahmen bei der Datenerhebung und -verarbeitung begegnet.

Das derzeitige Regulierungsmodell berücksichtigt die klimawendebedingten Investitionserfordernisse in den anstehenden Um- und Ausbau des Netzes nicht vollumfänglich. Zur Risikovermeidung führen wir kontinuierlich Bedarfsanalysen zu den Investitionsschwerpunkten durch.

Finanzwirtschaftliche Chancen und Risiken

Finanzwirtschaftliche Chancen (Auswirkungsklasse B) und Risiken (Auswirkungsklasse C) ergeben sich für die TEN durch das Finanzierungsmodell der betrieblichen Altersvorsorge (BAV). Mit der erfolgten anteiligen Neuausrichtung der Finanzierung der BAV vom Pensionstreuhandmodell „Contractual Trust Arrangement (CTA)“ zum Pensionsfondsmodell besteht 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 die Ertragslage auswirken. Die Entwicklung des Fonds wird aktiv durch gezielte Maßnahmen im Anlageausschuss gesteuert. 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. Mögliche finanzwirtschaftliche Risiken umfassen aus der Perspektive der TEN v. a. Liquiditätsrisiken (Auswirkungsklasse B). Diese Risiken entstehen durch Bonitätsverschlechterung infolge nicht eingehaltener Bonitätskennziffern und beeinflussen den langfristigen Handlungsrahmen. Zur Vermeidung der Liquiditätsrisiken erfolgt eine kontinuierliche Überwachung der Kennzahlen im Rahmen des IKS. Die Risikosteuerung wird dabei durch verschiedene Prognoseunsicherheiten geprägt. Beispielsweise würden sich verzögerte EEG-Erstattungen seitens des vorgelagerten Netzbetreibers unmittelbar negativ auf die Liquiditätslage der Gesellschaft auswirken.

Potenziellen Forderungsausfallrisiken, einschließlich Risiken aus Insolvenzanfechtung, begegnet die TEN mit einer Reihe von geeigneten (Controlling-) Maßnahmen, darunter etwa ein kontinuierliches Forderungsmanagement, eine adäquate Verfahrensbegleitung sowie ein aussagefähiges Berichtswesen. Erkennbare Risiken werden durch entsprechende Wertberichtigungen bzw. Rückstellungen berücksichtigt.

IV Prognosebericht

Das Geschäft der TEN und deren Investitionen im Strom- und Gasnetz werden auch im Geschäftsjahr 2026 weiterhin stark durch die Energiewende, insbesondere den Ausbauzielen der Bundesregierung und dem gesetzlichen Regulierungsrahmen, geprägt sein. Aktualisierte Parameter führen entsprechend zu einem signifikant ansteigenden Investitionsbedarf im Stromnetz.

Der notwendige Netzausbau besteht auf allen Spannungsebenen, u. a. durch weitere Anschlüsse von EE-Anlagen, aber auch Großspeichern, Rechenzentren sowie der Lastzunahme aufgrund der Substitution von Gas auf Strom. Insbesondere in den unteren Spannungsebenen führen die Zunahme von Elektromobilität, PV-Anlagen und Wärmepumpen zu Ausbaubedarfen. Darüber hinaus ist ein wesentlicher Treiber die Digitalisierung des Netzes aufgrund von Monitoring und Steuererfordernissen, z. B. durch § 14a EnWG sowie Anforderungen an die Betreiber kritischer Infrastruktur.

Die umfassende Analyse der weiteren Entwicklung der Last- und Einspeisesituation führt zu einer Prognose des zusätzlichen Ausbaubedarfes für jede Netzebene. Aus diesen Untersuchungen ergibt sich für die nächsten Jahre im Niederspannungs- und im Mittelspannungs-/Niederspannungs-Bereich ein zusätzlicher Ausbaubedarf von ca. 46 km Niederspannungs-Leitungen, 57 Ortsnetzstationen und 67 regelbaren Ortsnetztrafos.

Im Mittelspannungs-Netz besteht außerdem die Notwendigkeit zur Digitalisierung. Dafür ist es geplant, einen Teil der Mittelspannungs-Stationen mit Neu- und Ersatzneubau als iONS auszuführen und Bestandsanlagen mit Retrofitlösungen zu ertüchtigen. Für die Ermittlung der Erweiterungsinvestitionen in Hochspannungs-/Mittelspannungs-Umspannwerke wurden die Last- und Erzeugungsprognosen des Netzausbauplans herangezogen. Daraus ergibt sich ein zusätzlicher Ausbaubedarf von ca. 2.400 MVA Hochspannungs-/Mittelspannungs-Transformatoren, Schaltanlagen und Nebenanlagen. Daneben ergibt sich im Hochspannungs-Netz ein signifikanter Ausbaubedarf. In den nächsten Jahren sind u. a. bis zu 530 km Hochspannungs-Leitungen zu verstärken.

Die physischen Sicherheitsmaßnahmen werden in den kommenden Jahren gemäß den Vorgaben aus dem KRITIS-Dachgesetz als auch der bereits existierenden Sicherheitskonzepte der TEN für Neu- und Umbaumaßnahmen umgesetzt. Daraus wird sich in den kommenden Jahren ein signifikanter Investitionsbedarf ergeben.

Im Gasbereich zeichnet sich eine gegensätzliche Entwicklung ab. Unter der Annahme des Ausstiegs aus fossilen Brennstoffen bis Ende 2045 nimmt die Bedeutung von Erdgas bei der Strom- und Wärmeerzeugung sowie in industriellen Produktionsprozessen ab. Voraussichtlich wird ein Teil des Erdgasnetzes zukünftig für den Wasserstoff-Transport (H₂) genutzt werden können. Die Investitionen 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 Umbau des Netzes ist als mittel- und langfristiges Vorhaben angelegt. Erste Planungen für einen Verteilnetzausbau H₂ bestehen bereits, jedoch sind die Refinanzierung und deren rechtliche Rahmenbedingungen noch nicht geklärt, was zu einer Verzögerung der beabsichtigten Maßnahmen führen kann.

Das EuGH-Urteil zur Unabhängigkeit und Zuständigkeit von Regulierungsbehörden in der Energiewirtschaft führt zu grundlegenden Veränderungen in der deutschen Energieregulierung. In diesem Zusammenhang entscheidet die TEN im Jahr 2026 über entsprechende gerichtliche Überprüfungen der Festlegungen der BNetzA.

Für das Geschäftsjahr 2026 erwartet die TEN im Netzbereich Umsatzerlöse auf Vorjahresniveau. Die prognostizierte Umsatzentwicklung wird dabei maßgeblich durch die prognostizierten Parameter der Netzentgeltkalkulation sowie der Prognose von EEG-Mengen in das Netz der TEN beeinflusst.

Ausgehend von den durch die Gesellschaft angezeigten Erlösobergrenzen, den durch die BNetzA mitgeteilten Effizienzwerten sowie den oben prognostizierten Entwicklungen erwartet die TEN für das Geschäftsjahr 2026 ein EBITDA zwischen 5 Mio. € und 15 Mio. €. Daraus abgeleitet prognostiziert die TEN im Geschäftsjahr 2026 ein EBT zwischen 1 Mio. € und 10 Mio. €.

Für das Geschäftsjahr 2026 hat die TEN ein Gesamtinvestitionsvolumen von bis zu 155,8 Mio. € vorgesehen. Hiervon entfallen 141,1 Mio. € auf Investitionen in das Elektrizitätsverteilnetz und davon 17,9 Mio. € auf das 110-kV-Netz. Weiterhin sind 14,7 Mio. € für Investitionen in das Gasverteilnetz bzw. den Anschluss von Biogaseinspeiseanlagen vorgesehen. Der überwiegende Teil der Investitionen in das Strom- und Gasnetz betrifft Investitionen in Sachanlagen.

In welchem Umfang es zu Abweichungen von der Planung kommen wird, hängt sowohl stark vom weiteren Verlauf der geopolitischen Auseinandersetzungen im Nahen Osten und deren Auswirkungen auf die globalen Handels- bzw. Lieferketten als auch vom weiteren Voranschreiten der Energiewende bzw. dem Ausbau der EE und den hiermit einhergehenden, schwierigen Mengenprognosen ab.

Erfurt, 5. März 2026

TEN Thüringer Energienetze Geschäftsführungs-GmbH, Erfurt, vertreten durch


Ulf Unger


Frank-Peter Tille

Jahresabschluss

BILANZ

	31.12.2025	31.12.2024
	T€	T€
AKTIVA		
Anlagevermögen	133.189	126.889
Sachanlagen	133.189	126.889
Umlaufvermögen	183.686	118.123
Vorräte	21.144	16.367
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	162.217	101.465
Flüssige Mittel	325	291
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	4.099	4.009
	320.974	249.021
PASSIVA		
Eigenkapital	114.663	84.663
Kapitalanteile der Kommanditistin	10.000	10.000
Rücklage der Kommanditistin	104.663	74.663
Ertragszuschüsse	4.045	3.933
Rückstellungen	47.136	118.129
Verbindlichkeiten	155.130	42.296
	320.974	249.021

GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

	2025 T€	2024 T€
Umsatzerlöse	1.254.777	1.245.160
Erhöhung oder Verminderung (-) des Bestandes an unfertigen Leistungen	22.758	17.890
Andere aktivierte Eigenleistungen	585	443
Sonstige betriebliche Erträge	50.631	48.629
Materialaufwand	1.201.001	1.185.661
Personalaufwand	77.463	68.913
Abschreibungen	4.920	4.699
Sonstige betriebliche Aufwendungen	68.668	58.136
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	3.982	2.391
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	816	974
Ergebnis vor Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-20.135	-3.870
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	0	-1
Ergebnis nach Steuern	-20.135	-3.869
Erträge aus Verlustübernahme	20.135	3.869
Jahresüberschuss	0	0

ANHANG

A. Vorbemerkungen

Jahresabschluss

Die TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG (TEN) mit Sitz in Erfurt, Schwerborner Str. 30, ist unter der Registernummer HRA 503835 im Handelsregister des Amtsgerichtes Jena eingetragen.

Die TEAG Thüringer Energie AG (TEAG), Erfurt, ist als Kommanditistin an der TEN zu 100 % beteiligt. Komplementärin ist die TEN Thüringer Energienetze Geschäftsführungs-GmbH (TEN GmbH), Erfurt.

Der Jahresabschluss ist nach den geltenden Rechnungslegungsvorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB) für große Kapitalgesellschaften und des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) 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 Bilanz und der Gewinn- und Verlustrechnung anzubringenden Vermerke ebenso wie die Vermerke, die wahlweise in der Bilanz bzw. Gewinn- und Verlustrechnung oder im Anhang zu tätigen sind, insgesamt im Anhang aufgeführt. Soweit einzelne Posten in der Bilanz oder Gewinn- und Verlustrechnung zusammengefasst werden, erfolgt eine Aufgliederung im Anhang.

Das Geschäftsjahr entspricht dem Kalenderjahr.

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.

Die Gesellschaft ist ein Energieversorgungsunternehmen im Sinne von § 3 Nr. 39 EnWG sowie vertikal integriert im Sinne von § 3 Nr. 109 EnWG. Damit finden die Regelungen gemäß § 6b Abs. 1 EnWG Anwendung.

Darüber hinaus ist die TEN als Verteilnetzbetreiber zur rechtlichen Entflechtung gemäß § 7 EnWG verpflichtet.

Gemäß § 6b Abs. 3 EnWG übt die Gesellschaft folgende Tätigkeiten aus: Elektrizitätsverteilung, Gasverteilung, Tätigkeiten außerhalb des Elektrizitäts- und Gassektors. Für die Tätigkeitsbereiche Elektrizitäts- und Gasverteilung sowie für den grundzuständigen Messstellenbetrieb moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme gemäß § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG wurden Tätigkeitsabschlüsse erstellt; für die anderen Tätigkeiten wurde die buchhalterische Trennung durchgeführt.

Konzernzugehörigkeit

Die Gesellschaft wird in den Konzernabschluss der TEAG einbezogen. Die TEAG ist das Mutterunternehmen, das den Konzernabschluss und den Konzernlagebericht für den kleinsten Kreis von Unternehmen aufstellt. Die KEBT Kommunale Energie Beteiligungsgesellschaft Thüringen Aktiengesellschaft (KEBT), Erfurt, ist gemäß § 290 HGB Mutterunternehmen des größten Konsolidierungskreises. Konzernabschluss und Konzernlagebericht des TEAG-Konzerns und KEBT-Konzerns werden nach § 325 HGB bei der das Unternehmensregister führenden Stelle elektronisch eingereicht und dort bekannt gemacht. Die Konzernabschlüsse werden nach HGB aufgestellt.

B. Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

(1) Aktiva

Anlagevermögen

Sachanlagen werden mit den Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten abzüglich planmäßiger Abschreibungen bewertet.

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

Außerplanmäßige Abschreibungen werden aufgrund voraussichtlich dauernder Wertminderungen vorgenommen. Zuschreibungen werden aufgrund des Wegfalls des ursprünglichen Wertminderungsgrunds auf die fortgeführten Restbuchwerte 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.

Umlaufvermögen

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

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.

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 die Netznutzung gegen Kunden mit registrierender Leistungsmessung und Weiterverteiler beruhen auf monatlichen Abrechnungen; nicht abgerechnete Leistungen sind zum Bilanzstichtag auf Grundlage einer zählpunktbezogenen Hochrechnung abgegrenzt worden.

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

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

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 eines Gewerbesteuersatzes von 14,4 % (Vorjahr: 14,0 %). Eine sich insgesamt ergebende Steuerbelastung würde in der Bilanz als passive latente Steuer angesetzt werden. Im Falle einer Steuerentlastung wird vom entsprechenden Aktivierungswahlrecht kein Gebrauch gemacht.

Im Geschäftsjahr ergab sich insgesamt eine - nicht bilanzierte - aktive latente Steuer.

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 TEN verwaltet. Mögliche Ausschüttungen des Spezialfonds werden in diesen thesaurierend angelegt und dienen der Insolvenzversicherung 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.

(2) Passiva

Eigenkapital

Der Posten **Kapitalanteile der Kommanditistin** beinhaltet die Pflichteinlagen der Kommanditistin TEAG.

Die **Rücklagen** enthalten die gesamthänderisch gebundenen Rücklagen.

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.

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 Vorruhestandsvereinbarungen 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 TEN verwaltet. Mögliche Ausschüttungen der Spezialfonds HI-Pension Trust Thüringer Energie-Fonds werden in diesem thesaurierend angelegt. Das Deckungsvermögen dient der Insolvenz-sicherung der Verpflichtungen aus der Altersversorgung. Die betreffenden Vermögensgegenstände sind dem Zugriff der übrigen Gläubiger entzogen.

Der Berechnung der Pensionsverpflichtungen liegen folgende Parameter zugrunde:

	in %	
	31.12.2025	31.12.2024
Abzinsung der Pensionsverpflichtungen	2,05	1,90
Rentendynamik	0,00 bis 2,25	0,00 bis 2,50
Gehaltstrend	0,00 bis 3,25	0,00 bis 3,25

Die **Steuerrückstellungen** berücksichtigen alle erkennbaren Risiken und ungewissen Verbindlichkeiten. Der Ansatz erfolgt in Höhe des nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendigen Erfüllungsbetrags. Die Steuerrückstellungen bestehen für Verpflichtungen aus Gewerbesteuer vermindert um die sich aus der Freistellungsvereinbarung vom 15. Dezember 2015 (mit Nachtrag vom 15./21. September 2016) zwischen der TEAG und der TEN ergebenden Gewerbesteuerentlastungen sowie aus Rückstellungen für noch offene Betriebsprüfungszeiträume.

Der KEBT-Konzern fällt in den Anwendungsbereich der Regelungen zur globalen Mindestbesteuerung („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 **Vorruhestandsverpflichtungen** 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 %	
	31.12.2025	31.12.2024
Deputatsverpflichtungen		
Zins	2,05	1,90
Strompreistrend	0,00	0,00
Jubiläums- und Sterbegeldverpflichtungen		
Zins	2,21	1,97
Gehaltstrend	3,25	3,25
Vorruhestandsverpflichtungen		
davon Duration von 0,83 Jahren (Vorjahr: 0,83 Jahre)	1,88	1,51
davon Duration von 3 Jahren (Vorjahr: 3 Jahre)	1,83	1,49
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 (1,82 % bis 1,93 % 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: 2,0 % 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.

Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten werden mit dem Erfüllungsbetrag zum Bilanzstichtag ausgewiesen. Die erhaltenen Anzahlungen auf Bestellungen sind mit dem Nennbetrag ohne Umsatzsteuer bilanziert.

Im Berichtsjahr werden die Verpflichtungen für nicht abgerechnete, energiewirtschaftliche Leistungen zum Bilanzstichtag erstmalig unter den Verbindlichkeiten ausgewiesen. Im Vorjahr erfolgte der Ausweis dieser energiewirtschaftlichen Verpflichtungen in den sonstigen Rückstellungen. Im Rahmen des vorgezogenen Buchungsschlusses ist ein Davon-Ausweis dieser Verpflichtungen unter den Verbindlichkeiten sachgerecht. Von den Verpflichtungen sind die geleisteten Abschlagszahlungen offen abgesetzt.

C. Erläuterungen zur Bilanz

(1) Anlagevermögen

Angaben in T€	Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten				Abschreibungen			Buchwert 31.12.2025	Buchwert 31.12.2024
	Stand 01.01.2025	Zugänge	Umbuchungen	Stand 31.12.2025	Stand 01.01.2025	Zugänge	Stand 31.12.2025		
Sachanlagen	161.133	11.220	0	172.353	34.244	4.920	39.164	133.189	126.889
Technische Anlagen und Maschinen	147.034	560	9.669	157.263	34.108	4.920	39.028	118.235	112.926
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	136	0	0	136	136	0	136	0	0
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	13.963	10.660	-9.669	14.954	0	0	0	14.954	13.963
Anlagevermögen	161.133	11.220	0	172.353	34.244	4.920	39.164	133.189	126.889

(2) Vorräte

	31.12.2025	31.12.2024
	T€	T€
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	7.385	6.372
Unfertige Leistungen	680	1.028
davon unfertige Leistungen	129.951	107.193
davon erhaltene Anzahlungen	-129.271	-106.165
Geleistete Anzahlungen	13.079	8.967
	21.144	16.367

(3) Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

	31.12.2025	31.12.2024
	T€	T€
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	134.485	90.486
davon abgerechnete Forderungen	5.687	3.172
davon energiewirtschaftliche Abgrenzungen	238.169	191.301
davon erhaltene Abschlagszahlungen	-103.762	-99.803
davon Wertberichtigungen	-5.742	-4.350
davon nicht zugeordnete Zahlungseingänge	133	166
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	8.164	2.377
davon aus Lieferungen und Leistungen	886	1.601
davon gegen Gesellschafter	67	241
davon aus Sonstigem	7.278	776
davon gegen Gesellschafter	7.278	776
Sonstige Vermögensgegenstände	19.568	8.602
davon Steuererstattungsansprüche und Steuerabgrenzungen	19.304	7.699
	162.217	101.465

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

Die sonstigen Vermögensgegenstände enthalten für die Jahre 2021 bis 2025 Gewerbesteuer- und Zinsforderungen in Höhe von 5.883 T€. Aufgrund der Freistellungsvereinbarung der TEN ergeben sich Gewerbesteuer- und Zinsverpflichtungen für die Geschäftsjahre 2021 bis 2025 in Höhe von 5.756 T€. Zudem enthalten die sonstigen Vermögensgegenstände Steuerforderungen aus Umsatzsteuererstattungen und -zinsen in Höhe von 19.178 T€.

(4) Flüssige Mittel

	31.12.2025	31.12.2024
	T€	T€
Bankguthaben	325	291
	325	291

(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:

	31.12.2025	31.12.2024
	T€	T€
Rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen		
Erfüllungsbetrag	25.180	26.168
davon bei Helaba	25.180	26.168
Beizulegende Zeitwerte des Deckungsvermögens	29.279	30.177
davon Rückdeckungsanspruch Helaba	29.279	30.177
Nettowert	4.099	4.009
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	4.099	4.009
Anschaffungskosten des Deckungsvermögens	25.070	27.533

Der ausschüttungsgespernte Betrag gemäß § 268 Abs. 8 HGB beträgt 4.209 T€ (Vorjahr: 2.644 T€).

(6) Eigenkapital

An der TEN hält die TEAG 100 % der Geschäftsanteile.

Die Kapitalanteile der Kommanditistin sind als Haftsumme in das Handelsregister eingetragen und zu 100 % geleistet.

Ausschüttungsbeschränkungen gemäß § 268 Abs. 8 HGB bzw. § 253 Abs. 6 HGB ergeben sich nicht, da in ausreichender Höhe frei verfügbare Rücklagen vorhanden sind.

Zum 15. Mai 2025 erfolgte eine Erhöhung der gesamthänderisch gebundenen Rücklage in Höhe von 30.000 T€, welche am 27. Juni 2025 eingezahlt wurde.

(7) Ertragszuschüsse

Der Posten beinhaltet die von Netzkunden vereinnahmten Baukostenzuschüsse.

(8) Rückstellungen

	31.12.2025	31.12.2024
	T€	T€
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	19.492	27.160
Steuerrückstellungen	4	4
Sonstige Rückstellungen	27.640	90.965
	47.136	118.129
Unterschiedsbetrag bei Rückstellungen für Pensionen gemäß § 253 Abs. 6 HGB (positive Beträge sind ausschüttungsgesperrt)	-723	-738

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	31.12.2025	31.12.2024
	T€	T€
Nicht rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen		
Erfüllungsbetrag	2.099	2.206
Rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen		
Erfüllungsbetrag	32.941	30.737
davon bei Helaba	32.941	30.737
Beizulegende Zeitwerte des Deckungsvermögens	19.971	10.364
davon Rückdeckungsanspruch Helaba	19.971	10.364
Nettowert	12.970	20.373
Stromdeputate (Erfüllungsbetrag)	4.423	4.581
Rückstellung gesamt	19.492	27.160
Anschaffungskosten des Deckungsvermögens	18.294	9.895

Der ausschüttungsgespernte Betrag gemäß § 268 Abs. 8 HGB beträgt 1.677 T€ (Vorjahr: 469 T€).

Die Steuerrückstellungen resultieren aus der Umsatzsteuer für noch offene Betriebsprüfungszeiträume. Gewerbesteuerpflichtungen ergeben sich für das Geschäftsjahr 2025 nicht.

Sonstige Rückstellungen	31.12.2025	31.12.2024
	T€	T€
Personalrückstellungen	9.489	8.850
Rückstellung für ausstehende Rechnungen	4.635	66.038
Energiewirtschaftliche und sonstige Risiken	604	489
Abbruch/Entsorgung und Rückbauverpflichtungen	8.308	7.178
Regulierungskonto	4.041	7.660
Übrige Rückstellungen	563	750
	27.640	90.965

Im Rahmen der Änderung von Bilanzierungsmethoden werden energiewirtschaftliche Verpflichtungen erstmalig im Berichtsjahr unter den Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen ausgewiesen. Im Vorjahr erfolgte der Ausweis unter den Rückstellungen für ausstehende Rechnungen. Hinsichtlich weiterer Erläuterungen wird auf die Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden bei den Verbindlichkeiten verwiesen.

(9) Verbindlichkeiten

	31.12.2025	Restlaufzeit bis zu 1 Jahr	Restlaufzeit über 1 Jahr	31.12.2024	Restlaufzeit bis zu 1 Jahr	Restlaufzeit über 1 Jahr
	T€	T€	T€	T€	T€	T€
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	86.445	86.416	29	6.599	6.532	67
davon energiewirtschaftliche Verpflichtungen	143.049	143.049	0	0	0	0
davon geleistete energiewirtschaftliche Abschlagszahlungen	-57.926	-57.926	0	0	0	0
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	67.410	67.410	0	34.877	34.877	0
davon aus Lieferungen und Leistungen	3.199	3.199	0	1.662	1.662	0
davon gegenüber Gesellschafter	27	27	0	49	49	0
davon aus Darlehen bzw. Tagesgeld	64.211	64.211	0	33.215	33.215	0
davon gegenüber Gesellschafter	64.211	64.211	0	33.215	33.215	0
Sonstige Verbindlichkeiten	1.275	1.275	0	820	820	0
davon aus Steuern	791	791	0	676	676	0
	155.130	155.101	29	42.296	42.229	67

Im Rahmen der Änderung von Bilanzierungsmethoden werden energiewirtschaftliche Verpflichtungen erstmalig im Berichtsjahr unter den Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen ausgewiesen. Im Vorjahr erfolgte der Ausweis unter den Rückstellungen für ausstehende Rechnungen. Hinsichtlich weiterer Erläuterungen wird auf die Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden bei den Verbindlichkeiten verwiesen.

(10) 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.

Zum Bilanzstichtag bestehen folgende sonstige finanzielle Verpflichtungen:

	Betrag gesamt T€	davon bis 1 Jahr T€	davon > 1 Jahr T€
Energiewirtschaftliche Bezugs-, Netzanschluss- und Ausspeiseverträge	54.321	35.490	18.831
Miet-, Leasing-, Erbbau- sowie Pachtverträge	197.864	192.692	5.172
Dienstleistungs- und Serviceverträge	92.561	89.081	3.480
Bestellobligo für Investitionen	79.071	79.071	0
Summe der sonstigen finanziellen Verpflichtungen	423.817	396.334	27.483
davon gegenüber verbundenen Unternehmen	298.734		
davon gegenüber assoziierten Unternehmen	12.494		

Im Rahmen von Schuldbeitrittsvereinbarungen wurden, beginnend ab Geschäftsjahr 2014, jährlich zum 31. Dezember den einzelnen Verpflichtungen aus ausstehenden Rechnungen, aus energiewirtschaftlichen Sachverhalten, Insolvenzanfechtungsrisiken sowie Abrechnungsverpflichtungen von der TEN auf die TEAG wirtschaftlich übertragen. Zudem ist die TEAG, beginnend ab dem Geschäftsjahr 2020, den sich ergebenden Verpflichtungen aus Netzanschlussverhältnissen für die Erstellung oder Erweiterung von Strom- und Gasanschlüssen, die sich im Eigentum der TEAG befinden, beigetreten. Das Risiko einer Inanspruchnahme wird als gering eingeschätzt.

D. Erläuterung zur Gewinn- und Verlustrechnung

(11) Umsatzerlöse

	2025 T€	2024 T€
Erlöse im Elektrizitätsbereich	1.041.275	1.033.061
davon periodenfremd	3.162	16.661
Erlöse im Erdgasbereich	103.145	103.267
davon periodenfremd	4.868	12.651
Verpachtung	1.531	1.507
davon periodenfremd	76	45
Betriebsführungsentgelte	1.224	1.216
davon periodenfremd	67	39
Ertragszuschüsse	305	281
Erlöse Kundenanlagen	89.872	90.114
davon periodenfremd	1.871	585
Sonstige Umsatzerlöse	17.425	15.714
davon periodenfremd	1.249	717
	1.254.777	1.245.160

Die Umsatzerlöse wurden ausschließlich im Inland erzielt.

(12) Sonstige betriebliche Erträge

	2025 T€	2024 T€
Sonstige betriebliche Erträge	50.631	48.629
davon Erträge aus Schuldbeitritt BKZ	46.532	40.316
davon aus Zuschreibung Umlaufvermögen	477	764
davon periodenfremd	1.776	4.591
davon Erträge aus Auflösung von Rückstellungen	1.481	2.602

(13) Materialaufwand

	2025	2024
	T€	T€
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	534.095	601.922
davon periodenfremd Strombezug	6.746	30.124
davon periodenfremd Erdgasbezug	6.698	13.313
davon periodenfremd sonstiger Materialbezug	185	-202
Aufwendungen für bezogene Leistungen	666.906	583.739
davon periodenfremd bezogene Leistungen	-3.481	-1.101
davon periodenfremd Netznutzung	-1.121	2.611
	1.201.001	1.185.661

(14) Personalaufwand

	2025	2024
	T€	T€
Löhne und Gehälter	61.566	55.043
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	15.897	13.870
	77.463	68.913
davon für Altersversorgung	2.937	2.777
	2025	2024
	Anzahl	Anzahl
Mitarbeiter (Durchschnitt)	904	855
davon gewerbliche Arbeitnehmer	294	292
davon Angestellte	610	563
Auszubildende (Durchschnitt)	89	82

(15) Abschreibungen

	2025	2024
	T€	T€
Abschreibungen auf Sachanlagen	4.920	4.699
	4.920	4.699

(16) Sonstige betriebliche Aufwendungen

	2025	2024
	T€	T€
Aufwendungen aus Schuldbetritt BKZ	46.532	40.316
Dienst- und Fremdleistungen	18.627	15.497
Wertberichtigungen und Ausbuchung von Forderungen	2.731	1.886
Sonstige Steuern	35	19
davon periodenfremd	-60	-66
Übrige sonstige Aufwendungen	743	418
davon periodenfremd	24	-26
	68.668	58.136

(17) Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge

	2025	2024
	T€	T€
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	3.982	2.391
davon periodenfremd	194	107
davon aus verbundenen Unternehmen	282	244
davon aus der Verrechnung von Aufwendungen und Erträgen gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB	3.462	1.699
davon Aufzinsung (-) von Pensionsrückstellungen	545	-253
davon Erträge aus Deckungsvermögen	2.917	1.952
davon aus Abzinsung von übrigen Rückstellungen	142	154

(18) Zinsen und ähnliche Aufwendungen

	2025	2024
	T€	T€
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	816	974
davon periodenfremd	64	-58
davon an verbundene Unternehmen	698	1.018
davon aus der Aufzinsung von übrigen Rückstellungen	44	6

(19) Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

	2025	2024
	T€	T€
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	0	-1
davon Gewerbesteuerentlastung (-) durch Freistellung	-4.496	-7.769
davon periodenfremd	0	-1
davon Gewerbesteuerentlastung (-) durch Freistellung	-46	399

Latente Steuern sind im Steueraufwand nicht enthalten. Insgesamt erwartet die Gesellschaft zum 31. Dezember 2025 eine künftige Steuerentlastung (aktive latente Steuer).

In Ausübung des Wahlrechts nach § 274 Abs. 1 Satz 2 HGB wurde der Überhang aktiver Steuerlatenzen nicht aktiviert.

Aktive Steuerlatenzen ergeben sich aus unterschiedlichen Wertansätzen bei den Pensionsrückstellungen, einem aktiven Rechnungsabgrenzungsposten in der Steuerbilanz aus der Übertragung in den Pensionsfonds sowie diversen sonstigen Rückstellungen (Regulierungskonto, Abbruch und Entsorgung sowie Vorruhestand).

Passive Steuerlatenzen resultieren im Wesentlichen aus unterschiedlichen Wertansätzen des Sachanlagevermögens aufgrund der Anwendung der degressiven Abschreibung in der Steuerbilanz.

(20) Erträge aus Verlustübernahme

Die Verlustübernahme ist im Ergebnisabführungsvertrag zwischen der TEAG und der TEN vom 20. Juni 2006 geregelt.

E. Sonstige Angaben

Geschäfte größeren Umfangs mit verbundenen oder assoziierten Unternehmen gemäß § 6b Abs. 2 EnWG

Im Geschäftsjahr wurden folgende Geschäfte größeren Umfangs getätigt, die aus dem Rahmen der gewöhnlichen Energieversorgungstätigkeit herausfallen und für die Beurteilung der Vermögens- und Ertragslage des Unternehmens nicht von untergeordneter Bedeutung sind:

Vertragspartner	Vertragsgegenstand	Erlöse T€	Aufwand T€
TEAG	Miet- und Pachtverträge	0	158.637
TEAG	Dienstleistungs- und Werkverträge	82.531	54.370
TEAG	Darlehensverträge	282	698
TNK	Miet- und Pachtverträge	1.170	144
TNK	Dienstleistungs- und Werkverträge	232	6.570
TMZ	Dienstleistungsverträge	261	20.539
TES	Dienstleistungsverträge	0	8.841
TMO	Dienstleistungsverträge	100	0
TSO	Dienstleistungs- und Werkverträge	1.193	363

Zwischen der TEAG und der TEN wurde am 15. Dezember 2015 eine Freistellungsvereinbarung inklusive Nachtrag abgeschlossen. Die TEAG ist danach verpflichtet, die Gewerbesteuerbelastung bzw. -entlastung, die auf ihrem steuerlichen Sonderbetriebsvermögen beruhen, zu tragen.

Im Rahmen des Schuldbeitritts vom 18. Dezember 2025 wurden einzelne Verpflichtungen, insbesondere aus energiewirtschaftlichen Sachverhalten, auf die TEAG wirtschaftlich übertragen. Für den Beitritt hat die TEN an die TEAG ein Entgelt in Höhe von 50.766 T€ gezahlt.

Aufgrund des Schuldbeitritts vom 21. Dezember 2020 ist die TEAG den Verpflichtungen der TEN aus Netzanschlussverhältnissen für die Erstellung oder Erweiterung von Strom- und Gasanschlüssen, die sich im Eigentum der TEAG befinden, beigetreten. Für den Beitritt hat die TEN ein Entgelt in Höhe von 13.649 T€ an die TEAG gezahlt. Die TEAG erstattete der TEN die jährlichen Kosten der aus den Anschlüssen resultierenden Leistungsverpflichtungen sowie die jährlichen Auflösungsbeträge aus den Anschlusskostenbeiträgen und Baukostenzuschüssen in Höhe von insgesamt 55.693 T€. Die den Leistungsverpflichtungen zugeordneten anteiligen Netznutzungsentgelte wurden in Höhe von 46.532 T€ an die TEAG gezahlt.

Die TEAG hat im Berichtsjahr an die TEN ein Darlehen in Höhe von 16.500 T€ zu marktüblichen Konditionen ausgereicht. Gleichzeitig vereinbarte die TEAG mit der TEN die Aufrechnung des Darlehensrückzahlungsanspruchs mit der Verlustübernahmeverpflichtung zum 31. Dezember 2025.

Auf Basis einer Finanzierungsvereinbarung hat die TEAG für bestehende Verbindlichkeiten 32.530 T€ an die TEN gezahlt und die TEN für bestehende Verbindlichkeiten 26.832 T€ an die TEAG gezahlt.

Honorar des Abschlussprüfers

Auf die Angabe des Abschlussprüferhonorars nach § 285 Nr. 17 HGB wurde verzichtet, da diese Angaben im Konzernabschluss der TEAG erfolgen.

Nachtragsbericht

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

Geschäftsführung

Gemäß § 7 Abs. 1 des Gesellschaftsvertrags der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG vom 1. Oktober 2015 ist zur Geschäftsführung und Vertretung der Gesellschaft allein die Komplementärin berechtigt und verpflichtet.

TEN Thüringer Energienetze Geschäftsführungs-GmbH, Erfurt

vertreten durch

Ulf Unger

Netzvertrieb, Regulierung und Asset Management

Frank-Peter Tille

Netztechnik, Netzbetrieb und Netzbau

Gesellschafter

Persönlich haftender Gesellschafter:

TEN Thüringer Energienetze Geschäftsführungs-GmbH, Erfurt

Gezeichnetes Kapital: 25.000,00 €

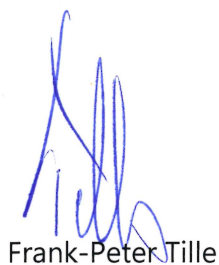
Auf die Angabe der Bezüge der gesetzlichen Vertreter wird unter Bezugnahme auf § 286 Abs. 4 HGB verzichtet.

Erfurt, 5. März 2026

TEN Thüringer Energienetze Geschäftsführungs-GmbH, vertreten durch:



Ulf Unger



Frank-Peter Tille

Tätigkeiten gemäß § 6b Abs. 3 EnWG der

TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG

- A. Erläuterungen gemäß § 6b Abs. 3 EnWG der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG für das Geschäftsjahr 2025***
- B. Bilanzen und Gewinn- und Verlustrechnungen der Tätigkeitsbereiche nach § 6b Abs. 3 Satz 1 und 2 EnWG für das Geschäftsjahr 2025***

A. Erläuterungen gemäß § 6b Abs. 3 EnWG der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG für das Geschäftsjahr 2025

1. Grundlage

Nach § 6b Abs. 3 EnWG haben vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen nach § 6b Abs. 1 EnWG getrennte Konten für jede ihrer Tätigkeiten in den nachfolgend aufgeführten Bereichen so zu führen, wie dies erforderlich wäre, wenn diese Tätigkeiten von rechtlich selbständigen Unternehmen ausgeführt würden:

Katalogtätigkeiten nach § 6b Abs. 3 Satz 1 und 2 EnWG:

- Elektrizitätsübertragung
- Elektrizitätsverteilung
- Gasfernleitung
- Gasverteilung
- Gasspeicherung
- Betrieb von LNG-Anlagen
- Entwicklung, Verwaltung oder Betrieb von Ladepunkten für Elektromobile nach § 7c Abs. 2 EnWG
- jede sonstige wirtschaftliche Nutzung eines Eigentumsrechts an Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetzen, Gasspeichern, LNG-Anlagen oder Ladepunkten für Elektromobile nach § 7c Abs. 2. EnWG

Sonstige Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 Satz 3 und 4 EnWG:

- Andere Tätigkeiten innerhalb des Elektrizitäts- und innerhalb des Gassektors
- Tätigkeiten außerhalb des Elektrizitäts- und Gassektors.

Als Betreiber von Strom- und Gasverteilnetzen führt die TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG (TEN), Erfurt, gemäß § 6b Abs. 3 Satz 1 EnWG von den genannten Tätigkeitsbereichen die „Elektrizitätsverteilung“ und die „Gasverteilung“ mit den entsprechenden Netzerlösen und Netzaufwendungen durch.

Neben den vorgenannten Tätigkeiten der Elektrizitäts- und der Gasverteilung übt die TEN als grundzuständiger Messstellenbetreiber Tätigkeiten für den „Messstellenbetrieb moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme“ (nachfolgend: „Messstellenbetrieb“) aus. Des Weiteren werden Tätigkeiten außerhalb des Elektrizitäts- und Gassektors nach § 6b Abs. 3 Satz 3 EnWG durchgeführt.

Die Gesellschaft hat für die Katalogtätigkeiten nach § 6b Abs. 3 Satz 1 und 2 EnWG Tätigkeitsabschlüsse (Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung und Erläuterungen) erstellt. Darüber hinaus wurde für den Tätigkeitsbereich Messstellenbetrieb moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme ein Tätigkeitsabschluss gemäß § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG erstellt. Die Systematik zur Aufstellung der Tätigkeitsabschlüsse ist im Folgenden erläutert. Im Anschluss an die Erläuterungen befindet sich eine Darstellung der Bilanzen sowie der Gewinn- und Verlustrechnungen nach Tätigkeitsbereichen.

Die Tätigkeitsabschlüsse wurden unter Berücksichtigung der im Anhang der Gesellschaft dargestellten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden aufgestellt.

Ausgangspunkt für die Kontentrennung aller Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 EnWG und die Erstellung der Tätigkeitsabschlüsse bildet der Jahresabschluss der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG zum 31. Dezember 2025.

Das Geschäftsjahr entspricht dem Kalenderjahr.

Bei der Aufstellung der Abschlüsse der Tätigkeitsbereiche wurde im Hinblick auf die interne Leistungsverrechnung grundsätzlich die Nettomethode angewendet.

2. Erläuterungen zur Bilanz

Ausgehend von der handelsrechtlichen Bilanz wurde die Kontentrennung nach den Tätigkeiten „Elektrizitätsverteilung“, „Gasverteilung“, „Messstellenbetrieb“ sowie „Tätigkeiten außerhalb des Elektrizitäts- und Gassektors“ durchgeführt. Wenn die direkte Zuordnung der Konten nicht möglich war, wurde anhand eines sachgerechten Schlüssels eine Verteilung des entsprechenden Kontos auf die verschiedenen Tätigkeiten vorgenommen.

Anlagevermögen

Das ausgewiesene **Sachanlagevermögen** umfasst Strom- und Gasverteilungsanlagen sowie geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau. Die Vermögensgegenstände wurden den Tätigkeiten direkt zugeordnet. Die abnutzbaren Vermögensgegenstände des Anlagevermögens werden linear und gemäß branchenüblichen Tabellen am unteren Ende der Bandbreite entsprechend der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer abgeschrieben.

Umlaufvermögen

Die **Vorräte**, bestehend aus Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen, unfertigen Leistungen (einschließlich erhaltener Anzahlungen auf unfertige Leistungen) sowie geleisteten Anzahlungen auf Vorräte, wurden den Tätigkeiten weitestgehend direkt zugeordnet.

Die **Forderungen aus Lieferungen und Leistungen** wurden im Wesentlichen direkt zugeordnet und im Übrigen über den Umsatz- und Forderungsschlüssel verteilt. Bei den **Forderungen gegen verbundene Unternehmen** erfolgte, soweit möglich, eine direkte Verrechnung.

Die **sonstigen Vermögensgegenstände** - inklusive der Forderung aus Umsatzsteuer - wurden direkt sowie unter Verwendung von Umsatz-, Steuer- und Personalschlüssel zugeordnet.

Sämtliche **Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände** haben eine Restlaufzeit von bis zu einem Jahr.

Im Folgenden werden die Mitzugehörigkeitsvermerke bei den Forderungen dargestellt:

	Tätigkeit Elektrizitäts- verteilung 31.12.2025 €	Tätigkeit Elektrizitäts- verteilung 31.12.2024 €
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	111.099.991,21	77.412.349,14
davon abgerechnete Forderungen	3.053.935,69	1.778.989,03
davon energiewirtschaftliche Abgrenzungen	194.586.215,72	159.997.376,54
davon erhaltene Abschlagszahlungen	-81.465.824,18	-80.721.911,75
davon Wertberichtigungen	-5.191.961,98	-3.787.092,27
davon nicht zugeordnete Zahlungseingänge	117.625,96	144.987,59
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	5.555.474,58	1.420.161,83
davon aus Lieferungen und Leistungen	608.960,60	1.334.003,29
davon gegen Gesellschafter	26.010,06	31.937,26
davon sonstige Forderungen	4.946.513,98	86.158,54
davon gegen Gesellschafter	4.946.513,98	86.158,54
Sonstige Vermögensgegenstände	17.170.970,17	7.554.557,51
	133.826.435,96	86.387.068,48

	Tätigkeit Gas- verteilung 31.12.2025 €	Tätigkeit Gas- verteilung 31.12.2024 €
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	17.769.791,88	10.000.132,83
davon abgerechnete Forderungen	2.125.980,30	499.847,16
davon energiewirtschaftliche Abgrenzungen	38.389.526,69	29.041.657,32
davon erhaltene Abschlagszahlungen	-22.296.744,71	-19.081.649,29
davon Wertberichtigungen	-461.438,66	-475.655,03
davon nicht zugeordnete Zahlungseingänge	12.468,26	15.932,67
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	1.680.962,16	1.332.926,22
davon aus Lieferungen und Leistungen	233.038,93	226.349,56
davon gegen Gesellschafter	633,37	172.252,62
davon sonstige Forderungen	1.447.923,23	1.106.576,66
davon gegen Gesellschafter	1.447.923,23	1.106.576,66
Sonstige Vermögensgegenstände	1.846.981,85	806.574,08
	21.297.735,89	12.139.633,13

	Tätigkeit Messstellen- betrieb 31.12.2025 €	Tätigkeit Messstellen- betrieb 31.12.2024 €
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	5.305.992,55	2.359.017,49
davon abgerechnete Forderungen	135.448,78	108.914,74
davon energiewirtschaftliche Abgrenzungen	5.193.605,46	2.262.014,96
davon Wertberichtigungen	-23.933,81	-13.272,86
davon nicht zugeordnete Zahlungseingänge	872,12	1.360,65
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	1.405.908,61	577.696,96
davon aus Lieferungen und Leistungen	43.531,56	40.633,20
davon gegen Gesellschafter	40.692,01	36.639,27
davon sonstige Forderungen	1.362.377,05	537.063,76
davon gegen Gesellschafter	1.362.377,05	537.063,76
Sonstige Vermögensgegenstände	107.608,09	40.251,05
	6.819.509,25	2.976.965,50

Der Posten **Kassenbestand** und **Guthaben bei Kreditinstituten** wurde mittels Umsatzschlüssel verteilt oder direkt zugeordnet.

Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung

Die Verteilung des Postens „**Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung**“ wurde anhand des Personalschlüssels vorgenommen.

Eigenkapital

Grundlage der Tätigkeitsabschlüsse nach § 6b Abs. 3 EnWG ist der nach den Vorschriften für große Kapitalgesellschaften aufgestellte Jahresabschluss für das Geschäftsjahr 2025. Soweit eine direkte Zuordnung von Konten zu den einzelnen Tätigkeiten nicht möglich war oder nur mit unververtretbarem Aufwand möglich gewesen wäre, wurde die Zuordnung durch Schlüsselung der Konten nach § 6 Abs. 3 Satz 7 EnWG vorgenommen. Die nach sachgerechter Zuordnung und Schlüsselung der Konten entstandenen Residualgrößen in den einzelnen Tätigkeitsbilanzen wurden entsprechend des Kapitalbedarfs als Eigenkapital ausgewiesen.

Entsprechend dieses Vorgehens ist kein Ausgleich zwischen den Tätigkeiten erforderlich. In den jeweiligen Tätigkeitsbilanzen existieren somit keine bilanziellen Ausgleichsposten.

Ertragszuschüsse

Die **Ertragszuschüsse** wurden anhand der zugewiesenen Kostenstellen direkt auf die Tätigkeiten verteilt.

Rückstellungen

Die Zuordnung der **Rückstellungen** zu den Tätigkeiten erfolgte grundsätzlich direkt. Einzelne, nicht eindeutig zuordenbare Rückstellungen wurden gemäß der Analyse der zugrundeliegenden Einzelsachverhalte den Tätigkeiten zugeordnet.

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen wurden über den Personalschlüssel auf die Tätigkeiten verteilt.

Die Zuordnung der **Steuerrückstellungen** erfolgte mittels Steuer- und Umsatzschlüssel.

Die unter **sonstige Rückstellungen** fallenden Rückstellungen im Personalbereich wurden wie die Pensionsrückstellungen über den Personalschlüssel verrechnet. Die anderen sonstigen Rückstellungen wurden größtenteils direkt zugeordnet. Soweit eine direkte Zuordnung nicht sachgerecht

möglich war, erfolgte eine Verteilung gemäß den zugrundeliegenden Sachverhalten über einen sachgerechten Schlüssel, im Wesentlichen den Umsatz- bzw. Personalschlüssel.

Verbindlichkeiten

Die Zuweisung der **erhaltenen Anzahlungen auf Bestellungen** erfolgte direkt.

Bei den **Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen** erfolgte, soweit möglich, eine direkte Zuordnung. Des Weiteren wurde eine Schlüsselung unter Verwendung des Umsatz- und Personalschlüssels vorgenommen. Die Zuordnung der **Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen** erfolgte unter Berücksichtigung der Partnergesellschaft überwiegend direkt auf die Tätigkeiten, vereinzelt erfolgte eine Zuordnung über den Personalschlüssel. Für die Verteilung der Verbindlichkeiten aus Tagesgeld wurde der Umsatzschlüssel zu Grunde gelegt.

Die in den **sonstigen Verbindlichkeiten** enthaltenen Lohn- und Kirchensteuerverbindlichkeiten wurden mit dem Personalschlüssel auf die Tätigkeiten verteilt. Verbindlichkeiten aus der Strom- und Energiesteuer wurden direkt zugeordnet. Die übrigen sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten wurden weitestgehend kontengenau direkt zugeordnet. In allen anderen Fällen resultiert die Tätigkeitszuordnung aus einer Verteilung mit Hilfe von Personal-, Fuhrpark- und Umsatzschlüssel.

Im Folgenden werden die Mitzugehörigkeitsvermerke bei den Verbindlichkeiten dargestellt:

	Tätigkeit Elektrizitäts- verteilung 31.12.2025 €	Tätigkeit Elektrizitäts- verteilung 31.12.2024 €
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	86.116.226,43	6.405.705,22
davon energiewirtschaftliche Verpflichtungen	142.811.342,66	0,00
davon geleistete Abschlagszahlungen	-57.904.125,72	0,00
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	58.362.061,16	30.255.627,16
davon aus Lieferungen und Leistungen	1.419.607,12	703.574,96
davon gegenüber Gesellschafter	887,75	48.994,45
davon aus Darlehen und Tagesgeld	56.942.454,04	29.182.469,72
davon gegenüber Gesellschafter	56.942.454,04	29.182.469,72
davon aus Sonstigem	0,00	369.582,48
davon gegenüber Gesellschafter	0,00	369.582,48
Sonstige Verbindlichkeiten	1.111.111,27	667.309,84
davon aus Steuern	639.868,13	543.084,39
	145.589.398,86	37.328.642,22

	Tätigkeit Gas- verteilung 31.12.2025 €	Tätigkeit Gas- verteilung 31.12.2024 €
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	325.127,25	189.836,53
davon energiewirtschaftliche Verpflichtungen	237.648,72	0,00
davon geleistete Abschlagszahlungen	-22.161,55	0,00
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	6.205.066,87	3.124.849,14
davon aus Lieferungen und Leistungen	169.218,12	25.913,99
davon gegenüber Gesellschafter	13.460,15	0,00
davon aus Darlehen und Tagesgeld	6.035.848,75	3.098.935,15
davon gegenüber Gesellschafter	6.035.848,75	3.098.935,15
Sonstige Verbindlichkeiten	141.716,48	130.407,81
davon aus Steuern	133.082,43	116.247,05
	6.671.910,60	3.445.093,48

	Tätigkeit Messstellen- betrieb 31.12.2025 €	Tätigkeit Messstellen- betrieb 31.12.2024 €
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.940,73	971,77
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	1.830.944,78	890.284,65
davon aus Lieferungen und Leistungen	1.471.362,30	734.175,38
davon gegenüber Gesellschafter	0,00	0,00
davon aus Darlehen und Tagesgeld	359.582,48	156.109,27
davon gegenüber Gesellschafter	359.582,48	156.109,27
Sonstige Verbindlichkeiten	4.003,18	2.758,67
davon aus Steuern	1.469,17	877,54
	1.836.888,69	894.015,09

In den Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sind Sicherheitsleistungen mit einer Restlaufzeit von mehr als 1 Jahr und weniger als 5 Jahren enthalten. Davon betreffen 153.456,23 € die Elektrizitätsverteilung; 16.266,22 € die Gasverteilung und 969,05 € den Messstellenbetrieb. Die restlichen Verbindlichkeiten haben eine Restlaufzeit von bis zu einem Jahr.

3. Erläuterungen der Kontentrennung zur handelsrechtlichen Gewinn- und Verlustrechnung

Die wesentlichen Aufwendungen, Erlöse und Erträge wurden den Unternehmenstätigkeiten direkt zugeordnet. In den Fällen, in denen dies nicht möglich oder mit unverhältnismäßig hohem Aufwand verbunden war, erfolgte grundsätzlich eine Verrechnung nach sachgerechten Schlüsselungen, die eine möglichst verursachungsgerechte Zuordnung gewährleisten. Korrespondierende Posteninhalte der Bilanz und der Gewinn- und Verlustrechnung wurden den Tätigkeiten unter Berücksichtigung dieser Zusammenhänge zugewiesen.

Umsatzerlöse

Die Umsatzerlöse wurden im Wesentlichen direkt der jeweiligen Tätigkeit zugeordnet.

Erhöhung / Verminderung des Bestandes unfertiger Leistungen

Die Zuordnung der Bestandsveränderungen zu den Tätigkeiten erfolgte direkt.

Andere aktivierte Eigenleistungen

Die anderen aktivierten Eigenleistungen wurden direkt zugeordnet.

Sonstige betriebliche Erträge

Die Verteilung der sonstigen betrieblichen Erträge erfolgte direkt und für nicht eindeutig zuordenbare Sachverhalte mittels Schlüsselung (Umsatz-, Personal-, Fuhrpark bzw. Overhead-Schlüssel).

Materialaufwand

Beim Materialaufwand erfolgte im Wesentlichen eine direkte Zuordnung auf die Tätigkeiten.

Personalaufwand

Der Personalaufwand wurde über den Personalschlüssel auf die Tätigkeiten verteilt.

Abschreibungen

Die Abschreibungen wurden direkt zugeordnet.

Sonstige betriebliche Aufwendungen

Die Verteilung der sonstigen betrieblichen Aufwendungen erfolgte sowohl direkt als auch über Schlüsselung (i. W. Overheadschlüssel, Fuhrparkschlüssel, Personalschlüssel).

Finanzergebnis

Die Zuordnung der sonstigen Zinsen und ähnlichen Erträge sowie der Zinsen und ähnlichen Aufwendungen erfolgte, wenn möglich, direkt. Die nicht direkt zuordenbaren Beträge wurden mit Hilfe von Schlüsseln wie z. B. Personal-, Forderungs- und Umsatzschlüssel verteilt.

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Der Steueraufwand wurde entsprechend der Ergebnisanteile der Sparten vor Steuern vom Einkommen und vom Ertrag mittels eines Steuerschlüssels aufgeteilt.

Erträge aus Verlustübernahme / Aufgrund eines Ergebnisabführungsvertrages abgeführter Gewinn

Die Erträge aus Verlustübernahme bzw. die Aufwendungen aus Gewinnabführung werden aufgrund des Ergebnisabführungsvertrages mit der TEAG Thüringer Energie AG (TEAG) verursachungsgerecht entsprechend den originären Ergebnissen in den Tätigkeiten ausgewiesen.

**B. *Bilanzen und Gewinn- und Verlustrechnungen der Tätigkeitsbereiche
nach § 6b Abs. 3 Satz 1 und 2 EnWG für das Geschäftsjahr 2025***

Tätigkeitsbilanz
der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
- Tätigkeit Elektrizitätsverteilung -
zum 31. Dezember 2025

	31.12.2025	31.12.2024
	€	€
AKTIVA		
A. Anlagevermögen	133.028.453,01	126.725.028,51
I. Sachanlagen	133.028.453,01	126.725.028,51
1. Technische Anlagen und Maschinen	118.074.269,01	112.762.220,64
2. Geleistete Anzahlungen sowie Anlagen im Bau	14.954.184,00	13.962.807,87
B. Umlaufvermögen	153.672.148,18	101.265.710,16
I. Vorräte	19.553.467,90	14.622.708,90
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	6.579.037,99	5.604.797,69
2. Unfertige Erzeugnisse und unfertige Leistungen	0,00	108.817,35
3. Geleistete Anzahlungen	12.974.429,91	8.909.093,86
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	133.826.435,96	86.387.068,48
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	111.099.991,21	77.412.349,14
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	5.555.474,58	1.420.161,83
3. Sonstige Vermögensgegenstände	17.170.970,17	7.554.557,51
III. Guthaben bei Kreditinstituten	292.244,32	255.932,78
C. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	3.297.109,09	3.216.938,87
	289.997.710,28	231.207.677,54
	31.12.2025	31.12.2024
	€	€
PASSIVA		
A. Zugeordnetes Eigenkapital	104.610.589,50	83.628.526,46
B. Ertragszuschüsse	4.044.946,58	3.932.642,83
C. Rückstellungen	35.752.775,34	106.317.866,03
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	15.679.696,54	21.795.837,32
2. Steuerrückstellungen	3.131,89	3.575,92
3. Sonstige Rückstellungen	20.069.946,91	84.518.452,79
D. Verbindlichkeiten	145.589.398,86	37.328.642,22
1. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	86.116.226,43	6.405.705,22
2. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	58.362.061,16	30.255.627,16
3. Sonstige Verbindlichkeiten	1.111.111,27	667.309,84
	289.997.710,28	231.207.677,54

Tätigkeitsbilanz
der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
- Tätigkeit Gasverteilung -
zum 31. Dezember 2025

	31.12.2025	31.12.2025
	€	€
AKTIVA		
A. Anlagevermögen	160.892,82	164.549,47
I. Sachanlagen	160.892,82	164.549,47
1. Technische Anlagen und Maschinen	160.892,82	164.549,47
B. Umlaufvermögen	22.236.254,46	12.933.750,33
I. Vorräte	911.374,99	767.143,51
1. Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	806.374,99	767.143,51
2. Geleistete Anzahlungen	105.000,00	0,00
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	21.297.735,89	12.139.633,13
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	17.769.791,88	10.000.132,83
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	1.680.962,16	1.332.926,22
3. Sonstige Vermögensgegenstände	1.846.981,85	806.574,08
III. Guthaben bei Kreditinstituten	27.143,58	26.973,69
C. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	705.410,83	690.288,94
D. Nicht durch Eigenkapital gedeckter Fehlbetrag	0,00	485.072,75
	23.102.558,11	14.273.661,49
	31.12.2025	31.12.2024
	€	€
PASSIVA		
A. Zugeordnetes Eigenkapital	5.779.646,57	0,00
B. Rückstellungen	10.651.000,94	10.828.568,01
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	3.354.644,17	4.676.938,58
2. Steuerrückstellungen	331,98	478,47
3. Sonstige Rückstellungen	7.296.024,79	6.151.150,96
C. Verbindlichkeiten	6.671.910,60	3.445.093,48
1. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	325.127,25	189.836,53
2. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	6.205.066,87	3.124.849,14
3. Sonstige Verbindlichkeiten	141.716,48	130.407,81
	23.102.558,11	14.273.661,49

Tätigkeitsbilanz
der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
- Tätigkeit Messstellenbetrieb -
zum 31. Dezember 2025

	31.12.2025	31.12.2024
AKTIVA	€	€
A. Umlaufvermögen	6.821.126,31	2.978.324,30
I. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	6.819.509,25	2.976.965,50
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	5.305.992,55	2.359.017,49
2. Forderungen gegen verbundene Unternehmen	1.405.908,61	577.696,96
3. Sonstige Vermögensgegenstände	107.608,09	40.251,05
II. Guthaben bei Kreditinstituten	1.617,06	1.358,80
B. Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	7.787,80	5.211,24
	6.828.914,11	2.983.535,54
	31.12.2025	31.12.2024
PASSIVA	€	€
A. Zugeordnetes Eigenkapital	4.922.362,46	2.030.890,91
B. Rückstellungen	69.662,96	58.629,54
1. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	37.035,57	35.307,90
2. Steuerrückstellungen	19,78	16,60
2. Sonstige Rückstellungen	32.607,61	23.305,04
C. Verbindlichkeiten	1.836.888,69	894.015,09
1. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.940,73	971,77
2. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	1.830.944,78	890.284,65
3. Sonstige Verbindlichkeiten	4.003,18	2.758,67
	6.828.914,11	2.983.535,54

Gewinn- und Verlustrechnung
der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
- Tätigkeit Elektrizitätsverteilung -
für das Geschäftsjahr 2025

	2025 €	2024 €
1. Umsatzerlöse	1.112.743.242,01	1.093.928.071,34
2. Erhöhung oder Verminderung (-) des Bestandes an unfertigen Leistungen	24.780.020,49	17.830.050,38
3. Andere aktivierte Eigenleistungen	585.200,00	443.399,91
4. Sonstige betriebliche Erträge	38.179.349,71	38.899.777,07
5. Materialaufwand	1.065.316.246,77	1.043.061.544,28
a) Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	510.622.973,15	557.518.849,89
b) Aufwendungen für bezogene Leistungen	554.693.273,62	485.542.694,39
6. Personalaufwand	62.311.073,79	55.302.363,47
a) Löhne und Gehälter	49.523.428,20	44.171.887,15
b) Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung davon für Altersversorgung	12.787.645,59 2.362.240,13	11.130.476,32 2.228.875,74
7. Abschreibungen	4.917.055,65	4.695.133,06
8. Sonstige betriebliche Aufwendungen	53.402.319,83	46.916.128,54
9. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	3.158.555,80	1.874.594,53
davon aus verbundenen Unternehmen	245.963,47	211.759,47
davon aus Abzinsung von übrigen Rückstellungen	53.250,49	42.903,14
davon aus der Verrechnung von Aufwendungen und Erträgen gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB	2.784.618,31	1.364.123,73
10. Zinsen und ähnliche Aufwendungen	719.577,81	863.382,32
davon an verbundene Unternehmen	619.180,62	894.825,98
davon aus der Aufzinsung von übrigen Rückstellungen	42.637,01	4.872,78
11. Ergebnis vor Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-7.219.905,84	2.137.341,56
12. Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-6,69	-1.318,74
13. Ergebnis nach Steuern	-7.219.899,15	2.138.660,30
14. Aufgrund eines Ergebnisabführungsvertrages abgeführter Gewinn	0,00	-2.138.660,30
15. Erträge aus Verlustübernahme	7.219.899,15	0,00
16. Jahresüberschuss	0,00	0,00

Gewinn- und Verlustrechnung
der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
- Tätigkeit Gasverteilung -
für das Geschäftsjahr 2025

	2025 €	2024 €
1. Umsatzerlöse	118.024.927,17	116.156.819,62
2. Erhöhung oder Verminderung (-) des Bestandes an unfertigen Leistungen	-2.109.214,70	821.007,96
3. Andere aktivierte Eigenleistungen	0,00	0,00
4. Sonstige betriebliche Erträge	12.266.552,26	9.257.103,61
5. Materialaufwand	108.371.340,61	109.972.614,03
a) Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	13.594.780,91	24.208.988,72
b) Aufwendungen für bezogene Leistungen	94.776.559,71	85.763.625,31
6. Personalaufwand	13.331.347,34	11.866.750,14
a) Löhne und Gehälter	10.595.452,51	9.478.378,78
b) Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung davon für Altersversorgung	2.735.894,83 505.397,22	2.388.371,36 478.270,90
7. Abschreibungen	3.656,65	3.656,65
8. Sonstige betriebliche Aufwendungen	15.148.741,51	11.069.685,10
9. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	734.961,38	463.303,08
davon aus verbundenen Unternehmen	30.768,73	25.174,27
davon aus Abzinsung von übrigen Rückstellungen	87.637,04	110.187,23
davon aus der Verrechnung von Aufwendungen und Erträgen gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB	595.764,31	292.712,91
10. Zinsen und ähnliche Aufwendungen	82.482,25	81.861,58
davon an verbundene Unternehmen	65.632,58	95.023,06
davon aus der Aufzinsung von übrigen Rückstellungen	1.026,96	1.045,60
11. Ergebnis vor Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-8.020.342,25	-6.296.333,24
12. Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-2,18	-415,32
13. Ergebnis nach Steuern	-8.020.340,07	-6.295.917,92
14. Aufgrund eines Ergebnisabführungsvertrages abgeführter Gewinn	0,00	0,00
15. Erträge aus Verlustübernahme	8.020.340,07	6.295.917,92
16. Jahresüberschuss	0,00	0,00

Gewinn- und Verlustrechnung
der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
- Tätigkeit Messstellenbetrieb -
für das Geschäftsjahr 2025

	2025 €	2024 €
1. Umsatzerlöse	6.978.377,47	5.884.454,86
2. Erhöhung oder Verminderung (-) des Bestandes an unfertigen Leistungen	0,00	0,00
3. Andere aktivierte Eigenleistungen	0,00	0,00
4. Sonstige betriebliche Erträge	7.413,80	7.315,87
5. Materialaufwand	14.359.185,51	8.903.426,43
a) Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	925,17	1.357,07
b) Aufwendungen für bezogene Leistungen	14.358.260,34	8.902.069,36
6. Personalaufwand	147.179,31	89.586,38
a) Löhne und Gehälter	116.974,78	71.555,70
b) Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung davon für Altersversorgung	30.204,53 5.579,64	18.030,68 3.610,65
7. Abschreibungen	0,00	0,00
8. Sonstige betriebliche Aufwendungen	32.941,12	6.026,21
9. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	10.504,45	5.085,53
davon aus verbundenen Unternehmen	3.800,23	2.687,09
davon aus Abzinsung von übrigen Rückstellungen	125,78	66,00
davon aus der Verrechnung von Aufwendungen und Erträgen gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB	6.577,28	2.209,79
10. Zinsen und ähnliche Aufwendungen	3.922,34	4.804,48
davon an verbundene Unternehmen	3.910,03	4.786,80
davon aus der Aufzinsung von übrigen Rückstellungen	11,34	7,89
11. Ergebnis vor Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-7.546.932,56	-3.106.987,24
12. Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	0,00	0,00
13. Ergebnis nach Steuern	-7.546.932,56	-3.106.987,24
14. Aufgrund eines Ergebnisabführungsvertrages abgeführter Gewinn	0,00	0,00
15. Erträge aus Verlustübernahme	7.546.932,56	3.106.987,24
16. Jahresüberschuss	0,00	0,00

Ergänzende Angaben zu den Umsatzerlösen (Gesamtunternehmen)

	01.01.2025 bis 31.12.2025	01.01.2025 bis 31.12.2025 davon perio- denfremd	01.01.2024 bis 31.12.2024	01.01.2024 bis 31.12.2024 davon perio- denfremd
	€	€	€	€
Elektrizitätsbereich				
Erlöse aus Netzabsatz Elektrizität	703.756.007,04	-3.367.272,99	649.079.582,47	-1.199.677,41
Netzentgelte (inkl. Abrechnung)	485.570.714,44	2.022.232,21	545.320.315,80	2.204.020,76
Entgangene Erlöse nach § 19 Abs. 2 StromNEV von ÜNB	12.750.685,16	-2.803.466,51	16.765.860,07	-4.570.667,21
Finanzieller Ausgleich Kostenwälzung EE	80.452.686,08	0,00	0,00	0,00
Messung und Messstellenbetrieb	5.874.968,50	50.392,11	6.175.255,51	72.563,51
Erlöse aus Messstellenbetrieb mME/iMSys	6.975.547,94	152.989,00	5.881.461,73	-67.218,06
Erlöse Aufschlag für besondere Netznutzung / § 19 StromNEV-Umlage	53.449.929,33	-2.198.469,47	21.913.713,45	884.032,87
Erlöse Offshore-Netzumlage	26.634.526,94	-487.323,74	22.775.299,89	513.786,02
Erlöse KWK - Umlage	9.008.306,37	-198.498,85	9.634.121,71	301.928,27
Erlöse AbLaV - Umlage	957,85	957,85	2.688,55	2.688,55
Entschädigung Abschaltung Einspeiser § 12 EEG	1.272.015,25	158.201,27	2.275.523,32	-770.903,92
Entschädigung Kooperation Netzsicherheit	0,00	0,00	-3.861,53	-3.861,53
EEG-Umlage von Eigenversorgern - Einspeiser an TEN	200.555,69	200.555,69	121.149,31	121.149,31
Konzessionsabgabe	20.386.688,02	-389.252,73	20.863.736,20	-6.719,58
Kommunalrabatt	-592.286,28	-100.565,13	-611.152,23	0,00
Rückstellung Regulierungskonto	3.067.622,40	0,00	-1.648.081,66	0,00
Netzbetreiberanteil mME/iMSys	-1.321.394,90	0,00	-1.471.005,51	0,00
Erlöse Vergütung EEG Strafzahlungen	-279.165,96	224.975,31	677.010,40	119.523,60
Rückerstattung zusätzl. Vergütung EEG von ÜNB	303.650,21	0,00	407.547,46	0,00
Erlöse aus Elektrizitätsabsatz	337.518.905,39	6.529.174,12	383.981.659,04	17.860.583,13
Elektrizitätsabsatz EEG	294.614.664,49	3.580.842,93	333.690.689,70	12.336.448,51
Erlöse aus EEG	127.400.458,45	3.476.461,46	108.707.687,62	-10.455.745,50
Erlöse Marktpremienmodell von ÜNB	167.214.206,04	104.381,47	224.983.002,08	22.792.194,01
Elektrizitätsabsatz ohne EEG	38.940.604,35	3.901.527,82	44.837.347,60	5.429.572,01
Vergütung Elektrizität nach KWKG	1.661.660,43	106.953,40	739.850,34	-32.169,45
Erlöse aus Netzdifferenzmengen	15.513.094,55	-36.489,51	13.683.840,24	-3.303.842,51
Erlöse aus Mehr-/Mindermengen	10.799.652,88	4.153.897,22	11.615.875,92	9.048.882,72
Erlöse aus Netzverlusten	10.966.196,49	-322.833,29	14.987.052,44	-283.298,75
Erlöse aus EEG-Ausgleichslieferungen	0,00	0,00	3.810.728,66	0,00
Zuschlag nach KWKG von ÜNB	3.963.636,55	-953.196,63	5.453.621,74	94.562,61
Ertragszuschüsse Elektrizität	305.455,94	0,00	281.099,58	0,00
Auflösung empfangener Ertragszuschüsse	305.455,94	0,00	281.099,58	0,00
Erlöse im Erdgasbereich				
Erlöse aus Netzabsatz Erdgas	88.883.255,69	-1.795.432,42	77.754.223,85	-1.864.835,46
Netzentgelte (inkl. Abrechnung)	85.866.544,82	-1.357.626,45	72.136.371,76	-1.804.386,56
Messung und Messstellenbetrieb	1.666.638,35	-374.460,79	2.155.123,03	14.414,12
Konzessionsabgabe	1.006.922,03	-56.234,18	954.146,31	-74.863,02
Kommunalrabatt	-137.586,40	-7.111,00	-117.136,15	0,00
Rückstellung Regulierungskonto	480.736,89	0,00	2.625.718,90	0,00
Erlöse aus Erdgasabsatz	10.797.777,01	6.663.684,59	21.677.231,78	13.176.880,55
Erlöse aus Mehr-/Mindermengen	10.797.777,01	6.663.684,59	21.677.231,78	13.176.880,55
Weiterverrechnung Biogaskosten	3.464.434,72	0,00	3.835.589,40	1.338.738,54
Sonstige Umsatzerlöse				
Sonstige Umsatzerlöse	110.051.163,86	3.262.162,28	108.551.092,40	1.386.590,00
Umsatzerlöse gesamt	1.254.776.999,65	11.292.315,58	1.245.160.478,52	30.698.279,35

Ergänzende Angaben zum Materialaufwand (Gesamtunternehmen)

	01.01.2025 bis 31.12.2025	01.01.2025 bis 31.12.2025 davon perio- denfremd	01.01.2024 bis 31.12.2024	01.01.2024 bis 31.12.2024 davon perioden- fremd
	€	€	€	€
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe				
Bezug Elektrizität	479.344.934,45	6.746.415,47	535.105.674,91	30.123.851,12
Elektrizitätseinspeisung nach EEG	302.926.975,43	2.255.823,20	342.682.282,25	12.788.070,91
davon EEG-Bezug	294.614.664,49	3.580.842,93	333.690.689,70	12.336.448,51
davon vermiedene Netznutzung	8.312.310,94	-1.325.019,73	8.991.592,55	451.622,40
Einspeisung nach KWKG	5.714.436,79	-757.103,42	5.877.077,56	-254.001,36
davon Strombezug	1.384.341,80	-170.365,23	475.692,99	-296.326,80
davon KWK-Zuschlag	4.330.094,99	-586.738,19	5.401.384,57	42.325,44
Umlagen an ÜNB	88.816.918,68	-3.160.136,02	60.321.323,91	7.697.936,02
davon KWK - Umlage	9.133.193,17	-73.612,05	11.482.923,48	2.150.730,04
davon Aufschlag für besondere Netznutzung / § 19 StromNEV-Umlage	52.839.681,36	-2.808.717,44	23.994.934,07	2.965.253,49
davon Offshore-Netzumlage	26.844.044,15	-277.806,53	24.843.466,36	2.581.952,49
Weiterleitung der EEG-Umlage Eigenversorger	0,00	0,00	-224.826,82	-224.826,82
Aufwand für Netzverluste, Betriebsverbrauch, Netzdifferenzmengen, Mehr- und Mindermengen	82.305.072,09	8.625.809,19	125.484.783,75	10.116.672,37
davon Netzverluste	43.980.135,87	-396.756,96	92.879.036,57	751.568,04
davon Betriebsverbrauch	-153,65	-153,65	-8.117,91	-8.117,91
davon Netzdifferenzmengen	24.536.677,17	2.071.778,68	14.806.716,67	-2.181.992,58
davon Mehr-/Mindermengen	13.656.652,54	6.926.363,74	18.607.303,54	12.355.369,94
davon Strombezug für EEG-Ausgleich Vorjahre	107.182,78	0,00	0,00	0,00
davon Redispatch	24.577,38	24.577,38	-800.155,12	-800.155,12
Aufwand Vergütung EEG Strafbzahlungen	-722.118,75	-217.977,48	557.486,80	0,00
Vergütung EEG (Mieterstromzuschlag, Projektsichg., finanz. Beteilig. Kommunen)	303.650,21	0,00	407.547,46	0,00
Bezug Erdgas	10.831.999,26	6.697.906,84	21.813.567,68	13.313.216,45
Mehr-/Mindermengen	10.831.999,26	6.697.906,84	21.813.567,68	13.313.216,45
Instandhaltungs- und Betriebsmaterial	43.918.009,99	185.080,42	45.003.319,88	-202.383,97
Aufwendungen für Roh-, Hilfs-, & Betriebsst. gesamt	534.094.943,70	13.629.402,73	601.922.562,47	43.234.683,60
Aufwendungen für bezogene Leistungen				
Netznutzung Elektrizität	283.073.293,53	780.356,56	230.918.342,34	-240.574,00
davon vorgelagertes Netz	262.553.412,08	1.036.415,86	210.261.796,50	-26.664,06
davon Konzessionsabgabe	20.519.881,45	-256.059,30	20.656.545,84	-213.909,94
vermiedene Netznutzung	16.994.365,67	-1.838.104,44	22.160.063,73	3.147.463,39
davon Sonstige Direktvermarktung	-1.078.393,65	-3.158.241,52	4.353.342,01	2.458.010,66
davon Einspeisung nach KWKG	15.152.107,81	135.164,65	15.243.473,12	0,00
davon Aufwand konventionelle Einspeiser	2.625.775,10	1.185.796,77	1.201.882,65	-440.508,63
davon vermiedene Netznutzung für Rückspeisung aus dem Stadtwerk-Netz	294.876,41	-824,34	1.361.365,95	1.074.823,40
Entschädigung Abschaltung Einspeiser §12 EEG	1.914.814,97	477.038,69	3.076.687,80	-211.012,73
Netznutzung Erdgas	28.203.716,66	-62.857,89	24.050.649,92	-295.417,13
davon vorgelagertes Netz	27.208.668,62	5.250,28	23.319.565,65	2.507,93
davon Konzessionsabgabe	995.048,04	-68.108,17	731.084,27	-297.925,06
Vermiedene Netznutzung Biogas	107.801,88	0,00	367.347,52	0,00
Pachtentgelt	159.352.170,24	659.226,95	147.868.017,80	892.842,09
Betriebsführungsentgelte	78.978.855,57	-4.682.688,18	71.115.766,23	-1.780.061,48
Übriges	98.281.181,65	65.570,66	84.182.047,18	-2.512,82
Aufwendungen für bezogene Leistungen gesamt	666.906.200,17	-4.601.457,65	583.738.922,52	1.510.727,32
Materialaufwand gesamt	1.201.001.143,87	9.027.945,08	1.185.661.484,99	44.745.410,92

BESTÄTIGUNGSVERMERK DES UNABHÄNGIGEN ABSCHLUSSPRÜFERS

An die TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, Erfurt

VERMERK ÜBER DIE PRÜFUNG DES JAHRESABSCHLUSSES UND DES LAGEBERICHTS

Prüfungsurteile

Wir haben den Jahresabschluss der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, Erfurt, – bestehend aus der Bilanz zum 31. Dezember 2025 und der Gewinn- und Verlustrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2025 sowie dem Anhang, einschließlich der Darstellung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden – geprüft. Darüber hinaus haben wir den Lagebericht der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2025 geprüft.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse

- entspricht der beigefügte Jahresabschluss 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 der Gesellschaft zum 31. Dezember 2025 sowie ihrer Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2025 und
- vermittelt der beigefügte Lagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft. In allen wesentlichen Belangen steht dieser Lagebericht in Einklang mit dem Jahresabschluss, entspricht den deutschen gesetzlichen Vorschriften und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar.

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

Grundlage für die Prüfungsurteile

Wir haben unsere Prüfung des Jahresabschlusses und des Lageberichts 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 Jahresabschlusses und des Lageberichts“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von dem Unternehmen unabhängig in Übereinstimmung 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 Jahresabschluss und zum Lagebericht zu dienen.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter für den Jahresabschluss und den Lagebericht

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Jahresabschlusses, der den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften in allen wesentlichen Belangen entspricht, und dafür, dass der Jahresabschluss unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft 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 Jahresabschlusses 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 Jahresabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit der Gesellschaft zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu beurteilen. Des Weiteren haben sie die Verantwortung, Sachverhalte in Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit, 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 Lageberichts, der insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Jahresabschluss 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 Lageberichts in Übereinstimmung mit den anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften zu ermöglichen, und um ausreichende geeignete Nachweise für die Aussagen im Lagebericht erbringen zu können.

Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Jahresabschlusses und des Lageberichts

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Jahresabschluss als Ganzes frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern ist, und ob der Lagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Jahresabschluss 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 Jahresabschluss und zum Lagebericht 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 Jahresabschlusses und Lageberichts 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 Jahresabschluss und im Lagebericht 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 Jahresabschlusses relevanten internen Kontrollen und den für die Prüfung des Lageberichts 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 der Gesellschaft 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 Unternehmenstätigkeit sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die bedeutsame Zweifel an der Fähigkeit der Gesellschaft zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen können. Falls wir zu dem Schluss kommen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, im Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Jahresabschluss und im Lagebericht 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 die Gesellschaft ihre Unternehmenstätigkeit nicht mehr fortführen kann.

- beurteilen wir Darstellung, Aufbau und Inhalt des Jahresabschlusses insgesamt einschließlich der Angaben sowie ob der Jahresabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse so darstellt, dass der Jahresabschluss unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft vermittelt.
- beurteilen wir den Einklang des Lageberichts mit dem Jahresabschluss, seine Gesetzesentsprechung und das von ihm vermittelte Bild von der Lage der Gesellschaft.
- führen wir Prüfungshandlungen zu den von den gesetzlichen Vertretern dargestellten zukunftsorientierten Angaben im Lagebericht 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.

SONSTIGE GESETZLICHE UND ANDERE RECHTLICHE ANFORDERUNGEN

Vermerk über die Prüfung der Einhaltung der Rechnungslegungspflichten nach § 6b Abs. 3 EnWG und § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG

Prüfungsurteile

Wir haben geprüft, ob die Gesellschaft ihre Pflichten nach § 6b Abs. 3 Sätze 1 bis 5 EnWG und § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG zur Führung getrennter Konten für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2025 eingehalten hat. Darüber hinaus haben wir die Tätigkeitsabschlüsse für die Tätigkeiten „Elektrizitätsverteilung“, „Gasverteilung“ und „grundzuständiger Messstellenbetrieb für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme“ nach § 6b Abs. 3 Satz 1 EnWG sowie § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG – bestehend jeweils aus der Bilanz zum 31. Dezember 2025 und der Gewinn- und Verlustrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2025 sowie die als Anlage beigefügten Angaben zu den Rechnungslegungsmethoden für die Aufstellung der Tätigkeitsabschlüsse – geprüft.

- Nach unserer Beurteilung wurden die Pflichten nach § 6b Abs. 3 Sätze 1 bis 5 EnWG und § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG zur Führung getrennter Konten in allen wesentlichen Belangen eingehalten.

- Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse entsprechen die beigefügten Tätigkeitsabschlüsse in allen wesentlichen Belangen den deutschen Vorschriften des § 6b Abs. 3 Sätze 5 bis 7 EnWG und des § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG.

Grundlage für die Prüfungsurteile

Wir haben unsere Prüfung der Einhaltung der Pflichten zur Führung getrennter Konten und der Tätigkeitsabschlüsse in Übereinstimmung mit § 6b Abs. 5 EnWG unter Beachtung des IDW Prüfungsstandards: Prüfung nach § 6b Energiewirtschaftsgesetz (IDW PS 610 n.F. (07.2021)) durchgeführt. Unsere Verantwortung nach diesen Vorschriften und Grundsätzen ist im Abschnitt „Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung der Einhaltung der Rechnungslegungspflichten nach § 6b Abs. 3 EnWG und § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG“ weitergehend beschrieben. Wir sind von dem Unternehmen unabhängig in Übereinstimmung mit den deutschen handelsrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und haben unsere sonstigen deutschen Berufspflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Wir wenden als Wirtschaftsprüfungsgesellschaft die Anforderungen des IDW Qualitätsmanagementstandards: Anforderungen an das Qualitätsmanagement in der Wirtschaftsprüferpraxis (IDW QMS 1 (09.2022)) an. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zur Einhaltung der Rechnungslegungspflichten nach § 6b Abs. 3 EnWG und § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG zu dienen.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter für die Einhaltung der Rechnungslegungspflichten nach § 6b Abs. 3 EnWG und § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Einhaltung der Pflichten nach § 6b Abs. 3 Sätze 1 bis 5 EnWG und § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG zur Führung getrennter Konten. Die gesetzlichen Vertreter sind auch verantwortlich für die Aufstellung der Tätigkeitsabschlüsse nach den deutschen Vorschriften des § 6b Abs. 3 Sätze 5 bis 7 EnWG und des § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG.

Außerdem sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig erachtet haben, um die Pflichten zur Führung getrennter Konten einzuhalten.

Die Verantwortung der gesetzlichen Vertreter für die Tätigkeitsabschlüsse entspricht der im Abschnitt „Verantwortung der gesetzlichen Vertreter für den Jahresabschluss und den Lagebericht“ hinsichtlich des Jahresabschlusses beschriebenen Verantwortung mit der Ausnahme, dass der jeweilige Tätigkeitsabschluss kein unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Tätigkeit zu vermitteln braucht.

Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung der Einhaltung der Rechnungslegungspflichten nach § 6b Abs. 3 EnWG und § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen,

- ob die gesetzlichen Vertreter ihre Pflichten nach § 6b Abs. 3 Sätze 1 bis 5 EnWG und § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG zur Führung getrennter Konten in allen wesentlichen Belangen eingehalten haben und
- ob die Tätigkeitsabschlüsse in allen wesentlichen Belangen den deutschen Vorschriften des § 6b Abs. 3 Sätze 5 bis 7 EnWG und des § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG entsprechen.

Ferner umfasst unsere Zielsetzung, einen Vermerk in den Bestätigungsvermerk aufzunehmen, der unsere Prüfungsurteile zur Einhaltung der Rechnungslegungspflichten nach § 6b Abs. 3 EnWG und § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG beinhaltet.

Die Prüfung der Einhaltung der Pflichten nach § 6b Abs. 3 Sätze 1 bis 5 EnWG und § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG zur Führung getrennter Konten umfasst die Beurteilung, ob die Zuordnung der Konten zu den Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 Sätze 1 bis 4 EnWG sowie nach § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG sachgerecht und nachvollziehbar erfolgt ist und der Grundsatz der Stetigkeit beachtet wurde.

Unsere Verantwortung für die Prüfung der Tätigkeitsabschlüsse entspricht der im Abschnitt „Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Jahresabschlusses und des Lageberichts“ hinsichtlich des Jahresabschlusses beschriebenen Verantwortung mit der Ausnahme, dass wir für den jeweiligen Tätigkeitsabschluss keine Beurteilung der sachgerechten Gesamtdarstellung vornehmen können.

Leipzig, den 5. März 2026

PricewaterhouseCoopers GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

pwc digitally
signed by

Dirk Wolfgang Fischer
Wirtschaftsprüfer

pwc digitally
signed by

ppa. Frank Hack
Wirtschaftsprüfer

