



Auf einen Blick

Kennzahlen des Thüringer-Energie-Konzerns

Auszug aus der Gewinn- und Verlustrechnung (in T€)	2025	2024	2023
Umsatzerlöse netto	2.805.434	3.129.852	3.199.405
davon Strom	2.051.842	2.379.590	2.236.379
davon Erdgas	574.340	563.863	744.941
davon Wärme und Dampf	73.768	87.460	129.069
davon Telekommunikation	55.705	51.273	48.115
EBITDA	236.365	265.115	251.330
Jahresüberschuss	79.610	76.092	81.355

Auszug aus der Bilanz (in T€)	2025	2024	2023
Investitionen	300.773	314.177	273.986
Anlagevermögen	1.990.754	1.806.019	1.636.851
Eigenkapital	894.092	677.724	673.293
Bilanzsumme	2.766.227	2.585.890	2.449.563

Energie und Wärme	2025	2024	2023
Eigenerzeugung Strom (in GWh)	488	404	423
Eigenerzeugung Wärme (in GWh)	905	877	946
Installierte Leistung elektrisch (in MW)	296	245	243

Netze, Energie und Telekommunikation	2025	2024	2023
Stromnetz Länge (in km)	33.712	33.603	33.504
Transportierte Arbeit Strom (in GWh)	9.754	9.673	9.841
EEG-Einspeisung (in GWh)	5.372	5.297	5.435
Gasnetz Länge (in km)	6.094	6.082	6.151
Transportierte Arbeit Gas (in GWh)	7.480	7.179	7.504
Glasfasernetz Faser-Kilometer (in km)	605.366	554.482	469.376
Wärmenetz Abnahmepunkte	604	544	536
Kommunale Straßenbeleuchtung (vertraglich betreute Leuchtpunkte)	9.150	7.844	8.280

Elektromobilität	2025	2024	2023
E-Autos in Thüringen (Kraftfahrt-Bundesamt, Stand zum Jahresende)	45.521	37.428	33.148
Öffentliche Ladepunkte der TEAG	1.052	758	436
Anzahl der Ladevorgänge	363.853	201.216	107.180
Lademenge (MWh)	11.227	5.979	3.068

Vertrieb und Telekommunikation	2025	2024	2023
Stromabsatz Kunden (in GWh)	7.107	7.743	7.832
EEG-Absatz (in GWh)	634	587	541
Erdgasabsatz Kunden (in GWh)	7.357	6.616	6.633
Kundenzahl Breitband / DSL	104.181	93.439	87.528

Mitarbeiter	2025	2024	2023
Mitarbeiter (ohne Vorstand/GF, Azubis, Praktikanten etc.)	2.368	2.175	1.995
Auszubildende (TEAG-eigene)	147	133	128

Geschäftsbericht 2025

der TEAG Thüringer Energie AG

**Quo vadis,
*Energiewende?***

Welt im Widerspruch!

Thema Geschäftsbericht 2024

Transformation

Thema Geschäftsbericht 2023

Energiekrise – Energiechance

Thema Geschäftsbericht 2022

Kunden und Märkte

Thema Geschäftsbericht 2021

Daseinsvorsorge

Thema Geschäftsbericht 2020

Klimapolitik – Politikklima

Thema Geschäftsbericht 2019

HEISS & KALT

Thema Geschäftsbericht 2018

TEAG.MOBIL

Thema Geschäftsbericht 2017

TEAG.DIGITAL

Thema Geschäftsbericht 2016

0 bis 100 – TEAG für alle

Thema Geschäftsbericht 2015

Aus eigener Kraft

Thema Geschäftsbericht 2014

integriert – regional – eigenständig

Thema Geschäftsbericht 2013

Inhaltsverzeichnis

Vorwort des Vorstands	4
Bericht des Aufsichtsrats	6
Organe der Gesellschaft	10
QUO VADIS, Energiewende?	13
Chronologie 2025	51
Konzernlagebericht 2025	55
Konzernabschluss	119
Konzernbilanz zum 31. Dezember 2025	120
Konzerngewinn- und Verlustrechnung für die Zeit vom 1. Januar bis 31. Dezember 2025	121
Konzernanhang 2025	122
Kapitalflussrechnung	154
Eigenkapitalspiegel	156
Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers	158

Vorwort

Sehr geehrte Damen und Herren,

wussten Sie, dass es aktuell für den Energiesektor in Deutschland über 16.000 relevante Gesetze, Verordnungen und Normen gibt? Wir ehrlicherweise auch nicht. Aber diese Zahl ist korrekt, sie wurde von einer der führenden deutschen Fachkanzleien ermittelt. Und trotz dieses enormen Umfangs an bereits bestehenden Regularien fehlte es im wirtschaftlichen und politischen Jahr 2025 dringend an Entscheidungen zu neuen Energiegesetzen oder Verordnungen. Seit gut einem Jahr ist nach dem Ampel-Aus die neue Bundesregierung im Amt, die im Wahlkampf gerade auch für den Energiesektor viele grundlegende Korrekturen und Schritte angekündigt hatte. Etwa die Abschaffung des GEG, des Gebäudeenergiegesetzes. Eine nennenswerte Entlastung beim Strompreis sollte umgehend kommen – ein Industriestrompreis, eine Senkung der Stromsteuer ... Wir waren gespannt, wie sich die neue Bundesregierung positioniert, wie sie handelt und entscheidet, um dem Zieldreieck von Klimazielen, Kostensenkung und Versorgungssicherheit Stabilität zu geben.

Leider ist der Status quo der Energiewende von der Regierung bis heute nicht klar formuliert. Die politischen Signale sind insgesamt widersprüchlich. Wie steht man zu den Klimazielen? Wie soll die Kostensenkung konkret passieren? Welche Möglichkeiten werden für eine hohe Versorgungssicherheit eingeräumt bzw. geschaffen? Ein Jahr nach Regierungswechsel ist kaum ein wichtiges Energiegesetz oder eine angekündigte Regulierungsreform beschlossen. 2025 war rückblickend ein Jahr des Wartens. Wir haben deshalb für diesen Geschäftsbericht nachgeprüft, welche Fixpunkte sich im Koalitionsvertrag von Union und SPD zum Energiesektor finden, wie sich der Ist-Zustand dieser Punkte darstellt und ob es belastbare Entwicklungen dazu gibt. Im Ergebnis lässt sich allerdings die Frage, ob 2025 ein verlorenes Jahr war, nicht von der Hand weisen. Auch wenn manche Dinge nun langsam in Bewegung kommen.

Für uns als kommunale TEAG stellt sich diese Frage wiederum nicht. Denn für uns war das Jahr 2025 – trotz aller Unklarheiten – ein aktives und erfolgreiches Jahr. Wir haben unsere Ziele und Themen konsequent weiterverfolgt, und versucht, die bestehenden Rahmen effizient zu nutzen: Glasfaserausbau, Netzinvestitionen und Netzausbau, E-Mobilität, Wärmewende und kommunale Wärmeplanung – im Gegensatz zu den zögerlichen Koalitionären sind wir an unseren Plänen drangeblieben. Deswegen finden sich in den Energiereportagen dieses Geschäftsberichtes zu jedem Punkt des Koalitionsvertrages die „Praxis-Antworten“ der TEAG.

Das belegen auch die TEAG-Konzernzahlen des Jahres 2025. Erneut haben wir ein Geschäftsjahr mit soliden Ergebnissen abgeschlossen. Alle wichtigen Kennzahlen sind im Plan – und erfreulicherweise immer mit positiver Tendenz. Das ist unter den sehr herausfordernden Bedingungen in der gesamten Energiebranche keine Selbstverständlichkeit. Wer genauer nachlesen möchte: Die Konzernzahlen im Überblick finden Sie in der ersten Umschlagseite – oder detailliert ebenfalls hier wenige Seiten weiter im Lagebericht und Konzernabschluss ab Seite 59.

Auch wenn wir unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern natürlich jedes Jahr im Geschäftsbericht ausdrücklich für ihre geleistete Arbeit danken, ist es doch für uns als Vorstand trotzdem immer wieder ein persönliches Anliegen, dass wir den Leistungen der gesamten Belegschaft große Anerkennung zollen. Nur so gelingt es uns nun schon seit fast anderthalb Jahrzehnten, die TEAG erfolgreich zu entwickeln. Auch unsere kommunalen Anteilseigner ziehen hier mit uns an einem Strang und haben die TEAG aktiv und positiv begleitet. Wir sind uns sicher, dass unter diesen Voraussetzungen diese Kontinuität auch das kommende Geschäftsjahr prägen wird.

Der Vorstand

Stefan Reindl Dr. Andreas Roß Dr. Christian Thewißen



Der TEAG-Vorstand: *Dr. Christian Thewissen, Stefan Reindl, Dr. Andreas Roß (v. li.)*

Bericht des Aufsichtsrats 2025



Die Mitglieder des TEAG-Aufsichtsrats zur Aufsichtsratssitzung am 20. November 2025.

untere Reihe v.li.: Franka Hitzing, Anja Heilmann, Inka Jonke, Margit Ertmer, Dr. Andreas Cerbe, Dr. Constantin Alsheimer, Stephan Klante

mittlere Reihe v.li.: Nico Dame, Marco Seidel, Jonas Lamprecht, Christian Jacob

hintere Reihe v.li.: Olaf Czernomoriez, Stefanie Preikschat, Christian-Dieter Keith, Thomas Ziermann, Dr. Carsten Rieder

Der Aufsichtsrat hat im Berichtszeitraum die ihm nach Gesetz und Satzung obliegenden Aufgaben und Pflichten sorgfältig und vollumfänglich wahrgenommen. Er hat den Vorstand bei der Leitung des Unternehmens beratend begleitet und seine Geschäftstätigkeit kontinuierlich überwacht.

Hierzu wurde der Aufsichtsrat durch den Vorstand regelmäßig und umfassend über die Lage und den Geschäftsverlauf des Unternehmens informiert. Die sowohl schriftlichen als auch mündlichen Berichte beinhalteten Darstellungen zur Geschäfts- und Ertragsentwicklung, zum Investitionsgeschehen sowie zur Finanz- und Risikolage. Wesentliche Abweichungen des tatsächlichen Geschäftsverlaufs gegenüber der Planung wurden dem Aufsichtsrat detailliert dargelegt und begründet.

In Entscheidungen von grundlegender Bedeutung war der Aufsichtsrat unmittelbar eingebunden. Soweit Entscheidungen des Vorstands der Zustimmung des Aufsichtsrats bedurften, wurden die Beschlüsse nach ausführlicher Beratung in den Sitzungen des Aufsichtsrats oder im Einzelfall im schriftlichen Umlaufverfahren gefasst. Außerhalb der Sitzungen standen der jeweilige Vorsitzende des Aufsichtsrats und die Mitglieder des Aufsichtsratspräsidiums in engem Kontakt mit dem Vorstand und tauschten sich mit ihm über aktuelle Vorgänge und Themen aus. Darüber hinaus informierte der Vorstandsvorsitzende den Vorsitzenden des Aufsichtsrats auch zwischen den Sitzungen in regelmäßigen Abständen über wichtige Ereignisse und anstehende Entscheidungen.

Im Geschäftsjahr 2025 fanden drei ordentliche Sitzungen des Aufsichtsrats statt und zwei Beschlüsse wurden im Wege des schriftlichen Umlaufverfahrens gefasst.

Das Aufsichtsratspräsidium kam im Berichtszeitraum, insbesondere zur Vorbereitung der Plenumsitzungen und zu Angelegenheiten des Vorstands, in drei ordentlichen Sitzungen zusammen.

Der Bilanz- und Finanzausschuss hielt im Geschäftsjahr 2025 zwei ordentliche Sitzungen ab. Gegenstand der ordentlichen Sitzung am 10. April 2025 war insbesondere die gemeinsame Erörterung des Jahresabschlusses 2024 mit dem Vorstand und dem Abschlussprüfer. Darüber hinaus wurden Maßnahmen zur Stärkung des Eigenkapitals beraten und der Status der Fremdkapitalfinanzierung im Hinblick auf die Umsetzung der Investitionsstrategie erörtert.

In der ordentlichen Sitzung des Bilanz- und Finanzausschusses am 12. November 2025 standen die Beratung des Wirtschaftsplans für das Geschäftsjahr 2026 und die Mittelfristplanung für den Zeitraum 2027 bis 2028 sowie deren Finanzierungen im Mittelpunkt.

Die jeweiligen Vorsitzenden des Aufsichtsratspräsidiums und des Bilanz- und Finanzausschusses berichteten jeweils im Aufsichtsratsplenum über die Arbeit und die Ergebnisse der Ausschüsse.

Wesentliche Beratungs- und Beschlussgegenstände des Aufsichtsrats

Im Mittelpunkt der Beratungen im Aufsichtsrat standen vor allem folgende Themen:

- **Veränderungen politischer und energierechtlicher Rahmenbedingungen,**
- **Entwicklungen im Vertrieb und im Service; u. a. Wettbewerb und Marktlagen, Strom- und Gaspreise für Absatz und Beschaffung, Entwicklungen der Kundenbeziehungen, Erreichbarkeit und Kundenzufriedenheit,**
- **Öffentliche Wahrnehmung und Präsenz des Unternehmens,**
- **Aktueller Finanzierungsstatus,**
- **Aktuelle Regulierungsthemen,**
- **Investitions- und Baumaßnahmen, u. a. im Strom-, Gas-, Glasfaser-, Funk-, Wasser-, Wasserstoff-, Wärme- und Lade-Netz,**
- **Entwicklung der erneuerbaren Erzeugungsanlagen und deren Integration,**
- **Stand der Investitionen im Kraftwerk Jena (u. a. Gasmotoren),**
- **Stand der kommunalen Wärmeplanung sowie des Konzessionsgeschäftes,**
- **Entwicklungen im Messwesen,**
- **Fortschritte im Bereich der Elektromobilität,**
- **Aktuelle Personal- und Recruiting-Themen,**
- **Sicherheits- und IT-bezogene Projekte,**
- **Laufende M&A-Projekte und Entwicklung der Beteiligungsgesellschaften.**

In der Aufsichtsratssitzung am 29. April 2025 widmete sich der Aufsichtsrat im Beisein des Abschlussprüfers eingehend der Prüfung des Jahresabschlusses und des Konzernabschlusses für das Geschäftsjahr 2024. Im Ergebnis dessen folgte der Aufsichtsrat der Empfehlung des Bilanz- und Finanzausschusses und billigte den Jahres- und den

Konzernabschluss. Darüber hinaus verabschiedete der Aufsichtsrat die Tagesordnung und die Beschlussvorschläge für die ordentliche Hauptversammlung am 12. Juni 2025 und er stimmte dem Bericht des Aufsichtsrats an die Aktionäre über das Geschäftsjahr 2024 zu.

Ein weiterer Schwerpunkt der Sitzung war die Befassung des Aufsichtsrats mit den verschiedenen Optionen zur Stärkung der Eigenkapitalbasis der Gesellschaft. Nach sorgfältiger Prüfung der verschiedenen möglichen Umsetzungswege fasste der Aufsichtsrat einen Mehrheitsbeschluss zur Vorbereitung möglicher Kapitalmaßnahmen durch die Anteilseigner. Im Ergebnis verständigten sich die Anteilseigner darauf, das Eigenkapital der Gesellschaft um 200 Mio. € zu erhöhen. Zudem beschloss der Aufsichtsrat zur Tantieme des Vorstands und zum Widerruf einer Prokura aufgrund eines altersbedingten Ausscheidens eines Prokuristen aus dem Unternehmen.

In der Sitzung des Aufsichtsrats am 12. Juni 2025 standen insbesondere die Wahl des zweiten stellvertretenden Vorsitzenden des Aufsichtsrats, die Zusammensetzung des Präsidiums und eine Prokura-Erteilung im Mittelpunkt. Einzelheiten zur Wahl sind dem Berichtsteil „Personelle Veränderungen im Aufsichtsrat und den Ausschüssen“ zu entnehmen.

Im Wege zweier Beschlussfassungen im schriftlichen Verfahren verabschiedete der Aufsichtsrat am 12. August 2025 die Erteilung einer Prozessvollmacht und am 17. September 2025 die Beschlussvorschläge für die außerordentliche Hauptversammlung am 29. Oktober 2025.

Die Sitzung am 20. November 2025 hatte die ausführliche Erörterung der Jahresplanung 2026 und der Mittelfristplanung bis 2028 zum Gegenstand. Nach eingehender Beratung stimmte der Aufsichtsrat der Empfehlung des Bilanz- und Finanzausschusses, der sich in seiner Sitzung am 12. November 2025 intensiv mit der Jahresplanung des TEAG-Konzerns befasst hatte, zu. Zudem wurde beschlossen, zwei zur Vorbereitung der Hauptversammlung erstellte Gutachten zugänglich zu machen.

Prüfung des Jahres- und des Konzernabschlusses 2025

Entsprechend dem Beschluss der Hauptversammlung am 12. Juni 2025 wurde der PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Leipzig, der Auftrag erteilt, den jeweils auf der Grundlage des Handelsgesetzbuches (HGB) aufgestellten Einzel- und Konzernabschluss der TEAG für das Geschäftsjahr 2025 zu prüfen.

Der Abschlussprüfer hat den Jahresabschluss und den Lagebericht der TEAG sowie den Konzernabschluss und den Konzernlagebericht für das Geschäftsjahr 2025 geprüft und jeweils mit dem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen.

Die zu prüfenden Jahresabschlussunterlagen, der Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands und die Prüfungsberichte des Abschlussprüfers lagen allen Mitgliedern des Aufsichtsrats rechtzeitig vor der entsprechenden Sitzung vor. Zunächst hat sich der Bilanz- und Finanzausschuss am 24. März 2026 umfassend mit den Unterlagen und den ergänzenden mündlichen Erläuterungen des Vorstands befasst und diese im Beisein des Abschlussprüfers ausführlich erörtert. Im Ergebnis dessen hat der Bilanz- und Finanzausschuss beschlossen, dem Aufsichtsrat zu empfehlen, den Jahresabschluss der TEAG und den Konzernabschluss für das Geschäftsjahr 2025 zu billigen.

Anschließend kam der Aufsichtsrat am 31. März 2026 zusammen, um seinerseits den Einzel- und den Konzernabschluss der TEAG für das Geschäftsjahr 2025 zu prüfen. Der Abschlussprüfer nahm an dieser Erörterung ebenfalls teil und berichtete über seine Prüfungsergebnisse. Seitens des Aufsichtsrats ergaben sich nach seiner eigenen abschließenden Prüfung des Jahresabschlusses und des Lageberichts der TEAG, des Konzernabschlusses sowie des Konzernlageberichts keine Einwendungen. Der Aufsichtsrat folgte deshalb der Empfehlung des Bilanz- und Finanzausschusses und billigte den Jahresabschluss der TEAG und den Konzernabschluss zum 31. Dezember 2025. Der Jahresabschluss der TEAG für das Geschäftsjahr 2025 wurde damit gemäß § 172 AktG festgestellt.

Der Aufsichtsrat erklärte sich mit dem Lagebericht und dem Konzernlagebericht einverstanden und schloss sich dem Vorschlag des Vorstands zur Verwendung des Bilanzgewinns der TEAG an.

Der Vorstand hat für das Geschäftsjahr 2025 gemäß § 312 AktG einen Bericht über die Beziehungen der Gesellschaft zu verbundenen Unternehmen (Abhängigkeitsbericht) erstellt. Diesen hat der Abschlussprüfer gemäß § 313 AktG geprüft und folgenden Bestätigungsvermerk erteilt:

„Nach unserer pflichtmäßigen Prüfung und Beurteilung bestätigen wir, dass die tatsächlichen Angaben des Berichts richtig sind, bei den im Bericht aufgeführten Rechtsgeschäften die Leistung der Gesellschaft nicht unangemessen hoch war.“

Sowohl der Bilanz- und Finanzausschuss als auch der Aufsichtsrat haben den Abhängigkeitsbericht ebenfalls geprüft und sich der Beurteilung durch den Abschlussprüfer angeschlossen. Gegen die Schlusserklärung des Vorstands zum Abhängigkeitsbericht haben der Bilanz- und Finanzausschuss und der Aufsichtsrat keine Einwände erhoben.

Personelle Veränderungen im Aufsichtsrat und in den Ausschüssen

Herr Dr. Constantin H. Alsheimer wurde mit Beschluss des Registergerichts Jena mit Wirkung zum 16. April 2025 gerichtlich zum Aufsichtsratsmitglied bestellt. Er übernahm die Nachfolge von Herrn Michael G. Feist, der sein Mandat als Anteilseignervertreter im Aufsichtsrat der TEAG altersbedingt niedergelegt hatte.

Nachdem Herr Olaf Czernomoriez sein Mandat als 2. stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrats und sein Mandat als Mitglied des Präsidiums zum Ablauf der Hauptversammlung am 12. Juni 2025 niedergelegt hatte, wurde Herr Dr. Constantin H. Alsheimer in der sich an die Hauptversammlung anschließenden Aufsichtsratssitzung zum 2. stellvertretenden Vorsitzenden des Aufsichtsrats und zum Mitglied des Präsidiums gewählt.

Das Aufsichtsratspräsidium setzt sich damit aus Herrn Dr. Andreas Cerbe (Vorsitzender), Herrn Dr. Constantin H. Alsheimer, Frau Franka Hitzing und Herrn Thomas Ziermann zusammen.

Personelle Veränderungen im Bilanz- und Finanzausschuss hat es nicht gegeben; der Bilanz- und Finanzausschuss setzt sich weiterhin aus Herrn Olaf Czernomoriez (Vorsitzender), Frau Stefanie Preikschat und Herrn Thomas Ziermann zusammen.

Der Aufsichtsrat dankt dem ausgeschiedenen Mitglied für die engagierte und konstruktive Mitarbeit.

Dank an die Beschäftigten

Der Aufsichtsrat dankt den Mitgliedern des Vorstands, den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern sowie den Betriebsräten für ihren tatkräftigen Einsatz und die konstruktive Zusammenarbeit im vergangenen Geschäftsjahr. Ihre Kompetenz, ihre Erfahrung und ihr Engagement haben wieder in hohem Maße zum Erfolg der TEAG beigetragen.

Erfurt, im März 2026

Der Aufsichtsrat



Dr. Andreas Cerbe
Vorsitzender

Organe der Gesellschaft

Aufsichtsrat

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

Dr. Andreas Cerbe

Geschäftsführender Gesellschafter der Fourier GmbH, Hamburg
Vorsitzender

Thomas Ziermann

Gesamtbetriebsratsvorsitzender und Mitglied des Betriebsrats Ost der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, Erfurt, und Netzkoordinator im Netzbetrieb Ost, Bad Blankenburg
Erster stellvertretender Vorsitzender

Dr. Constantin H. Alsheimer

Vorstandsvorsitzender der Thüga Aktiengesellschaft, München
Zweiter Stellvertretender Vorsitzender seit 16. April 2025

Dr. Johannes Bruns

Oberbürgermeister der Stadt Mühlhausen
Mitglied

Olaf Czernomoriez

Gründungs- und Transaktionsberater, Wittenbeck
Mitglied

Nico Dame

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

Margit Ertmer

Bürgermeisterin der Gemeinde Sonnenstein
Mitglied

Anja Heilmann

Mitglied des Betriebsrats der Hauptverwaltung der TEAG sowie Referentin Gasttechnik, Erfurt
Mitglied

Franka Hitzing

Bürgermeisterin der Landgemeinde Stadt Bleicherode
Mitglied

Christian Jacob

Bürgermeister der Landgemeinde Nesse-Apfelstädt
Mitglied

Inka Jonke

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

Dr. Steffen Kania

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

Christian-Dieter Keith

Vorsitzender des Konzernbetriebsrats der
TEAG Thüringer Energie AG

Mitglied

Stephan Klante

Bürgermeister der Landgemeinde Harztor

Mitglied

Jonas Lamprecht

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

Mitglied

Stefanie Preikschat

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

Mitglied

Dr. Carsten Rieder

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

Mitglied

Marco Seidel

Bürgermeister der Stadt Tanna

Mitglied

Vorstand**Stefan Reindl**

Vorstandsvorsitzender

Vorstandsbereiche Unternehmensentwicklung,
Rechnungswesen, Finanzen und Steuern,
Controlling und Materialwirtschaft, Recht,
Informationstechnik, Telekommunikationsdienst-
leistungen (TNK)

Dr. Andreas Roß

Arbeitsdirektor

Vorstandsbereiche Personalwesen, Aus-/Fort-
bildung, Immobilien, Arbeitssicherheit und Um-
weltschutz, Unternehmensbeteiligungen und
kommunale Angelegenheiten, Netzvermögen,
Netzbetrieb und Netzservice (TEN), Erzeugung
und Wärmeservice

Dr. Christian Thewissen

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



WOHIN GEHST DU? ... QUO VADIS ENERGIEWENDE? ... DIE WENDE VON DER ENERGIEWENDE?

Wenn man die Energiepolitik des Jahres 2025 möglichst kurz und prägnant zusammenfassen möchte, dann wäre wohl ein großes Fragezeichen das richtige Symbol. Nicht ohne Grund ist es bei allen drei Titelvorschlägen für diesen Geschäftsbericht die konstante Aussage. Wir fragen uns, wie man sich die Entwicklung und Weiterführung der Energiewende vorstellt? Denn 2025 war für die Unternehmen der Energiewirtschaft – und natürlich auch für die TEAG – ein Jahr des Wartens.

Im ersten Jahr nach dem Ampel-Aus sollte es viele dynamische und vor allem umfassend angekündigte Entscheidungen und Reformen geben. Zur Wärmewende, zum Glasfaserausbau, zu den Netzentgelten, zum GEG Gebäudeenergiegesetz,

zur Wasserstoffzukunft, zur deutlichen Strompreissenkung ... letztlich hat die ganze Branche ungeduldig auf neue Energiegesetze und Regulierungsreformen gehofft. Leider wurden wir weitestgehend enttäuscht. Zum GEG gibt es jetzt eine Änderung – die eher verunsichert als Klarheit schafft. Ansonsten ist man im energiepolitischen Berlin irgendwie keinen nennenswerten Schritt vorangekommen. Dabei drängt die Zeit, denn die weltpolitischen Krisen setzen uns unter Druck: Iran-Krise, Ukraine-Krieg – da sollte es schnelle und richtungsweisende Entscheidungen geben.

Wir als betroffenes Unternehmen können da nur auf dem bereits eingeschlagenen Weg und bei unseren begonnenen Projekten bleiben.



Stromnetz:

Zehn bis fünfzehn Jahre dauert es in Deutschland von der ersten Planung einer Hochspannungsstrasse bis zu deren Inbetriebnahme.

Diese extrem langen Genehmigungsverfahren sind das Haupthindernis für einen schnellen Stromnetzausbau vor dem Hintergrund der Energiewende. Hinzu kommen noch Fachkräftemangel und Materialengpässe. Verschärfend ist zudem, dass die Zahl der Einspeiser von EEG-Strom enorm gestiegen ist – und weiter steigt. Bei der TEAG beziehungsweise TEN ist etwa die Zahl der einspeisenden EEG-Anlagen im Jahr 2025 auf über 51.000 gestiegen – mehrere Jahre in Folge verzeichnen wir nahezu eine Verdopplung der Anträge. Aktuell steigt gerade die Zahl der Einspeiseanträge für Stromspeicher, was erneut mehr

KOMPAKT



Der Ausbau der Stromnetze ist von der rasanten Entwicklung der EEG-Einspeiser überholt worden. Netzengpässe sollen mit einem beschleunigten Netzausbau behoben werden – vor allem die viel zu langen Planungs- und Genehmigungsfristen sind ein Hindernis. Zudem ist die bisherige Fixierung auf Erdkabel zu teuer und zu zeitraubend. Die gesetzliche Beschleunigung durch die Ergänzung im Bundesbedarfsplangesetz ist erst im April 2026 erfolgt. Auch wurden dabei die Details zu konkreten Verfahrensabkürzungen noch zu allgemein formuliert, es fehlen Optionen beispielsweise zur Einschränkung von Einspruchsmöglichkeiten oder zur massiven Verkürzung von Gerichtsverfahren.

Die Monteure **Dominik Nolda** (li.) und **Sebastian Hoos** sind zwei von mehreren „Klettertouristen“ bei der TEN – unsere Hochspannungsmasten sind bis zu 30 Meter hoch.



Netzgesetze warten auf Update.

Netzkapazität erfordert. So gab es 2025 für Großspeicher 918 Anträge mit 21 Gigawatt – 2024 waren es noch 230 Anträge mit 9,4 Gigawatt.

Die schwarz-rote Bundesregierung will den Stromnetzausbau nachdrücklich beschleunigen. Vor allem die Planungs- und Genehmigungsverfahren will man vereinfachen und entschlacken. Die Stromnetze sollen günstiger und technisch effizienter gebaut werden und die Digitalisierung des Stromsystems soll vorangetrieben werden. Ganz konkret werden etwa Erdkabel nicht mehr die prägende Verlegeart sein, sondern bei den großen Gleichstromtrassen sollen bevorzugt Freileitungen zum Einsatz kommen. Diese sind preislich um ein Vielfaches günstiger als Erdkabel und lassen sich schneller bauen. Erdkabeltrassen waren lange ein politischer Kompromiss, da sich gegen Freileitungen oft Widerstand

von Bürgerinitiativen und anderen Interessengruppen gebildet hatte. Die Freileitungslösungen statt Erdkabel sind deswegen auch im **Koalitionsvertrag** aufgeführt und werden im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) ebenfalls priorisiert. Außerdem setzt die Regierung auf EU-Vorgaben zur Beschleunigung von Infrastrukturprojekten und will den Netzausbau rechtlich stärker als „überragendes öffentliches Interesse“ gewichten.



*In der TEN-Netzleitstelle darf es keine Fehler geben – deswegen schaut Dispatcher **Constantin Carnot** auch wirklich genau hin.*

TEAG

Die Praxis

Die TEN muss sich mangelnde Effizienz in diesem Zusammenhang nicht vorhalten lassen, denn die Ausbaustrategie der TEAG-Netztochter ist beispielhaft. Auch 2025 sind erneut über 300 Millionen Euro an Investitionen vor allem in die Stromnetze geflossen.

Ein Höchstwert, der auch in den Vorjahren auf diesem Niveau lag. Die TEN fokussiert ihre Netzbauvorhaben dabei gezielt auf intelligente und fortschrittliche Lösungen, um die Investitionen so wirkungsvoll wie möglich umzusetzen. So werden gerade in Nord- und Mittelthüringen dringend Kapazitäten im Hochspannungsbereich gebraucht, um die großen Leistungen der Windparks aufzunehmen und abzuleiten. Zwischen den Umspannwerken Greußen/Menteroda oder dem Schaltknoten Sömmerda wären neue Hochspannungstrassen der traditionelle Weg zur

Bewältigung der gestiegenen EEG-Einspeisung. Aber Planung und Bau neuer Trassen dauern viele Jahre – und sind enorm teuer. Jedoch gibt es ganz neue Entwicklungen im Bereich der Leiterseiltechnik. Mit sogenannten Hochtemperatur-Leiterseilen können bestehende Trassen und Masten ohne nennenswerte Veränderungen hinsichtlich der elektrischen Leistungsfähigkeit aufgerüstet werden.

Es erfolgt lediglich ein Austausch der Leiterseile. Die modernen Legierungen und Materialien der Hochtemperaturleiterseile erlauben eine Steigerung der Ampere-Zahl von derzeit rund 600 Ampere pro Leiterseil auf bis zu 1.000 Ampere, da sie mit Temperaturen deutlich über 100 Grad betrieben werden können. Herkömmliche Leiterseile dürfen nur maximal 80 Grad heiß werden, sonst büßen sie irreparabel an Festigkeit ein. Die neuen hitzefesten Leiterseile senken so die Kosten für eine Leistungssteigerung der Hochspannungsnetze.

*Der schwindelfreie Mann auf dem Mastausleger ist TEN-Monteur **Sebastian Hoos** vom Serviceteam Schmalkalden. Der 110-kV-Mast gehört zur Trasse Breitungen-Suhl.*



Auch im Mittelspannungsbereich sucht die TEN nach smarten Lösungen. Eine ist beispielsweise der Mittelspannungslängsregler. Dieses Wort erfreut die Diplom-Ingenieure der E-Technik. Für die Nichtfachleute sei es kurz erklärt: In Ortsnetzen findet sehr viel EEG-Einspeisung statt – mit ständig steigender Tendenz. Um dort die Spannung konstant zu halten, werden intelligent regelbare Transformatoren als Ortsnetzstation errichtet, der Mittelspannungslängsregler – welcher im Prinzip wie ein Trafo der Modelleisenbahn funktioniert. Nur dass der Regelknopf digital von der TEN-Netzleitstelle „gedreht“ wird. Damit steigert man die Aufnahmefähigkeit für die volatile EEG-Einspeisung – ohne dass gleich ein umfangreicher Netzausbau geplant werden muss.

Netzinvestitionen und Netzausbau

- ca. 175 Mio. Euro Investitionen 2025 in den Ausbau der Strom- und Glasfasernetze (TEAG Gesamtinvest. mit 301 Mio. Euro weiter auf historisch hohem Niveau)
- u. a. Kapazitätserhöhung der 110-kV-Hochspannungsstrasse Großschwabhausen–Vieselbach – 110-kV-Trasse Herlasgrün–Greiz ebenfalls Leistungserhöhung durch Mast- und Fundamenteerneuerungen
- Umspannwerke der TEN mit ca. 21 Mio. Euro Neu- u. Ersatzinvestitionen bspw. 110-kV-Umspannwerke Weida u. Leinefelde sowie Neubau 110/20-kV-Umspannwerkes Niederschmalkalden
- Anschluss der Biogas-Einspeiseanlage Nohra an Gas-Hochdrucknetz und Ersatzneubau von ca. 400 m Erdgashochdruckleitung in Rödersdorf-Schleiz

Erdgas

Die Politik als Sprungbrett

Wasserstoff ist der Champagner der Energiewende – dieser Spruch hat die Diskussion zur Nutzung gerade von sogenanntem grünen Wasserstoff lange beeinflusst. Dabei sagt das nur aus, dass Wasserstoff ein wertvoller und knapper Energieträger ist. Zudem kann Erdgas wiederum auch teuer werden, wenn es in Zeiten geopolitischer Krisenlagen plötzlich knapp wird.

Für die CDU/CSU/SPD-Bundesregierung ist Wasserstoff ein großer Hoffnungsträger, dem aber noch zum Durchbruch verholfen werden muss. Aktuell führt an der Erdgasnutzung in der Energieversorgung kein Weg vorbei, wobei die Bundesregierung beispielsweise bestehende Erdgasnetze bereits als künftige Wasserstoffnetze betrachtet. Das bringt den Netzbetreibern die wichtige Planungssicherheit, wobei erkannt wird, dass nicht jedes Gasnetz langfristig zu halten sein wird. Ganz konkret wurde dafür das sogenannte Wasserstoffbeschleunigungsgesetz beschlossen. Damit sollen Genehmigungen für Elektrolyseure, H₂-Leitungen und Speicher sowie Importterminals deutlich schneller erfolgen.

Die Regierung spricht ausdrücklich davon, Verfahren „einfacher, verlässlicher und praktikabler“ zu machen. Die Koalition verfolgt einen breiteren Ansatz als frühere Bundesregierungen. Neben „grünem“ Wasserstoff aus erneuerbaren Energien sollen auch andere Formen „kohlenstoffarmen Wasserstoffs“ berücksichtigt werden.

H₂ wird inzwischen als industriepolitisches Projekt eingeordnet – das war bei der Ampel-Regierung anders. Anwendungen für Wasserstoff werden in der klimaneutralen Stahlherstellung, der Chemieindustrie oder flexiblen Kraftwerken gesehen. Das Wasserstoffkernnetz soll das Rückgrat der H₂-Versorgung werden und viele bisherige Erdgasfernleitungen

KOMPAKT



H₂ ist für die CDU/CSU/SPD-Bundesregierung Energie- und Hoffnungsträger zugleich. Man sieht die H₂-Nutzung vorrangig im industriellen Bereich – kaum im privaten Sektor. Mit dem Wasserstoffbeschleunigungsgesetz (WasserstoffBG) hat die Bundesregierung eine erste Entscheidung getroffen, welche diese Sicht widerspiegelt. Man beschreibt Erdgas ausdrücklich als unverzichtbare Übergangstechnologie aus Gründen der Versorgungssicherheit, die Wasserstoffwirtschaft soll auf jeden Fall kommen. Die Fördermechanik für diese Vorhaben wirkt aber noch zu vereinzelt, auch wenn aktuell bspw. IPCEI-Förderungen von 1,5 Mrd. Euro für 62 Großprojekte in Deutschland laufen.

IPCEI: *Important Project of Common European Interest*

zum Wasserstoff?



H₂

vernetzen – rund 9.000 Kilometer Leitungen sind bis 2032 geplant. Das „Sprungbrett“ zu einer funktionierenden Wasserstoffwirtschaft soll also im Gegensatz zu früheren Plänen in weiten Teilen die bestehende Erdgasinfrastruktur sein – „H₂-ready“ ist hier das entscheidende Stichwort.

Bleiben trotzdem Grundprobleme wie etwa der hohe Preis gerade für grünen Wasserstoff. Auch wenn die aktuellen weltpolitischen Krisen (Ukraine-Krieg, Iran-Konflikt) die Gaspreise nach oben treiben, bleibt Wasserstoff mit hohen Kosten verbunden. Die Nachfrage nach H₂ steigt immer noch zu langsam, die Geschäftsmodelle sind zu wenig ausgereift und der H₂-Netzausbau ist trotz Gesetzesförderung zu langsam.



Erdgas

TEAG

Die Praxis

Die TEAG betrachtet Wasserstoff schon seit Jahren als einen wichtigen Baustein bei der Dekarbonisierung der Energieversorgung.

Vor allem im Zusammenhang mit der Wärmewende, wenn es um die Substitution fossilen Erdgases geht, sehen wir das große Potenzial des Wasserstoffs. Denn Wasserstoff ist der Schlüssel zur CO₂-Reduktion, wenn es keine Alternative zu Energieträgern auf Molekülbasis gibt. Deswegen ist die TEAG Gründungsmitglied des TH₂ECO-Projektes, welches sich den Aufbau einer funktionierenden Wasserstoffwirtschaft in Thüringen als Ziel gesetzt hat.

Seit fast fünf Jahren arbeiten bei TH₂ECO Partner wie die Ferngas Netzgesellschaft mbH, Stadtwerke Erfurt, Boreas Energie GmbH und greenwind an der Etablierung von Wasserstoff-erzeugung, Transportwegen, Speicherung und der Wasserstoffnutzung.

Die TEAG hat dafür in Kirchheilingen in Nordthüringen eigens einen früheren Erdgasspeicher gekauft, um diesen künftig zur Wasserstoffspeicherung zu nutzen. Mit Windstrom der Projektpartner Boreas oder greenwind wird vor Ort in Kirchheilingen Wasserstoff erzeugt – und in den Porenspeicher gedrückt. „Der unterirdische Speicher Kirchheilingen ist H₂-ready. Wir haben das natürlich ausführlich untersucht. Dort stehen eigene Speicherhorizonte in rund 400 Metern Tiefe für die H₂-Einlagerung zur Verfü-

gung“, so Michael Seifert, Geschäftsführer der Speichergesellschaft TEP. „Entscheidend ist die Anbindung des Leitungsnetzes. Denn der Wasserstoff muss ja zum Verbraucher. Und perspektivisch soll die Wasserstoffinsel TH₂ECO an das deutsche Wasserstoff-Kernnetz und das europäische H₂-Backbone-Netz angeschlossen werden.“

Bei der stufenweisen Umstellung des Gasnetzes auf Wasserstoff ist die TEAG-Netztochter TEN seit 2024 aktiv. Zusammen mit den Netzbetreibern GASCADE und der Ferngas Netzgesell-



Wasserstoff bei der TEAG 2025

- TEAG-Netztochter TEN, GASCADE und Ferngas Netzgesellschaft mbH treiben Umstellung des Thüringer Erdgasnetzes auf Wasserstoff gemeinschaftlich voran
- vorgesehen sind u. a. Netzkopplungen/Netzanschlüsse zwischen den Gasnetzprojekten der drei Netzbetreiber u. Festlegung von Umstellzeitpunkten von Bestandsleitungen bis 2030
- TEAG hat über TEP Thüringer Energiespeichergesellschaft mbH den unterirdischen Erdgasspeicher (UGS) in Kirchheilingen (Nordthüringen) erworben, dieser wird zur Speicherung von Wasserstoff umgerüstet
- UGS Kirchheilingen ist Bestandteil des Projektes TH₂ECO, das seit 2021 in Thüringen eine Wasserstoffwirtschaft aufbaut – Partner sind Windkraftunternehmen, Thüringer Stadtwerke und Energienetzbetreiber
- geplant ist der Anschluss an das deutsche Wasserstoff-Kernnetz u. überregionale Vernetzung bis 2028



Die Netzbetreiber Ferngas, TEN Thüringer Energienetze und GASCADE haben die Wasserstoff-Zukunft für Thüringen vertraglich aufs Gleis gebracht.



schaft mbH läuft bereits eine Kooperation auf der Netzebene der Fernleitungen. Die vertraglich geregelte Zusammenarbeit der drei Netzbetreiber ist ein starkes Signal an potenzielle Wasserstoffkunden in der Thüringer Industrie und dem energieintensiven Mittelstand.

„Für die TEN Thüringer Energienetze wird der geplante Umstieg von fossilem Erdgas auf

Wasserstoff gelingen, wenn wir unsere regionale Netzstruktur koordiniert und planvoll mit übergeordneten und überregionalen Wasserstoffnetzen verbinden“, erklärt TEN-Geschäftsführer Ulf Unger die Notwendigkeit der Kooperation. „Mit den Partnern GASCADE und Ferngas ergänzen wir uns hier über die Verteil- und Transportebenen. So ist eine leistungsfähige H₂-Infrastruktur für ganz Thüringen realistisch und machbar.“



Der erste Blick in den Koalitionsvertrag der schwarz-roten Bundesregierung zu Zielen des Glasfaserausbaus macht optimistisch: Glasfaser wird als zentrale Infrastruktur für Digitalisierung und Stärkung der Wirtschaft im globalen Wettbewerb verstanden.

Flächendeckend sollen Glasfaseranschlüsse bis in Gebäude und Wohnungen kommen, der sogenannte FTTH-Ausbau in Gigabit-Bandbreite ist das Ziel. Zudem soll die vollständige Ablösung von Kupfernetzen umgesetzt werden. Sogar ein Beschleunigungsgesetz für den Ausbau von Glasfaser- und Mobilfunknetzen gibt es seit Sommer 2025.

Der zweite Blick in das Koalitionspapier dämpft die Euphorie. Denn bei der konkreten Beseitigung von Investitions- und Ausbauhemmnissen hat man es an Konsequenz missen lassen. Beim Überbau-schutz etwa (Schutz vor doppeltem Glasfaserausbau derselben Regionen) gibt es keine Festlegung. Das ist fatal, weil der Gesetzgeber zwar privatwirtschaftlichen Investitionen beim Glasfaserausbau ausdrücklich den Vorrang einräumt – jedoch die Investoren mit den erheblichen wirtschaftlichen Risiken des Überbaus allein lässt. Die Politik ist fokussiert auf schnellen Ausbau, getrieben durch Wettbewerb, anstatt mit koordiniertem Ausbau den Schutz bestehender Netze zu fixieren – und so zumindest ein Minimum an Planungssicherheit für die Investoren zu schaffen.

Glasfaser – schnell oder langsam?

KOMPAKT



Beim Glasfaserausbau ist eine positive Tendenz zu sehen. Vor allem, weil die Fördermechanik inzwischen stimmt, auch aus EU-Sicht. Der Glasfaserausbau hat für die Bundesregierung auch gesetzlich höchste Priorität. Ein bitteres Manko ist jedoch die unverändert fehlende Festlegung, um Überbau zu verhindern. Zudem verschafft der mehr als vage Zeithorizont bei der Kupfer-Glasfaser-Migration Unternehmen mit Monopolstellung bei Kupfernetzen einen erheblichen Vorteil.





Die Politik

... und was wird mit

Kupfer?



Zu Kupfernetzen schreibt der **Koalitionsvertrag**, dass diese geordnet durch Glasfaserinfrastrukturen ersetzt werden. Die Abschaltung soll mit Übergangsfristen erfolgen und keinesfalls abrupt geschehen. Konkrete Zeitpunkte gibt es aber nicht. Ein Parallelbetrieb von Kupfer und Glasfaser scheint also politisch gewollt. Für Investoren des Glasfaserausbaus ist das schwierig. Denn wo eine Kupferleitung die aktuellen Ansprüche an Bandbreite noch erfüllt, kann diese noch jahrelang den gesetzlich angestrebten Glasfaserausbau blockieren. Dies bevorteilt zudem Unternehmen mit hohem, monopolähnlichen Anteil von Kupferleitungen in besonderem Maße.

Hinsichtlich der Förderung ist die Bundesregierung mit der Gigabitförderung 2.0 konkret geworden. Wo privatwirtschaftlicher Ausbau nicht weiter kommt, übernimmt der Bund bis zu 70 Prozent der Kosten. Im April 2026 wurden dazu nochmal über eine Milliarde Förder-Euro aufgerufen. Ergänzt werden die Bundesförderungen durch zinsgünstige Investitionskredite der KfW-Bank. Als Zeithorizont ist 2030 angegeben, bis dahin soll die flächendeckende Glasfaserversorgung geschaffen sein.



TEAG

Die Praxis



Die Thüringer Netkom als Kommunikationstochter der TEAG hat beim Netzausbau – insbesondere dem geförderten – auch 2025 sprichwörtlich den Fuß auf dem Gaspedal gehabt.

Es gab in Thüringen zwischen 2019 und 2025 praktisch keine Ausschreibung zum Glasfaserausbau im Zuge der Bundes- und Landesförderung, bei der die Netkom nicht mit einem Angebot am Start war. Besonders mit dem „Weiße-Flecken-Programm“ entfalteten die staatlichen Fördermittel eine hohe Ausbaudynamik. Ziel war es, unterversorgte Gebiete mit Download-Bandbreiten weniger als 30 Mbit/s zu erschließen – und zwar gleich richtig.

Auch Profi-Radio-Moderator Jens May konnte zum Programmabschluss mit „Glasfaserwissen“ glänzen.



Glasfaserausbau „Weiße-Flecken“

- 17 Ausbau-Cluster thüringenweit, Neubau von circa 1.400 Leitungskilometern Glasfaser
- Erschließung von rund 12.000 unterversorgten Adressen mit Glasfaserdirektanschlüssen FTTH mit einem Gigabit/sek.
- über 170 Schulen erhielten im geförderten Ausbau Glasfaserdirektverbindungen
- von 2019 bis 2025 hat die TNK rund 170 Mio. Euro im „Weiße-Flecken-Programm“ verbaut
- die Gesamtlänge des Glasfasernetzes der Thüringer Netkom beträgt aktuell über 7.500 Kilometer



Gefördert wurde der Glasfaserausbau mit einer Leistungsfähigkeit von mindestens einem Gigabit/sek. Kupfertechnik wurde mit dieser Förderung ausdrücklich nicht berücksichtigt – nur zukunftsfähige Glasfasertechnologie war förderfähig. Die Thüringer Netkom hat so bis 2025 für rund 170 Mio. Euro Fördergeld den Zuschlag bekommen und in Glasfasernetze verbaut. Übrigens ausschließlich als Direktanschluss. Die Glasfaserleitungen wurden bis in die Wohnzimmer, Schulen oder Unternehmensbüros gelegt.

Die insgesamt über acht Milliarden Euro des Bundesförderprogramms für das Weiße-Flecken-Programm waren sehr nachhaltig angelegtes Steuergeld – denn die damit real

geschaffene Infrastruktur auf Glasfaserbasis wird Jahre und Jahrzehnte eine leistungsfähige Breitbandversorgung sicherstellen. Zumal die Thüringer Netkom nicht nur Fördermittel verbaut hat, sondern auch eigenwirtschaftlich in gleicher Dimension Investitionen in den Ausbau der Glasfaserinfrastruktur umsetzt – und dies auch weiterhin plant. Die staatliche Förderung arbeitet inzwischen mit dem „Graue-Flecken-Programm“. Dabei geht es um die Gebiete mit einer verfügbaren Bandbreite unter 100 Mbit/s. In Thüringen ist es übrigens die kommunale TGG, die Thüringer Glasfasergesellschaft mbH, welche die Ausschreibungen des Bundesprogramms zum Breitbandausbau koordiniert. Die Thüringer Netkom ist auch hier mit Angeboten im Rennen.



Das „Weiße-Flecken-Glasfaserprogramm“ fand mit einem hochkarätigen Branchenmeeting von Kommunikationsunternehmen und Dienstleistern in der TEAG-Hauptverwaltung einen würdigen Abschluss.



Welche Heizung

Mit der wohl größten Erwartungshaltung waren die Aussagen der rot-schwarzen Bundesregierung zum GEG, dem Gebäudeenergiegesetz, verbunden. Im Wahlkampf ist recht bündig die Abschaffung des GEG des grünen Wirtschaftsministers Robert Habeck postuliert worden. Vor allem, weil das Habeck'sche Gesetz Betriebsverbote für Gas- und Ölheizungen und hohe Quoten für den Einsatz erneuerbarer Energieträger beinhaltet.

Im **Koalitionsvertrag** steht dann auch wortwörtlich, dass man das GEG abschaffen werden – im gleichen Zuge wird ein neues GEG angekündigt, welches technologieoffener, flexibler und einfacher werden soll. Insofern ist die Wahlkampfaußage sachlich betrachtet eingehalten worden. Ein neues GEG gibt es Stand Mai 2026 noch nicht, allerdings wurde vom Bundeswirtschaftsministerium der Entwurf eines neuen Gebäudemodernisierungsgesetzes präsentiert. Darin wird unter anderem die 65-Prozent-Vorgabe für Erneuerbare Energie aus dem Habeck'schen GEG gestrichen bzw. abgeschwächt. Pauschale Verbote von Öl- und Gasheizungen sind auch vom Tisch bzw. aus dem Keller, ebenso die Kopplung der Heizungsart an die kommunale Wärmeplanung. Insgesamt geht die Entwicklung in Richtung

größerer Flexibilität für Eigentümer und mehr Markteinfluss. Unverändert und unangetastet bleiben aber die CO₂-Einsparziele des Gebäudesektors.

Neu ist die Einführung einer Grüngasquote für Öl- und Gasheizungen ab 2028. Diese startet bei einem Prozent – und steigt dann schrittweise an (Biotreppe). Zu den „Grüngasen“ zählen beispielsweise Biogase oder Wasserstoff. Wer eine Öl- oder Gasheizung ab 2029 neu einbaut, muss einen zehnprozentigen Anteil von Bioöl oder Biogas vertraglich erfüllen. Für Wärmepumpen soll es bis 2029 auch noch staatliche Förderungen geben.

Die Kommunale Wärmeplanung KWP steht im Gegensatz zum Habeck'schen GEG ausdrücklich nicht zur Disposition. Sie bleibt zentrales Element der Wärmewende, ebenso die staatliche Förderung und Unterstützung der Kommunen bei der KWP. Interessant ist die Konkretisierung im Koalitionsvertrag beim sogenannten Quartiersansatz. Wärmenetzlösungen sollen wenige für Einzelgebäude erstellt werden, sondern verstärkt eine kollektive Infrastruktur darstellen. Konkret sind das etwa lokale Fernwärmenetze für Wohngebiete oder eben besagte Quartiere. Deshalb wird für gemeinsame Wärmenetze auch eine Förderung formuliert.





kommt denn in den

Keller?



KOMPAKT



Bei der Wärmewende – und ganz konkret dem GEG der früheren Ampel-Regierung – hat die neue Bundesregierung zwar nach knapp einem Jahr neue Gesetzentwürfe vorgelegt. Die versprochene Streichung des GEG ist aber nur symbolisch, es wird durch ein neues Gebäudemodernisierungsgesetz abgelöst. Dieses enthält viele Erleichterungen und Veränderungen – alles soll flexibler, einfacher und technologieoffener werden. ABER: Auch ein Jahr nach Start der neuen Bundesregierung ist noch nichts beschlossen. Und das GEG der Vorgängerregierung ist unverändert in Kraft.



TEAG

Die Praxis

Die fehlende Ausrichtung sowie die häufigen kurzfristigen Richtungswechsel beim Heizungsgesetz/GEG betrifft in der TEAG-Gruppe das Geschäft der TWS, der Thüringer Wärme Service GmbH – weil gerade bei der TWS alle Projekte langfristige Vorhaben mit viel Planungsvorlauf sind.

Wer Fernwärmenetze für ganze Stadtviertel plant, baut und betreibt, der kann nicht quartalsweise agieren. Wenn die TWS Projekte angeht, dann sollen diese fast immer Jahrzehnte Bestand haben. So plant die TWS zum Beispiel gemeinsam mit der kommunalen Grundstücks- und Wohnungsgesellschaft Pößneck/Triptis den Bau

eines Fernwärmenetzes im ostthüringischen Ort Triptis. Allein zwischen Vertragsunterzeichnung und erster Fernwärmelieferung vergehen drei Jahre. 2028 werden circa 800 Wohnungen erstmals mit Fernwärme aus nachhaltiger Erzeugung versorgt – hocheffiziente Wärmepumpen in Kombination mit regionalen Photovoltaikanlagen sind dort dann zu 90 Prozent die Energiequelle.

„Es steht in Triptis eine Investition von sieben Millionen Euro an. Dafür müssen alle Projektpartner genau wissen, in welchem rechtlichen Rahmen wir uns bewegen – auch in Zukunft. Sonst ist man gezwungen wieder neu zu planen und das verzögert alles“, sagt TWS-Geschäftsführer Rico Bolduan. Die TWS hat viele Wärme-



Kommunale Wohnungsunternehmen und die TWS Thüringer Wärme Service GmbH machen „gemeinsame Sache(n)“. Die Fernwärmeversorgung im ostthüringischen Triptis wird kommunal umgesetzt.



projekte vergleichbar Triptis in der Umsetzung oder schon erfolgreich in Betrieb. In Weida versorgt man ein klassisches DDR-Wohngebiet aus den 1960-/70er-Jahren über ein Fernwärmenetz, welches von der TWS mit der AWG Wohnungsgenossenschaft geplant wurde – auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplung. Ein 20 Jahre altes Heizhaus konnte dafür „in Rente gehen“. Bereits 2019 wurde das moderne Wärmekonzept für 1.200 Wohnungen entwickelt – inklusive einer übergreifenden Modernisierungsplanung mit Straßenbeleuchtung und Optionen für Stromladesäulen. Übrigens blieben dabei die Wärmekosten für die Mieter in Weida stabil. Mehrere Jahre Vorlauf, viel Planungs- und auch Überzeugungsarbeit stecken im jüngsten TWS-Großprojekt in Gera-Langen-

berg. Seit der Heizperiode 2025/26 ist da ein funkelnelneues Heizkraftwerk in Betrieb. Dieses verfügt über vier Großwärmepumpen, eine Power-to-Heat-Anlage sowie ein BHKW – auch das Wärmeverteilnetz hat die TWS errichtet. Als sogenannte iKWK, innovative Kraft-Wärme-Kopplung, speist das System zudem Strom ins öffentliche Netz. „Wir haben hier die praktische Umsetzung der regionalen Wärmewende. Und wir sind noch nicht am Ende der Entwicklung“, so Rico Bolduan. „Mit der aktuellen Ausbaustufe werden rund 500 Tonnen CO₂-Ausstoß jährlich eingespart. Die Einsparung erhöht sich nochmals, wenn die letzte Ausbaustufe des Wärmenetzes fertig ist und dann circa 1.200 Wohnungen vom BHKW-Gera-Langenberg versorgt werden.“



Projektingenieurin **Kathrin Wittich** (li.) von der TEAG-Wärmetochter TWS hat den Neubau des innovativen Heizwerks in Gera-Langenberg vom Baustart bis zur Inbetriebnahme maßgeblich begleitet.

Dezentrale Wärmeerzeugung

- 2025 beträgt die installierte Wärmeleistung in der dezentralen Erzeugung 41,4 MWp – Vorjahr 25,9 MWp
- 23 kommunale Kunden (v. a. Rathäuser, Sportzentren und Schulen) werden dezentral versorgt
- 15 Abnehmer aus dem Bereich der Wohnungswirtschaft wurden dezentral mit Wärme beliefert
- bei der Kommunalen Wärmeplanung sind 2025 insgesamt 52 Vorhaben für Thüringer Kommunen in Erstellung
- vier Wärmepläne für die Städte Weißensee, Leinefelde-Worbis, Werra-Suhl-Tal und die Einheitsgemeinde Gersungen waren bis 31. Dezember 2025 final abgeschlossen



Aus, aus, aus... das Spiel ist aus!!!

Das viel zitierte „Verbrenner-Aus“ ist gar keine Erfindung der deutschen Politik oder der schwarz-roten Regierungskoalition, sondern es stammt von der EU-Kommission. Ab 2035 sollen demnach nur noch Neuwagen ohne jegliche CO₂-Emission zulässig sein, was praktisch das Aus für sämtliche Verbrennungsmotoren darstellt.

Mit dem sogenannten „Autopaket“ hat es inzwischen eine Abschwächung gegeben. Erlaubt ist weiterhin die Neuzulassung von Verbrennern, die nicht rein elektrisch sind, sofern sie bestimmte CO₂-Emissionswerte einhalten – eine Reduktion von 90 Prozent ist angezeigt. Hintergrund war die verhaltene Nachfrage nach E-Autos und Druck aus der Automobilindustrie, insbesondere aus Deutschland. Es wird auch überlegt, CO₂-Emissionen durch den Einsatz grünen Stahls in der Herstellung auszugleichen. Die EU will dazu aber noch weiter beraten ...

Ein kategorisches Verbrenner-Aus findet sich nicht im **Koalitionsvertrag** der Bundesregierung, es wird explizit kein deutsches bzw. nationales Verbrennerverbot formuliert. Man orientiert sich an den EU-Regeln, welche wiederum noch nicht feststehen – außer der Formulierung des Ziels von klimaneutralen Neuwagen ab 2035. Die Bundesregierung nennt Technologieoffenheit für verschiedenste Antriebe als Optionen – etwas Wasserstofffahrzeuge oder den Einsatz synthetischer Kraftstoffe.

Besonders die CDU hat sich in der Bundesregierung für eine Abschwächung der strengen EU-Vorgaben eingesetzt. Man favorisiert bei der Union keine harte „Abbruchkante“, sondern einen langsamen Übergang mit vielerlei Ausnahmen. Die Technologieoffenheit hinsichtlich der Antriebstechnik war vor allem für CDU/CSU von großer Relevanz.

Im Koalitionsvertrag sind keine konkreten Schwerpunkte zur Förderung der E-Mobilität formuliert, aber ein Bündel von Einzelmaßnahmen. Der wichtigste Punkt ist ein neues Programm mit Kaufprämien für den privaten Kauf von E-Autos. Da gibt es bis zu 6.000 Euro staatlichen Zuschuss, auch Plug-In-Hybrid-Technik wird gefördert. Der Ausbau eines flächendeckenden Ladenetzes soll beschleunigt werden, auch die Finanzierung des Lade-netzausbaus ist ein Förderpunkt. Was man nicht mehr findet, ist das Ziel von 15 Millionen E-Autos der früheren Ampel-Regierung bis 2030 – pauschale Quoten für einzelne Antriebsarten seien nicht geeignet, so die Erklärung.



... auch für den Verbrennungsmotor ???



KOMPAKT



Die E-Mobilität wird nach einem verhaltenen Start wieder mit einer Kaufprämie gefördert. Von zu euphorischen Zielsetzungen der Vorgängerregierung hat man sich mit dem aktuellen Koalitionsvertrag dabei ganz pragmatisch verabschiedet. So gibt es deutlich weniger Vorgaben oder Zielquoten – das Ziel von 15 Mio. E-Autos in Deutschland bis 2030 ist entfallen. Grundsätzlich geht die schwarz-rote Bundesregierung marktorientierter vor, auch alternative Kraftstoffe sind in der Zukunftsdiskussion dabei. Die Förderung von E-Autos ist weiter im politischen Fokus – aber Druck und Geschwindigkeit werden stärker dem Markt überlassen.



TEAG

Die Praxis

Für die TEAG Mobil ist die Diskussion über ein mögliches Aus des Verbrenner-Aus – wie auch immer das aussehen sollte – eine Diskussion zur Unzeit. Denn die Praktiker der TEAG-E-Mobility-Tochter sehen täglich in ihrer eigenen Geschäftsentwicklung, wo die Reise bei Mobilität hingeht: in Richtung Stromantriebe.

„Wir brauchen uns nur unsere Höhepunkte des Jahres 2025 anschauen. Der eintausendste öffentliche Ladepunkt der TEAG Mobil wurde in einem Erfurter Wohngebiet freigeschaltet. In Schleiz hat direkt an der Autobahn A9 unser größter Ladepark mit Hochleistungsadesäulen den Betrieb aufgenommen – übrigens mit einer sehr klimafreundlichen Dachbegrünung“, so TMO-Geschäftsführer Denis Schuldig. „Und wenn ich die konstant steigende Anzahl der Ladevorgänge

und die insgesamt getankte Ladeleistung an unserer Ladeinfrastruktur ansehe, dann ist die Entwicklung ungebrochen stabil, die wir seit unserem Start ins E-Mobility-Geschäft 2017 sehen: Die batterieelektrischen Fahrzeuge sind in der Breite angekommen. Das ist trotz aller Diskussionen und politischen Streiterei ein Fakt.“

Die beiden Geschäftsführer der TEAG Mobil Denis Schuldig und Benjamin Constantin sehen noch viel mehr Tiefendetails bei den Entwicklungen im Bereich Elektromobilität, die in der allgemeinen Diskussion zum Verbrenner-Aus „Ja oder Nein“ und zu Elektrofahrzeugen kaum Erwähnung finden. Der quantitative Ausbau der Ladeinfrastruktur läuft trotz aller Verzögerungen durchaus kontinuierlich. Die verfügbaren Ladeleistungen der einzelnen Ladepunkte hat sich mehr als verzehnfacht – ebenso ist die Zahl der Anbieter von Ladestrom



Der Ladepark der TEAG Mobil bei Schleiz ist vor allem für den Fernverkehr auf der Autobahn A9 wichtig. Der architektonisch interessante Bau bietet 40 HPC-Ladepunkte bis 400 kW für E-Trucks.

- Verdopplung des Ladestromabsatzes auf 11,2 GWh im Vergleich zu Vorjahr
- 14.000 Kunden nutzen bereits TEAG Mobil Lade-App – diese hat seit Dezember 2025 im bundesweiten Roaming Zugang zu über 200.000 Ladepunkten
- 1.000 öffentlicher Ladepunkt der TEAG Mobil ist seit Oktober 2025 in Erfurt in Betrieb
- Ladepark Schleiz an der A9 ist ebenfalls in 2025 eingeweiht worden – mit Ladeleistungen bis 400 kW an 40 Ladepunkten für E-LKW
- TEAG Mobil betreibt aktuell 720 Schnell- und 332 Normal-ladepunkte (Vorjahr: 435 bzw. 323) in zehn Bundesländern

und Ladeinfrastruktur enorm gestiegen. Die Elektrifizierung des Lastwagenverkehrs wird immer professioneller. Wir sehen da einen sehr rasanten und umfangreichen technischen Fortschritt – etwa mit Ladeleistungen bis zu einem Megawatt. Daran war noch vor drei oder vier Jahren nicht im Traum zu denken. Ganz aktuell ist das Thema der Lösungen für Mieter in Wohngebieten. Der tausendste Ladepunkt war ja nicht ohne Grund in einem klassischen Plattenbauwohngebiet in der der Erfurter Landeshauptstadt. Die Ladelösungen für die sehr spezifischen Bedingungen in solchen Wohnvierteln mit nahezu 100 Prozent Mietanteil und vielgeschossigen Häusern sind unser aktueller Fokus. Hier würde man sich übrigens nochmal maßgeschneiderte Ausschreibungsprogramme der Städte und Gemeinden wünschen, sagen die zwei Verantwortlichen der TEAG Mobil. Aber da sei leider nur wenig Konkretes in Sicht.



Der 1.000. Ladepunkt der TEAG Mobil in einem Erfurter Plattenbaugebiet zeigt die Entwicklung der öffentlichen Ladeinfrastruktur in Regionen mit sehr hohem Mietwohnungsanteil.



Mehr Strom erzeugen?

Die Politik

Wenig überraschend sollen Wind- und Solarenergie die Hauptsäulen der Stromversorgung sein – und entsprechend dominant weiter ausgebaut werden. Auch Biomasse, Wasserkraft und Geothermie fallen unter die wörtliche Formulierung des „entschlossenen Ausbaus Erneuerbarer Energien“. Das interessanteste Detail ist die Erläuterung zur Absicherung der Stromversorgung über steuerbare Kraftwerke, die bis 2030 neu gebaut werden sollen. Es geht da um mindestens 20 Gigawatt Gaskraftwerksleistung als Backup im Zuge einer überarbeiteten Kraftwerksstrategie. Diese Kraftwerke für die sogenannte gesicherte Leistung will man technologieoffen ausschreiben, teilweise bereits als wasserstofffähige Anlagen. Weiterhin soll ein sogenannter marktwirtschaftlicher Kapazitätsmechanismus die Kraftwerks-

Die Bundesregierung plant eine deutliche Erhöhung der deutschen Stromerzeugungskapazitäten insbesondere als Backup für volatile erneuerbare Energien – zumindest wurde das so im Koalitionsvertrag beschrieben.

betreiber nicht nur für den erzeugten Strom vergüten, sondern auch für die bereitgehaltene Leistung. Damit würden Investitionen in regelbare Kraftwerke wirtschaftlich werden, da „verlässliche Rahmenbedingungen für Investitionen in ausreichend gesicherte Leistung und Versorgungssicherheit“ werden. Diese „Reservekraftwerke“ wären somit nicht nur Notfallinstrumente, sondern dienen auch der Stabilisierung des Preisniveaus am Strommarkt.

Als wichtige Quelle für gesicherte Leistung werden weiterhin Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) genannt. Dafür wurde terminlich schon sehr schnell am 1.4.2025



KOMPAKT



Das Ziel, mehr gesicherte Kraftwerksleistung zur Pufferung der Erneuerbaren zu generieren, ist im Koalitionsvertrag deutlich formuliert. Die dann zügig erfolgte Verlängerung der KWK-Förderung war ein richtiger Schritt – vor allem für die Investitions- und Planungssicherheit. Für die neue Kraftwerksstrategie gerade im Zusammenhang mit 20 zusätzlichen Gigawatt Erzeugungskapazität blieb der erhoffte Schwung dann aber aus. Das neue Kapazitätsmarktgesetz ist noch in der Abstimmung, zudem erfährt es viel Kritik – unklare Kosten oder vermeintliche Bevorzugung von Gaskraftwerken werden angeführt. Neue Kernkraftwerke oder eine Reaktivierung deutscher AKW sind im Koalitionsvertrag nicht vorgesehen.



die gesetzliche Fördermöglichkeit von KWK-Anlagen sowie Wärme- und Kältenetze über 2026 hinaus verlängert. Eine wichtige Entscheidung für Planungs- und Investitionssicherheit für den notwendigen Zubau von KWK-Anlagen.

Mehr Flexibilität bei Batteriespeichern im Stromsystem ist ein weiterer Ansatz zur Erhöhung der Stromkapazität. Speziell große Batteriespeicher und generell die Integration von Stromspeichern ins Netz sind da im Fokus. Ergänzt wird die Batterithematik um die Nutzung von E-Auto-Batterien und privaten Speichern sowie bidirektionales Laden.

...ja bitte! Aber wie genau?



Bastian John (Meister Instandhaltung) ist einer unserer Kollegen, die sich um den komplexen Betrieb samt Wartung der Gasmotorenanlage im HKW Jena kümmern.

TEAG

Die Praxis

Beim Ansatz, die Strompreise durch mehr Erzeugung zu dämpfen, ist auch die TEAG dabei – auf verschiedensten Wegen.

Besonders zu nennen ist hierbei die Gasmotorenanlage im TEAG-Heizkraftwerk Jena. Fünf große Gasmotoren mit einer konzipierten Leistung von insgesamt 60 Megawatt arbeiten dort hoch-effizient als BHKW-Anlage. Der Fokus liegt auf der Stromerzeugung im Spitzenlastbereich zur Aussteuerung naturgemäß volatiler EEG-Einspeisung. Die ebenfalls erzeugte Wärme wird entweder ins Fernwärmenetz der Stadt Jena eingespeist – oder in großen Heißwasserspeichern „eingelagert“.

Der Effekt der Motorenanlage hinsichtlich der Steigerung der Stromerzeugung liegt nicht allein in der reinen Gesamtleistung von 60 Megawatt. Die Anlage stellt zudem sogenannte gesicherte Leistung zur Verfügung – die ist im wahrsten Sinne mehr wert als die 60 Megawatt. Denn mit der gesicherten Leistung der Jenaer Motoren können Windräder oder PV-Anlagen in gleicher Erzeugungsleistung sicher am Netz sein, da diese volatilen EEG-Einspeiser von den schnell anlaufenden Gasmotoren jederzeit gepuffert werden können, falls diese etwa bei Windstille ausfallen. Rechnerisch sichert die Gasmotorenanlage so eine maximale Stromerzeugung von 120 Megawatt.

Die Erzeugung im TEAG-HKW Bad Salzungen ist technisch auf dem neuesten Stand: Flexibler Gasmotor, Heißwasserspeicher, Power-to-Heat-Anlage und Gasturbinentechnik arbeiten hocheffizient zusammen.



Neu im HKW Bad Salzungen ist die Power-to-Heat-Anlage, die volatil erzeugten EEG-Strom über eine Heißwassergewinnung speicherbar macht.

Weitere Optionen für „mehr Strom“ finden sich im und am TEAG-Heizkraftwerk Bad Salzungen. Seit 2025 ist dort eine Power-to-Heat-Anlage in das System der Erzeugung eingebunden. Nach dem Tauchsieder-Prinzip wird mit elektrischem Strom Wasser auf über hundert Grad Celsius erhitzt – und kann so gespeichert werden. Wenn im Stromnetz in Bad Salzungen durch hohe EEG-Einspeisung Regelungsbedarf besteht, dann wird dieser Strom nicht abgeregelt – und damit nicht erzeugt – er erhitzt stattdessen das Speichermedium Wasser in der Power-to-Heat-Anlage. So nutzt man die Stromerzeugungskapazitäten gerade der EEG-Einspeiser wesentlich konstanter und effizienter aus.

Direkt vor dem Bad Salzunger Kraftwerk hat die TEAG-Solar wiederum ihre Pilotanlage zur Stromspeicherung errichtet. Die TEAG Solar baut und betreibt zwar in erster Linie Photovoltaik-Anlagen – und ist so auch ein Faktor zur Steigerung des Stromangebotes. Aber erst in Kombination mit Batteriespeichern entsteht eine solide Option für mehr Strom. Denn die Speicher glätten die zeitliche Diskrepanz zwischen starker EEG-Einspeisung und hoher Nachfrage. Sowohl netzdienlich im Sinne der Spannungsstabilisierung über gesicherte Leistung – als auch kaufmännisch mit dem Effekt, dass sich im tagesaktuellen Stromhandel die Preisspitzen dämpfen.

▶ TEAG mit Plus bei Stromerzeugung

- konventionelle Erzeugungsstandorte der TEAG, v. a. Jena, Bad Salzungen, Schwarza, speisten 451,4 GWh Strom ein (Vorjahr 389,9 GWh)
- regenerative Erzeugungsanlagen der TEAG generierten 2025 insgesamt 36,5 GWh Strom (Vorjahr: 30,3 GWh) – davon eigene PV-Anlagen 23,3 GWh Strom (Vorjahr: 18,7 GWh)
- Laufwasserkraftwerke an der Werra in Spichra, Mihla und Falken generierten 13,2 GWh Strom (Vorjahr: 11,6 GWh)
- TEAG Solar nimmt ersten netzdienlichen Speicher zur Regulierung der EEG-Stromeinspeisung in Bad Salzungen in Betrieb

Strompreis Teil 1 ... senken

Der Strompreis ist mehr als nur ein hart diskutiertes Politikum – er ist vor allem in der aktuellen Höhe eine starke Belastung für Privatbereich und Wirtschaft.

Gerade für Unternehmen sind hohe Stromkosten ein signifikanter Standortnachteil, der auch Teile der Wirtschaft außer Landes treibt. Daher ist die Senkung eine politische Grundsatzfrage. Der Staat hat da verschiedene Möglichkeiten, denn circa 50 Prozent des Endverbraucher-Strompreises sind staatlich veranlasst: Steuern, Abgaben usw. – um mindestens 5 Cent/kWh soll der Strompreis sinken, sagt der schwarz-rote **Koalitionsvertrag**.

Fast ein Drittel machen dabei Netzentgelte (auch Netznutzungsentgelte, kurz NNE) aus. Besonders bei ihnen will der Gesetzgeber zur Kostendämpfung ansetzen. Die NNE sind staatlich reguliert – auch Netzausbau und Netzbetrieb unterliegen dem strengen Blick der Bundesnetzagentur.

Im Koalitionsvertrag ist das Ziel formuliert, die Netzentgelte dauerhaft zu senken. Grundsätzlich will die Bundesnetzagentur dafür die Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNES) umbauen, um die Kostenverteilung neu zu ordnen. Aktuell tragen klassische Stromverbraucher die meisten Kosten. Mit der „neuen“ AgNES sollen alle Akteure

wie Prosumer, Speicherbetreiber usw. stärker beteiligt werden. Denn das heutige System der NNE-Abrechnung passt nicht mehr zur Realität von dezentraler Einspeisung, Rückspeisungen aus Verteilnetzen, Millionen kleiner Erzeuger, starken Lastspitzen durch Wärmepumpen oder E-Mobilität. Möglich sind beispielsweise dynamische Netzentgelte, günstigere NNE bei netzdienlichem Laden, verstärkt leistungsabhängige NNE oder gesteuerte NNE je nach Netzengpass oder Netzregion.

Die Kosten für den Netzausbau – dem größten Preisfaktor der Energiewende und der NNE – sollen so auf alle physikalischen und technischen Akteure verursachergerecht verteilt werden. Ohne AgNES und ihre marktorientierten Kostensignale würde der Netzausbau extrem teuer, weil Verbrauch und Einspeisung sich nicht am tatsächlichen Ist-Zustand des Netzes orientieren. Die Bundesnetzagentur plant zudem bei den Netzbetreibern den sogenannten NEST-Prozess (Netze effizient sicher transformiert), eine Reform der Anreizregulierung. Hier ist das Ziel der schnelleren und vor allem smarteren und digitalen Netzausbau. Die Systemkosten sollen so im Griff behalten werden. Es gilt, die vorhandene Netzstruktur effizienter und intelligenter zu nutzen – und nicht sofort einen teuren Netzneubau zu starten.





Die Politik

...mit

AgNES?



KOMPAKT



Für 2026 ist ein staatlicher Zuschuss von 6,5 Milliarden Euro für die Netzentgelte vorgesehen. Ein Durchschnittshaushalt spart so 80 bis 100 Euro auf der Stromrechnung pro Jahr. Das wichtige Ziel, die Strompreise zu deckeln und über die Netzentgelte um mindestens 5 Cent/kWh zu senken, ist im Koalitionsvertrag der schwarz-roten Bundesregierung fixiert. Der Reformprozess der AgNES, der Allgemeinen Netzentgeltsystematik – also der Systematik, wer wie NNE zahlt – ist von der Bundesnetzagentur auch 2025 angestoßen worden. Beschlossen wurde aber noch nichts. Die Reform der Anreizregulierung (NEST) – die Regulierung der Netzbetreiber-Investitionen – ist zwar in der zentralen Grundarchitektur ab 2028/29 schon beschlossen. Die wichtigen Einzelfestlegungen sind jedoch noch unklar.



TEAG

Die Praxis

Im Netzgebiet der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG (TEN) lassen sich natürlich auch Netzentgelte im Sinne des § 14a EnWG sparen.

Für die TEN als Netzbetreiber bedeutet die Umsetzung des § 14a zunächst einmal, komplexe Strukturen zu analysieren und mit viel Aufwand umzusetzen. Im nordthüringischen Arenshausen wurde als Pilotprojekt eine ganze Reihe sogenannter intelligenter Messeinrichtungen installiert; diese sind die Grundvoraussetzung für die Datenerfassung. Weiter braucht es ein Energiemanagementsystem (EMS) oder die Verknüpfung der Relaiskontakte der Steuerbox mit der Wallbox, der Wärmepumpe oder dem Wechselrichter der PV Anlage bzw. des Batteriespeichers, mit denen diese dann direkt gesteuert beziehungsweise geschaltet werden. Die Prozesse im Hintergrund sind hierbei von großer Komplexität, auch wenn die Kunden in der Fläche davon nichts merken.

Die TEN hat hierzu ein übergreifendes Projekt aufgelegt, um sowohl die technischen als auch die kaufmännischen Prozesse zu realisieren. Aktuell ist es für Kunden im Netzgebiet der TEN



selbstverständlich möglich, Netzentgelte nach § 14a EnWG gesetzeskonform zu reduzieren. Einige technische Details der Fernschaltung privater Wallboxen oder Stromspeicher sowie Praxislösungen konnten noch nicht bis zum Status der Serienreife entwickelt werden. Dennoch wird derzeit das reduzierte Netzentgelt zunächst vom Verbrauch unabhängig und pauschal vergütet – wenn beim Netzkunden die allgemeinen technischen Voraussetzungen vorhanden sind. Die pauschale Reduzierung des Netzentgeltes beträgt derzeit circa 130 Euro im Jahr.



Darüber hinaus werden die Voraussetzungen geschaffen, die Netzentgeltreduzierung verbrauchsabhängig und zeitabhängig zu erhalten.

Grundsätzlich dämpft das Prinzip der reduzierten Netzentgelte – wie vom Gesetzgeber verlangt – die Stromkosten der Endkunden, die eine steuerbare Verbrauchseinrichtung betreiben. Da netzseitig die TEN temporäre Überlastungen des Niederspannungsnetzes künftig lokal mit Leistungsreduzierung gezielt regeln kann, werden Netzüberlastungen vermieden. Es finden sich also auch keine übermäßigen Netzausbaukosten in den Netzentgelten wieder. So etwas kann man durchaus als Win-win-Situation beschreiben.



Strompreis senken

Teil 2 ...



Damit die Bundesregierung ihre angekündigte Strompreissenkung von 5 Cent/kWh schaffen kann, werden auch im Bereich des Vertriebs Veränderungen und Anpassungen genannt. Ausdrücklich soll es mehr Wettbewerb im Strommarkt geben.



Allerdings nicht nur im herkömmlichen Sinne durch eine höhere Zahl von Stromanbietern, sondern vorrangig durch mehr Preistransparenz und schnelleren Anbieterwechsel. Zudem unterstützen die Regierungsparteien den Ausbau von dynamischen Stromtarifen, der Smart-Meter-Rollout soll schneller werden. Direktvermarktung und flexiblere Stromnutzung sind weitere Stichworte.

Dieser Ansatz zieht sich sowohl durch den **Koalitionsvertrag** von Union und SPD als auch durch die EnWG-Novellen. Konkret ist bereits die Einführung der dynamischen Tarife (§ 41a EnWG), damit Verbraucher schneller auf Preisunterschiede etwa an der Strombörse reagieren können. In diesem Zusammenhang steht auch der forcierte Smart-Meter-Rollout als technische Grundlage für das





mehr Wettbewerb im Vertrieb?

Funktionieren der dynamischen Tarife. Erst dies ermöglicht den Endkunden die zeitliche Steuerung ihres privaten Stromverbrauchs. Mit dem 24-Stunden-Lieferantenwechsel (§ 20a EnWG) zielt man wiederum auf eine Steigerung des Wettbewerbsdrucks auf der Anbieterseite. Denn die Stromanbieter sind durch die neu gewonnene Flexibilität der Kundschaft „genötigt“, günstiger einzukaufen, attraktivere Tarife anzubieten und generell effizienter zu werden. Ziel ist ein „aktiverer“ Strommarkt, bei dem Verbraucher wesentlich schneller, marktnäher und individueller reagieren können als in den bisher weitestgehend statischen Tarifsyste men.

Die EnWG-Novelle ist aber trotz all ihrer Neueregungen für mehr Effizienz und Flexibilität am Strommarkt kein allgemeines „Strompreissenkungsgesetz“. Dies ist in der Struktur des Strompreises begründet. Der Anteil von Vertrieb und Beschaffung am Gesamtstrompreis beträgt derzeit circa 40 Prozent – der wesentlich größere Anteil mit 60 Prozent sind regulierte Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen.

Die Senkungspotenziale durch Maßnahmen oder Gesetze für den Vertriebssektor sind also von begrenzter Wirkung. Die größeren Hebel für mehr Wettbewerbspolitik liegen bei einer Senkung der Stromsteuer, Deckelung von Netzentgelten oder dem Industriestrompreis. Wobei bei letzterem die konkrete Ausgestaltung noch unklar ist. Für den Industriestrompreis von möglichst 5 Cent/kWh stehen Richtlinien und Beihilferegeln derzeit aus – der reduzierte Preis ist zudem auf drei Jahre begrenzt und gilt nur für einen Teil des Verbrauchs.

KOMPAKT



Mit der EnWG-Novelle sind vertriebliche Neuerungen für mehr Wettbewerb im Strommarkt angestoßen. Dynamische Stromtarife, 24-Stunden-Lieferantenwechsel, Smart-Meter-Rollout usw. bringen mehr Marktnähe und Flexibilität für die Verbraucher – und damit auch Kostenvorteile. Eine Senkung der Strompreise durch die EnWG-Novelle wird eher mittelfristig und indirekt erkennbar sein – und diese vor allem für sehr flexible Verbraucher. Weiterhin sind konkrete Richtlinien etwa für den Industriestrompreis zur Unterstützung der Wirtschaft noch offen.



TEAG

Die Praxis



Der Wettbewerb im Energievertrieb ist im wahrsten Sinne herausfordernd – nicht nur in Thüringen. Das soll auch so sein, denn nur bei funktionierendem Wettbewerb kann die Kundschaft im Sinne günstiger Preise und innovativer Produkte profitieren.

„Wir müssen jederzeit nah am Markt und den Kundenbedürfnissen sein, Entwicklungen rechtzeitig erkennen und mit eigenen Angeboten reagieren. Sonst sinkt unsere Attraktivität als

Energieversorger quasi über Nacht und die Kunden sind woanders. Das geht ganz schnell“, sagt Mark Poltermann, TEAG-Vertriebsprokurist für Privat- und Gewerbekunden. „Deswegen nutzen wir jede Möglichkeit, um bei Service, Preis und interessanten Produkten noch besser zu werden. Stabile Preise in Verbindung mit Versorgungssicherheit und persönlichem Service sind für unsere Kundschaft der berühmte Knackpunkt.“ Dynamische Stromtarife sind beispielsweise eine sehr marktnahe Möglichkeit des preissensiblen Strombezugs im TEAG-

Vertriebsportfolio. In zwei Versionen können sich Haushaltskunden mit ihrem Strombezug direkt an der Börsenpreis-Entwicklung orientieren – die Preiserfassung erfolgt dabei alle 15 Minuten. So werden die preisgünstigsten Momente des Börsenverlaufs gezielt ausgenutzt. Insgesamt stehen für den Strombezug beim TEAG-Vertrieb fast ein dutzend Tarifmodelle zur Verfügung – auch eine Kombination mit schnellem Internet über die Thüringer Netkom ist möglich. „Mit dieser Vielfalt lässt sich fast jedes Kundenbedürfnis im Privat- und Gewerbekundenbereich abdecken. Jeder kann sich so seinen genau

passenden Tarif raussuchen – der auch preislich stimmt“, so Vertriebschef Poltermann. „Wir haben sehr gute Angebote, wir müssen uns da nicht verstecken. Aktuell läuft beispielsweise die Aktion ‚TEAG-Preiswahrheit‘. Da bieten wir für zwei Jahre Strom zum Festpreis für unter 30 Cent die Kilowattstunde – ganz genau sind es 29,89 Cent plus dem Wegfall des Grundpreises in den ersten sechs Monaten“. Wer noch kein TEAG-Kunde ist, sollte die Aktion „TEAG-Preiswahrheit“ definitiv nutzen, um zu uns zu wechseln und sich selbst vom tollen TEAG-Service zu überzeugen.

► Entwicklungen im TEAG-Vertrieb

- im Privatkundensegment starker Wettbewerb, v. a. auf den Vergleichsportalen mit hohem Informationsbedarf der Kunden zu Energiethemen
- Kundenanzahl konnte stabil gehalten werden – trotz intensiver Kundenwanderungen
- Sparte Strom mit sinkenden Durchschnittsverbräuchen bei Privatkunden u. a. wegen kleinerer Photovoltaik- und Speicheranlagen, die das Abnahmeverhalten verändern
- neue Vertriebsprodukte u. a. mit flexiblen Preisen und variablen Laufzeiten stehen bereits zur Verfügung – hohe Beschaffungskosten der Vorjahre wirken noch nach
- Strombeschaffung erfolgte über zahlreiche Marktpartner sowie über eigene und fremde Kraftwerke

HuBÄRT ist das TEAG-Vertriebsmaskottchen. Der „Tarif-Faulpelz“ hilft unseren Kunden auf humorige Art, immer nach dem passenden Energietarif zu suchen.



Mehrarbeit –

Im Koalitionsvertrag der schwarz-roten Bundesregierung finden sich die Themen **Arbeitszeit, Teilzeit, Überstunden und Rente** gleich mehrfach.

Hintergrund ist die allgemeine gesellschaftliche Diskussion über längere Arbeitszeiten, späteren Rentenbeginn bzw. einer insgesamt längeren Arbeitszeit – getrieben vor allem durch die Aspekte der Alterung der Gesellschaft, des Fachkräftemangels und der sich ändernden Berufsbilder. So will die Regierungskoalition Beschäftigte in Teilzeit motivieren, ihre Arbeitszeit zu erhöhen, dafür soll es steuerliche Vorteile geben. Auch für Fachkräfte in Vollzeitstellen möchte man es attraktiver machen, ihre Arbeitszeiten auszuweiten. Angedacht ist es, sämtliche Zuschläge für Mehrarbeit und Überstunden steuerfrei zu stellen. Konkret sollen bei Arbeitnehmern in tarifgebundenen Stellen ab der 34. Wochenstunde keine Steuern auf die Mehrarbeit mehr anfallen – in nicht tarifgebundenen Unternehmen soll dies ab der 40. Wochenstunde gelten.

Die Koalition plant außerdem Änderungen beim Arbeitszeitgesetz. Statt einer täglichen Höchstarbeitszeit soll vermehrt eine wöchentliche Höchstarbeitszeit gelten. Das würde im Einzelfall längere Arbeitstage gesetzlich zulassen, solange die Wochenarbeitszeit eingehalten wird. Derzeit sind in Ausnahmefällen maximal zehn Arbeitsstunden am Tag zulässig. Diese Grenze kollidiert immer mehr mit den Erfordernissen des modernen, globalisierten Berufslebens.

KOMPAKT



Die Bundesregierung arbeitet an den Themen längere Lebensarbeitszeit, flexiblere Arbeitszeiten oder Veränderung der Rentenmodelle. Der demografische Wandel, Fachkräftemangel und die globalisierte Wirtschaft prägen dabei die Debatte. Die Veränderungen des Arbeitszeitgesetzes hinsichtlich einer längeren zulässigen Tagesarbeitszeit sind aber noch nicht beschlossen. Zum 1. Januar 2026 gibt es jedoch die sogenannte Aktivrente. Wer über den Renteneintritt hinaus arbeitet, bekommt 2.000 Euro steuerfrei gestellt – de facto ein neuer Steuerfreibetrag. Ein verbindliches Homeoffice-Recht wird im Koalitionsvertrag übrigens nicht angesprochen.





mehr arbeiten oder mehr Arbeiter?

Der größte „Streitpunkt“ besteht vor allem in der gesellschaftlichen Diskussion über die Erhöhung des Rentenalters – meist bis zum 70. Lebensjahr. Im **Koalitionsvertrag** selbst steht zwar explizit keine Erhöhung des Rentenalters als Ziel der Bundesregierung. Geplant ist jedoch mehr Flexibilität beim Übergang in die Rente u. a. mit stärkeren finanziellen An-

reizen für freiwilliges Weiterarbeiten, welches mit weniger Bürokratie erleichtert werden soll. Die sogenannte „Aktivrente“ ist hierbei ein wesentlicher Baustein. Wer nach Erreichend des Rentenalters weiterarbeitet, soll bis zu 2.000 Euro monatlich steuerfrei bekommen. Der abschlagsfreie Renteneintritt nach 45 Beitragsjahren bleibt bestehen.



TEAG

Die Praxis

Die TEAG ist mit rund 2.500 Beschäftigten der größte Arbeitgeber im Bereich der Energiewirtschaft in Thüringen.

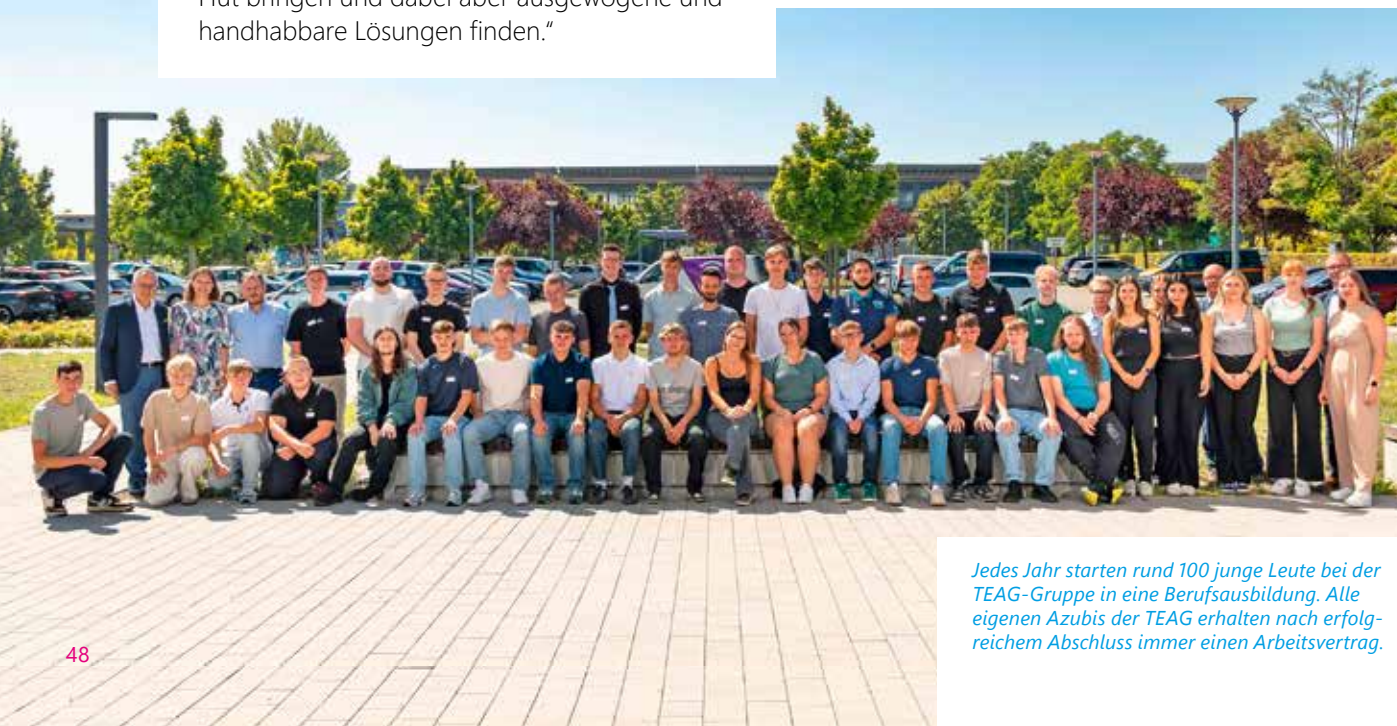
Auch bei der Berufsausbildung bleibt die TEAG Gruppe „dran“. Die TEAG Akademie betreut insgesamt rund 300 Azubis und ist eine der größten gewerblichen Ausbildungsstätten im Freistaat. Allein diese Zahlen zeigen, welche hohe Verantwortung dem „Personalwesen“ in der TEAG zukommt. Und jede gesellschaftliche Entwicklung etwa bei Demographie, Fachkräftemangel oder Diskussionen zum Einfluss von Künstlicher Intelligenz auf Arbeitsmethoden, längere Lebensarbeitszeiten und Work-Life-Balance ist auch für die TEAG-Personalarbeit relevant.

„Wir haben in den vergangenen anderthalb Jahren über 300 zusätzliche Mitarbeiter eingestellt, weil wir vor allem für die Netzausbauvorhaben der Energiewende dringend Fachkräfte brauchen“, erklärt TEAG-Personalprokuristin Kathrin Kössel. „Mit jedem Renteneintritt, jeder Neueinstellung verändert sich unsere Belegschaft, kommen neue Mitarbeiter mit ihren persönlichen Erfahrungen und Erwartungen hinzu. Wir müssen hier als Arbeitgeber unglaublich viele Interessen und Entwicklungen unter einen Hut bringen und dabei aber ausgewogene und handhabbare Lösungen finden.“

So steigt z. B. die Zahl der über 60-Jährigen aktuell kontinuierlich an. „Wir möchten aus reiner Unternehmenssicht logischerweise, dass unsere Beschäftigten, die ja hochqualifiziert sind, möglichst lange dem Unternehmen erhalten bleiben. Andererseits ist auch klar, dass wir auf gesunden Ausgleich sowie einen konsequenten Wissenstransfer achten müssen“, so Personalchefin Kössel. Zudem sind Komplexität und die Änderungsgeschwindigkeit der Arbeitsinhalte gestiegen.

Die TEAG versucht deshalb auf verschiedensten Wegen die Belastungen zu kompensieren. Es gibt unternehmensweite Homeoffice-Regelungen, Teilzeit ist möglich. Für Auszeiten gibt es ebenfalls Regelungen. Gleitzeit, freie Tage als „Belohnung“ für lange Betriebszugehörigkeit, Unterstützung seitens des betriebsmedizinischen Dienstes bis hin zum Betriebskindergarten, Lösungen für Arbeiten in Schicht und Bereitschaft: Es sind viele Dinge, die das Unternehmen bereithält.

Hinzu kommt eine Vielzahl geförderter Arbeitgeberleistungen: u. a. eine betriebliche Altersvorsorge und Berufsunfähigkeitsversicherung zu attraktiven Konditionen sowie Mitarbeitervorteilsprogramme etwa mit Boni für Produkte aus der TEAG-Gruppe oder eigene Verkaufsportale.



Jedes Jahr starten rund 100 junge Leute bei der TEAG-Gruppe in eine Berufsausbildung. Alle eigenen Azubis der TEAG erhalten nach erfolgreichem Abschluss immer einen Arbeitsvertrag.



Kathrin Kössel ist TEAG-Personalprokuristin – und damit auch verantwortlich für die Aus- und Weiterbildung in allen TEAG-Unternehmen.



Die Qualität der Berufsausbildung der TEAG Akademie ist hoch, ebenso die Ansprüche an die Azubis. Wer hier erfolgreich abschließt, ist später eine begehrte Fachkraft in der Branche.

► Dynamik beim TEAG-Personal

- Mitarbeiterzahl der TEAG-Gruppe hat sich bis Ende 2025 erneut um circa 200 auf 2.368 erhöht
- neue Beschäftigte der TEAG-Gruppe starten seit 2025 mit Welcome-Day als zentralem Element des persönlichen Onboardings ins Unternehmen
- mit landes- und bundesweiter Kampagne zur Fachkräftegewinnung plant die TEAG bis 2028 die Einstellung von mehreren hundert Mitarbeitern vorrangig im gewerblich/technischen Bereich
- TEAG Akademie ist Thüringens größter Ausbildungscampus mit über 300 Auszubildenden in fünf vorrangig elektrotechnischen Berufsbildern + duales Studium



Der Ladepark Schleiz der TEAG Mobil ist wichtig für den Fernverkehr auf der nahen Autobahn A9. Für moderne E-Trucks gibt es im Ladepark 40 Ladepunkte mit Ladeleistungen bis 400 kW.

TEAG-Chronologie 2025

Das Geschäftsjahr 2025 der kommunalen TEAG war wieder voll mit Ereignissen, Entscheidungen und Projekten, die das Unternehmen TEAG weiter vorangebracht haben. So hat unsere Kommunikationstochter Thüringer Netkom erfolgreich 170 Mio. Euro aus dem „Weiße-Flecken“-Programm für den Ausbau des Glasfasernetzes investiert. Der 1.000. Ladepunkt der TEAG Mobil ist in Betrieb gegangen – und die Bilanzzahlen der TEAG für 2024 konnten sich auch sehen lassen. Die Unternehmenschronologie des Jahres 2025 listet verschiedenste Höhepunkte aus der TEAG-Gruppe noch einmal auf.

27. Januar 2025

Die TEAG schließt ihre Finanzierungsaktivitäten zur Fremdkapitalbeschaffung zum Energie-netzausbau erfolgreich ab. Rund 1,1 Mrd. Euro wurden bei neun renommierten Kreditinstituten eingeworben – darunter u. a. die Europäische Investitionsbank EIB. Die Basis dafür bildeten einstimmige Beschlüsse der kommunalen Anteilseigner der TEAG. Bereits 2024 hatte die TEAG ihre Investitionen in Energienetze und Erzeugungsanlagen mehr als verdoppelt.

18. März 2025

In Bad Tabarz startet die TEAG Wasser GmbH den Einbau digitaler Wasserzähler. Es ist das erste Projekt des TEAG-Tochterunternehmens. Bis Ende 2025 werden bei dem Pilotprojekt in der Gemeinde am Inselsberg 1.300 digitale Wasserzähler installiert. Die Digitalisierung der Verbrauchsmessung reduziert u. a. die Trinkwasserverluste bis zu 20 Prozent. Zudem sinken Kosten für Strom, Material und Arbeitszeit.

24. März 2025

Techniker der TEAG-Netztochter TEN beheben in einem Wochenend-Großeinsatz eine Mitteldruck-Gasstörung in Ebersdorf (Landkreis Saale/Orla). Bei der Verlegung von Glasfaserleitungen durch die Deutsche Telekom hatte eine Erd-rakete ein Gasrohr der TEN getroffen. Dies löste einen Großalarm aus, da sich in direkter Nähe zur Schadensstelle ein Seniorenheim und ein Kindergarten befanden.

30. April 2025

Die TEAG schließt das Geschäftsjahr 2024 bei Umsatz, Gewinn und Dividende erneut auf hohem Niveau ab. Bei 3,1 Mrd. Euro Umsatz liegt das EBITDA mit 265,1 Mio. Euro circa 5,5 Prozent über Vorjahr – teilt das Unternehmen auf der jährlichen Bilanzpressekonferenz mit. Der Jahresüberschuss beträgt 76 Mio. Euro – die Ausschüttung an die kommunalen Aktionäre ist wie in den Vorjahren konstant.

6. Mai 2025

In Ohrdruf (Landkreis Gotha) nehmen TEAG, Stadt Ohrdruf und die Ohra Energie GmbH den neuen Solarpark Ohrdruf in Betrieb. Der Bau der rund acht Hektar großen PV-Anlage wurde von der TEAG-Tochter TEAG Solar umgesetzt. Drei Mio. Euro haben die kommunalen Projektpartner dafür investiert.

8. Mai 2025

Thüringens „grünster“ Ladepark für E-Mobile wird an der Autobahn A9 bei Schleiz zugeschaltet. Die TEAG Mobil GmbH hat für 20 Hochleistungsladepunkte eine innovative Holz-Überdachung mit intensiver Begrünung entworfen. Möglich sind Ladeleistungen bis zu 400 kW – etwa für moderne E-Trucks. Die Erweiterung auf 40 Ladepunkte ist bereits geplant.



Zum Forum Glasfasertechnologie wurde am 23. Mai 2025 auf dem Gelände der TEAG-Hauptverwaltung in Erfurt modernste Ausbautechnik der Fachfirmen präsentiert.

23. Mai 2025

Mit einem Forum zu Glasfasertechnologie und Breitbandausbau schließt die Thüringer Netkom in Erfurt das „Weiße-Flecken“-Förderprogramm erfolgreich ab. Seit 2019 wurden dabei von der TNK 170 Mio. Euro Fördermittel verbaut. Das Glasfasernetz der TEAG-Kommunikationstochter in Thüringen umfasst nun circa 7.500 Leitungskilometer bzw. über 450.000 Faserkilometer.

21. August 2025

In Triptis beschließen die Grundstücks- und Wohnungsgesellschaft Pößneck/Triptis und die TWS Thüringer Wärme Service GmbH den Aufbau eines Fernwärmenetzes für über 800 Wohnungen. Die Energiegewinnung dafür soll mit einer Großwärmepumpe auf Basis regenerativem Solarstroms erfolgen. Rund sieben Mio. Euro werden dafür nachhaltig investiert.

Oktober 2025

Die Thüringer Netkom und der Glasfaseranbieter OXG kooperieren bei der Glasfasererschließung in Mühlhausen und Ortsteilen – Detailunterstützung kommt von der TGG, der Thüringer Glasfasergesellschaft. Die gemeinsamen Aktivitäten auf Initiative der Stadt Mühlhausen waren erforderlich geworden, weil der ursprüngliche Ausbaupartner UGG kurzfristig vom Vertrag zurückgetreten war.

6. Oktober 2025

Am Gewerbegebiet Erfurter Kreuz beginnt die TEN Thüringer Energienetze mit dem Bau der 110-kV-Hochspannungsanbindung für den Batteriehersteller CATL. Nach mehrjährigem Rechtsstreit können nun acht speziell angepasste Hochspannungsmasten errichtet werden, welche die Stromversorgung für Thüringens größtes Industriegebiet langfristig absichern.

24. Oktober 2025

Das Wasserkraftwerk Spichra an der Werra feiert seinen 100. Geburtstag. Mit einer kleinen Festveranstaltung wird die lange Geschichte der regenerativen Stromerzeugung im inzwischen denkmalgeschützten Laufwasserkraftwerk gewürdigt. Die TEAG betreibt in Mihla und Falken noch zwei weitere Wasserkraftwerke an der Werra, die ihren Strom ins regionale Netz einspeisen.

29. Oktober 2025

Am Moskauer Platz in Erfurt – einem großen Plattenbaugebiet der Landeshauptstadt – nimmt die TEAG Mobil GmbH ihren 1.000. öffentlichen Ladepunkt in Betrieb. Auf dem Parkplatz des Edeka-Marktes stehen dort an drei Schnellladesäulen sechs Ladepunkte zur Verfügung, die mindestens 400 Ladevorgänge pro Woche ermöglichen. Die Ladepunkte können von Einkaufskunden und Anwohner gleichermaßen genutzt werden.

LAGEBERICHT

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

Zusammengefasster Lagebericht 2025

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

I Grundlagen des TEAG-Konzerns

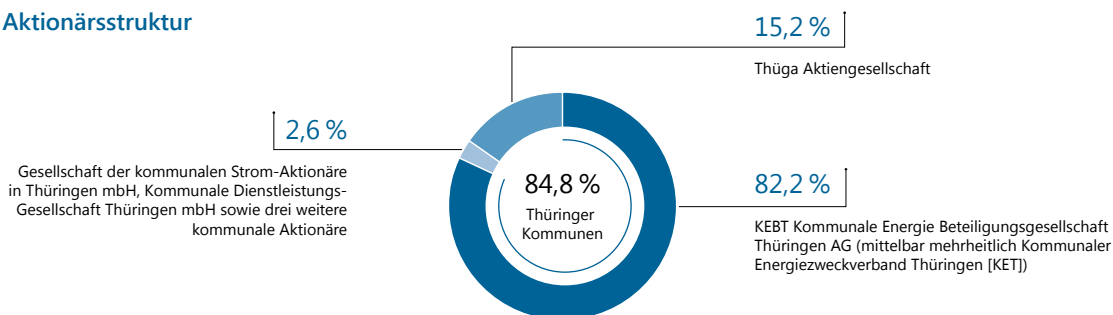
I.1 Geschäftsmodell

Struktur und Organisation

Die TEAG-Gruppe ist ein integriertes Energieversorgungsunternehmen (EVU) mit Systemverantwortung in Thüringen und zählt zu den bundesweit größeren kommunalen Energieversorgern und Infrastrukturdienstleistern. Unser Produkt- und Dienstleistungsangebot deckt die gesamte energiewirtschaftliche Wertschöpfungskette ab. Neben den Geschäftsfeldern Erzeugung, Netze und Vertrieb arbeiten wir an der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle und der Umsetzung innovativer Produkt- und Dienstleistungen, z. B. im Bereich der intelligenten Steuerung der Stromnetze, dem Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) inkl. Speicherlösungen, der Elektromobilität, der dezentralen Wärmeversorgung sowie der Dekarbonisierung. Die Leistungen werden sowohl auf regulierten als auch auf wettbewerblichen Märkten erbracht.

Mit rund 2.400 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern an mehreren Standorten sind wir flächendeckend im Freistaat Thüringen vertreten. Die dezentrale Struktur spiegelt die breite Verankerung in der Region sowie die Nähe zu unseren Kunden wider. An der TEAG-Gruppe sind rund 600 Thüringer Kommunen mit insgesamt 84,8 Prozent beteiligt. Ihre Interessen bündeln die Kommunen im Wesentlichen über den Kommunalen Energiezweckverband Thüringen (KET), Erfurt, bzw. mittelbar über die KEBT Kommunale Energie Beteiligungsgesellschaft Thüringen Aktiengesellschaft (KEBT), Erfurt. Weitere Anteile an der TEAG-Gruppe in Höhe von 15,2 Prozent werden von der Thüga Aktiengesellschaft, München, gehalten.

Aktionärsstruktur



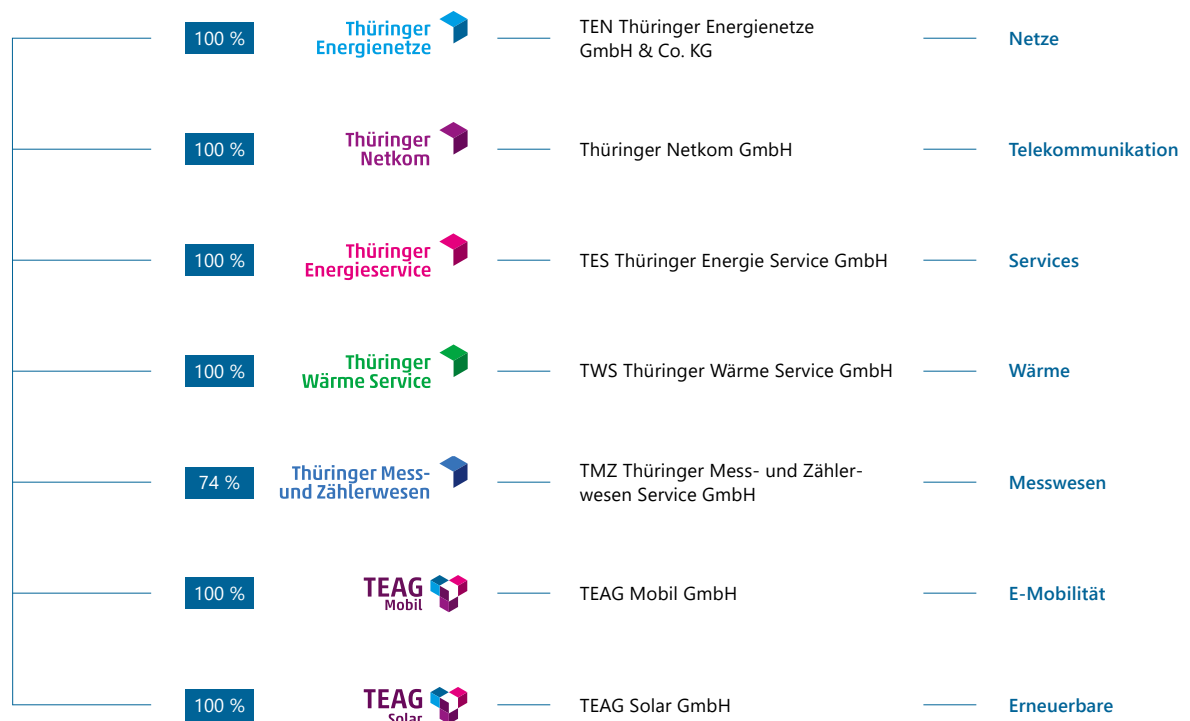
Der TEAG-Konzern umfasst neben der TEAG als Mutterunternehmen insgesamt Beteiligungen an 65 Stadtwerken und anderen Energie- und Dienstleistungsunternehmen. Neben der TEAG schließt der Konsolidierungskreis im Rahmen des Konzernabschlusses 7 verbundene, vollkonsolidierte sowie 16 assoziierte, nach der Equity-Methode bewertete Unternehmen ein. Auf eine Konsolidierung der übrigen verbundenen bzw. assoziierten Unternehmen wurde aufgrund der untergeordneten Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns verzichtet. Zu den verbundenen, vollkonsolidierten Gesellschaften

gehören die TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG (TEN), Erfurt, die Thüringer Netkom GmbH (TNK), Erfurt, die TES Thüringer Energie Service GmbH (TES), Jena, die TWS Thüringer Wärme Service GmbH (TWS), Rudolstadt, die TMZ Thüringer Mess- und Zählerwesen Service GmbH (TMZ), Ilmenau, sowie die TEAG Mobil GmbH (TMO), Erfurt. Im Berichtsjahr erfolgte zudem erstmalig die Einbeziehung der TEAG Solar GmbH (TSO), Erfurt, in den Konzernabschluss.

Die Führung des Konzerns erfolgt durch das Mutterunternehmen TEAG.



TEAG Thüringer Energie AG



Das Geschäftsmodell der TEAG-Gruppe basiert auf unserer „7-Netze“-Strategie. Diese umfasst im Rahmen eines integrierten Ansatzes den Ausbau, den Betrieb sowie sonstige Dienstleistungen in den Bereichen:

- Strom,
- Erdgas,
- Glasfaser/450-MHz-Funknetz,
- Wärme,
- Straßenbeleuchtung,
- Elektromobilität sowie
- Wasser.

Der Netzbetrieb erfolgt durch unsere vollkonsolidierten Tochtergesellschaften. Aktuell stehen ein rund 34.000 Kilometer (km) langes Strom-, ein 6.000 km langes Erdgasnetz sowie ein 8.000 km langes eigenes bzw. angemietetes Glasfasernetz zur Verfügung. Die Länge der Wärmenetze beträgt in etwa 60 km bei rund 50 dezentralen Wärmeanlagen. Die Netze für Straßenbeleuchtung umfassen rund 9.200 Lichtpunkte in langfristiger Betriebsführung. Im Bereich Elektromobilität stellen wir mit unserer eigenen Ladenetzinfrastruktur mehr als 1.000 Ladepunkte zur Verfügung.

Beschreibung der Geschäftstätigkeit

Die Geschäftstätigkeit unterteilt sich in die folgenden Bereiche:

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

Im Bereich **Energieerzeugung und Wärme** stehen der Ausbau von Erzeugungskapazitäten aus Erneuerbaren Energien, die Dekarbonisierung von Bestandsanlagen und die Nutzung effizienter Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) im Mittelpunkt der Geschäftstätigkeiten. Neben den konventionellen Kraftwerken werden 3 unternehmenseigene Wasserkraftwerke betrieben. Über eine Beteiligung von 7,1 Prozent an der Windkraft Thüringen GmbH & Co. KG, Erfurt (WKT), einer Kooperation mit 13 Thüringer Stadtwerken und EVU, engagieren wir uns im Bereich Windkraft an der Errichtung von Windparks.

Innerhalb der TEAG-Gruppe treibt die TSO den Ausbau der Photovoltaik (PV) voran. Das Kerngeschäft erstreckt sich dabei auf die Entwicklung und Errichtung großer Solarparks, gewerblicher PV-Aufdachanlagen sowie Speicherlösungen. Ergänzend Dienstleistungen sind die Energievermarktung, die Wartung und die störungsfreie Betriebsführung dieser Anlagen. Mit der Beteiligung an der Innosun GmbH (Innosun), Erfurt, stärken wir zusätzlich den Ausbau von Erzeugungskapazitäten aus EE.

Über die TWS erbringen wir Dienstleistungen in den Bereichen Wärme, Energie und Medien für Gewerbe- und Industrieunternehmen sowie für die Wohnungswirtschaft. Die Thüringer Kommunen unterstützen wir aktiv bei der Dekarbonisierung ihrer Energie- und Wärmeversorgungssysteme, insbesondere im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung (KWP).

Für den sicheren, effizienten und diskriminierungsfreien Betrieb der Thüringer **Strom- und Gasnetze** ist in der TEAG-Gruppe die TEN als regionaler Verteilnetzbetreiber (VNB) und unabhängiger Netzbetreiber verantwortlich. Die Gesellschaft ge-

währleistet die nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) gesetzlich geregelte Trennung zwischen reguliertem Netzbetrieb und Vertrieb. Die Bereiche Elektrizitäts- und Gasverteilung umfassen das 110-kV-Netz der TEN und weitere gepachtete Netze. Neben dem Netzbetrieb bietet die TEN im nicht regulierten Bereich diverse netzbezogene Dienstleistungen an. Diese umfassen u. a. die Planung, den Bau und den Betrieb von Straßenbeleuchtungsanlagen und sonstigen kundeneigenen Anlagen sowie ein breites Dienstleistungsangebot für Netzbetreiber und Stadtwerke. Die TEN agiert in der Marktrolle eines grundzuständigen Messstellenbetreibers (gMSB).

Im Rahmen des **Energievertriebes** bietet die TEAG sowohl Privat-, Gewerbe- und Industriekunden als auch Stadtwerken, Kommunen und Weiterverteilern ein breites Produkt- und Dienstleistungsangebot an und versorgt diese zuverlässig mit Strom, Gas und Wärme. Zum Produktangebot für Stadtwerke und Kommunen zählen energiemarktspezifische Beratungsangebote und Lösungen, wie beispielsweise Kooperationen beim Ausbau der EE sowie die Zusammenarbeit in den Bereichen KWP, Energieeffizienz und Straßenbeleuchtung.

Im Bereich Elektromobilität ist die TMO für die Planung, die Errichtung und den Betrieb von Energieinfrastruktur im Verkehrssektor, inkl. entsprechender Nebenanlagen, zuständig. Darüber hinaus bietet die Gesellschaft ein breites Vertriebsportfolio hiermit zusammenhängender Produkte und Dienstleistungen an.

Unsere Kompetenzen im Bereich **Mess- und Zählerwesen** haben wir in der TMZ gebündelt. Im Unternehmensverbund erbringt die Gesellschaft für die TEN Messdienstleistungen im Rahmen des konventionellen Messwesens Strom und Gas sowie

des Rollouts von modernen Messeinrichtungen (mME) und intelligenten Messsystemen (iMSys). Zudem erbringt die TMZ Dienstleistungen für weitere grundzuständige und wettbewerbliche Messstellenbetreiber (wMSB). Die TMZ beteiligt sich in diesen Bereichen an aktuellen Marktentwicklungen, zum Beispiel in den Bereichen Smart Metering, Smart Grid und Smart Home. Die TMZ tritt am Markt als Komplettdienstleister für Messstellenbetreiber (MSB) auf.

Im Geschäftsfeld **Telekommunikation** stellen wir umfangreiche Infrastruktur- und Telekommunikationsdienstleistungen über die TNK zur Verfügung. Der zügige Ausbau des Thüringer Glasfasernetzes zur ganzheitlichen Versorgung von Städten und Gemeinden mit schnellen Internet- bzw. Datenverbindungen steht dabei im Fokus. Darüber hinaus erfolgt die Vermarktung des Produkt- und Dienstleistungsangebotes für Privat-, Geschäftskunden und öffentliche Einrichtungen.

Die TEAG-Gruppe hält **Beteiligungen** an mehreren Stadtwerken sowie verschiedenen, branchennahen Unternehmen. Durch aktive Partnerschaften setzen wir auf einen kontinuierlichen Wissenstransfer und die Erzielung wichtiger Synergieeffekte, um unsere Ziele im Rahmen der Veränderungen und Herausforderungen der Energiewende gemeinsam zu erreichen.

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

I.2 Ziele, Strategie und Steuerungsinstrumente

Am 17. Oktober 1923 wurde die Thüringische Landeselektrizitätsversorgungs-Aktiengesellschaft „Thüringenwerk“ in Weimar zur Entwicklung der Elektrifizierung Thüringens gegründet. Die flächen-deckende Strom- bzw. Energieversorgung in Thüringen blickt damit auf eine über hundertjährige Geschichte zurück. Die aus dieser Historie hervorgegangene TEAG versorgt ihre Kunden seitdem zuverlässig mit Energie.

Mit unserer „7-Netze“-Strategie geht das Geschäftsmodell der heutigen TEAG-Gruppe weit über den allgemeinen Versorgungsauftrag hinaus. Mit unseren 7 Netzen decken wir alle Geschäftsfelder inkl. Dienstleistungen entlang einer modernen energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette ab. Die Gewährleistung der Sicherheit und Verlässlichkeit der Thüringer Energieversorgung hat dabei nach wie vor höchste Priorität. Wir stehen verantwortungsbewusst für die Gestaltung und den Ausbau eines wirtschaftlichen, nachhaltigen und sozial verträglichen Energiesystems mit Wertschöpfung aus Thüringen für Thüringen.

Bei der Energieerzeugung verfolgen wir einen zukunftsgerichteten Ansatz mit zunehmend klimaneutralen und ressourcenschonenden Lösungen. Neben der schrittweisen Dekarbonisierung bestehender Anlagen kommt dem Ausbau der Erneuerbaren eine Schlüsselrolle zu. Ziel ist der kontinuierliche Ausbau und die Weiterentwicklung innovativer, nachhaltiger und effizienter Versorgungslösungen, beispielsweise durch den Einsatz von Agri-PV-Systemen oder Großbatteriespeichern.

Als kommunales Thüringer Energieversorgungsunternehmen leisten wir einen substanziellen Beitrag zur Transformation des Energiesystems in unserem Versorgungs- bzw. Netzgebiet. Im Rahmen unserer Netzausbaustrategie planen wir kurz- und mittelfristige Investitionen in eine moderne Stromnetzinfrastuktur. Der beschleunigte Ausbau der EE im Zusammenhang mit der Erreichung

des Ziels der Klimaneutralität und die Elektromobilitäts- und Wärmewende führen zu einer deutlichen Erhöhung der technischen Anforderungen an die Netze und deren Steuerung. Eine zentrale Aufgabe ist die notwendige Stärkung der Infrastruktur als wesentliche Voraussetzung für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb.

Deutschlandweit versorgen wir mehr als 500.000 Kunden mit Strom, Erdgas und Fernwärme. Mit unserer kundenorientierten Vertriebsstrategie liegt der Fokus auf digitalen und nachhaltigen Energielösungen mit dem Ziel einer langfristigen Kundenbindung. Neben dem klassischen Energievertrieb gewinnt für uns zunehmend auch die Weiterentwicklung energiespezifischer Dienstleistungen und Komplettlösungen für unsere Kunden an Bedeutung.

Bei der erfolgreichen Verwirklichung unserer Unternehmensziele und einer technologischen sowie ökologischen Ertüchtigung Thüringens setzen wir auf eine enge, geschäftsfeldübergreifende Integration und Zusammenarbeit mit unseren Kunden, Geschäftspartnern, den Thüringer Stadtwerken sowie unseren Mitarbeitern und Aktionären. Für die geplanten Investitionen verfolgen wir eine ausgewogene Finanzierungsstrategie. Neben einer langfristigen, risikoadäquaten und diversifizierten Finanzierung legen wir besonderen Wert auf finanzielle Stabilität.

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

II Wirtschaftsbericht

II.1 Gesamtwirtschaftliche und branchenbezogene Rahmenbedingungen

II.1.1 Konjunktur und Markt

Volkswirtschaftliche Entwicklungen

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, sodass 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 Jahresvergleich 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 Braunkohle-verstromung 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 Gas-speicherumlage gesetzlich verabschiedet.

Bei der Wärmewende werden die Arbeiten an der Umsetzung der Kommunalen Wärmeplanung als ein zentrales Instrument fortgesetzt. Daneben soll eine stärkere Verzahnung sowie die Novellierung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) u. a. bei der Flexibilität und Technologieoffenheit erfolgen. Die langfristige Förderung der Potenziale von modernen KWK-Anlagen im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes (KWKG) wird an die Herausforderungen einer klimaneutralen Wärmeversorgung, an Flexibilitäten sowie hinsichtlich eines Kapazitätsmechanismus angepasst. Zur Unterstützung der Finanzierung von Nah- und Fernwärmenetzen wird die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) gesetzlich geregelt und aufgestockt.

Für den Ausbau der digitalen Infrastruktur ist ein flächendeckender Glasfaserausbau im Bereich „Fiber-to-the-Home“ (FTTH) vorgesehen. Der Glasfaser- und Mobilfunkausbau erfolgen marktgetrieben und werden durch gezielte Förderung in wirt-

schaftlich nicht erschließbaren Regionen ergänzt. Im Rahmen der Gigabitförderung sollen durch ein Beschleunigungsgesetz, Bürokratieabbau, digitale Antragsstrecken (Breitbandportal) und höhere Breitbandanforderungen der Ausbau effizienter werden. Ein Überbau-Verbot wurde allerdings immer noch nicht gesetzlich geregelt.

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 Investitionsbedarf und -finanzierung

Die Umsetzung der klimapolitischen Ziele, die angestrebte wirtschaftliche Entwicklung Thüringens sowie „neue“ Lasten durch Rechenzentren und Großspeicher werden in den kommenden Jahren voraussichtlich zu deutlich steigenden Leistungsbedarfen führen. Ein zentraler Treiber dieser Entwicklung ist die zunehmende Elektrifizierung in nahezu allen Sektoren und über sämtliche Technologien hinweg. Um den Anforderungen an eine stabile Energieinfrastruktur gerecht zu werden, erfordert dies mindestens eine nachhaltige Verdoppelung der Investitionen im Vergleich zum langjährigen Niveau vergangener Jahre. Seit Mitte 2022 arbeiten wir an der Ausgestaltung und Umsetzung einer langfristigen Investitions- und Finanzierungsstrategie, um den Ausbau der Netze vorausschauend und zukunftsicher zu gestalten.

Für die Geschäftsjahre 2024 bis 2028 planen wir für die TEAG-Gruppe mit einem Investitionsbedarf von bis zu 1,8 Mrd. €. Im Berichtszeitraum wurden zahlreiche Projekte zur Umsetzung des eigenen Investitionsprogrammes vorangetrieben. Ein Schwerpunkt der Investitionsprojekte liegt auf der Planung, der Errichtung und der Inbetriebnahme verschiedener Stromverteilungsanlagen. Dies umfasst unter anderem den Bau bzw. die Instandsetzung neuer Hoch-, Mittel- und Nieder-Spannungsleitungen, Transformatoren und Umspannwerke sowie den Rollout technischer Komponenten zur Digitalisierung der Netzinfrastruktur. Des Weiteren erfolgten Investitionen vor allem in das Glasfasernetz sowie in die Erzeugung, das Gasnetz und Elektromobilität.

Für die Finanzierung der Investitionen haben wir im Vorjahr langfristige Darlehensverträge über insgesamt 1,1 Mrd. € abgeschlossen. Zur Stärkung des Eigenkapitals der TEAG erfolgte im Geschäftsjahr 2023 sowie im Berichtsjahr eine Einzahlung unserer Aktionäre in die Kapitalrücklage i. H. v. jeweils 200 Mio. €. Damit hat sich das Eigenkapital des TEAG-Konzerns in den letzten drei Geschäftsjahren nahezu verdoppelt. Darüber hinaus nehmen wir gezielt Förderprogramme sowie die Nutzung der Möglichkeiten des steuerlichen Investitions-s Sofortprogrammes in Anspruch.

Die Umsetzung des hohen Investitionsbedarfs und dessen Finanzierung prägten ganz wesentlich den Geschäftsverlauf. In diesem Zusammenhang spielte auch die Aus- und Weiterbildung von geeigneten Fach- und Führungskräften eine wesentliche Rolle. Im Rahmen dessen haben wir die im Vorjahr gestartete Recruiting-Kampagne fortgeführt und verschiedene Instrumente zur Mitarbeiterbindung umgesetzt. Darüber hinaus haben wir unsere Beschaffungsstrategie hinsichtlich der Material- und Dienstleisterverfügbarkeit angepasst und vor allem erforderliche Dienstleisterkapazitäten vornehmlich im Bereich Netzbau und Ingenieursleistungen langfristig gesichert.

II.2.2 Energieerzeugung und Wärme

II.2.2.1 Konventionelle Strom- und Wärmeerzeugung

Herausforderungen bei der Dekarbonisierung

Die Umsetzung der energie- und klimapolitischen Zielsetzungen führt zu einem grundlegenden Wandel im Erzeugungs- und Wärmegeschäft und erhöht zugleich die strategischen Anforderungen an Investitionsentscheidungen. Die Dekarbonisierung konventioneller Erzeugungsanlagen schreitet insgesamt mit hoher Dynamik voran und ist dabei durch technologische, regulatorische und wirtschaftliche Herausforderungen geprägt.

Während sich zunehmend Lösungen wie H₂-ready-Gasturbinen, Carbon-Capture-Technologien oder Großwärmepumpen am Markt entwickeln, befinden sich viele Anwendungen noch in der Pilot- oder Skalierungsphase. Zudem wirken sich Faktoren wie langwierige Genehmigungsverfahren, volatile Lieferketten, begrenzte Ressourcen und niedrige Rentabilität dämpfend auf deren Umsetzung aus.

Im Geschäftsfeld Energieerzeugung und Wärme verfolgt die TEAG-Gruppe gezielte Maßnahmen zur Dekarbonisierung der Bestandsanlagen sowie zur Errichtung innovativer, klimafreundlicher Neuanlagen. Neben dem Ausbau erneuerbarer Wärmeerzeugung setzen wir auf flexible Lösungen und bereichsübergreifende Zusammenarbeit.

Modernisierung bestehender Kraftwerksanlagen

Ein zentraler Bestandteil der kontinuierlichen Modernisierung des Heizkraftwerks (HKW) Jena ist die neue Gasmotorenreihe mit einer elektrischen Gesamtleistung von 63 MW. Die Gasmotorenanlage (GMA) soll nicht nur die Flexibilität und den Wirkungsgrad erhöhen, sondern auch die Gesamteffizienz des Kraftwerks deutlich verbessern. Gleichzeitig ergänzt sie die Erneuerbaren Energien als zuverlässiger und steuerbarer Erzeuger. Die Anlage bietet neue Möglichkeiten für eine wirtschaftlich attraktive Vermarktung und steigert die gesicherte Erzeugungskapazität. Die Motoren befinden sich seit Januar 2025 im Probetrieb. Da die Ergebnisse aber noch nicht zufriedenstellend waren, wurde dieser abgebrochen und wird im Anschluss an technische Modifikationen im ersten Quartal 2026 wiederholt.

Der im Jahr 2024 begonnene Bau einer Power-to-Heat-Anlage (PtH) mit 50 MW im HKW Jena befindet sich zum Bilanzstichtag in der Realisierungsphase und wird voraussichtlich im ersten Quartal 2026 abgeschlossen. Damit wird zugleich der im Jahr 2022 in Betrieb genommene Druckwärmespeicher mit einer zusätzlichen Funktion aufgewertet. Aufgrund regulatorischer Hemmnisse wird die PtH-Anlage zunächst auf dem Regelenenergiemarkt eingesetzt.

Zur Erfüllung der Anforderungen der Kommunalen Wärmeplanung der Stadt Jena wurden im Berichtsjahr mehrere Maßnahmen untersucht. Dazu zählt die Errichtung einer zweiten vollständig H₂-fähigen Gasmotorenreihe im HKW Jena mit über 50 MW Leistung. Ebenfalls analysiert wurde der Einsatz einer Groß-Flusswärmepumpe an der Saale mit ebenfalls rund 50 MW. Beide Optionen wurden technisch und wirtschaftlich bewertet. Eine Realisierung unter den gegebenen Rahmenbedingungen wird geprüft.

Am Standort des HKW Rudolstadt-Schwarza wurden die Pläne zur Modernisierung und zur umweltfreundlicheren Gestaltung der Fernwärmeversorgung fortgeführt. In einem möglichen Zukunftsszenario ist vorgesehen, den komplexen Kraftwerksbetrieb auf klimaneutralen Wasserstoff (H₂) umzustellen. Darüber hinaus sind der Einsatz leistungsstarker Großwärmepumpen, die Installation von PtH-Anlagen, die Nutzung von Flusswärme sowie die Netzintegration der Abwärme mehrerer Industriebetriebe geplant. Zur weiteren Erhöhung des EE-Anteils an der Kraftwerkserzeugung wurden mehrere Gebäude mit PV-Anlagen mit insgesamt 240 installierten PV-Modulen und einer Leistung von 108 kWp ausgestattet. Eine weitere Anlage ist im Bau.

Für das HKW in Bad Salzungen wurden technologie- und ergebnisoffene Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Fernwärmenetzes untersucht, u. a. die Netzintegration regenerativer (Ab-)Wärmequellen. Die Pläne zur Nutzung der industriellen Abwärme eines lokalen Industrieunternehmens aus Bad Salzungen wurden auf Basis einer Absichtserklärung konkretisiert.

II.2.2.2 Dezentrales Projektgeschäft und Quartiersprojekte

Als Partner für Gewerbe- und Industrieunternehmen, der Wohnungswirtschaft sowie Thüringer Kommunen setzt die TEAG-Gruppe die Wärmewende in Thüringen durch individuelle und klimafreundliche Energielösungen wirkungsvoll um. Der Schwerpunkt lag im Geschäftsjahr 2025 auf der Konzipierung und Umsetzung von Versorgungslösungen sowie der Lieferung von Nutzenergie. Große Herausforderungen bestanden hinsichtlich der fortlaufenden Dekarbonisierung und Anpassung der Technologielösungen an gesetzliche Anforderungen, wie dem Wärmeplanungsgesetz oder Gebäudeenergiegesetz, sowie mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit.

Beim dezentralen Projektgeschäft wurde im Berichtszeitraum 2025 ein Wärmeliefervertrag in Triptis (4,5 GWh) und Ende 2024 in Bad Berka (3,0 GWh) abgeschlossen. Darüber hinaus wurde mit wohnungswirtschaftlichen Unternehmen in Kölleda (5,5 GWh) eine Absichtserklärung unterzeichnet. Die Stadtwerke Suhl/Zella-Mehlis (3,5 GWh) und Schmöln (10,5 GWh) haben Machbarkeitsstudien zur Transformation und zum Neubau der Fernwärmeversorgung beauftragt. Eine langfristige Zusammenarbeit wird avisiert. Mit einem wohnungswirtschaftlichen Unternehmen in Ronneburg (8,5 GWh) wird über eine Portfolioübernahme und Umstellung auf gewerbliche Wärmelieferung verhandelt.

Mit der Energieversorgung Inselsberg GmbH, Waltershausen, besteht seit 2012 eine langjährige Vertragsbeziehung. Dabei beliefert die TWS die Gesellschaft mit Wärme aus einem eigenen Kraftwerk. Im Rahmen der Versorgungsanpassung auf die neuen gesetzlichen Regelungen für Fernwärme wurde im Vorjahr eine Transformation der Erzeugung vereinbart. Im Berichtsjahr 2025 wurde gemeinsam an der technischen Umsetzung gearbeitet.

Ausgehend von den in Vorjahren gewonnenen Ausschreibungen der Landesentwicklungsgesellschaft Thüringen mbH (LEG), Erfurt, zur Versorgung des Carl-Zeiss-Campus in Jena und der Stadt Ohrdruf zur Fernwärmeversorgung des Stadtgebietes wurden die entsprechenden Versorgungsanlagen errichtet. Mit einer endgültigen Fertigstellung wird Anfang 2026 gerechnet. Nach vollständiger Inbetriebnahme beliefert die TWS aus eigenen Erzeugungsanlagen die LEG für 10 Jahre mit Wärme bzw. die Stadt Ohrdruf für 15 Jahre mit Wärme in das städtische Fernwärmenetz.

II.2.2.3 Dienstleistungen Kommunale Wärmeplanung

Die Kommunale Wärmeplanung (KWP) ermöglicht Kommunen bzw. Betreibern von Heizungsanlagen, sich zielgerichtet auf die klimaneutrale Transformation ihrer Wärmeversorgungssysteme einzustellen. Das Ziel der KWP ist es, eine kosteneffiziente Lösung für eine moderne, klimafreundliche Wärmeversorgung zu ermitteln. Im Ergebnis wird ein Wärmeplan aufgestellt, der mit konkreten Maßnahmenvorschlägen individuelle Möglichkeiten für eine technologieoffene Dekarbonisierung der Raumwärme aufzeigt. Die Finanzierung der KWP wird vom Freistaat Thüringen mit ca. 50,0 Mio. € sichergestellt.

Die TEAG hat im Berichtsjahr die organisatorischen sowie personellen Strukturen geschaffen und gefestigt, um die Dienstleistungen zur KWP weiter auszubauen. Das Angebot beinhaltet die ganzheitliche Erarbeitung und Umsetzung einer gesetzeskonformen Wärmeplanung. Dabei werden individuelle Handlungsempfehlungen mit einer umfassenden Akteurs- sowie Öffentlichkeitsbeteiligung vor Ort entwickelt.

Für eine erfolgreiche Umsetzung der KWP mit technischer, wirtschaftlicher und regionaler Expertise hat die TEAG mit mehreren Partnern langfristige Kooperationsvereinbarungen geschlossen. Im Berichtszeitraum befanden sich insgesamt 52 Wärmeplanungen für Kommunen in Thüringen in Erstellung. Die ersten vier Wärmepläne für die Städte Weißensee, Leinefelde-Worbis und Werra-Suhl-Tal sowie für die Einheitsgemeinde Gerstungen wurden bis 31. Dezember 2025 fristgemäß abgeschlossen.

II.2.2.4 Regenerative Erzeugung

Die Nutzung Erneuerbarer Energien ist seit dem Bestehen der TEAG ein fester Bestandteil der Energieversorgung. Bereits früh setzten wir auf die Erzeugung von Strom aus heimischen und nachhaltigen Energiequellen und leisten damit einen wichtigen Beitrag zur sicheren und umweltverträglichen Energieversorgung in Thüringen. Das Wasserkraftwerk in Spichra feierte im Oktober 2025 einhundertjähriges Bestehen. Über dessen gesamte Laufzeit wurde das Kraftwerk beständig modernisiert. Zusammen mit den ebenfalls an der Werra gelegenen Wasserkraftwerken Mihla und Falken werden jährlich rund 12 GWh Strom erzeugt. Der Betrieb unserer Wasserkraftwerke lief im Geschäftsjahr 2025 durchgehend zuverlässig und störungsfrei.

Beim Ausbau der Photovoltaik (PV) positionieren wir uns als verlässlicher Partner in Thüringen und den angrenzenden Bundesländern. Im Geschäftsjahr 2025 setzten wir unsere Wachstumsstrategie in diesem Bereich ambitioniert fort. Gleichzeitig besteht ein politischer Diskurs über Ausbauziele und -bedarfe sowie über Fördersysteme. Gesunkene EEG-Ausschreibungsergebnisse, die Entwicklung der Power-Purchase-Agreement-Marktpreise und negative Strompreise beeinträchtigten die Wirtschaftlichkeit der Anlagen in Deutschland.

Trotz herausfordernder Marktbedingungen konnten zahlreiche Kundenverträge zur Errichtung neuer PV-Anlagen abgeschlossen werden. Im Fokus der Geschäftstätigkeiten standen die Akquise und Errichtung von mittelgroßen PV-Kundenprojekten mit einer installierten Leistung von bis zu 12,0 Megawatt-Peak (MWp). Insgesamt hat die TSO im Berichtsjahr Anlagen mit einer Gesamtleistung von 25,7 MWp (Vorjahr: 32,1 MWp) an ihre Kunden übergeben. Darüber hinaus befanden sich zum 31. Dezember 2025 diverse Kundenanlagen noch im Bau.

Im Bereich des eigenwirtschaftlichen Ausbaus erfolgte die Inbetriebnahme des Freiflächensolarparks in Unterwellenborn mit einer installierten Gesamtleistung von 1,0 MWp. Einige Anlagen konnten aufgrund projektbezogener Verzögerungen noch nicht abgeschlossen werden. In Bad Klosterlausnitz wurde mit dem Bau einer größeren Agri-PV-Anlage mit 6,7 MWp begonnen. Die PV-Freiflächenanlagen in Einhausen und Wollersleben mit insgesamt 7,5 MWp befanden sich ebenfalls noch im Bau. Darüber hinaus wurde im Berichtsjahr die Entwicklung von 11 Freiflächenprojekten mit einer Gesamtleistung von rund 65 MWp begonnen bzw. fortgeführt.

Die Integration von Batteriespeichern an systemdienlichen Standorten gewinnt zunehmend an Bedeutung. Mit einem Projekt zum Bau eines großen Batteriespeichers am Standort des HKW in Bad Salzungen erweitern wir unsere Kompetenz, Großspeicher eigenständig zu errichten. Der Speicher hat eine Kapazität von 1,7 MWh und besteht aus 208 Batteriemodulen mit Li-NMC-Zellen. Er ist für 6.000 Ladezyklen ausgelegt. Der Speicher soll ab dem 1. Quartal 2026 mit der Direktvermarktung beginnen.

Die regenerative Energieerzeugung im Geschäftsfeld Windkraft erfolgt über unsere Beteiligung an der WKT. Die Gesellschaft bündelt Kompetenzen bei der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieprojekten und plant bzw. errichtet darüber hinaus auch PV-Projekte. Die Gesellschaft vermarktet Strom aus eigenen Wind- und PV-Anlagen im Rahmen der Direktvermarktung. Das Portfolio der WKT beläuft sich auf eine Gesamtleistung über 60 MW. Die WKT erzeugte im Berichtsjahr insgesamt 114 GWh (Vorjahr: ca. 135 GWh) Strom.

II.2.2.5 Erzeugungsdaten

Der Beitrag unserer konventionellen Kraftwerke zur Stromerzeugung an den Standorten Jena, Bad Salzungen, Grabe, Merxleben, Ibenhain, Rudolstadt-Schwarza sowie der dezentralen Wärme-Contracting-Anlagen lag im Geschäftsjahr bei 451,4 GWh (Vorjahr: 389,9 GWh). Zusätzlich erzeugten diese Kraftwerke insgesamt 905,3 GWh Wärme bzw. Dampf (Vorjahr: 877,4 GWh). Die installierte Gesamtleistung der konventionellen Erzeugungsanlagen belief sich im Berichtsjahr auf 849,1 MWp (thermisch) bzw. 294,5 MWp (elektrisch).

Die regenerativen Erzeugungsanlagen der TEAG-Gruppe generierten insgesamt 36,5 GWh Strom (Vorjahr: 30,3 GWh). Dabei erzeugten die eigenen PV-Anlagen 23,3 GWh Strom (Vorjahr: 18,7 GWh) und die Laufwasserkraftwerke in Spichra, Mihla und Falken 13,2 GWh Strom (Vorjahr: 11,6 GWh).

II.2.3 Strom- und Gasnetz

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 Netzinfrastuktur 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 – Transformat“) 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 der TEN gegenüber dem Vorjahr zur 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 (Ag-Nes) 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 ihre 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.2.3.1 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 zukunfts-fähige 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 Holzfreihaltung 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.2.3.2 Dienstleistungen und Maßnahmen nicht regulierter Bereich

Im nicht regulierten Geschäft haben wir das 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.2.3.3 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).

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 HKW 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).

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 ausgeforderte 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 der 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). 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 Untergrundspeicher Allmenhausen gedeckt (+315,6 GWh). Dem entgegen reduzierte sich der Mengenbezug von vorge-lagerten Netzbetreibern um –31,9 GWh.

II.2.3.4 Konzessionsmanagement

Eine wichtige Grundlage unseres 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.2.4 Energievertrieb

II.2.4.1 Entwicklungen im Vertriebsbereich

Das Vertriebsgeschäft der TEAG basiert auf der sicheren Erfüllung unseres Versorgungsauftrages in Thüringen. Die Grundlage hierfür liegt in der mittel- bis langfristigen Kontrahierung ausreichender Strom- und Erdgasmengen zur stabilen Versorgung unserer Kunden in Thüringen und auch zunehmend darüber hinaus. Im Berichtszeitraum wurde das Vertriebsgeschäft infolge des historischen Beschaffungsmodells für das Privatkundensegment in Teilen noch durch die hohen Beschaffungskosten der Vorjahre beeinflusst.

Im **Privatkundengeschäft** war das Vertriebsjahr 2025 stark von einem intensiven Wettbewerb, insbesondere auf den Preisvergleichsportalen, und einem hohen Informationsbedarf unserer Kunden zum Thema Energie geprägt. Im Bereich Strom beeinflussten sinkende Durchschnittsverbräuche und der fortlaufende Zubau von Eigenversorgungslösungen, etwa in Form kleinerer PV- und Speicheranlagen, mit dem daraus resultierenden veränderten Abnahmeverhalten, die Absatzmengen nachhaltig. Die Preisvolatilität beim Energiebezug in Verbindung mit der hohen Wettbewerbsintensität führte zu erheblichen Kundenbewegungen. Dennoch konnten wir die Anzahl an Kunden stabil halten.

Das **Geschäftskundensegment** wurde v. a. von der anhaltend schwierigen konjunkturellen Lage der deutschen Volkswirtschaft beeinflusst. Dennoch konnte die Absatzmenge im Bereich Strom moderat und im Bereich Gas deutlich gesteigert werden. Die Nachfrage nach Liefermodellen mit Spotmarktpreisorientierung setzte sich fort.

Im Vertriebsgeschäft mit den Stadtwerken kam es beim Stromabsatz zu Mengenrückgängen. Der Fokus des Vertriebs lag auf flexiblen, strukturierten und kurzfristigen Produkten mit adäquater Risikoverteilung.

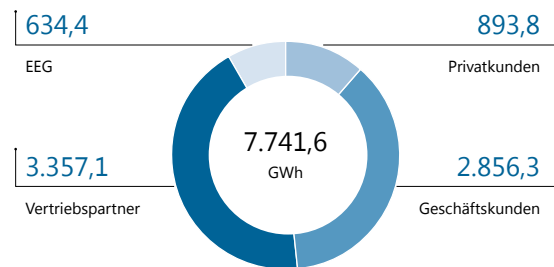
II.2.4.2 Absatz und Beschaffung

Im Geschäftsjahr 2025 lagen die Gesamtabsatz- und Beschaffungsmengen im Strom- unter und im Gasbereich über dem Vorjahresniveau.

Strom

Der Stromabsatz verringerte sich im Vergleich zum Vorjahr um –7,1 Prozent auf insgesamt 7.741,6 GWh (Vorjahr: 8.329,8 GWh). Die Aufteilung auf die einzelnen Kundensegmente stellt sich dabei wie folgt dar:

Stromabsatz 2025 nach Kundensegmenten in GWh



Im **Privatkundengeschäft** lag die Absatzmenge mit 893,8 GWh trotz eines leichten Wachstums im Kundenbestand insbesondere aufgrund rückläufiger Durchschnittsverbräuche –52,2 GWh unter dem Vorjahr. Die bei den Privatkunden abgesetzte Strommenge entspricht einem Anteil von rund 12 Prozent am Gesamtstromabsatz.

Im Bereich der **Geschäftskunden** erhöhten sich die Mengen gegenüber dem Vorjahr um +6,5 Prozent. Insgesamt lieferten wir im Geschäftskundenbereich 2.856,3 GWh Strom und lagen damit um +174,7 GWh über dem Vorjahreswert. Der Mengenanstieg begründet sich v. a. aus Kundengewinnen im Großkunden- und mittleren Absatzsegment. Die abgesetzte Strommenge bei den Geschäftskunden entspricht einem Anteil von rund 37 Prozent am gesamten Stromabsatz.

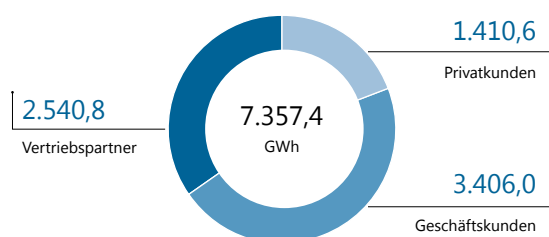
Beim Absatz an **Vertriebspartner**, v.a. an Stadtwerke, verzeichneten wir einen Absatz von insgesamt 3.357,1 GWh und damit einen Rückgang von –757,9 GWh. Diese Entwicklung resultiert insbesondere aus einem Rückgang der Netzverluststromlieferungen sowie Mengenrückgängen bei Vertriebspartnern (z. B. durch Kundenverluste im Endkundengeschäft). Der Anteil des Stromabsatzes an Vertriebspartnern und sonstige Kunden lag bei rund 43 Prozent.

Die Strombeschaffung erfolgte über zahlreiche Marktpartner sowie über unsere eigenen und über fremde Kraftwerke.

Erdgas

Der Erdgasabsatz erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr um +11,2 Prozent auf insgesamt 7.357,4 GWh (Vorjahr: 6.615,5 GWh). Die Aufteilung auf die einzelnen Kundensegmente stellt sich dabei wie folgt dar:

Erdgasabsatz 2025 nach Kundensegmenten in GWh



Im **Privatkundengeschäft** kompensierten kühlere Temperaturen mit einem Anstieg der Durchschnittsverbräuche im Berichtszeitraum den Rückgang der Absatzmengen aus Kundenverlusten. Gegenüber dem Vorjahr stieg der Erdgasabsatz um +88,3 GWh auf insgesamt 1.410,6 GWh. Damit lag der Anteil der Privatkunden am Gesamterdgasabsatz bei rund 19 Prozent.

Im Bereich der **Geschäftskunden** haben wir im Berichtszeitraum 3.406,0 GWh Erdgas geliefert und lagen damit um +514,1 GWh bzw. +17,8 Prozent über dem Vorjahreswert. Der Mengenanstieg ist, analog zum Strombereich, auf Kundengewinne im Großkunden- und mittleren Absatzsegment zurückzuführen. Der Gasabsatz an Geschäftskunden entspricht einem Anteil von rund 46 Prozent am Gesamtabsatz.

Der Erdgasabsatz an **Vertriebspartner** lag mit insgesamt 2.540,8 GWh um +139,5 GWh bzw. +5,8 Prozent über dem Vorjahresniveau. Die abgesetzte Erdgasmenge an Vertriebspartnern entspricht einem Anteil von rund 34 Prozent am Gesamtabsatz.

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

Wärme

Der Wärmeabsatz belief sich im Geschäftsjahr auf insgesamt 1.097,2 GWh (Vorjahr: 1.080,3 GWh). Hiervon entfielen auf unsere zentralen Wärmeerzeugungsanlagen in Jena und Bad Salzungen 445,7 GWh (Vorjahr: 441,5 GWh) sowie auf die Erzeugungsanlage in Rudolstadt-Schwarza 605,2 GWh (Vorjahr: 606,7 GWh). Der übrige Wärmeabsatz betraf die dezentralen Erzeugungsanlagen.

Im Bereich der dezentralen Wärmeversorgung haben wir zum Bilanzstichtag 49 (Vorjahr: 50) dezentrale Erzeugungsanlagen mit einer installierten thermischen Leistung i. H. v. 41,4 MWp (Vorjahr: 25,9 MWp) sowie einer installierten elektrischen Leistung von 3,2 MWp (Vorjahr: 3,2 MWp) betrieben. Mit Hilfe der dezentralen Erzeugungsanlagen haben wir 23 (Vorjahr: 22) kommunale Kunden (v.a. Rathäuser, Sportzentren und Schulen) versorgt. Im Bereich der Wohnungswirtschaft belieferten wir 15 (Vorjahr: 17) weitere Abnehmer.

II.2.5 Elektromobilität

Im Geschäftsfeld Elektromobilität betreiben wir einen Großteil der Ladepunkte in Thüringen und bauen das Ladenetz der hochleistungsfähigen High-Power-Charging-Ladepunkte (HPC) kontinuierlich aus. Im Oktober 2025 wurde in Erfurt der tausendste Ladepunkt in Betrieb genommen. Die TMO hat damit ihre Position als zentraler Infrastrukturdienstleister und Vorreiter bei der Umsetzung der Verkehrswende in Thüringen gefestigt. Zum 31. Dezember 2025 betrieb die TMO insgesamt 720 Schnell- und 332 Normalladepunkte (Vorjahr: 435 bzw. 323) in 10 Bundesländern.

In Schleiz an der A9 wurde im Mai 2025 Thüringens „grünster“ Ladepark nach 2 Jahren Bauzeit feierlich in Betrieb genommen. An diesem Standort stehen mit der letzten Ausbaustufe insgesamt 40 HPC-Ladepunkte mit einer Leistung zwischen 300 und 400 kW zur Verfügung. Dies setzt Maßstäbe bei der schnellen und effizienten Ladung von modernen Fahrzeugbatterien, einschließlich Elektro-LKW. Die besondere Bedachung des Ladeparks besteht aus einer nachhaltigen Holzbinderlösung – ergänzt um eine extensive Begrünung auf dem Dach und im Umfeld des Ladeparks.

Der mit einer Handelsgesellschaft bestehende Vertrag über die Errichtung von Ladetechnik an über 168 Märkten in Mittel- und Westdeutschland ist ein wesentlicher Eckpfeiler der Ausbau- und Investitionsstrategie in öffentliche Ladeinfrastruktur innerhalb und außerhalb Thüringens. Im Geschäftsjahr wurden weitere Ladepunkte errichtet. Damit erhöhte sich die Ladeinfrastruktur im Marktverbund auf insgesamt über 360 Ladepunkte.

Ein weiterer Schwerpunkt liegt neben der Errichtung und dem Betrieb öffentlicher Ladeinfrastruktur an zentralen Verkehrsknotenpunkten auf innerstädtischen Wohnquartieren. Im Berichtszeitraum konnten 9 Standorte erfolgreich in Betrieb genommen und 11 weitere akquiriert werden.

Im Berichtsjahr hat die TMO ihre digitalen Service- und Produktangebote weiterentwickelt. Die TEAG Mobil Lade-App wird bereits von über 14.000 Kunden genutzt. Seit Dezember 2025 ist zudem das bundesweite Roaming integriert – damit können die Nutzer an mehr als 200.000 Ladepunkten in ganz Deutschland laden.

Der Ladestromabsatz hat sich mit 11,2 GWh im Vergleich zum Vorjahr nahezu verdoppelt und liegt damit leicht unter den Erwartungen. Trotz der deutlichen Umsatzsteigerung beim Verkauf von Ladestrom war das Geschäftsfeld Elektromobilität im Jahr 2025 insgesamt noch nicht kostendeckend. Die hohen Anfangsinvestitionen in die Ladeinfrastruktur und deren noch zu geringe Auslastung belasteten das Ergebnis.

II.2.6 Messwesen

Digitalisierung im Messwesen und Smart-Meter-Rollout

Innerhalb der TEAG-Gruppe übernimmt die TEN die Marktrollen des grundzuständigen Messstellenbetreibers (GMSB) und Verteilnetzbetreibers (VNB). Die TEN ist verantwortlich für den Smart-Meter-Rollout, das netzdienliche Steuern und Schalten von EE-Anlagen sowie für steuerbare Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG. Die TMZ unterstützt die TEN als Komplettdienstleister und deckt die gesamte Prozesskette für den spartenübergreifenden technischen Betrieb konventioneller und intelligenter Messeinrichtungen ab – von Beschaffung und Einbau bis zur Betreuung der Mess- und Steuereinrichtungen sowie die Erhebung und Aufbereitung der Messdaten für Abrechnungen.

Im Jahr 2025 betreute die TMZ im Auftrag der TEN rund 590.000 Strom- und 110.000 Gaszähler. Im Berichtsjahr wurden insgesamt 7.024 (Vorjahr: 6.360) Messlokationen mit intelligenten Messsystemen (iMSys) ausgestattet. Ende Dezember 2025

betrieb die TMZ insgesamt 27.975 iMSys für die TEN (Vorjahr: 22.042). Damit wurde die Vorgabe des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG), wonach bis Ende 2025 mindestens 20 Prozent der iMSys-Pflichteinbaufälle (6.000 bis 100.000 kWh Verbrauch bzw. § 14a-Anlagen) umzusetzen waren, erreicht. Zusätzlich wurden im Jahr 2025 bei 36.840 (Vorjahr: 54.050) Messlokalationen moderne Messeinrichtungen (mME) installiert.

SMGw-Administration und Messdatenmanagement für iMSys

Beim intelligenten Messwesen wird die Smart-Meter-Gateway-Administration (SMGwA) für unsere Messstellenbetreiber-Kunden übernommen. Aufgrund der hohen Anforderungen an die Informationssicherheit ist die TMZ vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) für diese Prozessdienstleistung zertifiziert. Ergänzt wird die SMGwA durch weitere Dienstleistungen wie das Messdatenmanagement (MDM) und die WAN-Kommunikation für iMSys.

Im Berichtsjahr 2025 wurden mit weiteren gMSB langfristige Verträge über die SMGwA und zusätzlichen Leistungen im intelligenten Messwesen abgeschlossen. Die Zahl der gMSB-Kunden außerhalb der TEAG-Gruppe stieg auf 29 (Vorjahr: 24). Zum 31. Dezember 2025 betreuten wir als zertifizierter SMGw-Administrator bundesweit 81.310 iMSys (Vorjahr: 47.095).

CLS-Management

Im Geschäftsjahr hat die TEAG-Gruppe ihr Leistungsportfolio im intelligenten Messwesen um Dienstleistungen für das CLS-Management (Controllable Local Systems) erweitert. Diese ermöglichen es dem Messstellenbetreiber im Auftrag der VNB, Erneuerbare Energien und Verbrauchsanlagen gemäß § 14a EnWG bei Netzengpässen gezielt über die Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur (SMGw) zu steuern und somit zur Netzstabilität und -effizienz beizutragen. Dazu wurde die IT-Systemlandschaft für die SMGwA und MDM gesetzeskonform ausge-

baut. Entsprechende Softwarekomponenten setzen die Prozesse des CLS-Managements um – von der Verarbeitung der Netzzustandsdaten bis zur Durchführung der Schalt- und Steuerungshandlungen.

Prüfstellenleistungen und Handelsgeschäft

Im Bereich von Prüfstellenleistungen wird die staatlich anerkannte Prüfstelle für Strommessgeräte betrieben. Die einzige Thüringer Prüfstelle stellt die Qualität von Stromzählern, Messwandlern und Zusatzeinrichtungen, insbesondere im Zusammenspiel mit SMGw, sicher. Sie übernimmt gesetzliche Aufgaben wie Eichungen, Befundprüfungen und Stichproben von Strommessgeräten. Im Geschäftsjahr 2025 konnte die Marktposition in diesem Dienstleistungsgeschäft durch den Abschluss von neuen Rahmenverträgen gefestigt werden. Zudem übernimmt die Prüfstelle die Leitung der Wasserprüfstelle für die TEAG Wasser GmbH, Erfurt.

Im Rahmen des Handelsgeschäftes werden Messeinrichtungen, Messwandler, SMGw sowie Zusatzeinrichtungen im Strom- und Gasbereich qualitätsgesichert mit Unterstützung der Prüfstelle für Strommessgeräte beschafft und verkauft.

II.2.7 Telekommunikation

Förderprojekte und eigenwirtschaftlicher Glasfaserausbau

Die TNK verantwortet den Ausbau und den Betrieb unserer Telekommunikationsinfrastruktur. Die Förderziele zur Erschließung von überwiegend im ländlichen Raum Thüringens gelegenen Orten und Regionen mit leistungsfähigen Breitbandanschlüssen konnten nach rund sechsjähriger Projektlaufzeit erreicht werden. Im Geschäftsjahr 2025 ist der bauliche Abschluss der Förderprojekte erfolgt. In einzelnen Projekten erfolgen im Jahr 2026 noch geringfügige Abschlussarbeiten. Daneben wurden 8 Endverwendungsnachweise beim Fördermittelgeber eingereicht. Insgesamt werden sich die Investitionskosten zum Abschluss des „Weiße-Flecken“-Programms auf rund 172 Mio. € belaufen.

Der eigenwirtschaftliche Glasfaserausbau war im Geschäftsjahr von Herausforderungen in der Bauausführung und den Auftragsvergaben geprägt. Die geplante Steigerung des Investitionsvolumens konnte zwar nicht vollständig realisiert werden, insgesamt bewegten sich die Investitionen mit 42,4 Mio. € jedoch leicht über dem Vorjahresniveau (Vorjahr: 40,1 Mio. €). Die TNK erhielt im Jahr 2025 mehrere Zuschläge aus Ausschreibungsverfahren für Betreibermodelle und hat damit die Grundlage für eine Vielzahl von Fiber-to-the-Home-Ausbauprojekten (FTTH) in den kommenden Jahren geschaffen.

Mit Blick auf die strategische Netzsicherung konzentrierte sich die TNK auf die Überbauung eigener Fiber-to-the-Curb-Strukturen (FTTC) durch moderne FTTH-Netze in wirtschaftlich relevanten Gebieten. Der eigenwirtschaftliche Ausbau trägt damit wesentlich zur Sicherung der Kundenbasis im zunehmend wettbewerbsintensiven Thüringer Telekommunikationsmarkt bei.

Entwicklungen Privat- und Geschäftskunden

Bei den Privat- und Geschäftskunden haben wir im Berichtsjahr den einhunderttausendsten Kunden gewonnen. Insgesamt konnte die Kundenanzahl um +11,5 Prozent gegenüber dem Vorjahr gesteigert werden. Dem entgegen reduzierten sich erstmals die Anzahl an FTTC-Kunden. Ursächlich hierfür ist u. a. der Technologiewechsel von FTTC zu FTTH. Infolge der positiven Kundenentwicklung war ein Anstieg des Gesamtumsatzes im Telekommunikationsgeschäft, mit einer Steigerung der Umsätze sowohl im Privat- (+11,5 Prozent) als auch Geschäftskundenbereich (+10,1 Prozent) zu verzeichnen.

Die Nachfrage nach leistungsfähigen Datendiensten im Geschäftskunden-Segment hat sich positiv entwickelt. Die TNK reagierte auf veränderte Preis- und Produkthanforderungen durch die Weiterentwicklung des Portfolios und den Ausbau der Kooperation mit der Keyweb AG, Erfurt, um komplexe Lösungen für Großkunden

anzubieten. Das Thüringer Rechenzentrum wurde nach IT-Grundschutz des BSI auf Basis ISO 27001 erfolgreich rezertifiziert und der Betrieb verlief im Geschäftsjahr störungsfrei. Damit bestätigen wir unsere Position im Markt für Dienstleistungen im Bereich hochsicherer Rechenzentren.

II.2.8 Beteiligungen

Das Beteiligungsportfolio der TEAG umfasste zum 31. Dezember 2025 neben den vollkonsolidierten Unternehmen insgesamt 58 Beteiligungen. Dabei leisten unsere 25 Beteiligungen an Stadtwerks- bzw. Netzgesellschaften einen bedeutenden Beitrag zum Unternehmensergebnis.

Die Thüringer Stadtwerke sind beim Energiehandel seit einigen Jahren mit tiefgreifenden Marktveränderungen konfrontiert. Neben einer zunehmend schwierigen Planbarkeit der Energiemengen hat vor allem die Preisvolatilität deutlich zugenommen. Sich verändernde Marktanforderungen wie beispielsweise dynamische Tarife, Integration von PV-Erzeugung oder die strompreisoptimierte Fahrweise von Kraftwerken bedingen neue Liefermodelle.

Daneben standen die Thüringer Stadtwerke bzw. deren Netzgesellschaften im Geschäftsjahr 2025 vor ähnlichen Herausforderungen beim Umbau des Energiesystems wie die TEAG-Gruppe. Dazu zählen ein deutlicher Anstieg der Investitionen in die Netzinfrastruktur sowie in Maßnahmen zur Dekarbonisierung im Zuge der Wärmewende und deren Finanzierung. Gleichzeitig steigen die regulatorischen, technischen und organisatorischen Anforderungen in allen Geschäftsfeldern zunehmend an.

Ausgehend von diesen Entwicklungen fanden im Berichtszeitraum Einzahlungen zur Eigenkapitalstärkung der Stadtwerke von 4,2 Mio. € sowie zusätzlich anteilige Gewinnthesaurierungen i. H. v. 3,5 Mio. € statt. Investitionen in Stadtwerksbeteiligungen erfolgten von 3,2 Mio. €. Die Gewinnausschüttungen der Stadtwerke haben sich im Ge-

schäftsjahr 2025 auf insgesamt 25,2 Mio. € (Vorjahr: 22,3 Mio. €) erhöht. Ursächlich für diesen Anstieg waren im Wesentlichen positive Ergebnisbeiträge aus dem Energievertrieb.

Für die verbundenen vollkonsolidierten Unternehmen der TEAG erfolgten im Berichtsjahr Einzahlungen in Rücklagen von insgesamt 45,0 Mio. €. Diese dienen vornehmlich der Bewältigung von energie- bzw. wachstumsbedingter Investitionen im Rahmen einer risikoadäquaten Kapitalisierung. Zusätzlich wurden 73,0 Mio. € Ausleihungen an verbundene Unternehmen ausgereicht. Im Bereich Telekommunikation erfolgte der Erwerb einer Beteiligung und zugehöriger Netzanlagen i. H. v. insgesamt 3,2 Mio. €. Die Beteiligung wurde während des Berichtsjahres rückwirkend auf die TNK verschmolzen.

Das übrige Beteiligungsportfolio der TEAG-Gruppe betrifft insgesamt 33 Beteiligungen von Energieprojekt- und Dienstleistungsgesellschaften vornehmlich aus den Bereichen Erneuerbarer Energien, Wärmeerzeugung sowie energienahe Dienstleistungen. Insgesamt wurden im Berichtsjahr Investitionen in sonstige Beteiligungen von 4,6 Mio. €, u. a. in eine PV-Projektgesellschaft sowie ein Unternehmen aus dem Bereich Tiefbauplanung, getätigt. Zusätzlich wurden 2,1 Mio. € sonstige Ausleihungen ausgereicht.

II.2.9 Nichtfinanzielle Leistungsindikatoren

II.2.9.1 Mitarbeiter

Aktuelle Mitarbeiterstruktur

Zum 31. Dezember 2025 waren insgesamt 2.368 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in der TEAG-Gruppe beschäftigt. Der Anteil der weiblichen Beschäftigten lag bei rund 36 Prozent. Das Durchschnittsalter der Beschäftigten belief sich auf etwa 44 Jahre, während die durchschnittliche Beschäftigungsdauer in der TEAG-Gruppe bei ungefähr 13 Jahren lag. Von den Beschäftigten verfügten rund 60 Prozent über einen Bildungsabschluss auf Bachelor- oder Meisterniveau oder eine vergleichbare Qualifikation.

Modernisierung der Personal-/HR-IT

Die TEAG-Gruppe hat im Rahmen des Programms Human Experience Management (TEAG HxM Move) 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 unserer 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.

TEAG-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. Unsere 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 unserer 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 unserer Unternehmensziele liegt daher auf einer umfassenden Fort-, Aus- und Weiterbildung von Mitarbeitern.

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.

Im Geschäftsjahr 2025 haben rund 750 Mitarbeiter und 3.400 externe Teilnehmer das berufliche Aus- und Fortbildungsangebot der TEAG Akademie durch Teilnahme an über 400 im Berichtszeitraum durchgeführten Seminaren, Workshops, Studienkursen und ähnlichen Veranstaltungen wahrgenommen. Am beruflichen Ausbildungsprogramm der TEAG Akademie haben zum 31. Dezember 2025 insgesamt 254 Auszubildende teilgenommen, von diesen gehörten 147 der TEAG-Gruppe an. Daneben wurden über das interne Personalentwicklungs- und Weiterbildungsprogramm der TEAG insgesamt 1.231 Mitarbeiter in Methoden-, Sozial-, Veränderungs-, Fach- und Führungskompetenzen geschult.

Mitarbeiterbonus- und -vorteilsprogramme

Motivierte und zufriedene Mitarbeiter machen unseren unternehmerischen Erfolg möglich. Zur Steigerung der Arbeitgeberattraktivität der TEAG-Gruppe bieten wir unseren 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 das kostenlose Laden von Elektrofahrzeugen an Unternehmensstandorten 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.2.9.2 Zertifiziertes HS2E-Management

Wir haben in der TEAG-Gruppe mit unserem HS2E-Managementsystem (Health, Safety, Environment & Energy) 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 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.

Wir leisten 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 Berech-

nung 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). Konzernweit verzeichneten wir im Geschäftsjahr 32 TRIF-relevante Unfälle (Vorjahr: 17) mit insgesamt 683 Ausfalltagen (Vorjahr: 243), davon 4 TRIF-relevante Unfälle mit 173 Ausfalltagen bei der TEAG. 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.2.9.3 Klimaschutz und Nachhaltigkeit

Die TEAG-Gruppe verbindet regionale Verantwortung mit zukunftsorientiertem Handeln und steht nicht nur für eine verlässliche Energieversorgung, sondern ebenso für den Schutz von Umwelt und Natur. Die Umsetzung unserer Unternehmensziele im Bereich Klimaschutz und Nachhaltigkeit erstreckt sich dabei über zahlreiche, geschäftsfeldübergreifende Aufgaben.

Energieerzeugung und Wärme

Im Rahmen der strategischen Ausrichtung treibt die TSO den Ausbau von Agri-Photovoltaik als Innovation im Geschäftsfeld voran. Im Berichtszeitraum wurde in Bad Klosterlausnitz mit dem Bau einer Agri-PV-Anlage mit einer Leistung von 6,7 MWp begonnen. Die kombinierte Nutzung landwirtschaftlicher Flächen mit erneuerbarer Energieerzeugung steigert die Flächeneffizienz erheblich. Agri-PV-Systeme fördern eine ressourcenschonende Landnutzung und erhöhen die Widerstandsfähigkeit gegenüber klimatischen Veränderungen. Gleichzeitig schützen die PV-Module die Kulturen vor Witterungsextremen, senken den Wasserverbrauch und ermöglichen eine stabile landwirtschaftliche Ertragslage. Die im Berichtsjahr gesicherten Flächen für zukünftige PV-Projekte sind insbesondere Ackerflächen, Deponien und Flächen zur Errichtung von Agri-PV-Projekten.

Im Bereich der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung positioniert sich die TEAG als verlässlicher Partner der Kommunen. In Jena wurde die Errichtung einer Groß-Flusswärmepumpe an der Saale sowie eine weitere leistungsfähige PtH-Anlage zur klimaneutralen Ausgestaltung der Fernwärmeversorgung umfassend untersucht. Mit der Flusswärmepumpe könnten bis zu 50 Prozent der ans Fernwärmenetz angeschlossenen Kunden versorgt werden. Die Realisierung befindet sich derzeit in Prüfung. Darüber hinaus stellt die TEAG den Kommunen ein ganzheitliches Beratungs- und Dienstleistungsangebot zur KWP zur Verfügung – von der gesetzeskonformen Planung über die Durchführung umfassender Akteurs- und Öffentlichkeitsbeteiligungsprozesse bis hin zur konkreten Projektrealisierung vor Ort.

Stromnetz

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 Flexibilität 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 Kostenreduk-

tion 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.

Wasserstoff

Bei der Dekarbonisierung und Defossilierung der Energieversorgung spielt Wasserstoff als Baustein eine entscheidende Rolle. Am Standort des Untergrundspeichers (UGS) Kirchheilingen treibt die TEAG die grüne Transformation voran. Auf Basis einer ausführlichen Studie wird ein Wasserstoffstandort konzipiert. Langfristig zielt die TEAG auf die Wasserstoffumrüstung des aktuell mit Erdgas gefüllten UGS ab. Neben der Einspeicherung des Grüngases wird an der Anbindung an das Wasserstoffnetz gearbeitet, um Wasserstoff für die Region bereitstellen zu können. Neben der detaillierten Analyse und Vorbereitung des Wasserstoffstandortes wird zur Bereitstellung von Flexibilisierungsmöglichkeiten eine Rückverstromungsanlage untersucht.

Dieser Standort ist in das regionale H₂-Projekt TH₂ECO eingebunden. Hier arbeitet die TEAG mit Branchenpartnern zusammen, um mit klimaneutral erzeugter Energie aus nordthüringischen Windparks und Solaranlagen grünen H₂ zu erzeugen. Dieser könnte zukünftig über eine Leitung nach Erfurt transportiert und dort etwa für die CO₂-freie Fernwärmeversorgung nutzbar gemacht werden. Für die Realisierung des Thüringer Wasserstoff-Ökosystems wurden Fördermittel beantragt und bewilligt. Eine finale Bestätigung im Rahmen des Bundeshaushaltes wird erwartet, steht jedoch noch aus. 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.

Standortentwicklung und regionales Engagement

Auf dem Außengelände der TEAG Akademie in Erfurt wurde im Berichtszeitraum eine nahezu CO₂-neutral hergestellte Netzstation installiert, deren Konstruktion überwiegend aus heimischem Fichten- und Douglasienholz besteht und vollständig wiederverwertbar ist.

Die Elektrifizierung des unternehmensinternen Fuhrparks wurde im Berichtszeitraum fortgeführt. Der Anteil an batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) im eigenen Fuhrpark wurde auf 50 Prozent erhöht (Vorjahr: 40 Prozent). Damit wird der Ausbau der klimafreundlichen Mobilität im Unternehmensalltag gefördert.

Weiterhin setzt die TEAG-Gruppe gezielt auf Projekte, die ökologische Werte mit sozialem Engagement verbinden. Beispielsweise förderte die Aktion „Mit TEAG summt's!“ im Berichtszeitraum den spielerischen Naturschutz in Thüringer Kindergärten. Insgesamt wurden 25 Kindergärten mit hochwertigen, handgefertigten Insektenhotels aus der Holzwerkstatt der Stiftung Finneck ausgerüstet. Sie schaffen Lebensräume für Bienen, Hummeln und andere Nützlinge – und sensibilisieren Kinder frühzeitig für den Schutz der Artenvielfalt.

Neben den beispielhaft genannten Projekten steht für die TEAG-Gruppe eine nachhaltige Unternehmensentwicklung im Mittelpunkt, die ökologische Verantwortung umfassend und in allen Bereichen der Wertschöpfungskette integriert.

II.3 Lage des Konzerns

II.3.1 Gesamtaussage zum Geschäftsverlauf und zur Lage des Konzerns

Das Geschäftsjahr 2025 des TEAG-Konzerns war maßgeblich geprägt von den Herausforderungen der Energiewende und „neuer“ Lasten bei gleichzeitiger Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Im Kern standen dabei der Ausbau und die Entwicklung des Thüringer Energiesystems unter Berücksichtigung der systemischen Interdependenzen. Wesentliche Einflussfaktoren mit Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage in allen Geschäftsbereichen lagen in technischen, regulatorischen und politischen Rahmenbedingungen sowie den Auswirkungen der anhaltenden geopolitischen Spannungen und Unsicherheiten in globalen Handels- und Lieferketten.

Das operative Geschäft des TEAG-Konzerns hat sich in diesem Umfeld beständig entwickelt. Im Hinblick auf unsere finanziellen Kennzahlen erwirtschafteten wir mit 236,4 Mio. € ein EBITDA innerhalb der prognostizierten Bandbreite zwischen 230 Mio. € und 250 Mio. €. Mit einem erzielten EBT von 110,6 Mio. € sowie einem Konzernjahresüberschuss von insgesamt 79,6 Mio. € wurden die geplanten Kennzahlen für das Geschäftsjahr 2025 übertroffen. Geplant waren ein EBT zwischen 85 Mio. € und 105 Mio. € sowie ein Gesamtergebnis zwischen 65 Mio. € und 75 Mio. €.

Der Rohüberschuss erhöhte sich im Vergleich zum Planansatz um +3,0 Prozent auf insgesamt 467,8 Mio. €. Insbesondere wirkten sich aperiodische Effekte im Energievertrieb positiv aus. Dem entgegen standen höhere vorgelagerte Netznutzungskosten im Strombereich sowie ein niedrigeres Ergebnis im Bereich Telekommunikation aufgrund eines verringerten Kundenwachstums. Anhaltende Preis- und Kostensteigerungen im Rahmen der allgemeinen Markt- bzw. Geschäftsentwicklung belasteten zudem das Ergebnis.

Das Beteiligungsergebnis lag insgesamt über dem Planansatz. Ergebniserhöhend wirkten sich dabei die Ausschüttungen der Stadtwerksbeteiligungen aus.

Im Geschäftsjahr 2025 haben wir unsere Investitionsstrategie für ein zukunfts- und leistungsfähiges Thüringer Energiesystem fortgesetzt. Das geplante Investitionsvolumen wurde mit Investitionen von 300,8 Mio. € zu 85,9 Prozent ausgeschöpft. Die Abweichungen resultieren im Wesentlichen aus zeitlichen Verschiebungen. Ursächlich hierfür waren Verzögerungen bei Genehmigungsverfahren sowie verlängerte Liefer- bzw. Ausführungszeiten von Material und Dienstleistungen. Hierbei führten eingeschränkte Materialverfügbarkeiten in Verbindung

mit einer gestiegenen Nachfrage im Erzeugungs- und Infrastrukturausbau zu höheren Beschaffungspreisen und verlängerten Lieferzeiten. Darüber hinaus ergaben sich zeitliche Verschiebungen bei Inbetriebnahmen bzw. dem Beginn von Projekten im Bereich Erzeugung sowie beim Ausbau des TEAG-Campus und bei IT-Großprojekten.

Insgesamt lagen die Abschreibungen für das Anlagevermögen um –11,4 Mio. € unter dem geplanten Werteverzehr.

II.3.2 Ertragslage des Konzerns

Ertragslage

	2025 Mio. €	2024 Mio. €	Veränd. Mio. €
Umsatzerlöse	2.805,5	3.129,9	–324,4
Bestandsveränderungen	0,9	–3,2	4,1
Andere aktivierte Eigenleistungen	22,0	18,6	3,4
Sonstige betriebliche Erträge	52,9	88,1	–35,2
Materialaufwand	2.433,3	2.781,7	–348,4
Rohergebnis	448,0	451,7	–3,7
Personalaufwand	195,8	168,5	27,3
Sonstige betriebliche Aufwendungen	39,6	39,2	0,4
Erträge aus Beteiligungen	24,1	21,2	2,9
Aufwendungen aus Verlustübernahmen	0,3	0,1	0,2
EBITDA	236,4	265,1	–28,7
Abschreibungen	116,6	138,3	–21,7
EBIT	119,8	126,8	–7,0
Zinsergebnis	–9,2	–3,3	–5,9
Ergebnis vor Steuern vom Einkommen und vom Ertrag (EBT)	110,6	123,5	–12,9
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	31,0	47,4	–16,4
Ergebnis nach Steuern	79,6	76,1	3,5
Konzernjahresüberschuss	79,6	76,1	3,5

Die Umsatzerlöse verringerten sich im Vergleich zum Vorjahr um –10,4 Prozent. Dabei gingen die Stromerlöse um –13,8 Prozent auf insgesamt 2.043,5 Mio. € zurück. Neben mengenbedingten Effekten ist diese Entwicklung auch auf die Preisentwicklung an den Absatzmärkten zurückzuführen. Zudem führten die angespannte konjunkturelle Lage der Industrie sowie der fortschreitende Ausbau von Eigenversorgungslösungen insgesamt zu sinkenden durchschnittlichen Verbrauchsmengen.

Die Erdgaserlöse beziffern sich auf insgesamt 572,4 Mio. € und sind im Vergleich zum Vorjahr leicht um +1,9 Prozent angestiegen. Die Wärmerlöse verringerten sich dagegen um –15,7 Prozent auf 73,7 Mio. €. Der Rückgang ist im Wesentlichen preisbedingt und auf niedrigere Beschaffungskosten für Energie im Jahresdurchschnitt zurückzuführen.

Im Bereich Telekommunikation wurden Erlöse von insgesamt 50,7 Mio. € (Vorjahr: 47,0 Mio. €) realisiert. Die stetig steigende Anzahl an Breitbandkunden wirkte sich dabei positiv auf die Erlösentwicklung aus.

Im Berichtszeitraum wurden Erlöse aus Kundenanlagen von 20,8 Mio. € (Vorjahr: 19,5 Mio. €) erzielt sowie Ertragszuschüsse von 11,5 Mio. € (Vorjahr: 11,2 Mio. €) aufgelöst.

Die sonstigen betrieblichen Erträge betreffen mit 29,8 Mio. € (Vorjahr: 64,9 Mio. €) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen. Darüber hinaus werden Erträge aus Zuschreibungen für Umlaufvermögen von insgesamt 6,9 Mio. € (Vorjahr: 7,0 Mio. €) ausgewiesen.

Der Materialaufwand umfasst im Wesentlichen Aufwendungen für Brennstoffe, Energiebezug und Netznutzung. Dieser verringerte sich mit –12,5 Prozent leicht überproportional zur Entwicklung der Umsatzerlöse. Die Materialaufwandsquote lag, gemessen an den Umsatzerlösen, mit 86,7 Prozent unter dem Vorjahresniveau von 88,9 Prozent. Ursächlich für diese Entwicklung ist insbesondere eine Entspannung auf den Energiemärkten und der damit einhergehenden Verringerung der Bezugskosten für Energie.

Der Personalaufwand erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr um insgesamt +16,2 Prozent. Maßgeblich hierfür war die Einstellung zusätzlicher Mitarbeiter zur Umsetzung der umfangreichen Investitionen in die Netzinfrastruktur und die Digitalisierung. 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 für Dienst- und Fremdleistungen von 14,3 Mio. € (Vorjahr: 15,9 Mio. €) sowie Wertberichtigungen bzw. Abschreibungen von Forderungen von 19,4 Mio. € (Vorjahr: 21,4 Mio. €) ausgewiesen.

Die Erträge aus Beteiligungen beliefen sich im Berichtsjahr auf insgesamt 24,1 Mio. € und lagen damit um +13,7 Prozent über dem Vorjahreswert von 21,2 Mio. €. Maßgeblich zu diesem Anstieg haben die Ergebnisbeiträge der Stadtwerksbeteiligungen beigetragen.

Das EBITDA lag im Berichtsjahr 2025 um –10,8 Prozent bzw. –28,7 Mio. € unter dem Vorjahr. Der energiewirtschaftliche Rohüberschuss erhöhte sich um +16,6 Mio. € insbesondere aufgrund der positiven Ergebnisbeiträge aus dem regulierten Netzbereich. Neben einem anhaltenden Wettbewerbsdruck im Energievertrieb und schwierigen Mengenprognosen belasteten die volatilen Preisentwicklungen an den Energiebeschaffungsmärkten auch die Ergebnisse der Energieerzeugung. Mit dem Ausbau der Energieinfrastruktur sowie der damit in Verbindung stehenden Stärkung der personellen Kapazitäten wirkten sich gestiegene Personalaufwendungen um +27,3 Mio. € ergebnismindernd aus. Daneben erhöhten sich die Aufwendungen im Rahmen von Instandhaltungen im Netzbereich, IT, Marketing sowie Fuhrpark um insgesamt +16,6 Mio. €.

Die Abschreibungen enthalten im Wesentlichen den planmäßigen Werteverzehr für immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen von 112,2 Mio. € (Vorjahr: 98,1 Mio. €). Darüber hinaus erfolgten im Geschäftsjahr 4,3 Mio. € Abwertungen auf Arbeitsgas. Im Vorjahr werden insgesamt 40,0 Mio. € außerplanmäßige Abschreibungen auf Finanzanlagen aus dem Bereich Erneuerbare Energien ausgewiesen.

Die Entwicklung des Zinsergebnisses steht insbesondere im Zusammenhang mit der Finanzierung der Investitionen. Die Zinsen für Kreditinstitute haben sich im Vorjahresvergleich mit insgesamt 19,4 Mio. € mehr als verdoppelt (Vorjahr: 9,3 Mio. €). Die Erträge aus Tages- und Festgeldanlagen verringerten sich zudem auf 4,8 Mio. €

(Vorjahr: 6,7 Mio. €). Dem entgegen erhöhten sich die Erträge aus dem Deckungsvermögen sowie aus der Aufzinsung von Pensionsrückstellungen um insgesamt + 4,2 Mio. €.

Das EBT lag mit 110,6 Mio. € (Vorjahr: 123,5 Mio. €) um –10,4 Prozent unter dem Vorjahr. In den Steuern vom Einkommen und vom Ertrag des Geschäftsjahres 2025 werden aperiodische Steuern in Höhe von 1,2 Mio. € (Vorjahr: 14,1 Mio. €) ausgewiesen. Insgesamt erzielte die TEAG-Gruppe einen Konzernjahresüberschuss von 79,6 Mio. € (Vorjahr: 76,1 Mio. €).

II.3.3 Finanzlage des Konzerns

II.3.3.1 Kapitalstruktur

Kapitalstruktur			
	31.12.2025 Mio. €	31.12.2024 Mio. €	Veränd. Mio. €
Eigenkapital	894,1	677,7	216,4
Fremdkapital	1.872,1	1.908,2	-36,1
Passiva	2.766,2	2.585,9	180,3

Im Geschäftsjahr 2025 erfolgte im Rahmen der Finanzierung von Investitionen der Energiewende eine Einzahlung in die Kapitalrücklage durch die Aktionäre i. H. v. 200,0 Mio. €. Daneben erfolgte ebenfalls zur Stärkung des Eigenkapitals die Einstellung in die Gewinnrücklagen von insgesamt 12,8 Mio. €.

Der Sonderposten für Investitionszuschüsse ist im Berichtsjahr um +5,5 Mio. € auf insgesamt 150,2 Mio. € angestiegen und betrifft vornehmlich passivierte Zuschüsse für den geförderten Breitbandausbau.

Aus finanzwirtschaftlicher Analyse ergäbe sich, abweichend zur Gliederung der aufgestellten Bilanz zum 31. Dezember 2025, unter der Annahme einer

Verrechnung der noch nicht aufgelösten Investitionszuschüsse mit dem dazugehörigen Anlagevermögen die folgende Kapitalstruktur:

Kapitalstruktur			
	31.12.2025 Mio. €	31.12.2024 Mio. €	Veränd. Mio. €
Eigenkapital	894,1	677,7	216,4
Fremdkapital (ohne Sonderposten für Investitionszuschüsse)	1.722,0	1.763,6	-41,6
Passiva	2.616,1	2.441,3	174,8

Damit lag die adjustierte Eigenkapitalquote zum 31. Dezember 2025 mit 34,2 Prozent über dem Vorjahr (27,8 Prozent).

Im Vorjahr erfolgten Abschlüsse zur Aufnahme von Darlehen über insgesamt 1.056,0 Mio. € zur Finanzierung der Investitionen. Im Geschäftsjahr 2025 wurde ein Teilbetrag von 300,0 Mio. € (Vorjahr: 101,0 Mio. €) abgerufen. Die Laufzeit der aufgenommenen Darlehen liegt durchschnittlich bei rund 20 Jahren. Die Darlehensverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten betragen zum Stichtag insgesamt 876,8 Mio. € (Vorjahr: 623,2 Mio. €) und haben teilweise Laufzeiten bis 2046.

Der KET gewährte der TEAG ein langfristiges Darlehen i.H.v. insgesamt 400,0 Mio. € in mehreren Tranchen, teilweise mit Laufzeiten bis 2027. Im Berichtsjahr erfolgte die vorfällige Tilgung des verbleibenden Restbetrages von 170,0 Mio. €. Damit wurde das Darlehen vollständig im Berichtsjahr zurückgezahlt.

Die Finanzierung des operativen und investiven Geschäftes ist durch zusätzliche Kreditmittellinien bzw. -zusagen von insgesamt 210,9 Mio. € abgesichert, die zum Stichtag nicht in Anspruch genommen wurden. Weitere Finanzierungen in geringerem Umfang erfolgten über Beteiligungsunternehmen.

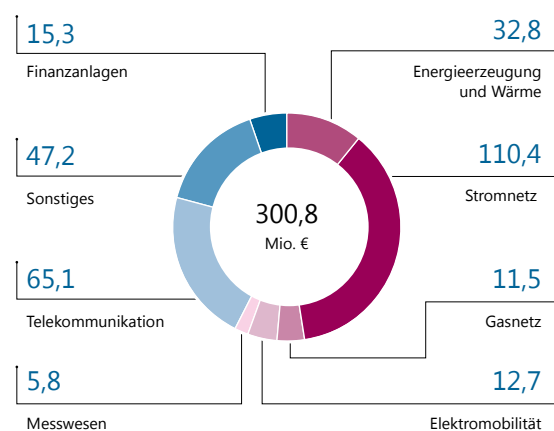
Das kurzfristige Fremdkapital war im Berichtsjahr vollständig durch kurzfristig liquidierbare Vermögenswerte gedeckt.

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

II.3.3.2 Investitionen

Die Gesamtinvestitionen der TEAG-Gruppe betrugen im Geschäftsjahr 2025 300,8 Mio. € (Vorjahr: 314,2 Mio. €) und verteilten sich auf folgende Bereiche:

Investitionen 2025 nach Geschäftsfeldern in Mio. €



Energieerzeugung und Wärme

Im Bereich Energieerzeugung und Wärme tätigten wir im Geschäftsjahr Investitionen von insgesamt 32,8 Mio. € (Vorjahr: 14,4 Mio. €). An den Standorten der konventionellen Kraftwerksanlagen wurden Investitionen i.H.v. 12,7 Mio. € vorgenommen.

Am Heizkraftwerk (HKW) Jena wurden 4,8 Mio. € in eine PtH-Anlage investiert, die zur Sicherstellung einer effizienten und stabilen Wärmeversorgung beiträgt. Für die im Probetrieb befindliche neue Gasmotorenanlage des HKW Jena erfolgten Investitionen im Umfang von 2,5 Mio. €. Insgesamt beliefen sich die Investitionen am Standort Jena auf 9,3 Mio. €.

Die Investitionen an den Standorten der HKW Bad Salzungen und HKW Rudolstadt-Schwarza betrugen insgesamt 3,4 Mio. €. Diese umfassen in Bad Salzungen im Wesentlichen die Errichtung einer PtH-Anlage. In Rudolstadt-Schwarza entfielen Investitionen u. a. auf die Migration des Prozessleitsystems für den Kraftwerksbetrieb.

Im Bereich der dezentralen Wärmeerzeugungsanlagen haben wir im Berichtszeitraum 12,4 Mio. € (Vorjahr: 8,4 Mio. €) investiert. Hiervon entfallen 3,7 Mio. € auf die Fortführung des Quartiersprojektes in Gera-Langenberg sowie auf die Errichtung der Neuanlagen in Ohrdruf (3,6 Mio. €) und der Carl-Zeiss-Campus Jena (4,1 Mio. €).

Im Zusammenhang mit der regenerativen Erzeugung erfolgten Investitionen von insgesamt 7,7 Mio. €. Dabei entfällt ein Anteil von 6,4 Mio. € auf den Bau von PV-Anlagen. In Speicherlösungen erfolgten zusätzlich Investitionen i. H. v. 1,3 Mio. €.

Strom- und Gasnetz

Im Geschäftsjahr haben wir in die Strom-, Gasverteil- und Straßenbeleuchtungsnetze Investitionen i. H. v. insgesamt 121,9 Mio. € (Vorjahr: 104,9 Mio. €) getätigt.

Diese betreffen im **Stromverteilnetz** insgesamt 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 Transformatorenstationen 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.

Elektromobilität

Im Bereich Elektromobilität tätigten wir im Berichtszeitraum Investitionen von 12,7 Mio. € (Vorjahr: 12,8 Mio. €). Die Investitionsschwerpunkte lagen auf dem Ausbau von 295 neuen DC-Schnellladepunkten an insgesamt 86 verschiedenen Standorten. Die Investitionen in öffentliche Ladeinfrastruktur erfolgte insbesondere an strategisch wichtigen Verkehrsknotenpunkten, wie Autobahnen und Autobahnkreuzen sowie im Umfeld von Supermärkten und Einkaufsstätten.

Messwesen

Im Berichtszeitraum haben wir im Bereich des Messwesens Investitionen i. H. v. insgesamt 5,8 Mio. € (Vorjahr: 6,3 Mio. €) durchgeführt. Die Investitionen entfielen vornehmlich auf die Anschaffung und den Einbau von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen. Weitere Mittel wurden u. a. in die Erweiterung der Prüfkapazitäten für digitale Zählertechnik und Smart-Meter-Gateways im Bereich der Prüfstelle investiert.

Telekommunikation

Im Geschäftsfeld Telekommunikation beliefen sich die Investitionen auf insgesamt 65,2 Mio. € (Vorjahr: 90,4 Mio. €). Der Großteil der Investitionen entfällt dabei mit 42,4 Mio. € auf den eigenwirtschaftlichen Glasfaserausbau in Thüringen. Die Projekte im Zusammenhang mit dem geförderten Breitbandausbau von unterversorgten Haushalten (weiße Flecken) wurden im Berichtsjahr weitestgehend abgeschlossen. Die Investition beliefen sich dabei auf insgesamt 12,1 Mio. €.

Für die Bereiche Übertragungstechnik & Lichtwellenleiter (LWL) wurden für Kundenprojekte, Erweiterungen Backbone und Modernisierung der Plattformtechniken Investitionen von 6,7 Mio. € durchgeführt. Darüber hinaus wurden 3,9 Mio. € in sonstige Technik sowie diverse IT-Lösungen getätigt.

Sonstige Investitionen

Im Geschäftsjahr 2025 haben wir sonstige Investitionen i. H. v. 47,2 Mio. € (Vorjahr: 36,2 Mio. €) vorgenommen. Der überwiegende Teil dieser Investitionen steht im Zusammenhang mit der langfristigen IT-Strategie der TEAG-Gruppe. Die Maßnahmen im Geschäftsjahr 2025 betrafen im Wesentlichen die umfassende Modernisierung der Abrechnungssysteme verschiedener Markttrollen und damit zusammenhängender IT-Projekte, die Fortentwicklung des Netzkundenportals sowie die Ablösung des SAP HCM-Systems. Darüber hinaus erfolgt zunehmend die Verwendung von bzw. die Umstellung auf cloud-basierte Anwendungen zur Erhöhung der Effizienz, z.B. durch die künftige Nutzung von Künstlicher Intelligenz (KI).

Im Berichtszeitraum haben wir zudem umfassende Baumaßnahmen am TEAG-Campus durchgeführt, u.a. den Bau des neuen Kundenzentrums. Daneben erfolgten Investitionen in Überwachungs- und Zutrittssysteme, einschließlich der Modernisierung der Zaunanlagen. Insgesamt wurden am Hauptstandort in Erfurt über 7,7 Mio. € investiert und damit die sukzessive Entwicklung zu einem attraktiven Campus weiter fortgeführt.

Investitionen in Finanzanlagen

Im Geschäftsjahr tätigten wir Investitionen in das Finanzanlagevermögen in Höhe von insgesamt 15,3 Mio. € (Vorjahr: 49,3 Mio. €). Diese ergaben sich im Wesentlichen aus Einzahlungen in Kapitalrücklagen von Beteiligungen von 6,6 Mio. € sowie aus der Gewährung von Gesellschafterdarlehen i. H. v. 2,1 Mio. €. Im Rahmen von Anteilserwerben an Stadtwerken wurde ein Betrag i. H. v. 3,2 Mio. € sowie für sonstige Beteiligungen 3,4 Mio. € investiert.

II.3.3.3 Liquidität

	2025 Mio. €	2024 Mio. €	Veränd. Mio. €
Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit	41,6	188,4	-146,8
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-268,0	-249,3	-18,7
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	191,7	-26,4	218,1
Zahlungswirksame Veränderung des Finanzmittelfonds	-34,7	-87,3	52,6
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	164,4	251,7	-87,3
Konsolidierungskreisbedingte Änderung Finanzmittelfonds	-2,0	0,0	-2,0
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	127,7	164,4	-36,7

Die Liquidität des Konzerns war im Geschäftsjahr stets gesichert. Die zukünftige Entwicklung ist neben der gesamtwirtschaftlichen Lage insbesondere maßgeblich von den energiewirtschaftlichen sowie den regulatorischen Rahmenbedingungen und der Ausschüttungs- und Investitionsstrategie abhängig.

Die Entwicklung des Cashflows aus der laufenden Geschäftstätigkeit resultiert im Wesentlichen aus Veränderungen im Working-Capital.

Der negative Cashflow aus der Investitionstätigkeit ist mit insgesamt 304,2 Mio. € (Vorjahr: 316,1 Mio. €) geprägt von den Auszahlungen für Investitionen in das Anlagevermögen sowie den Auszahlungen in das Deckungsvermögen von 13,9 Mio. € (Vorjahr: 8,4 Mio. €). Dem entgegen standen Einzahlungen für erhaltene Dividenden von 27,1 Mio. € (Vorjahr: 23,2 Mio. €) sowie Einzahlung aus erhaltenen Investitionszuschüssen von 15,6 Mio. € (Vorjahr: 37,1 Mio. €).

Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit betrifft mit 300,0 Mio. € (Vorjahr: 101,0 Mio. €) Einzahlungen aus dem Abruf von Darlehen bei Kreditinstituten. Im Berichtsjahr wurden insgesamt 220,6 Mio. € (Vorjahr: 39,2 Mio. €) Finanzverbindlichkeiten getilgt. Davon betreffen 170,0 Mio. € die vorzeitige Rückzahlung des Darlehens der KET. Die gezahlten Zinsen für langfristige Darlehen beziffern sich auf 24,3 Mio. € (Vorjahr: 16,2 Mio. €). An die Aktionäre wurden Dividendenzahlungen von 62,8 Mio. € (Vorjahr: 71,7 Mio. €) geleistet, während unsere Aktionäre im Berichtsjahr eine Einzahlung in die Kapitalrücklage von 200,0 Mio. € tätigten.

Insgesamt konnten die Mittelabflüsse der Investitionstätigkeit aus der laufenden Geschäftstätigkeit sowie durch Eigen- bzw. Fremdkapitalaufnahmen gedeckt werden. Der Finanzmittelbestand verringerte sich um insgesamt -22,3 Prozent.

II.3.3.4 Vermögenslage des Konzerns

AKTIVA

	31.12.2025 Mio. €	31.12.2024 Mio. €	Veränd. Mio. €
Anlagevermögen	1.990,8	1.806,0	184,8
Umlaufvermögen	742,6	749,1	-6,5
Rechnungsabgrenzungsposten	8,9	6,2	2,7
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	7,6	8,3	-0,7
Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG	16,3	16,3	0,0
	2.766,2	2.585,9	180,3

PASSIVA

	31.12.2025 Mio. €	31.12.2024 Mio. €	Veränd. Mio. €
Eigenkapital	894,1	677,7	216,4
Unterschiedsbetrag aus der Kapitalkonsolidierung	2,8	2,6	0,2
Zuschüsse	268,6	259,3	9,3
Rückstellungen	299,7	624,0	-324,3
Verbindlichkeiten	1.291,6	1.013,2	278,4
Rechnungsabgrenzungsposten	7,2	7,4	-0,2
Passive latente Steuern	2,2	1,7	0,5
	2.766,2	2.585,9	180,3

Aktiva

Das Anlagevermögen, das im Wesentlichen durch das Sachanlagevermögen geprägt ist, erreichte zum Bilanzstichtag einen Anteil von 72,0 Prozent (Vorjahr: 69,8 Prozent) an der Bilanzsumme. Insgesamt ist das Anlagevermögen zu 44,9 Prozent (Vorjahr: 37,5 Prozent) durch Eigenkapital gedeckt. Die Erhöhung des Anlagevermögens um +10,2 Prozent ist insbesondere bedingt durch die hohen Investitionen in die Infrastruktur. Die planmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen bezifferten sich auf 112,2 Mio. € (Vorjahr: 98,0 Mio. €).

Das Umlaufvermögen hat sich geringfügig um +0,9 Prozent verringert. Während sich die Vorräte um +14,7 Mio. € auf 157,3 Mio. € und die Forderungen um +7,8 Mio. € auf 454,5 Mio. € erhöhten, verringerten sich die Guthaben bei Kreditinstituten um -29,1 Mio. € auf insgesamt 130,7 Mio. €.

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

Passiva

Das Eigenkapital lag mit einer Erhöhung von +31,9 Prozent deutlich über dem Vorjahresniveau. Im Geschäftsjahr 2025 erfolgte zur Finanzierung der Investitionen der Energiewende sowie zur Stärkung des Eigenkapitals eine Einzahlung in die Kapitalrücklage durch die Aktionäre von 200,0 Mio. €. Aus dem Bilanzgewinn des Vorjahres wurden im Geschäftsjahr Dividendenzahlungen von insgesamt

62,8 Mio. € (Vorjahr: 71,7 Mio. €) geleistet. Die Gewinnrücklagen erhöhten sich um +12,8 Mio. € auf insgesamt 264,1 Mio. €.

Unter dem Posten „Unterschiedsbetrag aus der Kapitalkonsolidierung“ erfolgt der Ausweis und die Fortschreibung der passiven Unterschiedsbeträge aus der Erstkonsolidierung verbundener Unternehmen.

Der Sonderposten für Investitionszuschüsse ist im Berichtsjahr um +3,8 Prozent bzw. +5,5 Mio. € auf insgesamt 150,2 Mio. € angestiegen und betrifft insbesondere passivierte Zuschüsse für den geförderten Breitbandausbau. Ferner werden unter den Zuschüssen vereinnahmte Baukostenzuschüsse von 118,4 Mio. € (Vorjahr: 114,6 Mio. €) passiviert.

Für energiewirtschaftliche Verpflichtungen werden insgesamt 400,4 Mio. € (Vorjahr: 364,7 Mio. €) ausgewiesen. Im Berichtsjahr erfolgte die vollständige Abrechnung und Rückzahlung der in den Vorjahren abgerufenen Mittel im Zusammenhang mit den staatlichen Energiepreisbremsen. Die hierfür ausgewiesene Verbindlichkeit im Vorjahr bezifferte sich insgesamt auf 154,9 Mio. €.

Die Finanzverbindlichkeiten stiegen zum 31. Dezember 2025 um +10,6 Prozent an und beziffern sich auf insgesamt 894,5 Mio. € (Vorjahr: 808,8 Mio. €). Im Berichtsjahr erfolgte neben der Tilgung von Finanzverbindlichkeiten von 220,6 Mio. € der Abruf von Darlehen gegenüber Kreditinstituten von 300,0 Mio. €.

II.4 Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der TEAG

II.4.1 Gesamtaussage zum Geschäftsverlauf und zur Lage der TEAG

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

Im Geschäftsjahr 2025 erzielte die TEAG ein EBITDA von 203,0 Mio. € und damit in der geplanten Bandbreite von 190 Mio. € bis 210 Mio. €. Mit einem EBT von 112,2 Mio. € sowie einem Jahresüberschuss von 82,3 Mio. € lag das erzielte Gesamtergebnis über den für das Geschäftsjahr 2025 prognostizierten Kennzahlen.

Der energiewirtschaftliche Rohüberschuss lag mit insgesamt 127,2 Mio. € um +17,6 Prozent bzw. +19,1 Mio. € über dem Planansatz. Dabei wirkten sich insbesondere aperiodische Effekte im Energievertrieb positiv aus. Daneben wurden +5,6 Mio. € höhere Beteiligungserträge erzielt. Entgegen der vorsichtigen Planung für das Geschäftsjahr 2025 entwickelten sich die Ergebnisbeiträge der Stadtwerksbeteiligungen insgesamt positiv. Dem entgegen erhöhten sich die Aufwendungen aus der Verlustübernahme unserer Netzgesellschaft TEN gegenüber dem Planwert um +23,7 Mio. €. Der übernommene Jahresfehlbetrag der TEN resultiert im Wesentlichen aus höheren vorgelagerten Netznutzungskosten und Instandhaltungsaufwendungen. Im Dienstleistungsgeschäft belasteten geänderte Rahmenbedingungen zudem das operative Ergebnis negativ.

Das geplante Investitionsvolumen in Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände von bis zu 200 Mio. € wurde mit getätigten Investitionen von 173,6 Mio. € nicht vollständig ausgeschöpft. Wesentliche Ursachen hierfür waren Verzögerungen in Genehmigungsverfahren, verlängerte Liefer- bzw. Ausführungszeiten bei Material und Dienstleistungen sowie der Wegfall einzelner geplanter Investitionen, z. B. bei Anschlüssen von Biogaseinspeiseanlagen. Darüber hinaus ergaben sich zeitliche Verschiebungen bei Inbetriebnahmen bzw. dem Beginn von Projekten im Bereich Erzeugung sowie beim Ausbau des TEAG-Campus und IT-Großprojekten. Die Abschreibungen für das Anlagevermögen lagen insgesamt um –13,7 Mio. € unter dem geplanten Werteverzehr.

II.4.2 Ertragslage der TEAG

Ertragslage	2025 Mio. €	2024 Mio. €	Veränd. Mio. €
Umsatzerlöse	2.031,4	2.397,6	-366,2
Bestandsveränderungen	0,0	0,0	0,0
Andere aktivierte Eigenleistungen	1,7	2,3	-0,6
Sonstige betriebliche Erträge	90,2	121,0	-30,8
Materialaufwand	1.776,1	2.163,1	-387,0
Rohergebnis	347,2	357,8	-10,6
Personalaufwand	61,9	56,2	5,7
Sonstige betriebliche Aufwendungen	84,9	80,2	4,7
Erträge aus Beteiligungen	29,8	26,7	3,1
Aufwendungen aus Verlustübernahmen	27,2	9,6	17,6
EBITDA	203,0	238,5	-35,5
Abschreibungen	86,4	117,7	-31,3
EBIT	116,6	120,8	-4,2
Zinsergebnis	-4,4	1,7	-6,1
Ergebnis vor Steuern vom Einkommen und vom Ertrag (EBT)	112,2	122,5	-10,3
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	29,9	45,2	-15,3
Ergebnis nach Steuern	82,3	77,3	5,0
Jahresüberschuss	82,3	77,3	5,0

Die Umsatzerlöse verringerten sich im Vergleich zum Vorjahr um -15,3 Prozent auf insgesamt 2.031,4 Mio. €. Die Erlöse im Strombereich verminderten sich dabei um -378,9 Mio. € bzw. -23,7 Prozent auf insgesamt 1.217,5 Mio. €. Diese Entwicklung ist neben mengenbedingten

Effekten auch auf die Preisentwicklung an den Absatzmärkten zurückzuführen. Die im Berichtsjahr angespannte konjunkturelle Lage der Industrie sowie der fortlaufende Zubau von Eigenversorgungslösungen führten im Ergebnis zu sinkenden Durchschnittsverbräuchen.

Die Erlöse im Gasbereich konnten im Berichtsjahr 2025 um +2,0 Prozent bzw. +9,6 Mio. € auf 500,4 Mio. € gesteigert werden. Absatzerhöhend wirkten sich hierbei insbesondere Kundengewinne im Geschäftskundensegment sowie kühlere Witterungsbedingungen aus, die mit einem Anstieg der durchschnittlichen Verbrauchsmengen einhergingen. Bei den Wärmeerlösen wurden insgesamt 42,3 Mio. € (Vorjahr: 53,7 Mio. €) Umsatzerlöse realisiert. Der Rückgang ist im Wesentlichen preisbedingt und auf im Jahresdurchschnitt niedrigere Beschaffungskosten für Energie zurückzuführen.

Im Berichtszeitraum wurden Ertragszuschüsse von 0,8 Mio. € (Vorjahr: 1,2 Mio. €) ertragswirksam erfasst.

Die Erlöse aus der Verpachtung sowie aus Betriebsführungsentgelten haben sich mit insgesamt 236,8 Mio. € (Vorjahr: 220,7 Mio. €) im Vergleich zum Vorjahr erhöht.

Die sonstigen betrieblichen Erträge betreffen im Wesentlichen Erträge aus Schuldbeitritten für Baukostenzuschüsse von 55,7 Mio. € (Vorjahr: 48,9 Mio. €). Daneben werden Erträge aus der Auflösung von energiewirtschaftlichen Rückstellungen von insgesamt 18,5 Mio. € (Vorjahr: 52,4 Mio. €) ausgewiesen. Maßgeblich beeinflusst wurde diese Entwicklung durch die volatilen Preise an den Energiemärkten der vergangenen Jahre und die daraus resultierenden Unsicherheiten bei energiewirtschaftlichen Bewertungsannahmen. Die Erträge aus Zuschreibungen für Umlaufvermögen beliefen sich im Geschäftsjahr 2025 auf insgesamt 5,6 Mio. € (Vorjahr: 6,2 Mio. €).

Der Materialaufwand umfasst im Wesentlichen Aufwendungen für Brennstoffe, Energiebezug und Netznutzung und verringerte sich um –17,9 Prozent auf insgesamt 1.776,1 Mio. €. Die Materialaufwandsquote lag, gemessen an den Umsatzerlösen, mit 87,4 Prozent unter dem Vorjahresniveau (Vorjahr: 90,2 Prozent). Ursächlich für diese Entwicklung ist eine zunehmende Entspannung auf den Energiemärkten und die damit einhergehende Verringerung der Bezugskosten für Energie.

Der Personalaufwand erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr um insgesamt +10,1 Prozent. Hierbei wirkte sich die Einstellung von zusätzlichen Mitarbeitern der TEAG aus. 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 neben Aufwendungen aus Schuldbeitritten für Baukostenzuschüsse von 55,7 Mio. € (Vorjahr: 48,9 Mio. €) im Wesentlichen Aufwendungen für Dienst- und Fremdleistungen i.H.v. 8,9 Mio. € (Vorjahr: 10,3 Mio. €) sowie Wertberichtigungen bzw. Abschreibungen von Forderungen von 16,2 Mio. € (Vorjahr: 19,3 Mio. €) ausgewiesen.

Die Erträge aus Beteiligungen lagen insgesamt +11,6 Prozent über dem Vorjahresniveau. Dabei wirkten sich insbesondere die Ergebnisbeiträge der Stadtwerksbeteiligungen ergebniserhöhend aus.

Die Aufwendungen aus Verlustübernahmen betreffen im Wesentlichen die übernommenen Jahresfehlbeträge der TEN von 20,1 Mio. € (Vorjahr: 3,9 Mio. €) sowie der TMO von 6,8 Mio. € (Vorjahr: 5,6 Mio. €).

Insgesamt lag das EBITDA im Berichtsjahr 2025 um –14,9 Prozent bzw. –35,5 Mio. € unter dem Vorjahreswert. Der energiewirtschaftliche Rohüberschuss verringerte sich um –15,4 Mio. €. Die Ursachen für diese Entwicklung sind entlang der gesamten Wertschöpfungskette vielfältig. Neben einem anhaltenden Wettbewerb im Energievertrieb und schwierigen Mengenprognosen führten die volatilen Preisentwicklungen an den Energiebeschaffungsmärkten auch zu niedrigeren Ergebnisbeiträgen bei der Energieerzeugung. Zudem belasteten gestiegene Personalaufwendungen von +5,7 Mio. € sowie höhere Aufwendungen aus der Verlustübernahme der Netzgesellschaft TEN um +16,2 Mio. € das Ergebnis. Die Beteiligungserträge konnten im Vorjahresvergleich um +3,1 Mio. € gesteigert werden.

Die Abschreibungen enthalten im Wesentlichen den planmäßigen Werteverzehr für immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen von 82,0 Mio. € (Vorjahr: 77,4 Mio. €). Darüber hinaus erfolgten im Geschäftsjahr 4,3 Mio. € Abwertungen auf Arbeitsgas. Im Vorjahr werden insgesamt 40,0 Mio. € außerplanmäßige Abschreibungen auf Finanzanlagen aus dem Bereich Erneuerbare Energien ausgewiesen.

Das negative Zinsergebnis steht insbesondere im Zusammenhang mit der Finanzierung der Investitionen. Die Zinsen für Kreditinstitute haben sich im Vorjahresvergleich mit insgesamt 19,3 Mio. € mehr als verdoppelt (Vorjahr: 9,3 Mio. €). Die Erträge aus Tages- und Festgeldanlagen verringerten sich zudem auf 7,7 Mio. € (Vorjahr: 10,7 Mio. €). Die Ausleihungen an verbundene Unternehmen konnten dagegen um +57,4 Prozent auf 7,1 Mio. € gesteigert werden. Ursächlich für diese Entwicklung sind zusätzlich ausgereichte Darlehen an verbunde-

ne Unternehmen zur Finanzierung der energie- und wachstumsbedingten Investitionen.

Insgesamt erzielte die TEAG ein um –8,4 Prozent geringeres EBT im Vergleich zum Vorjahr. In den Steuern vom Einkommen und vom Ertrag des Geschäftsjahres 2025 werden aperiodische Steuern in Höhe von 1,0 Mio. € (Vorjahr: 14,3 Mio. €) ausgewiesen. Unter Berücksichtigung der Steuern erzielte die TEAG einen Jahresüberschuss von insgesamt 82,3 Mio. € (Vorjahr: 77,3 Mio. €).

II.4.3 Finanzlage der TEAG

Die bilanzielle Eigenkapitalquote der TEAG zum 31. Dezember 2025 erhöhte sich auf 37,7 Prozent gegenüber 30,9 Prozent am Ende des Vorjahres. Im Zusammenhang mit der Finanzierung der Investitionen der Energiewende erfolgte Im Berichtsjahr eine Einzahlung in die Kapitalrücklage durch die Aktionäre von 200,0 Mio. €.

Im Vorjahr erfolgten Abschlüsse zur Aufnahme von Darlehen über insgesamt 1.056,0 Mio. € zur Finanzierung der Investitionen. Im Geschäftsjahr 2025 wurde ein Teilbetrag von 300,0 Mio. € (Vorjahr: 101,0 Mio. €) abgerufen. Die Laufzeit der aufgenommenen Darlehen liegt durchschnittlich bei rund 20 Jahren. Die Darlehensverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten betragen zum Stichtag insgesamt 873,6 Mio. € (Vorjahr: 623,2 Mio. €) und haben teilweise Laufzeiten bis 2046.

Der KET gewährte der TEAG ein langfristiges Darlehen i. H. v. insgesamt 400,0 Mio. € in mehreren Tranchen, teilweise mit Laufzeiten bis 2027. Im Berichtsjahr erfolgte die vorfällige Tilgung des verbleibenden Restbetrages von 170,0 Mio. €.

Damit wurde das Darlehen vollständig im Berichtsjahr zurückgezahlt.

Die Finanzierung des operativen und investiven Geschäftes ist durch Kreditmittellinien bzw. -zusagen von 211,0 Mio. € abgesichert, die zum Stichtag nicht in Anspruch genommen wurden. Weitere Finanzierungen erfolgten über Tochter- und Beteiligungsunternehmen.

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

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

Die Investitionen der TEAG in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen beliefen sich im Berichtsjahr auf insgesamt 173,6 € (Vorjahr: 142,3 Mio. €). Dies betrifft vornehmlich Investitionen im Bereich der Stromnetze mit Schwerpunkt auf dem Ausbau des Mittelspannungs- und Niederspannungs-Netzes sowie Umspannwerke. Beim Gasnetz wurden Investitionen in Transport- und Verteilungsanlagen sowie Hausanschlüsse durchgeführt. Darüber hinaus erfolgten Projekte im Rahmen des Ausbaus des Campus am Standort in Erfurt sowie umfangreiche Investitionen in die IT-Infrastruktur.

Im Geschäftsjahr 2025 hat die TEAG Investitionen in das Finanzanlagenvermögen von insgesamt

133,3 Mio. € (Vorjahr: 125,4 Mio. €) getätigt. Diese ergaben sich im Wesentlichen aus der Gewährung von Gesellschafterdarlehen in Höhe von 75,1 Mio. € sowie aus Einzahlungen in Rücklagen beteiligter Unternehmen von 51,6 Mio. €. Im Rahmen von Anteilerwerben an Stadtwerken wurden 3,2 Mio. € sowie für sonstige Beteiligungen 3,4 Mio. € investiert.

II.4.4 Vermögenslage der TEAG

Die Bilanzsumme der TEAG betrug zum 31. Dezember 2025 insgesamt 2.486,9 Mio. € und erhöhte sich damit gegenüber dem Vorjahr um +7,1 Prozent bzw. +164,4 Mio. €. Der Anstieg war insbesondere geprägt durch ein hohes Investitionsvolumen zur Modernisierung der Energieinfrastruktur sowie ausgereichte Ausleihungen an verbundene Unternehmen zur Finanzierung der Transformationsaufgaben. Das Anlagevermögen erhöhte sich insgesamt um +12,7 Prozent bzw. +210,3 Mio. € auf 1.866,7 Mio. €.

Das Umlaufvermögen verringerte sich um –7,2 Prozent bzw. –46,6 Mio. € auf 599,3 Mio. €. Dabei stieg der Bestand an Emissionszertifikaten um insgesamt +12,7 Mio. € insbesondere aufgrund der zunehmenden Preisentwicklung von Zertifikaten. Der Füllstand beim Gasspeicher war zum Bilanzstichtag um +21,7 Prozent höher im Vergleich zum Vorjahr. Der bewertete Bestand an Erdgas verringerte sich allerdings preisbedingt auf 19,5 Mio. € (Vorjahr: 26,7 Mio. €).

Die Forderungen und sonstigen Vermögensgegenstände gingen um –6,1 Prozent bzw. –23,2 Mio. € auf 358,8 Mio. € zurück. Maßgeblich hierfür war

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

der Rückgang der Forderungen aus energiewirtschaftlichen Abgrenzungen i. H. v. –31,9 Mio. €. Die liquiden Mittel verringerten sich um –18,3 Prozent bzw. –29,0 Mio. € auf insgesamt 129,2 Mio. €.

Das Eigenkapital auf der Passivseite lag mit 937,6 Mio. € um +30,6 Prozent bzw. 219,5 Mio. € über dem Vorjahr. Im Geschäftsjahr 2025 leisteten die Aktionäre zur Finanzierung der Investitionen der Energiewende und zur Stärkung des Eigenkapitals eine Einzahlung in die Kapitalrücklage von 200,0 Mio. €. Im Rahmen der Verwendung des Vorjahresergebnisses wurden aus dem Bilanzgewinn insgesamt 62,8 Mio. € ausgeschüttet und 10,0 Mio. € in die Gewinnrücklagen eingestellt. Der verbleibende Betrag wurde auf neue Rechnung vorgetragen.

Für energiewirtschaftliche Verpflichtungen werden insgesamt 254,6 Mio. € (Vorjahr: 254,7 Mio. €) ausgewiesen. Im Berichtsjahr erfolgte die vollständige Abrechnung und Rückzahlung der in den Vorjahren abgerufenen Mittel im Zusammenhang mit den staatlichen Energiepreisbremsen. Die hierfür ausgewiesene Verbindlichkeit im Vorjahr bezifferte sich insgesamt auf 154,9 Mio. €.

Die Finanzverbindlichkeiten betragen zum Bilanzstichtag insgesamt 895,9 Mio. € (Vorjahr: 813,4 Mio. €). Im Berichtsjahr erfolgte neben der planmäßigen Tilgung der Darlehensverbindlichkeiten i. H. v. 49,6 Mio. € die vorfällige Tilgung von 170,0 Mio. € des ursprünglich von der KET gewährten langfristigen Darlehens. Im Rahmen der Finanzierung von Anlagevermögen wurden im Geschäftsjahr 2025 insgesamt 300,0 Mio. € Darlehen von Kreditinstituten abgerufen.

Das vom Bundesministerium für Familie, Senioren, Frauen und Jugend und dem Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz gemeinsam auf den Weg gebrachte Gesetz für die gleichberechtigte Teilhabe von Frauen und Männern an Führungspositionen in der Privatwirtschaft und im öffentlichen Dienst hat das Ziel, den Anteil von Frauen in den Führungsgremien von Wirtschaft und Verwaltung deutlich zu erhöhen. Im Rahmen laufender Strukturierungsmaßnahmen streben wir eine kontinuierliche Erhöhung des Frauenanteils in unserem Unternehmen an. Unsere Stellenausschreibungen richten sich in gleicher Weise an alle Geschlechter. Bei gleicher Eignung, Leistung und Befähigung werden insbesondere weibliche Bewerberinnen berücksichtigt. Im Berichtszeitraum lag der Frauenanteil auf der ersten Führungsebene bei 8,3 Prozent (2024: 9,0 Prozent). Auf der zweiten Führungsebene waren 20,0 Prozent (2024: 18,5 Prozent) der Führungskräfte weiblich. Nach Beschluss des Aufsichtsrates und des Vorstandes sollen die Anteile aus dem Jahr 2022 bis zum 30. Juni 2027 mindestens beibehalten werden. Der Aufsichtsrat strebt grundsätzlich eine Erhöhung des Frauenanteils auch im Vorstand an. Die Vorstandsbesetzung richtet sich gleichermaßen an alle Geschlechter. Gleichwohl konnte, auch unter Einbeziehung geeigneter Personalberater, bei der letzten Vorstandsbesetzung keine gleichermaßen qualifizierte weibliche Bewerberin gewonnen werden. Im Vorstand war daher keine Frau vertreten. Der Frauenanteil im Aufsichtsrat lag nach den erfolgten Nachbesetzungen zum Stichtag bei 27,7 Prozent (2024: 29,4 Prozent).

II.4.6 Tätigkeiten gemäß § 6b EnWG

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

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

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

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

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

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

II.4.7 Schlusserklärung zum Abhängigkeitsbericht

Der Bericht über die Beziehungen zu verbundenen Unternehmen wird im Geschäftsjahr für den Zeitraum vom 1. Januar bis 31. Dezember 2025 über die Beziehungen zum KET und den mit ihm verbundenen Unternehmen erstattet. Der gemäß § 312 Aktiengesetz (AktG) erstellte Bericht des Vorstands über die Beziehungen zu verbundenen Unternehmen im Geschäftsjahr enthält folgende Schlusserklärung:

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

III Chancen- und Risikobericht

III.1 Chancen- und Risikomanagementsystem

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. Parallel dazu nimmt der Wettbewerb im Vertrieb u. a. infolge volatiler Großhandelspreise und steigender Netzentgelte zu. Gleichzeitig entstehen durch technologische Innovationen, steuerliche Investitionsanreize und wachsende Nachfrage nach dezentralen Energie- und Infrastrukturlösungen neue Chancen für regionale Energieversorger.

Die Risikosituation bewegte sich auf einem stabilen Niveau. Die Chancen und Risiken der TEAG-Gruppe 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.

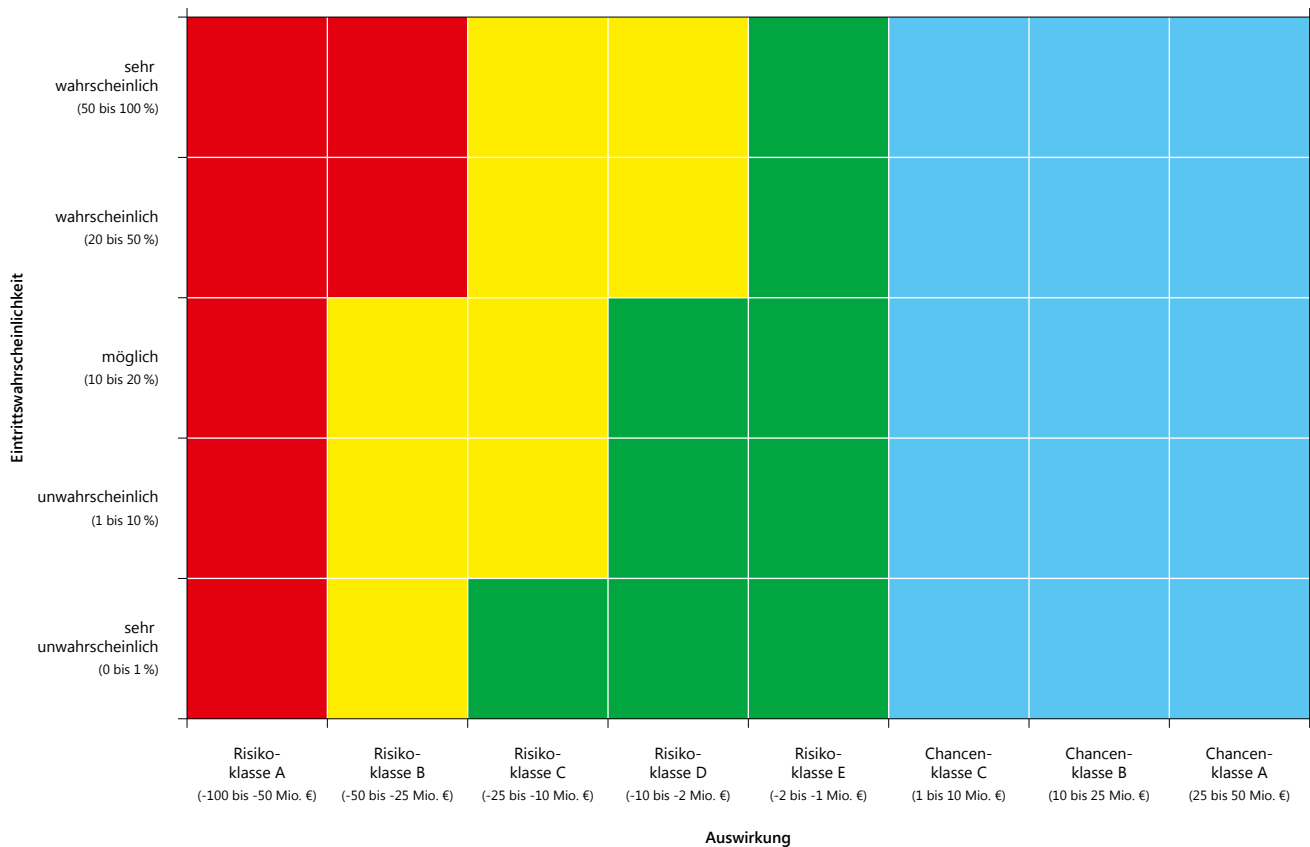
Zum Chancen- und Risikomanagementsystem gehören detaillierte Chancen- bzw. Risikobeschreibungen und -bewertungen, die Festlegung von Frühwarnindikatoren mit den dazugehörigen Grenzwerten sowie daran anknüpfende Maßnahmen zur Risikoreduzierung bzw. -vermeidung. Das Management von Chancen und Risiken umfasst, 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 ergeben zudem Informationen über wesentliche aktuelle Entwicklungen und Ereignisse an den Vorstand und Aufsichtsrat.

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 ordnen wir der Matrix auf Grundlage der beiden Kategorien Eintrittswahrscheinlichkeit und Nettowert der Auswirkung zu.



Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich insbesondere auf wesentliche Risiken, die im Rahmen der internen Bewertung den Auswirkungsklassen A 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 TEAG-Gruppe existieren derzeit keine bestandsgefährdenden Risiken, weder durch Einzel- noch durch aggregierte Positionen. Diese werden auch nicht für das kommende Geschäftsjahr erwartet. Das vorhandene Risikodeckungspotenzial ist ausreichend, um den aggregierten Gesamtrisikoumfang zu tragen. Hierzu trägt auch die im Geschäftsjahr durchgeführte Erhöhung des Eigenkapitals um 200 Mio. € bei. Die Risikotragfähigkeit ist sowohl für unsere Tochterunternehmen als auch für die Gruppe insgesamt gegeben. Dennoch unterliegt die TEAG gewissen Unsicherheiten, die unser Geschäft potenziell beeinflussen können. Durch den Einsatz geeigneter Kontroll- und Überwachungssysteme sowie entsprechender Sicherungsmaßnahmen werden diese Risiken begrenzt. Einzelne Entwicklungen können sich dabei auch positiv auf die Geschäftstätigkeit des Konzerns auswirken. Die frühzeitige Identifizierung, Überwachung und Steuerung dieser Chancen erfolgt ebenfalls im Rahmen unseres Chancen- und Risikomanagementsystems. Dabei gilt es, die entsprechenden Chancenpotenziale sowohl auf Ebene der einzelnen Geschäftsbereiche als auch auf der Gesamtebene der Gruppe zu erkennen und entsprechende Maßnahmen einzuleiten. Auf Grundlage unserer internen Chancen- bzw. Risikoerkennung und -bewertung haben die folgenden Sachverhalte eine wesentliche Bedeutung auf unsere Vermögens-, Finanz- und Ertragslage.

Chancen und Risiken aus übergreifenden Entwicklungen

In Zusammenhang mit den politischen, rechtlichen und regulatorischen Veränderungen sowie den weltweiten geopolitischen Auseinandersetzungen bleibt die gesamtwirtschaftliche Risikosituation unverändert hoch. Die erfolgreiche Geschäftsentwicklung in den einzelnen Geschäftsfeldern der TEAG-Gruppe hängt auch maßgeblich von stabilen und verlässlichen (wirtschafts-)politischen Rahmenbedingungen ab.

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

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

Weitere übergreifende Risiken ergeben sich u. a. aus der Notwendigkeit einer zeitnahen Gewinnung von geeigneten Fach- und Führungskräften für den anstehenden Netzaus- und -umbau im Rahmen der Energiewende (Auswirkungsklasse C). Der Personalmehrbedarf betrifft dabei nicht nur den Netzbereich, sondern auch andere spezialisierte Geschäfts- bzw. Aufgabenfelder der TEAG-Gruppe. Zur Risikoreduzierung haben wir verschiedene Maßnahmen zur Fachkräftesicherung ergriffen, darunter u. a. eine bundesweite Recruiting-Kampagne. Darüber hinaus können Risiken aus einer überproportionalen Steigerung des gesetzlichen Mindestlohns entstehen (Auswirkungsklasse C). Diese kann dazu führen, dass zur Wahrung tarif-

licher oder interner Abstandsgebote auch die Vergütung der qualifizierten Tätigkeiten der TEAG-Gruppe 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 unserer Kalkulationsprämissen statt.

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

Übergreifende Chancen 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.

Marktchancen und -risiken

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

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

Eine konsequente Risikosteuerung und -limitierung im Vertriebs- und Beschaffungsbereich bleiben ein Kernbestandteil unserer Aktivitäten. Zur Über-

wachung der bestehenden Preisschwankungen auf dem Strom- und Gashandelsmarkt sowie der Preisentwicklungen der Zertifikate verfügen wir über ein kunden- und produktgruppenspezifisches Controlling. Unsere Unternehmensprozesse zur Risikolimitierung im Vertriebs- und Beschaffungsgeschäft umfassen u. a. ein fortlaufendes, engmaschiges Monitoring der Marktbedingungen mit regelmäßigen Plan- und „Ad-hoc“-Reportings zur aktuellen Marktsituation, eine Ableitung entsprechender (Handlungs-) Implikationen sowie verschiedene, zielgerichtete operative und auch strategische Entscheidungen zur Risikolimitierung. Darüber hinaus werden unterschiedliche Maßnahmen zur Preissicherung durchgeführt. Hierzu zählen u. a. eine Diversifizierung und Risikostreuung innerhalb unseres Händlerportfolios. Zur Risikosteuerung im Erdgasbereich nutzen wir u. a. die vorhandenen Speicherkapazitäten.

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

Darüber hinaus entsteht ein wesentliches vertriebliches Risiko durch den Ausfall von Strom- und Gaslieferanten (Auswirkungsklasse A). Im Falle eines Lieferantenausfalls besteht ein Wiedereindeckungs- und Wiederabsatzrisiko, da benötigte Energiemengen kurzfristig zu ggf. ungünstigeren Marktpreisen neu beschafft werden müssen. Darüber hinaus besteht ein Forderungsausfallrisiko, sofern vertraglich vereinbarte Voraus- oder Ausgleichszahlungen uneinbringlich werden. Diese Risiken können zu Ergebnisbelastungen führen und die Liquiditätssituation des Konzerns beeinträchtigen. Zur Risiko-

begrenzung erfolgt eine Bonitätsprüfung der Vertragspartner, die Streuung der Lieferantenstruktur sowie der Einsatz von Sicherungsinstrumenten und Margenmanagementprozessen, um potenzielle Verluste aus Wiedereindeckung und Forderungsausfall zu minimieren.

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

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

Der Ergebnisbeitrag unseres Erzeugungsbereiches wird, neben den Marktpreisrisiken und -risiken aus Beschaffung und Vertrieb (Auswirkungsklasse C), durch die Höhe der vermiedenen Netznutzungsentgelte beeinflusst. Mögliche Chancen (Auswirkungsklasse B) und Risiken (Auswirkungsklasse C) entstehen dabei je nach Einspeiseleistung unserer Kraftwerke zum Zeitpunkt der Netzlastspitze bzw. zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast beim vorgelagerten Netzbetrei-

ber. Änderungen können sich abweichend zu den Planungsprämissen sowohl positiv als auch negativ auf unser Ergebnis auswirken. Durch entsprechende Prognosen antizipieren wir den Zeitpunkt der Jahreshöchst- sowie der Bezugslast auf der jeweiligen Netzebene. Darüber hinaus hat die BNetzA die Abschmelzung der vermiedenen Netznutzungsentgelte angekündigt. Sollte die Abschmelzung nicht im angekündigten Rahmen eintreten, ergeben sich Chancen im Vergleich zu der Wirtschaftsplanung (Auswirkungsklasse B).

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

Chancen und Risiken aus Recht und Regulierung

Die Chancen und Risiken aus den rechtlichen bzw. regulatorischen Rahmenbedingungen resultieren 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 Netzinfrastruktur 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 finan-

ziellen 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 Risiken bestehen aus unserer Perspektive v. a. in Form von Liquiditäts- und Kreditrisiken. Infolge nicht eingehaltener Kennziffern könnte es zu Bonitätsverschlechterungen und damit zu entsprechenden Liquiditätsrisiken kommen (Auswirkungsklasse B). Zur Vermeidung der Liquiditätsrisiken erfolgt eine kontinuierliche Überwachung der Kennzahlen im Rahmen unseres IKS. Dieses umfasst eine Verarbeitung der aktuellen Erkenntnisse zu den Veränderungen der laufenden Geschäftstätigkeiten. Zusätzlich pflegen wir mit den finanzierenden Banken einen engen und kontinuierlichen Informationsaustausch. Darüber hinaus führt die in den Geschäftsjahren 2023 und 2025 erfolgte Eigenkapitalerhöhung von insgesamt 400 Mio. € zu einer Entspannung der Risikosituation.

Für Fremdkapitalaufnahmen haben wir eine Risikostrategie zur Verringerung des Zinsrisikos etabliert. Hinsichtlich etwaiger Zinsrisiken aus abgeschlossenen Darlehensverträgen mit variabler Verzinsung werden wir spätestens beim Abruf der Darlehen Zinssicherungsgeschäfte mit gleicher Laufzeit ab-

schließen. Dabei werden keine derivativen Finanzgeschäfte zu spekulativen Zwecken eingesetzt.

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

Chancen und Risiken aus Beteiligungen

Weitere Chancen und Risiken (Auswirkungsklasse D) ergeben sich aus unseren Beteiligungen. Das Beteiligungsportfolio umfasst zahlreiche Thüringer Stadtwerke, deren Geschäftsfelder bzw. -modelle sich grundsätzlich mit denen der TEAG-Gruppe decken. Für unsere Beteiligungen bestehen daher grundsätzlich ähnliche bzw. vergleichbare Chancen

und Risiken wie für die TEAG-Gruppe selbst. Aktuell liegt der Schwerpunkt des Beteiligungsportfolios auf den Thüringer Stadtwerken, die ebenfalls den wirtschaftlichen und regulatorischen Risiken unterliegen sowie von den geopolitischen Entwicklungen betroffen sind.

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

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

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

IV Prognosebericht

Gesamtwirtschaftlicher Ausblick

Die Energiebranche wird im Jahr 2026 voraussichtlich von andauernden Veränderungen, geopolitischen Risiken und volatilen Marktsituationen geprägt sein. Nachdem zentrale Reformvorhaben von der Bundesregierung im Berichtsjahr nicht mehr angegangen bzw. abgeschlossen wurden, bleiben in einigen Geschäftsbereichen Rechts- und Planungsunsicherheit bestehen.

Für 2026 werden umfassende gesetzliche Reformen erwartet. Dazu zählen die Reform des EEG-Fördermechanismus mit der Umstellung auf zweiseitige Differenzverträge entsprechend europarechtlichen Vorgaben sowie die vollständige Ausgestaltung der Kraftwerksstrategie, um zügig mit den Ausschreibungen für den Zubau gesicherter Leistung beginnen zu können. Im Netzbereich wird die Festlegung zu AgNes (Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom) durch die Bundesnetzagentur erwartet.

Die gesetzliche Ausarbeitung zum von der Bundesregierung beschlossenen Industriestrompreis sowie die Überarbeitung des KWK-Gesetzes aufgrund der auslaufenden beihilferechtlichen Genehmigung sind erforderlich. Die Novellierung des Gebäudeenergiegesetzes einschließlich der Umsetzung der europäischen Gebäuderichtlinie steht noch aus. Hinzu kommen die angekündigte Novellierung des Telekommunikationsgesetzes zur Beschleunigung des Glasfaserausbaus und deren Finanzierung.

Für 2026 ist es entscheidend, einen verlässlichen und langfristig tragfähigen ordnungspolitischen Rahmen und eine stabile Förderkulisse zu schaffen, um Investitionssicherheit und Planbarkeit zu gewährleisten. Dabei kommt es zur Zielerreichung auf eine stärkere Synchronisierung von Erneuerbaren

Energien (EE) und Netzausbau, bedarfsgerechter Planung, verbesserte räumliche Steuerung sowie die Gewährung von Flexibilitäten an.

Auf Basis des TEAG-eigenen energiewirtschaftlichen Kompasses, der auf unserer „7-Netze“-Strategie beruht, ergeben sich klare Prioritäten für eine zukunftsfähige Geschäftsentwicklung. Unser begonnenes Investitionsprogramm werden wir in den kommenden Jahren fortführen, um die Netzinfrastruktur umfassend zu modernisieren und auszubauen, den EE-Ausbau zu beschleunigen und das Portfolio energienaher Dienstleistungen auszubauen. Gleichzeitig setzen wir die Entwicklung innovativer und klimaneutraler Energielösungen fort. Die TEAG-Gruppe leistet damit einen wichtigen Beitrag zu einem sicheren, verlässlichen, kosteneffizienten und nachhaltigen Energiesystem in Thüringen.

Energieerzeugung und Wärme

Die TEAG-Gruppe übernimmt eine Schlüsselrolle bei der Umsetzung der Energiewende in Thüringen. Der Ausbau von PV- und Windkraftanlagen wird in den kommenden Jahren weiter an Bedeutung zunehmen und bleibt daher ein wichtiger Bestandteil der strategischen Ausrichtung. Damit ergänzt dieser Fokus unser Know-how im Bau und Betrieb effizienter KWK-Anlagen, die als steuerbarer Komplementär zu den volatilen Erneuerbaren dienen und perspektivisch auch auf Basis des Brennstoffs Wasserstoff betrieben werden können.

Große PV-Freiflächenprojekte werden auch weiterhin einen großen Teil des Photovoltaik-Zubaus ausmachen. Chancen ergeben sich hinsichtlich der Ausweitung der zulässigen Flächenkategorien im EEG und des Solarpakets I. Wir verfolgen das Ziel, ein eigenes EE-Portfolio mit einer Leistung von

250 MW bis zum Jahr 2028 aufzubauen. Für das Geschäftsjahr 2026 wird bei den Freiflächenanlagen von einem PV-Anlagen-Zubau an installierter Leistung von 36 MWp sowie dem Ausbau von Batteriespeichern mit einer Gesamtkapazität von 11 MWh ausgegangen.

Am Standort des Wasserkraftwerks Falken sind im Rahmen von Forderungen des Thüringer Landesamtes für Umwelt, Bergbau und Naturschutz Maßnahmen zur Herstellung der Durchgängigkeit am Wehr sowie zum Schutz der Fischpopulation am Einlaufbauwerk vorgesehen. Darüber hinaus ist ein zusätzliches Dotierkraftwerk geplant, um die Stromerzeugung aus Erneuerbaren zu erhöhen.

Bei den konventionellen Kraftwerken am Standort des HKW Jena ist die Vergrünung der Fernwärme u. a. durch die Errichtung einer Groß-Flusswärmepumpe mit BEW-Förderung (Bundesförderung für effiziente Wärmenetze) vorgesehen. Im Zuge einer schrittweisen Dekarbonisierung sollen ab 2030 mindestens 30 Prozent der gelieferten Fernwärme auf Basis von EE bereitgestellt werden. In Bad Salzungen sind u. a. die Abwärmennutzung eines Industriekunden, Vorbereitungen zum Netzanschluss einer Biogasanlage sowie der Bau einer Flusswärmepumpe mit einer Leistung von 12,0 MW und einer Solarthermieanlage mit 12,6 MW geplant. Am HKW Rudolstadt-Schwarza bleibt ein wirtschaftlicher Transformationsplan zur Dekarbonisierung ein zentraler Baustein der strategischen Ausrichtung.

Im dezentralen Projektgeschäft liegt der Fokus neben dem Ausbau von Nahwärmenetzen auf Quartierslösungen mit hocheffizienten Hybridanlagen aus Wärmepumpen und Spitzenlasterdgaskesseln. Diese können über das BEW-Programm sowohl bei den Investitions- als auch bei den Betriebskosten gefördert werden. Insgesamt soll

im Jahr 2026 der Zubau von Anlagen zur Wärme- lieferung i. H. v. 11,3 GWh erfolgen.

Die Thüringer Städte und Gemeinden mit weniger als 100.000 Einwohnern haben bis zum 30. Juni 2028 die gesetzliche Pflicht, Kommunale Wärmepläne zu erstellen. Auf der Basis des Thüringer Ausführungsgesetzes zum Wärmeplanungsgesetz (ThürWPGAG) haben zahlreiche Thüringer Kommunen mit der Erarbeitung der KWP begonnen. Im Geschäftsjahr 2026 werden wir unser umfassendes Planungs- bzw. Dienstleistungsangebot weiter ausbauen, um die Thüringer Kommunen aktiv bei der Umsetzung der KWP zu unterstützen. Bis zum Jahr 2028 planen wir, mindestens 60 Prozent der insgesamt 189 in Thüringen zur Kommunalen Wärmeplanung verpflichteten planungsverantwortlichen Stellen beraten und bei mindestens einem Drittel eine gemeinsame Projektentwicklung gestartet und umgesetzt zu haben.

Bei den eigenen regenerativen Erzeugungsanlagen planen wir für das Geschäftsjahr 2026 insgesamt mit 82,4 GWh erzeugtem Strom. Im Hinblick auf die Erzeugungsmengen der konventionellen Kraftwerke sowie der dezentralen Wärme- Contracting-Anlagen rechnen wir im kommenden Berichtszeitraum mit insgesamt 450,8 GWh Strom- sowie 934,9 GWh Wärmeerzeugung. Die Mengenplanungen hängen dabei u. a. vom Zeitpunkt der vollständigen Inbetriebnahmen der Anlagen ab. Unsicherheiten bestehen insbesondere hinsichtlich langwieriger Genehmigungsverfahren, volatiler Lieferketten, begrenzter Ressourcen und Wirtschaftlichkeit. Darüber hinaus haben die stufenweise Abschmelzung vermiedener Netz- entgelte bis Ende 2028 sowie der Zubau und die Umwidmung von Kraftwerken nach dem Kraftwerkssicherheitsgesetz Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit unserer KWK-Anlagen.

Strom- und Gasnetze

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 erwarten wir 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.

Energievertrieb

Für Absatzmengen im Vertriebsbereich bestehen anhaltende Unsicherheiten im Hinblick auf die wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland und die steigende Zahl von Unternehmensinsolvenzen. Für 2026 gehen wir zudem von einem weiteren Anstieg von Eigenverbrauchslösungen im Markt aus, die ebenfalls Auswirkungen auf das Abnahmeverhalten der Kunden und die Mengenbeschaffung bzw. -planung haben. Die stetige Zunahme von PV-Anlagen und Erneuerbaren, dezentralen Eigenverbrauchslösungen (wie Wärmepumpensysteme) erschwert die Erstellung von sog. „Day-ahead“-Prognosen sowie entsprechenden Lieferangeboten.

Durch die von der Bundesregierung vorgesehenen Veränderungen der Erdgasverteilnetzinfrastruktur zur Erreichung der deutschen Klimaneutralitätsziele ist insbesondere im Privatkundengeschäft mit steigenden Netzentgelten zu rechnen. In der Folge nimmt der Druck auf die Absatzpreise und der Wettbewerb insgesamt zu. Der ausgeprägten Wettbewerbsintensität im Markt begegnen wir u. a. mit einer Stärkung unserer IT-gestützten Vertriebsmaßnahmen und unserer Neukunden- bzw. Kundenbindungs-

strategien sowie der Weiterentwicklung unserer Beschaffungsstrategie.

Insbesondere in Zeiten anhaltender (geo-)politischer Unsicherheiten hat die Gewährleistung einer stabilen Versorgungslage für uns höchste Priorität. Daher werden wir unser Beschaffungsportfolio im kommenden Berichtszeitraum weiter diversifizieren.

Auf der Absatzseite planen wir für das Geschäftsjahr 2026 mit einem Stromabsatz i. H. v. rund 7.652 GWh, einem Gasabsatz i. H. v. 6.918 GWh sowie einem Wärmeabsatz i. H. v. 463 GWh.

Elektromobilität

Für die kommenden Jahre wird eine Fortsetzung des positiven Trends im Bereich Elektromobilität erwartet. Nachdem der Absatz batterieelektrischer Fahrzeuge seit dem zweiten Halbjahr 2025 wieder deutlich an Dynamik gewonnen hat, wird auf dieser Basis von einer nachhaltigen Marktbelebung ausgegangen. Für das Jahr 2026 rechnen wir mit einer Beschleunigung dieser Entwicklung, begünstigt durch verschärfte CO₂-Vorgaben, technologische Fortschritte in der Batterie- und Ladetechnik sowie neue Förderinstrumente für private Elektrofahrzeuge. Diese Rahmenbedingungen werden voraussichtlich zu einer steigenden Nachfrage nach Ladeinfrastruktur führen.

Neben der Errichtung und dem Betrieb von öffentlicher Ladeinfrastruktur an zentralen Verkehrsknotenpunkten gewinnt zunehmend der Ladenetzausbau in städtischen Ballungsräumen an Bedeutung. Ziel ist es, pro Jahr rund 30 Standorte mit mehreren Ladepunkten in größeren Wohnquartieren in Thüringen zu erschließen. Bis Ende 2026 planen wir einen Ausbau des Ladenetzes auf bis zu 920 Schnell- sowie rund 480 Normalladepunkte und damit eine noch bessere Flächenabdeckung für unsere Kunden.

Für das Geschäftsjahr 2026 haben wir Investitionen i.H.v. bis zu 12,8 Mio. € geplant, die v.a. für die Errichtung von Schnellladetechnik bzw. neuer Schnellladestandorte vorgesehen sind. Der Investitionsschwerpunkt wird in den kommenden beiden Geschäftsjahren auf dem Bau von 230 Schnellladepunkten liegen.

Im Geschäftsfeld Elektromobilität gehen wir für das Geschäftsjahr 2026 von einer abgesetzten Ladestrommenge von 21,1 GWh und steigenden Umsatzerlösen aus. Positive Ergebnisbeiträge aus dem Geschäftsfeld Elektromobilität werden ab dem Geschäftsjahr 2028 erwartet.

Messwesen

Das Geschäftsfeld Mess- und Zählerwesen bildet die zentrale Grundlage für ein dekarbonisiertes, dezentrales und digitales Energiesystem. Als Komplettdienstleister für das spartenübergreifende Messwesen sind wir davon überzeugt, dass eine dezentrale iMSys-Infrastruktur in Verbindung mit Steuereinrichtungen einen wesentlichen Beitrag zur Digitalisierung der Energiewende, zur Flexibilisierung und Steuerung von Erzeugung und Verbrauch sowie zu einem stabilen und effizienten Betrieb der Verteilnetze in Deutschland leisten wird. Daher richtet sich unser Geschäftsmodell im Messwesen und Dienstleistungsportfolio für MSB konsequent an der Transformation vom konventionellen hin zum intelligenten Messstellenbetrieb aus.

Der Smart-Meter-Rollout in Deutschland hat im letzten Jahr deutlich Fahrt aufgenommen. Daran partizipieren die Geschäftsfelder Smart-Meter-Gateway-Administration/Messdatenmanagement, CLS-Management (Controllable Local Systems) und auch die Bereiche Prüfstellenleistungen sowie das Handelsgeschäft. Gleichwohl bewegt sich das moderne Messwesen im Spannungsfeld zwischen Regulierung, technischer Machbarkeit, systemisch-

prozessualer Komplexität und Wirtschaftlichkeit. Nicht zuletzt hängt die Akzeptanz der digitalen Transformation des Messwesens von der Nachvollziehbarkeit und Transparenz gegenüber den Endkunden ab.

Seit der im Februar 2025 in Kraft getretenen Messstellenbetriebsgesetz-Novelle liegt der regulatorische Fokus des intelligenten Messwesens nicht mehr auf dem Messrollout, sondern vorrangig auf dem sogenannten Steuerrollout. Mit dem ab 2025 gesetzlich verpflichtenden Rollout von Steuereinrichtungen steigt die technische und systemische Komplexität auch im Geschäftsjahr 2026 weiter an. Wesentliche technische Regelwerke und Prozesse müssen erst noch final beschrieben und umgesetzt werden. Darüber hinaus wird die fristgerechte Umsetzung des Steuerrollouts von der ausreichenden Verfügbarkeit zertifizierter Steuerboxen und Montagekapazitäten abhängen.

Für das kommende Jahr rechnet die TMZ damit, dass ihre gMSB-Kunden ihren iMSys-Rollout weiterhin dynamisch fortsetzen, während der Rollout von Steuereinrichtungen sich – angesichts der vorgenannten Herausforderungen – auf kleine Stückzahlen beschränken wird. Die Pläne des grundzuständigen Messstellenbetreibers TEN sehen vor, im kommenden Jahr 13.700 Messstellen mit intelligenter Messtechnik auszustatten.

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

Telekommunikation

Im Bereich Telekommunikation gehen wir für das Geschäftsjahr 2026 von einem profitablen Kundenwachstum aus. Ein zentraler Schwerpunkt liegt dabei in der Gewinnung schnell aktivierbarer Neukunden, insbesondere in erschlossenen Glasfasergebieten sowie in Mehrfamilienhäusern im Rahmen

des Netzebene-4-Ausbaus. Dazu bedarf es einer Intensivierung der Kooperationen mit der Wohnungswirtschaft, Bauträgern und privaten Eigentümern. Unterstützt wird dies vom vorgesehenen schrittweisen Übergang von kupferbasierten Anschlüssen auf Glasfasertechnologien („Kupfer-Glas-Migration“), der in erschlossenen Gebieten zu einer zunehmenden Migration bestehender Kunden auf leistungsfähige Glasfaserprodukte führt.

Beim Ausbau der Telekommunikationsinfrastruktur verfolgen wir einen strukturierten mehrjährigen Investitionspfad. Der eigenwirtschaftliche FTTB/H-Ausbau wird zur Sicherung und Erweiterung der bestehenden Kundenstruktur fortgeführt; dabei kommt eine Strategie aus Eigenausbau und der Nutzung von Fremdnetzen zur Anwendung. Gleichzeitig stärkt die TNK durch Open-Access-Ansätze die Auslastung ihrer Netzinfrastruktur.

Der Wachstumspfad der TNK wurde im Geschäftsjahr 2025 durch den erfolgreichen Abschluss mehrerer Betreibervergaben für noch zu errichtende Glasfaserinfrastrukturen unterstützt. In diesem Zusammenhang konnte sich die TNK langfristige Nutzungsrechte an zusätzlichen Netzstrukturen sichern, über die künftig mehr als 10.000 Haushalte mit leistungsfähigen Breitbandanschlüssen versorgt werden können.

Darüber hinaus verfolgt die TNK das Ziel, ihre Marktposition durch den Ausbau bestehender Kooperationen sowie durch die Anbahnung neuer Partnerschaften weiter zu stärken. Hierzu zählen neben vertrieblichen und operativen Kooperationen auch die fortlaufende Prüfung von strategischen Zukäufen bestehender Infrastrukturen in Thüringen.

Auf Grundlage der aktuellen Markt- und Projektanalyse plant die TNK für das Geschäftsjahr 2026

Investitionen von bis zu 62 Mio. €, die überwiegend für eigenwirtschaftliche FTTB/H-Projekte und wohnungswirtschaftliche Maßnahmen vorgesehen sind. Für den Zeitraum 2026 bis 2028 ergibt sich ein geplantes Gesamtinvestitionsvolumen von bis zu 170 Mio. €.

Beteiligungen

Das Beteiligungsergebnis der TEAG-Gruppe ist insbesondere von den wirtschaftlichen Entwicklungen der Thüringer Stadtwerksbeteiligungen abhängig. Für das Geschäftsjahr 2026 gehen wir davon aus, dass sich die Stadtwerke weiterhin in einem sehr volatilen Marktumfeld bewegen werden. Dies betrifft sowohl die Beschaffungsmärkte mit steigenden Preisen für Einsatzstoffe, Material, Dienstleistungen sowie Personalkosten, als auch die Absatzmärkte mit zunehmend volatilem Preisniveau, Wechselbereitschaft und Einsparmaßnahmen der Kunden sowie dem Fortschritt der Elektrifizierung der Thüringer Industrie. Daneben werden diese Entwicklungen beeinflusst durch neue gesetzliche Regelungen, Unsicherheiten an den Großhandelsmärkten, Digitalisierung und Demografie.

Im Investitionsbereich der Stadtwerke stellt der Netzausbau weiterhin eine der größten Herausforderungen dar. Im Mittelpunkt stehen dabei die Interdependenzen einer beschleunigten Umsetzung der Energiewende bei höchstmöglicher Systemstabilität sowie der Gewährleistung einer markt- und netzseitigen Versorgungssicherheit. Daneben verfügen die meisten Stadtwerke über eine eigene Wärmeerzeugung, die bis 2040 auf „Grüne Wärme“ umgestellt werden muss. Für das Geschäftsjahr 2026 wird der Schwerpunkt auf der Entwicklung des hierfür erforderlichen Transformationspfades liegen. Die Finanzierung der Investitionen wird neben Fremdkapital und Fördermitteln auch ggf. Eigenkapitalstärkungen umfassen.

Ausgehend von den beschriebenen Geschäftsentwicklungen der Thüringer Stadtwerke rechnen wir für das Geschäftsjahr 2026 mit einem Rückgang der Beteiligungserträge im Vergleich zum Vorjahr. Zur Stärkung der Resilienz der Stadtwerke werden wir zunehmend gemeinsame Kooperationsprojekte anstreben, um dem Risiko der rückläufigen Ergebnisse entgegenzusteuern. Daneben werden wir unser Beteiligungsportfolio durch die Gründung bzw. Akquise von Projektgesellschaften strategisch erweitern.

Voraussichtliche Entwicklungen insgesamt

Ausgehend von den vorhergehend beschriebenen Rahmenbedingungen und Entwicklungen der einzelnen Geschäftsfelder rechnen wir für die TEAG-Gruppe im kommenden Jahr mit einem EBITDA von 270 bis 290 Mio. € und einem EBT von 95 bis 115 Mio. €. Der Konzernjahresüberschuss wird im folgenden Geschäftsjahr voraussichtlich einen Wert zwischen 75 und 85 Mio. € erreichen. Für die TEAG-Gruppe sind Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen i. H. v. insgesamt rund 350 Mio. € vorgesehen. Die Investitionsschwerpunkte erstrecken sich dabei

auf die Bereiche erneuerbare Energieerzeugung, grüne Wärmeversorgung, Stromnetz und Verteilungsanlagen, Elektromobilität, Glasfasernetze und der gesamtsystemischen Digitalisierung.

Im Geschäftsjahr 2026 erwarten wir für den Einzelabschluss der TEAG AG ein EBITDA zwischen 230 Mio. € und 250 Mio. €, ein EBT zwischen 100 Mio. € und 120 Mio. € sowie einen Jahresüberschuss zwischen 75 Mio. € und 85 Mio. €. Bei den Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen planen wir ein Volumen von 210 Mio. €, vornehmlich für den Ausbau eines leistungsfähigeren und modernen Stromnetzes, der IT-Systemlandschaft sowie der Weiterentwicklung des TEAG-Campus in Erfurt.

In welchem Umfang es zu Abweichungen von unserer Planung kommen wird, hängt stark vom weiteren Verlauf der geopolitischen Auseinandersetzungen im Nahen Osten und deren Auswirkungen auf die globalen Handels- bzw. Lieferketten ab. Planerische Unsicherheiten ergeben sich dabei insbesondere an den Beschaffungs- und Kapitalmärkten.

Erfurt, 11. März 2026

Der Vorstand



Stefan Reindl



Dr. Andreas Roß



Dr. Christian Thewißen

KONZERNABSCHLUSS

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

Konzernbilanz

Konzernbilanz		
	31.12.2025 T€	31.12.2024 T€
AKTIVA		
Anlagevermögen	1.990.754	1.806.019
Immaterielle Vermögensgegenstände	46.137	39.391
Sachanlagen	1.737.275	1.545.408
Finanzanlagen	207.342	221.220
Umlaufvermögen	742.565	749.143
Vorräte	157.307	142.574
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	454.523	446.755
Flüssige Mittel	130.735	159.814
Rechnungsabgrenzungsposten	8.974	6.192
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	7.636	8.233
Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG	16.298	16.303
	2.766.227	2.585.890
PASSIVA		
Eigenkapital	894.092	677.724
Gezeichnetes Kapital	100.000	100.000
Kapitalrücklage	449.402	249.402
Gewinnrücklagen	264.096	251.301
Bilanzgewinn	79.482	76.037
Nicht beherrschende Anteile	1.112	984
Unterschiedsbetrag aus der Kapitalkonsolidierung	2.774	2.630
Ertragszuschüsse	118.412	114.613
Sonderposten für Investitionszuschüsse	150.179	144.640
Rückstellungen	299.657	623.977
Verbindlichkeiten	1.291.578	1.013.164
Rechnungsabgrenzungsposten	7.299	7.468
Passive latente Steuern	2.236	1.674
	2.766.227	2.585.890

Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung

Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung

	2025 T€	2024 T€
Umsatzerlöse	2.805.434	3.129.851
Erhöhung oder Verminderung (-) des Bestandes an unfertigen Leistungen	937	-3.223
Andere aktivierte Eigenleistungen	21.986	18.600
Sonstige betriebliche Erträge	52.894	88.118
Materialaufwand	2.433.301	2.781.677
Personalaufwand	195.753	168.445
Abschreibungen	116.556	98.063
Sonstige betriebliche Aufwendungen	39.618	39.132
Erträge aus At-Equity bewerteten Unternehmen	22.521	19.522
Erträge aus sonstigen Beteiligungen	1.560	1.630
Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	443	531
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	14.984	12.803
Abschreibungen auf Finanzanlagen	0	40.280
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	24.676	16.569
Aufwendungen aus Verlustübernahmen	295	129
Ergebnis vor Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	110.560	123.537
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	30.950	47.445
Ergebnis nach Steuern	79.610	76.092
Jahresüberschuss	79.610	76.092
Nicht beherrschende Anteile	128	55
Gewinnvortrag	12.795	9.671
Einstellung in andere Gewinnrücklagen	12.795	9.671
Bilanzgewinn	79.482	76.037

Konzernanhang

A. Vorbemerkungen

Konzernjahresabschluss

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

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

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

Das Geschäftsjahr entspricht dem Kalenderjahr.

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

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

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

Konzernzugehörigkeit und Abgrenzung des Konsolidierungskreises

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

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

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

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

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

Nicht einbezogene Anteile an verbundenen Unternehmen:

Gesellschaft	Sitz	Anteil (%)
BIT Tiefbauplanung GmbH ²⁾	Gera	100,00
EGB Thüringer Erdgasnetz-Beteiligungs GmbH & Co. KG	Erfurt	100,00
EGB Thüringer Erdgasnetz-Beteiligungsverwaltungs GmbH ¹⁾	Erfurt	100,00
eness GmbH i. L.	München	100,00
Energiewerke Zeulenroda GmbH	Zeulenroda	100,00 ⁴⁾
FBB Fernwärme Bad Blankenburg GmbH	Bad Blankenburg	74,00
Ingenieurbüro Pieger-Wehner GmbH	Neustadt a. d. Orla	100,00
Innosun GmbH	Erfurt	50,10
KEYWEB AG	Erfurt	74,90 ³⁾
MOT Meßgeräte und Armaturen GmbH ¹⁾	Ilmenau	100,00
NGA Netzgesellschaft Altenburger Land mbH	Erfurt	100,00
NG Netzgesellschaft Schmalkalden GmbH & Co. KG	Schmalkalden	74,90
NG Netzgesellschaft Schmalkalden Verwaltungs-GmbH	Schmalkalden	74,90
Solarpark Döblitz GmbH & Co. KG ⁵⁾	Erfurt	100,00
TEN Thüringer Energienetze Geschäftsführungs-GmbH	Erfurt	100,00
TEP Thüringer Energie Speichergesellschaft mbH	Erfurt	100,00
TEAG Solar 1. Projekt GmbH	Erfurt	100,00
TEAG Thüringer Energie Siebzehnte Vermögensverwaltungs-GmbH	Erfurt	100,00
TEAG Verwaltungs-GmbH ⁶⁾	Erfurt	100,00
TEAG Thüringer Energie Neunzehnte Vermögensverwaltungs-GmbH	Erfurt	100,00
TEAG Thüringer Energie Zwanzigste Vermögensverwaltungs-GmbH	Erfurt	100,00
TEAG Thüringer Energie Einundzwanzigste Vermögensverwaltungs-GmbH	Erfurt	100,00
TEAG Wasser GmbH	Erfurt	100,00

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

- 1) Geschäftsführungsgesellschaften innerhalb der jeweiligen Einheits-KG (mittelbare Beteiligung des TEAG-Konzerns)
- 2) notarielle Beurkundung am 25.11.2025
- 3) Aufstockung Anteile von 49,0% auf 74,9% mit Notarvertrag vom 18.09.2025
- 4) Aufstockung Anteile auf 100% mit Notarvertrag vom 13.11.2024
- 5) mit Kaufvertrag vom 13.08.2025
- 6) ehemals: TEAG Achtzehnte Vermögensverwaltungs-GmbH (Eintragung der Umfirmierung ins Handelsregister am 17.09.2025)

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

Gesellschaft	Sitz	Anteil (%)
Eisenacher Versorgungs-Betriebe GmbH (evb)	Eisenach	25,10
Energieversorgung Apolda GmbH	Apolda	49,00
Energieversorgung Greiz GmbH	Greiz	49,00
Energieversorgung Nordhausen GmbH	Nordhausen	40,00
Energieversorgung Rudolstadt GmbH	Rudolstadt	23,90
Innosun Service GmbH	Sömmerda	50,00
Stadtwerke Arnstadt GmbH	Arnstadt	44,00
Stadtwerke Bad Langensalza GmbH	Bad Langensalza	40,00
Gothaer Stadtwerke ENERGIE GmbH	Gotha	30,00
Stadtwerke Mühlhausen GmbH	Mühlhausen	23,90
Stadtwerke Sondershausen GmbH	Sondershausen	23,90
Stadtwerke Suhl/Zella-Mehlis GmbH	Suhl	44,42
Stadtwerke Weimar GmbH ¹⁾	Weimar	49,00
SWE Energie GmbH	Erfurt	29,00
SWE Netz GmbH	Erfurt	29,00
TRZ Thüringer Rechenzentrum GmbH	Erfurt	50,00

1 Umfirmierung der Stadtwerke Weimar Stadtversorgungs-GmbH (Handelregistereintrag am 16.01.2026)

Nicht nach der Equity-Methode einbezogene
assoziierte Unternehmen:

Gesellschaft	Sitz	Anteil (%)
Energieversorgung Inselsberg GmbH	Waltershausen	34,00
Netzgesellschaft Eisenberg mbH	Eisenberg	49,00
Neue Energien Bad Salzungen GmbH	Bad Salzungen	40,00
Solarpark Ohrdruf GmbH	Ohrdruf	30,00
Stadtwerke Eisenberg Energie GmbH	Eisenberg	49,00
Stadtwerke Leinefelde-Worbis GmbH	Leinefelde-Worbis	49,00
Stadtwerke Neustadt an der Orla GmbH	Neustadt a. d. Orla	40,00
Stadtwerke Stadtroda GmbH	Stadtroda	24,90
TMZ Thüringer Mess- und Zählerwesen Geschäftsführungsgesellschaft mbH ¹⁾	Erfurt	30,00
Wärmegesellschaft Bad Lobenstein	Bad Lobenstein	49,90
Wärmeversorgung Sollstedt GmbH	Sollstedt	49,00
WGS – Wärmegesellschaft mbH Saalfeld	Saalfeld	24,00

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

2) Verkauf von Geschäftsanteilen (Anteilskauf- und -abtretungs-
vertrag vom 20.05.2025)

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

B. Konsolidierungsgrundsätze

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

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

Im Geschäftsjahr 2025 erfolgte erstmals die Vollkonsolidierung der TSO in den Konzernabschluss. Aus der Neubewertung ergeben sich höhere beizulegende Zeitwerte bei den immateriellen Vermögensgegenständen sowie den Sachanlagen. Die Auflösung des Kundenstammes erfolgt über einen Zeitraum von 17 Jahren. Die übrigen stillen Reserven werden über einen Zeitraum zwischen einem Jahr und acht Jahren abgeschrieben.

Ein nach Verrechnung verbleibender aktiver Unterschiedsbetrag aus der Kapitalkonsolidierung wird als Geschäfts- oder Firmenwert auf der Aktivseite

der Bilanz ausgewiesen. Es entstanden aktive Unterschiedsbeträge, die aus der Erstkonsolidierung resultieren. Ausgehend von den zugrunde liegenden Sachverhalten, die das Strom-, Gas- und Telekommunikationsnetz mit einer langfristigen Nutzung betreffen, erfolgt die Abschreibung des Geschäfts- oder Firmenwertes über eine Nutzungsdauer von 10 bis 20 Jahren.

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

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

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

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

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

Die **At-Equity-Konsolidierung** wird bei Gemeinschaftsunternehmen und Minderheitsbeteiligungen angewandt, auf welche ein maßgeblicher

C. Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

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

Ausgehend von den zugrunde liegenden langfristig abgeschlossenen Verträgen erfolgt die erfolgswirksame Abschreibung des aktiven Unterschiedsbetrags über den Posten Erträge aus at Equity bewerteten Unternehmen in der Regel über 20 Jahre. Zum Bilanzstichtag beträgt der aktive Unterschiedsbetrag 37.786 T€ (Vorjahr: 44.409 T€) – darin sind Geschäfts- oder Firmenwerte in Höhe von 5.719 T€ (Vorjahr: 7.227 T€) enthalten.

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

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

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

(1) Aktiva

Anlagevermögen

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

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

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

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

Außerplanmäßige Abschreibungen werden aufgrund voraussichtlich dauernder Wertminderungen vorgenommen. Zuschreibungen werden aufgrund des Wegfalls des ursprünglichen Wertminderungs-

grunds auf die fortgeführten Anschaffungs- und Herstellungskosten vorgenommen.

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

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

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

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

Umlaufvermögen

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

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

Unentgeltlich erworbene Emissionszertifikate werden mit Null Euro bewertet.

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

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

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

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

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

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

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

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

Aktive Rechnungsabgrenzungsposten

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

Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung

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

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

Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG

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

(2) Passiva

Eigenkapital

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

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

Die **Gewinnrücklagen** enthalten zum 31. Dezember 2025 eine Rücklage gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG. Sie dient der Abdeckung etwaiger Verluste aus der Abschreibung oder Auflösung des Sonderverlustkontos.

Unterschiedsbetrag aus der Kapitalkonsolidierung

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

Ertragszuschüsse

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

Sonderposten für Investitionszuschüsse

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

Rückstellungen

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

der vergangenen zehn Geschäftsjahre bei einer angenommenen Restlaufzeit von 15 Jahren.

Weiterhin sind ein Gehaltstrend und eine Rentendynamik berücksichtigt. Den versicherungsmathematischen Rückstellungsberechnungen liegen als Rechnungsgrundlagen die Richttafeln 2018 G von Prof. Dr. Klaus Heubeck zugrunde. Als Bewertungsendalter werden grundsätzlich die frühestmöglichen Altersgrenzen in der gesetzlichen Rentenversicherung herangezogen. Für Mitarbeiter mit abgeschlossenen 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 TEAG verwaltet. Mögliche Ausschüttungen der Spezialfonds HI-Pension Trust Thüringer Energie-Fonds werden in diesem thesaurierend angelegt. Das Deckungsvermögen dient der Insolvenzsicherung der Verpflichtungen aus der Altersversorgung. Die betreffenden Vermögensgegenstände sind dem Zugriff der übrigen Gläubiger entzogen.

Der Berechnung der Pensionsverpflichtungen liegen folgende Parameter zugrunde:

	31.12.2025 in %	31.12.2024 in %
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 im Wesentlichen für Verpflichtungen aus Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer, Solidaritätszuschlag sowie sonstigen Steuern für das Geschäftsjahr und Vorjahre.

Der KEBT-Konzern fällt in den Anwendungsbereich der Regelungen zur globalen 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 Steuer Mehrbelastung 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 Steuer Mehrbelastungen für alle in Deutschland gelegenen 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 potenzielle 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:

	31.12.2025 in %	31.12.2024 in %
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 2,09 % 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.

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

Verbindlichkeiten

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

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.

Passiver Rechnungsabgrenzungsposten

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

Passive latente Steuern

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

Die Ermittlung der latenten Steuern erfolgt auf Basis des kombinierten Ertragsteuersatzes von 26,0 % (Vorjahr: 30,0 %). Der kombinierte Ertragsteuersatz umfasst Körperschaftsteuer, Solidaritätszuschlag und Gewerbesteuer. Bei der Bewertung wurde die vom Bundesrat am 11. Juli 2025 beschlossene Absenkung der Körperschaftsteuersätze berücksichtigt.

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

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

D. Erläuterungen zur Bilanz

(1) Anlagevermögen

Konzern-Anlagespiegel

Angaben in T€	Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten					
	Stand 01.01.2025	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Zugang Konsolidie- rungskreis	Stand 31.12.2025
Immaterielle Vermögensgegenstände	130.557	2.942	0	18.361	5.831	157.691
Entgeltlich erworbene ähnliche Rechte	106.110	2.942	0	18.361	2.605	130.018
Kundenstamm	19.778	0	0	0	2.473	22.251
Geschäfts- und Firmenwert	4.669	0	0	0	753	5.422
Sachanlagen	4.008.308	282.509	9.935	-18.361	35.580	4.298.101
Grundstücke und Bauten	285.931	2.692	765	10.936	937	299.731
Technische Anlagen und Maschinen	3.250.157	60.940	6.254	173.745	30.928	3.509.516
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	62.066	4.244	831	1.849	321	67.649
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	410.154	214.633	2.085	-204.891	3.394	421.205
Finanzanlagen	314.458	15.322	3.114	-3.999	-26.657	296.010
Anteile an verbundenen Unternehmen	77.229	8.207	0	5.599	-12.582	78.453
Ausleihungen an verbundene Unternehmen	26.028	0	888	0	-14.075	11.065
Anteile an At-Equity bewerteten Unternehmen	181.318	4.234	2.017	-8.298	0	175.237
Sonstige Beteiligungen	29.880	771	209	-1.300	0	29.142
Ausleihungen an sonstige Beteiligungen	0	2.110	0	0	0	2.110
Genossenschaftsanteile	3	0	0	0	0	3
Anlagevermögen	4.453.323	300.773	13.049	-3.999	14.754	4.751.802

Abschreibungen									
	Stand 01.01.2025	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Zu- schreibung	Zugang Konsolidie- rungskreis	Stand 31.12.2025	Buchwert Stand 31.12.2025	Buchwert Stand 31.12.2024
	91.166	19.146	0	-1	0	1.243	111.554	46.137	39.391
	74.194	16.766	0	-1	0	1.243	92.202	37.816	31.916
	14.592	2.071	0	0	0	0	16.663	5.588	5.186
	2.380	309	0	0	0	0	2.689	2.733	2.289
	2.462.900	93.094	6.073	1	0	10.904	2.560.826	1.737.275	1.545.408
	141.854	6.572	560	0	0	24	147.890	151.841	144.077
	2.275.017	82.353	4.747	0	0	10.685	2.363.308	1.146.208	975.140
	46.029	4.169	766	1	0	195	49.628	18.021	16.037
	0	0	0	0	0	0	0	421.205	410.154
	93.238	0	0	-3.999	571	0	88.668	207.342	221.220
	51.450	0	0	329	0	0	51.779	26.674	25.779
	0	0	0	0	0	0	0	11.065	26.028
	38.600	0	0	-4.328	571	0	33.701	141.536	142.718
	3.188	0	0	0	0	0	3.188	25.954	26.692
	0	0	0	0	0	0	0	2.110	0
	0	0	0	0	0	0	0	3	3
	2.647.304	112.240	6.073	-3.999	571	12.147	2.761.048	1.990.754	1.806.019

(2) Vorräte

Vorräte	31.12.2025 T€	31.12.2024 T€
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	24.431	21.231
Emissionszertifikate	96.187	82.292
Unfertige Leistungen	2.733	2.128
davon unfertige Leistungen	15.271	13.417
davon erhaltene Anzahlungen	-12.538	-11.289
Handelswaren	20.803	27.956
Geleistete Anzahlungen	13.153	8.967
	157.307	142.574
Zeitwert unentgeltlich erworbene Emissionszertifikate	7.630	6.887

(3) Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	31.12.2025 T€	31.12.2024 T€
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	309.711	301.299
davon abgerechnete Forderungen	57.737	74.109
davon energiewirtschaftliche Abgrenzungen	703.398	682.704
davon sonstige Abgrenzungen	2.526	886
davon erhaltene Abschlagszahlungen	-421.177	-427.274
davon Wertberichtigungen	-32.126	-28.811
davon nicht zugeordnete Zahlungseingänge	-647	-315
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	8.339	13.325
davon aus Lieferungen und Leistungen	603	95
davon aus Darlehen und Tagesgeld	7.705	13.166
davon aus Sonstigem	31	64
Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	19.223	16.485
davon aus Lieferungen und Leistungen	7.641	3.722
davon aus Sonstigem	11.582	12.763
Sonstige Vermögensgegenstände	117.250	115.646
davon Steuererstattungsansprüche und Steuerabgrenzungen	77.169	69.040
	454.523	446.755

In den sonstigen Vermögensgegenständen sind Forderungen in Höhe von 31 T€ (Vorjahr: 11 T€) mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr und bis zu 5 Jahren enthalten.

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

(4) Flüssige Mittel

Flüssige Mittel	31.12.2025 T€	31.12.2024 T€
Kassenbestand	1	0
Festgelder für Mietkautionen	3	3
Bankguthaben	130.731	159.811
	130.735	159.814

(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:

Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	31.12.2025 T€	31.12.2024 T€
Rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen		
Erfüllungsbetrag	51.777	50.549
davon bei Helaba	51.741	50.549
davon bei Allianz	36	0
Beizulegende Zeitwerte des Deckungsvermögens	59.413	58.782
davon Rückdeckungsanspruch Helaba	59.376	58.782
davon Rückdeckungsanspruch Allianz	37	0
Nettowert	7.636	8.233
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	7.636	8.233
Anschaffungskosten des Deckungsvermögens	51.010	53.643

Der ausschüttungsgesperrte Betrag gemäß § 268 Abs. 8 HGB beträgt 8.403 T€ (Vorjahr: 5.139 T€).

(6) Eigenkapital

Eigenkapital		
	31.12.2025 T€	31.12.2024 T€
Gezeichnetes Kapital	100.000	100.000
Grundkapital	100.000	100.000
Kapitalrücklage	449.402	249.402
Gewinnrücklagen	264.096	251.301
davon Rücklage gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG	16.298	16.303
davon andere Gewinnrücklagen	247.798	234.998
Bilanzgewinn	79.482	76.037
Nicht beherrschende Anteile	1.112	984
	894.092	677.724

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

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

Zum 31. Juli 2025 erfolgte eine Erhöhung der Kapitalrücklage in Höhe von 200.000 T€.

Die Kapitalrücklage enthält eine Rücklage gemäß § 272 Abs. 2 Nr. 1 HGB von 46.096 T€ sowie andere Zuzahlungen in Höhe von 403.306 T€ gemäß § 272 Abs. 2 Nr. 4 HGB.

Die Rücklage gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG entspricht dem Betrag des Sonderverlustkontos zum 31. Dezember 2025. Der übersteigende frei verfügbare Betrag zum 31. Dezember 2025 in Höhe von 5 T€ wurde in die anderen Gewinnrücklagen umgegliedert. Der enthaltene Betrag in Höhe von 16.298 T€ unterliegt damit einer Ausschüttungssperre nach § 268 Abs. 8 HGB.

(7) Unterschiedsbetrag aus der Kapitalkonsolidierung

Zum 31. Dezember 2025 beträgt der Wert des passiven Unterschiedsbetrags aus verbundenen Unternehmen 2.774 T€. Für das laufende Geschäftsjahr erfolgte die Fortführung gemäß DRS Nr. 23 Tz. 149 in Höhe von –144 T€.

(8) Ertragszuschüsse

Der Posten beinhaltet die von Netzkunden vereinnahmten Baukostenzuschüsse.

(9) Sonderposten für Investitionszuschüsse

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

(10) Rückstellungen

Rückstellungen	31.12.2025 T€	31.12.2024 T€
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	44.504	64.158
Steuerrückstellungen	6.591	23.501
Sonstige Rückstellungen	248.562	536.318
	299.657	623.977
Unterschiedsbetrag bei Rückstellungen für Pensionen gemäß § 253 Abs. 6 HGB (positive Beträge sind ausschüttungsgesperrt)	-1.683	-1.718

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 T€	31.12.2024 T€
Nicht rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen		
Erfüllungsbetrag	3.803	3.956
Rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen		
Erfüllungsbetrag	87.747	86.054
davon bei Helaba	87.747	86.018
davon bei Allianz	0	36
Beizulegende Zeitwerte des Deckungsvermögens	57.306	36.756
davon Rückdeckungsanspruch Helaba	57.306	36.722
davon Rückdeckungsanspruch Allianz	0	34
Nettowert	30.441	49.298
Stromdeputate (Erfüllungsbetrag)	10.260	10.904
Rückstellung gesamt	44.504	64.158
Anschaffungskosten des Deckungsvermögens	52.354	35.056

Der ausschüttungsgesperrte Betrag gemäß § 268 Abs. 8 HGB beträgt 4.952 T€ (Vorjahr: 1.700 T€).

Sonstige Rückstellungen

	31.12.2025 T€	31.12.2024 T€
Personalarückstellungen	23.964	21.197
Rückstellung für ausstehende Rechnungen	79.911	380.940
Energiewirtschaftliche und sonstige Risiken	74.674	65.160
Abbruch/Entsorgung und Rückbauverpflichtungen	21.513	20.356
Beseitigung ökologische Altlasten	31.332	32.227
Regulierungskonto	4.041	7.660
Übrige Rückstellungen	13.127	8.778
	248.562	536.318

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.

(11) Verbindlichkeiten

Verbindlichkeiten								
	Restlaufzeit					Restlaufzeit		
	31.12.2025	bis zu	über	davon	31.12.2024	bis zu	über	davon
	T€	1 Jahr	1 Jahr	über	T€	1 Jahr	1 Jahr	über
		T€	T€	5 Jahre		T€	T€	5 Jahre
				T€				T€
Verbindlichkeiten gegen- über Kreditinstituten	876.786	57.243	819.543	603.986	623.194	45.863	577.331	398.272
Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	1.700	1.700	0	0	0	0	0	0
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	363.019	361.106	1.913	0	17.406	15.691	1.715	0
davon energiewirtschaft- liche Verpflichtungen	438.637	438.637	0	0	0	0	0	0
davon geleistete energie- wirtschaftliche Abschlags- zahlungen	-94.338	-94.338	0	0	0	0	0	0
Verbindlichkeiten gegen- über verbundenen Unter- nehmen	15.940	8.940	7.000	0	14.771	7.771	7.000	0
davon aus Lieferungen und Leistungen	-722	-722	0	0	425	425	0	0
davon aus Darlehen bzw. Tagesgeld	16.632	9.632	7.000	0	14.200	7.200	7.000	0
davon gegenüber Gesellschafter	7.000	0	7.000	0	7.000	0	7.000	0
davon aus Sonstigem	30	30	0	0	146	146	0	0
Verbindlichkeiten gegen- über Unternehmen, mit denen ein Beteiligungs- verhältnis besteht	1.233	1.233	0	0	1.456	1.456	0	0
davon aus erhaltenen Anzahlungen	48	48	0	0	0	0	0	0
davon aus Lieferungen und Leistungen	71	71	0	0	9	9	0	0
davon aus Darlehen bzw. Tagesgeld	1.111	1.111	0	0	1.398	1.398	0	0
davon aus Sonstigem	3	3	0	0	49	49	0	0
Sonstige Verbindlichkeiten	32.900	22.898	10.002	0	356.337	243.095	113.242	0
davon aus Steuern	18.259	18.259	0	0	13.997	13.997	0	0
	1.291.578	453.120	838.458	603.986	1.013.164	313.876	699.288	398.272

Die Verbindlichkeiten sind nicht besichert.

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 Rückstel-

lungen für ausstehende Rechnungen. Hinsichtlich weiterer Erläuterungen wird auf die Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden bei den Verbindlichkeiten verwiesen.

(12) Passive latente Steuern

Passive latente Steuern		
	31.12.2025 T€	31.12.2024 T€
Aktive latente Steuern	997	1.155
davon aus Rückstellungen für Altersversorgungsverpflichtungen sowie sonstigen Personalrückstellungen	810	1.120
Passive latente Steuern	3.233	2.829
davon aus immateriellen Vermögensgegenständen	1.453	1.556
davon aus Sachanlagen	1.774	1.273
	2.236	1.674

(13) Haftungsverhältnisse und sonstige finanzielle Verpflichtungen

Im Geschäftsjahr 2022 erfolgte eine Umstrukturierung der betrieblichen Altersvorsorge. Dabei wurde eine Übertragung aller bis zum Übertragungszeitpunkt bestehenden Verpflichtungen gegenüber Rentnern und aus unverfallbaren Anwartschaften auf einen Pensionsfonds durchgeführt. Beim Eintritt einer entsprechenden negativen Wertentwicklung

besteht grundsätzlich eine Nachschussverpflichtung. Nach den derzeitigen Entwicklungen ist die Wahrscheinlichkeit der Inanspruchnahme als gering einzuschätzen.

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

Zum Bilanzstichtag bestehen folgende sonstige finanzielle Verpflichtungen:

	Betrag gesamt T€	davon bis 1 Jahr T€	davon > 1 Jahr T€
Energiewirtschaftliche Bezugs-, Netzanschluss- und Ausspeiseverträge	1.275.575	855.237	420.338
Miet-, Leasing-, Erbbau- sowie Pachtverträge	24.345	9.995	14.350
Dienstleistungs- und Serviceverträge	29.353	18.336	11.017
Bestellobligo für Investitionen	199.178	142.789	56.389
Kapitaldienste	25.235	25.235	0
Übrige sonstige finanzielle Verpflichtungen	3.854	1.477	2.377
Summe der sonstigen finanziellen Verpflichtungen	1.557.540	1.053.069	504.471
davon gegenüber verbundenen Unternehmen	32.239		
davon gegenüber assoziierten Unternehmen	20.326		
Bankbürgschaften	34.077		

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

Es bestehen in folgenden Fällen Optionen Dritter:

- **SWE Energie GmbH und SWE Netz GmbH**

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

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

Die Kommunale Beteiligungen Gotha GmbH kann von der TEAG die Übertragung eines weiteren Geschäftsanteils in Höhe von 4,9 % des Stammkapitals zum Ertragswert verlangen.

Weiterhin besteht das Recht, dass die TEAG ihre Geschäftsanteile der Stadt Gotha, der Kommunalen Beteiligungen Gotha GmbH oder einem von diesen benannten Dritten andienen muss, wenn die Stadt Gotha oder die Kommunale Beteiligungen Gotha GmbH die Zusammenarbeit nicht fortsetzen wollen. Die TEAG hat umgekehrt ein entsprechendes Andienungsrecht. Beide Rechte greifen erstmals zum 10. Februar 2032.

- **NG Netzgesellschaft Schmalkalden GmbH & Co. KG**

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

- **Innosun GmbH**

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

2028 zum 31. Dezember 2028 ausgeübt werden. Der Kaufpreis für die Ausübung der Option wurde bereits festgelegt.

- **KEYWEB AG**

Die TEAG hält 74,9 % der Anteile an der KEYWEB AG. Der Mitaktionär hat das Recht, von der TEAG den Erwerb der von ihm gehaltenen Aktien an der KEYWEB AG zu verlangen („Put-Option“). Die TEAG hat das Recht, die vom Mitaktionär gehaltenen Aktien an der KEYWEB AG zu verlangen („Call-Option“). Das Verlangen kann einmalig und nur für sämtliche Aktien ausgeübt werden. Das Ausübungsverlangen ist im Zeitraum 1. Dezember 2029 bis 31. Juli 2030 geltend zu machen. Die Übertragung erfolgt mit wirtschaftlicher Wirkung zum 1. Januar 2030.

(14) Angaben nach IDW RS ÖFA 3

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

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

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

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

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

Im Geschäftsjahr 2025 wurden Drohverlustrückstellungen i. H. v. 24.600 T€ (Vorjahr: 17.000 T€) aufgrund von Veränderungen in den Kundensegmenten mit Auswirkung bis Ende 2026 gebildet.

(15) Derivative Finanzinstrumente und Bewertungseinheiten

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

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

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

Zur Absicherung gegen Zinsänderungsrisiken aus den Kreditverbindlichkeiten in Höhe von 197.275 T€ (Vorjahr: 57.000 T€) hat die TEAG Zinsswaps mit den finanzierenden Kreditinstituten abgeschlossen und mit den jeweiligen Grundgeschäften zu Mikro-Bewertungseinheiten zusammengefasst. Der Betrag, der zum 31. Dezember 2025 in das Grundgeschäft einbezogenen Finanzverbindlichkeit, betrug 197.275 T€ (Vorjahr: 57.000 T€). Dagegen stehen zum Bilanzstichtag gegenläufige Zinsderivate mit einem Marktwert von 6.690 T€ (Vorjahr: –64 T€). Ein Überhang an Zinsderivaten innerhalb der Bewertungseinheiten existiert nicht. Die Zinssicherung läuft synchron bis zur Fälligkeit der Darlehen bis 2046.

Die gegenläufigen Wertänderungen von Grund- und Sicherungsgeschäft gleichen sich für die Laufzeit der Sicherungsinstrumente aus, da sie demselben Risiko ausgesetzt sind. Aufgrund der prospektiven Effektivität, die mit der Critical-Terms-Match-Methode festgestellt wird, kann von einem vollständigen Wertausgleich ausgegangen werden. Eine retrospektive Effektivitätsmessung ist daher nicht notwendig. Zum 31. Dezember 2025 war keine Drohverlustrückstellung erforderlich.

E. Erläuterung zur Gewinn- und Verlustrechnung

(16) Umsatzerlöse

Umsatzerlöse	2025 T€	2024 T€
Stromerlöse	2.043.513	2.371.371
davon periodenfremd	9.344	36.849
davon Stromsteuer	-74.357	-70.703
davon periodenfremd	-211	658
Erdgaserlöse	572.445	561.996
davon periodenfremd	13.163	1.095
davon Energiesteuer	-22.030	-19.051
davon periodenfremd	1.424	1.340
Wärmeerlöse	73.663	87.355
davon periodenfremd	-2.245	-2.522
davon Energiesteuer	-19	-11
Telekommunikation	50.671	46.960
davon periodenfremd	52	1
Ertragszuschüsse	11.495	11.211
Erlöse Kundenanlagen	20.770	19.505
davon periodenfremd	1.651	702
Sonstige Umsatzerlöse	32.877	31.453
davon periodenfremd	506	1.371
	2.805.434	3.129.851

Die Umsatzerlöse wurden ausschließlich im Inland erzielt.

(17) Sonstige betriebliche Erträge

Sonstige betriebliche Erträge		
	2025 T€	2024 T€
Sonstige betriebliche Erträge	52.894	88.118
davon aus Auflösung Sonderposten Investitionszuschüsse	3.983	3.039
davon aus Zuschreibung Umlaufvermögen	6.922	6.963
davon periodenfremd	33.833	72.036
davon Erträge aus Auflösung von Rückstellungen	29.841	64.883

(18) Materialaufwand

Materialaufwand		
	2025 T€	2024 T€
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	1.719.262	2.193.045
davon periodenfremd konventionelle Brennstoffe	334	2.158
davon periodenfremd Strombezug	4.425	34.288
davon periodenfremd Erdgasbezug	4.918	7.486
davon periodenfremd Dampfbezug	-2.608	24
davon periodenfremd sonstiger Materialbezug	-1.449	-133
Aufwendungen für bezogene Leistungen	714.039	588.632
davon periodenfremd Konzessionsabgaben	-207	-207
davon periodenfremd bezogene Leistungen	1.154	437
davon periodenfremd Netznutzung	3.646	4.221
	2.433.301	2.781.677
davon Abschreibung Sonderverlustkonto gemäß § 17 Abs. 4 DMBilG	0	5

(19) Personalaufwand

Personalaufwand	2025 T€	2024 T€
Löhne und Gehälter	157.693	134.821
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	38.060	33.624
	195.753	168.445
davon für Altersversorgung	6.341	7.482

Mitarbeiter	2025 Anzahl	2024 Anzahl
Mitarbeiter (Durchschnitt)	2.319	2.116
davon gewerbliche Arbeitnehmer	451	431
davon Angestellte	1.868	1.685
Auszubildende (Durchschnitt)	132	120

(20) Abschreibungen

Abschreibungen		
	2025 T€	2024 T€
Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände	19.146	14.460
Abschreibungen auf Sachanlagen	93.094	83.603
davon Außerplanmäßige Abschreibungen	17	0
Abschreibungen auf Vermögensgegenstände des Umlaufvermögens	4.316	0
	116.556	98.063
Unterschiedsbetrag Mehrabschreibungen degressiv/linear gem. Art. 67 Abs. 4 Satz 1 EGHGB	106	23

(21) Sonstige betriebliche Aufwendungen

Sonstige betriebliche Aufwendungen		
	2025 T€	2024 T€
Dienst- und Fremdleistungen	14.289	15.916
Wertberichtigungen und Ausbuchung von Forderungen	19.385	21.418
Sonstige Steuern	412	388
davon periodenfremd	-53	-63
Übrige sonstige Aufwendungen	5.532	1.410
davon periodenfremd	1.585	795
	39.618	39.132

(22) Erträge aus At-Equity bewerteten Unternehmen

Erträge aus At-Equity bewerteten Unternehmen		
	2025 T€	2024 T€
Erträge aus At-Equity bewerteten Unternehmen	22.521	19.522
davon periodenfremd	9.826	5.189

Der Posten enthält u. a. die Beteiligungsergebnisse der Gemeinschafts- und assoziierten Unternehmen. Es erfolgte eine Fortschreibung der Unterschiedsbeträge aus der Erstkonsolidierung sowie die Abschreibung von Zwischenergebnissen aus Anlagenverkäufen. Weiterhin wurden die variablen Ergebnisanteile und die Spitzabrechnung aus dem jeweiligen Geschäftsjahr 2024 erfasst. Bei den Gesellschaften ohne Ergebnisabführungsvertrag erfolgte die Fortschreibung des At-Equity-Werts um den anteiligen Jahresüberschuss 2024 und die Korrektur der bereits vereinnahmten Beteiligungserträge aus 2024.

(23) Erträge aus sonstigen Beteiligungen

Erträge aus sonstigen Beteiligungen		
	2025 T€	2024 T€
Erträge aus sonstigen Beteiligungen	1.560	1.630
davon periodenfremd	104	192
davon aus verbundenen Unternehmen	0	181

(24) Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens

Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens		
	2025 T€	2024 T€
Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	443	531
davon aus verbundenen Unternehmen	387	531

(25) Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge

Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge		
	2025 T€	2024 T€
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	14.984	12.803
davon periodenfremd	968	1.028
davon aus verbundenen Unternehmen	322	1.119
davon aus der Verrechnung von Aufwendungen und Erträgen gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB	8.008	3.804
davon Aufzinsung (-) von Pensionsrückstellungen	1.187	-648
davon Erträge aus Deckungsvermögen	6.821	4.452
davon aus Abzinsung von übrigen Rückstellungen	357	492

(26) Zinsen und ähnliche Aufwendungen

Zinsen und ähnliche Aufwendungen		
	2025 T€	2024 T€
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	24.676	16.569
davon periodenfremd	129	280
davon an KET	4.675	6.788
davon an verbundene Unternehmen	182	36
davon aus der Aufzinsung von übrigen Rückstellungen	53	16

(27) Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag		
	2025 T€	2024 T€
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	30.950	47.445
davon periodenfremd	1.188	14.066
davon latente Steuern	-704	-163

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

F. Sonstige Angaben**Honorar des Abschlussprüfers**

Honorar des Abschlussprüfers		
	2025 T€	2024 T€
Abschlussprüfungsleistungen	481	444
andere Bestätigungsleistungen	157	150
sonstige Leistungen	10	10
	648	604

Nachtragsbericht

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

Gesamtbezüge des Aufsichtsrats

Die für die Tätigkeit im Geschäftsjahr an die Mitglieder des Aufsichtsrats gewährten Gesamtbezüge betragen 278 T€ (im Vorjahr: 301 T€).

Gesamtbezüge des Vorstands

Die Gesamtbezüge des Vorstands belaufen sich auf 1.506 T€ (im Vorjahr: 1.366 T€).

Die Gesamtbezüge der früheren Mitglieder des Vorstands betragen 690 T€ (im Vorjahr: 669 T€). Für frühere Mitglieder des Vorstands wurden 12.955 T€ (im Vorjahr: 13.890 T€) Rückstellungen für laufende Pensionen und Anwartschaften auf Pensionen passiviert.

Ergebnisverwendungsvorschlag des Mutterunternehmens

Der Bilanzgewinn der TEAG beträgt 136.923.235,96 €. Wir schlagen vor, daraus eine Dividende von 31,03 €/A-Aktie und 23,00 €/B-Aktie, das sind insgesamt 71.660.847,13 €, auszuschütten, einen Betrag in Höhe von 10.000.000,00 € in andere Gewinnrücklagen gemäß § 272 Abs. 3 HGB einzustellen und den Restbetrag in Höhe von 55.262.388,83 € auf neue Rechnung vorzutragen.

Erfurt, den 11. März 2026
Der Vorstand



Stefan Reindl



Dr. Andreas Roß



Dr. Christian Thewißen

Konzernkapitalflussrechnung

	2025 T€	2024 T€
Konzernjahresüberschuss (einschließlich Ergebnisanteilen von Minderheitsgesellschaftern)	79.610	76.092
+ Abschreibungen/Zuschreibung auf Gegenstände des Anlagevermögens (ohne at Equity Bewertung)	112.240	138.343
+ Verlust aus der at Equity Bewertung	1.447	1.269
+ Abschreibungen auf das Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG	5	5
- Veränderung des passiven Unterschiedsbetrages aus der Kapitalkonsolidierung	144	-376
- Auflösung der empfangenen Ertragszuschüsse	-15.478	-13.238
+ Sonstige nicht zahlungswirksame Aufwendungen und Erträge (-)	753	0
- Abnahme (-)/Zunahme der Rückstellungen	-294.066	20.690
- Gewinn aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	-1.142	-3.437
+ Verlust aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	684	812
+ Zunahme (-)/Abnahme der Vorräte, der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Aktiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind	-26.783	-53.345
+ Abnahme (-)/Zunahme der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Passiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind	191.868	20.137
+ Sonstige zahlungswirksame Aufwendungen und Erträge (-)	295	0
+ Zinsaufwand/-ertrag (-)	19.237	9.015
- Sonst. Beteiligungserträge	-25.528	-22.421
+ Ertragsteueraufwand	31.655	47.608
- Ertragsteuerzahlungen	-48.813	-45.444
+ Einzahlung aus erhaltenen Ertragszuschüssen	15.500	12.667
= Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit	41.628	188.377
+ Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Sachanlagevermögens	1.580	5.403
- Auszahlungen für Zugänge zum Konsolidierungskreis	-1.187	0
- Auszahlungen für Investitionen in das Sachanlagevermögen	-282.508	-264.111
- Auszahlungen für Investitionen in das immaterielle Anlagevermögen	-6.342	-2.725
+ Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Finanzanlagevermögens	1.097	1.875
- Auszahlungen für Investitionen in das Finanzanlagevermögen	-14.135	-49.292
- Auszahlung aus außerordentlichen Posten	-295	0
+ Erhaltene Zinsen	5.052	7.746
+ Erhaltene Dividenden	27.051	23.206
- Auszahlungen zur Herstellung von Deckungsvermögen sowie Auszahlungen an einen Pensionsfonds	-13.941	-8.410
+ Einzahlung aus erhaltenen Investitionszuschüssen	15.620	37.056
- Auszahlung aus Abgängen von Investitionszuschüssen	0	-70
= Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-268.008	-249.322

Kapitalflussrechnung

	2025 T€	2024 T€
- Gezahlte Dividenden an Gesellschafter des Mutterunternehmens	-62.785	-71.661
+ Einzahlungen aus der Aufnahme von Darlehen und Krediten bei Kreditinstituten	300.000	101.000
- Auszahlungen für die Tilgung von Darlehen bei Kreditinstituten und Gesellschaftern	-220.619	-39.177
- Auszahlungen an andere Gesellschafter	-457	0
- Gezahlte Zinsen	-24.277	-16.174
+ Einzahlung aus Eigenkapitalzuführung	200.000	0
- Auszahlung aus Abgängen von Zuschüssen	-198	-343
= Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	191.664	-26.355
= Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds	-34.716	-87.300
+ Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	164.382	251.682
+ Konsolidierungskreisbedingte Änderung Finanzmittelfonds	-1.969	0
= Finanzmittelfonds am Ende der Periode	127.697	164.382

Überleitung zum Finanzmittelfonds:

Überleitung zum Finanzmittelfonds

	01.01.2025 T€	01.01.2024 T€
Kassenbestand und Geldguthaben bei Kreditinstituten	160.742	236.421
Forderungen aus Geldanlagen mit verbundenen Unternehmen, nicht konsolidiert	10.286	18.977
Verbindlichkeiten aus Geldaufnahmen bei verbundenen Unternehmen, nicht konsolidiert	-7.200	-1.466
Verbindlichkeiten aus Geldaufnahmen bei Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	-1.398	-2.186
Kurzfristige Verbindlichkeiten Kreditinstitute	-17	-64
	162.413	251.682

	31.12.2025 T€	31.12.2024 T€
Kassenbestand und Geldguthaben bei Kreditinstituten	130.735	159.814
Forderungen aus Geldanlagen mit verbundenen Unternehmen, nicht konsolidiert	7.705	13.166
Verbindlichkeiten aus Geldaufnahmen bei verbundenen Unternehmen, nicht konsolidiert	-9.632	-7.200
Verbindlichkeiten aus Geldaufnahmen bei Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	-1.111	-1.398
	127.697	164.382
Änderung des Finanzmittelfonds	-34.716	-87.300

Konzern-Eigenkapitalspiegel

Konzern-Eigenkapitalspiegel

Angaben in T€	Eigenkapital des Mutterunternehmens						
	Gezeichnetes Kapital			Rücklagen			
	Stammaktien	Vorzugsaktien	Summe	Kapitalrücklage			
				Kapitalrücklage nach § 272 Abs. 2 Nr. 1 HGB	Kapitalrücklage nach § 272 Abs. 2 Nr. 4 HGB	Summe	
Stand am 01.01.2024	84.809	15.191	100.000	46.096	203.306	249.402	
Gezahlte Dividenden	–	–	–	–	–	–	
Konzernjahresüberschuss	–	–	–	–	–	–	
Einstellung in/Entnahme aus Rücklagen	–	–	–	–	–	–	
Sonstige Veränderungen	–	–	–	–	–	–	
Stand am 31.12.2024 /01.01.2025	84.809	15.191	100.000	46.096	203.306	249.402	
Gezahlte Dividenden	–	–	–	–	–	–	
Konzernjahresüberschuss	–	–	–	–	–	–	
Einstellung in/Entnahme aus Rücklagen	–	–	–	–	–	–	
Einzahlung in die Kapitalrücklage	–	–	–	–	200.000	200.000	
Stand am 31.12.2025	84.809	15.191	100.000	46.096	403.306	449.402	

	Eigenkapital des Mutterunternehmens							Nicht beherrschende Anteile	Konzern-eigenkapital
	Rücklagen				Gewinn-vortrag	Konzern-jahresüber-schuss	Summe		
	Gewinnrücklagen			Summe					
	Rücklage gemäß § 17 Abs. 4 DMBiG	andere Gewinn-rücklagen							
	16.308	225.320	241.630	491.032	81.332	68.187	672.364	929	673.293
	–	–	–	–	–71.661	–	–71.661	–	–71.661
	–	–	–	–	–	76.037	76.037	55	76.092
	–6	9.677	9.671	9.671	–9.671	–	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	–	–	0
	16.302	234.997	251.301	500.703	76.037	0	676.740	984	677.724
	–	–	–	–	–63.242	–	–63.242	–	–63.242
	–	–	–	–	–	79.483	79.483	127	79.610
	–4	12.801	12.795	12.795	–12.795	–	–	–	–
	–	–	–	200.000	–	–	200.000	–	200.000
	16.298	247.798	264.096	713.498	0	79.483	892.981	1.111	894.092

Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

An die TEAG Thüringer Energie AG, Erfurt

Prüfungsurteile

Wir haben den Konzernabschluss der TEAG Thüringer Energie AG, Erfurt, und ihrer Tochtergesellschaften (der Konzern) – bestehend aus der Konzernbilanz zum 31. Dezember 2025, der Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung, dem Konzerneigenkapitalpiegel und der Konzernkapitalflussrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2025 sowie dem Konzernanhang, einschließlich der Darstellung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden – geprüft. Darüber hinaus haben wir den Konzernlagebericht der TEAG Thüringer Energie AG, der mit dem Lagebericht der Gesellschaft zusammengefasst ist, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2025 geprüft. Die Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289f Abs. 4 HGB (Angaben zur Frauenquote) haben wir in Einklang mit den deutschen gesetzlichen Vorschriften nicht inhaltlich geprüft.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse

- entspricht der beigefügte Konzernabschluss in allen wesentlichen Belangen den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage des Konzerns zum 31. Dezember 2025 sowie seiner Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2025 und
- vermittelt der beigefügte Konzernlagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns. In allen wesentlichen Belangen steht dieser Konzernlagebericht in Einklang mit dem Konzernabschluss, entspricht den deutschen gesetzlichen Vorschriften und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar. Unser Prüfungsurteil zum Konzernlagebericht erstreckt sich nicht auf den Inhalt der oben genannten Erklärung zur Unternehmensführung.

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

Grundlage für die Prüfungsurteile

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

Sonstige Informationen

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

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

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

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

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

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

Bei der Aufstellung des Konzernabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu beurteilen. Des Weiteren haben sie die Verantwortung, Sachverhalte in Zusammenhang mit der Fortführung der 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 Konzernlageberichts, der insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss

in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Vorkehrungen und Maßnahmen (Systeme), die sie als notwendig erachtet haben, um die Aufstellung eines Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit den anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften zu ermöglichen, und um ausreichende geeignete Nachweise für die Aussagen im Konzernlagebericht erbringen zu können.

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

Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts

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

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

insgesamt die auf der Grundlage dieses Konzernabschlusses und Konzernlageberichts getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Adressaten beeinflussen.

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

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

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

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

Leipzig, den 11. März 2026

PricewaterhouseCoopers GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Dirk Wolfgang Fischer
Wirtschaftsprüfer

ppa. Frank Hack
Wirtschaftsprüfer



Impressum

Herausgeber

TEAG Thüringer Energie AG
Öffentlichkeitsarbeit und Kommunikation
Schwerborner Straße 30
99087 Erfurt

Telefon 0361 652-2236
Fax 0361 652-3479
info@teag.de
www.teag.de

Text und Konzeption

Martin Schreiber, Pressesprecher

Gestaltung und Realisation

Artus.Atelier GmbH & Co. KG, Erfurt

Fotos

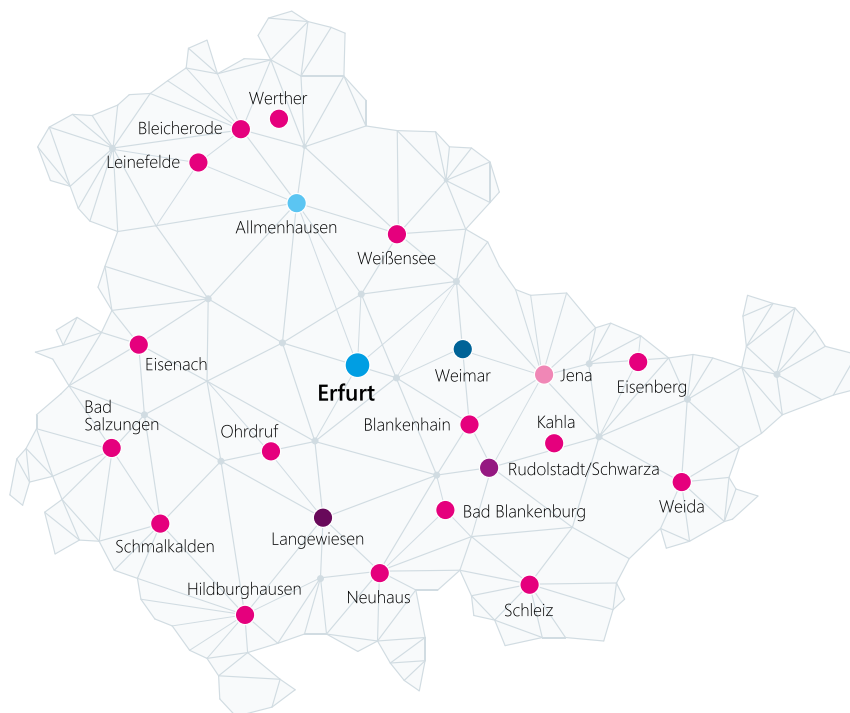
Carlo Bansini, Erfurt
Guido Werner, Weimar

Der für die TEAG Thüringer Energie AG
aktuell gültige Verhaltenskodex ist unter
www.teag.de einseh- und abrufbar.

Sämtliche Texte des TEAG-Geschäftsberichtes
sind Autorentexte.

Standorte

Mit unserer 100-prozentigen Netztochter TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG sind wir flächendeckend in Thüringen präsent.



- Hauptverwaltung
- Standorte der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
- Thüringer Netkom GmbH
- TWS Thüringer Wärme Service GmbH
- TES Thüringer Energie Service GmbH
- TMZ Thüringer Mess- und Zählerwesen Service GmbH
- TEP Thüringer Speichergesellschaft mbH

Ihre regionalen Ansprechpartner der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG

Regionaler Netzbetrieb Nord

Leiter Lars Wiegleb

Schillerstr. 1 · 99752 Bleicherode

Telefon 036338 68-6100

E-Mail Lars.Wiegleb@thueringer-energienetze.com

Regionaler Netzbetrieb Mitte-West

Leiter Andre Kindt

Hohenkirchner Str. 18 · 99885 Ohrdruf

Telefon 03624 363-3570

E-Mail Andre.Kindt@thueringer-energienetze.com

Regionaler Netzbetrieb Süd

Leiter Tobias Knappe

Coburger Str. 24 · 98646 Hildburghausen

Telefon 03685 777-5400

E-Mail Tobias.Knappe@thueringer-energienetze.com

Regionaler Netzbetrieb Ost

Leiter Jens Mischke

In den Nonnenfeldern 1 · 07570 Weida

Telefon 036603 53-4800

E-Mail Jens.Mischke@thueringer-energienetze.com

TEAG Thüringer Energie AG
Schwerborner Straße 30 | 99087 Erfurt

Telefon 0361 652-2236 | Fax 0361 652-3479
info@teag.de | www.teag.de

