



e.on

The image shows two utility workers in red uniforms and safety gear standing on a grassy hillside, looking out over a landscape with several high-voltage power line towers. The sun is setting or rising in the background, creating a warm, golden glow. The sky is filled with soft, white clouds. The overall scene conveys a sense of responsibility and forward-looking vision in the energy sector.

Integrierter Geschäftsbericht

2025

Inhalt

Highlights	3	Konzernabschluss	151
Kennzahlen	4	Gewinn- und Verlustrechnung	153
An unsere Investorinnen und Investoren	7	Aufstellung der im Eigenkapital erfassten	
E.ON am Kapitalmarkt	8	Erträge und Aufwendungen	154
Brief des Vorstandsvorsitzenden	12	Bilanz	155
Bericht des Aufsichtsrats	15	Kapitalflussrechnung	157
		Entwicklung des Eigenkapitals	159
		Anhang	161
Zusammengefasster Lagebericht	20	Weitere Informationen	260
Über diesen Bericht	22	Versicherung der gesetzlichen Vertreter	262
Grundlagen des Konzerns	24	Wiedergabe des Bestätigungsvermerks	263
Wirtschaftsbericht	30	Prüfungsvermerk zum Nachhaltigkeitsbericht	271
Prognosebericht	72	Organe	275
Risiko- und Chancenbericht	75	Mehrjahresübersicht	278
Nachhaltigkeitsbericht	82		
Internes Kontrollsystem	145	Finanzkalender	280
Übernahmerelevante Angaben und		Impressum	280
erläuternder Bericht	148		

Highlights



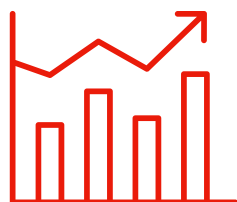
9.849
Mio €

Bereinigtes EBITDA
+9% über Vorjahr



3.022
Mio €

Bereinigter
Konzernüberschuss
+6% über Vorjahr



1,16 €

Ergebnis je Aktie
aus bereinigtem
Konzernüberschuss

0,57 €

Dividende je Aktie*

*Vorschlag für das Jahr 2025



27 %

Anteil weiblicher
Führungskräfte
+4% über Vorjahr



0,02

Häufigkeit schwerer und
tödlicher Arbeitsunfälle
von Mitarbeitern
-33% unter Vorjahr



5,21

CO₂-Emissionen
(in Mio Tonnen CO₂e)
Scope 1 & 2
-41% gegenüber 2019



8.509
Mio €

Investitionen
+13% über Vorjahr



**Strong
BBB/Baa**

Rating Kapitalstruktur

4,4

Verschuldungsfaktor

Kennzahlen

Finanzkennzahlen

in Mio €	2025	2024	+/- in %
Bereinigtes EBITDA ¹	9.849	9.049	9
- reguliertes Geschäft (in %)	77	74	4
- quasireguliertes und langfristig kontrahiertes Geschäft (in %)	3	4	-25
- marktbestimmtes Geschäft (in %)	20	22	-9
Investitionen	8.509	7.499	13
Bereinigter Konzernüberschuss ¹	3.022	2.856	6
Ergebnis je Aktie aus bereinigtem Konzernüberschuss ^{2,3} (in €)	1,16	1,09	6
Dividende je Aktie ⁴ (in €)	0,57	0,55	4
Total Shareholder Return (TSR) (in %)	49	50	-2
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern (OCFbIT)	9.033	7.343	23
Cash Conversion Rate (in %)	100	90	11
Kapitalrendite – ROCE (in %)	8,9	8,8	1
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (31. 12.)	43.236	41.067	5
Verschuldungsfaktor	4,4	4,5	-2
Außenumsatz	78.704	80.119	-2
Regulierte Vermögensbasis ⁵ (in Mrd)	45,0	42,6	6

Operative Kennzahlen

Net Promotor Score (NPS) (in %)	105	108	-3
Anteil weiblicher Führungskräfte (in %)	27	26	4
Mitarbeiter des E.ON-Konzerns ⁶ (31. 12.)	78.270	76.566	2
Kundenzahlen ⁷ Strom und Gas (in Mio)	33,3	34,6	-4
Absatzmengen Strom (in Mrd kWh)	181,4	213,3	-15
Absatzmengen Gas (in Mrd kWh)	362,3	392,3	-8
Durchleitungsmengen Strom (in Mrd kWh)	292,0	296,4	-1
Durchleitungsmengen Gas (in Mrd kWh)	199,3	195,9	2
Netzkilometer Strom ⁸ (in Tsd.)	1.080	1.084	0
Netzkilometer Gas (in Tsd.)	145	149	-3
Abgesetzte Energie: Strom, Wärme, Kälte, Dampf (in TWh)	17,6	16,8	5

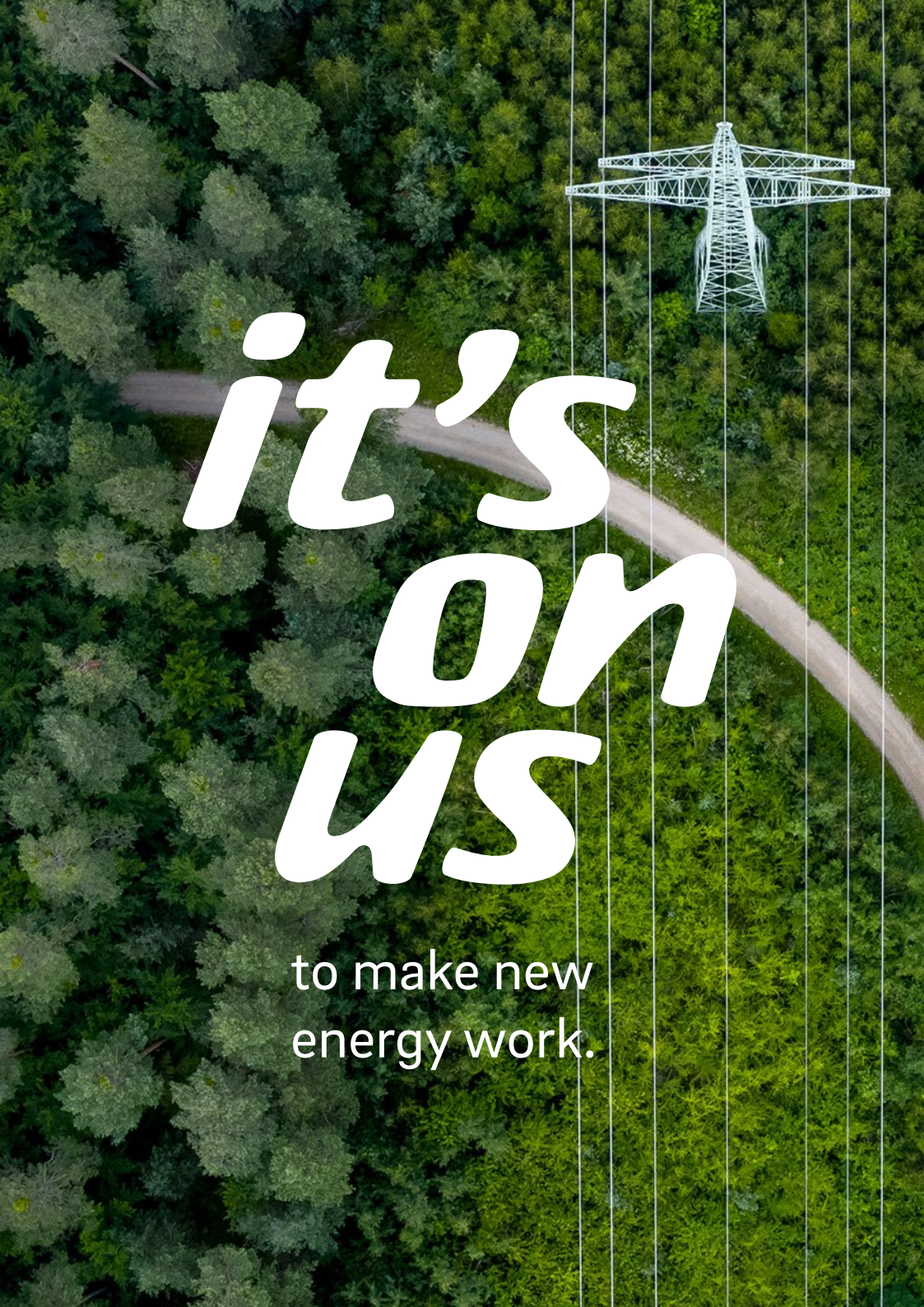
Nachhaltigkeitskennzahlen

	2025	2024	+/- in %
CO ₂ -Emissionen (in Mio Tonnen CO ₂ e)			
Scope 1	1,86	1,98	-6
Scope 2 (standortbasiert)	3,35	3,66	-9
Scope 3 (marktbasiert)	58,38	60,06	-3
Häufigkeit schwerer und tödlicher Arbeitsunfälle von Mitarbeitern (SIF) ⁹	0,02	0,03	-33
Häufigkeit arbeitsbedingter Unfälle von Mitarbeitern mit Ausfallzeiten (LTIF) ¹⁰	2,16	2,46	-12
Häufigkeit meldepflichtiger Unfälle von Mitarbeitern (TRIF) ¹¹	3,10	3,24	-4
Vermiedene CO ₂ -Emissionen (in Mio Tonnen CO ₂ e) ¹²	117	119	-2
Anteil von grünem Strom am verkauften Strom insgesamt (in %)	47	49	-4
Anteil der Anschlussleistung der Erneuerbare-Energien-Anlagen am Stromnetz von E.ON (in %) ¹³	88	86	2
Investitionen gemäß EU-Taxonomie-Verordnung (in %) ¹⁴	100	98	2
Durchschnittliche Dauer der Netzausfälle für Strom (SAIDI) (in Minuten) ¹⁵			
Deutschland	23	23	-1
Schweden	104	138	-25
Ungarn	165	149	11
Anzahl der installierten Smart Energy Meter (in Tsd)	17.705	15.854	12
Ökologisches Trassenmanagement (in %)	28	19	46

1 Bereinigt um nichtoperative Effekte · 2 Anteil der Gesellschafter der E.ON SE · 3 Auf Basis ausstehender Aktien (gewichteter Durchschnitt) · 4 Für das jeweilige Geschäftsjahr; Vorschlag für 2025 · 5 Exklusive der Türkei und Slowakei · 6 Stammsgesellschaft in FTE · 7 Exklusive der Türkei und Slowakei sowie der NEW-Gruppe im Jahr 2025 · 8 Der Rückgang resultiert aus der Entkonsolidierung der NEW-Gruppe · 9 „Serious Incidents and Fatalities“ (SIF): Schwere und tödliche Arbeitsunfälle pro Mio Arbeitsstunden · 10 „Lost Time Injury Frequency“ (LTIF): Arbeitsbedingte Unfälle mit Ausfallzeiten pro Mio Arbeitsstunden · 11 „Total Recordable Injury Frequency“ (TRIF): Gesamtzahl aller gemeldeten arbeitsbedingten Unfälle und (akuten) Verletzungen pro Mio Arbeitsstunden · 12 Die Kennzahl quantifiziert die vermiedenen Emissionen, die im Zusammenhang mit unseren Kunden, Anlagen und Lösungen zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft beitragen · 13 Der Anteil der angeschlossenen Erneuerbare-Energien-Kapazität ist der berechnete Prozentsatz der Summe der installierten Erneuerbare-Energien-Leistung geteilt durch die Gesamtsumme aller installierten Erzeugungskapazitäten · 14 Anteil taxonomiekonformer Investitionen in Bezug auf taxonomiefähige Aktivitäten · 15 „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) für Strom

Gewichtung der Kennzahlen: ■ Leading ■ Impact ■ Insight

Weitere Informationen über unsere Kennzahlen erhalten Sie im [Steuerungssystem](#) →



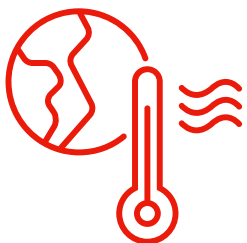
it's on us

to make new
energy work.

E.ON als Playmaker der Energiewende

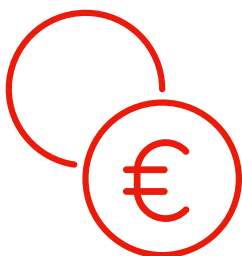
Mit einem klaren strategischen Fokus auf **Wachstum**, **Nachhaltigkeit** und **Digitalisierung** gestaltet E.ON als Playmaker der Energiewende die Transformation hin zu einer nachhaltigen Energiezukunft. Unsere drei zentralen Geschäftsbereiche – Energy Networks, Energy Infrastructure Solutions und Energy Retail – bilden die Basis, um nachhaltig wirtschaftliches Wachstum zu generieren und die Herausforderungen der Energiewende zu bewältigen.

Eine erfolgreiche Transformation zur Klimaneutralität erfordert umfassende Maßnahmen: Neben Klimaschutz und Nachhaltigkeit spielen wirtschaftliches Wachstum, die Bezahlbarkeit von Energie und die Sicherstellung der Versorgung eine zentrale Rolle. Mit Partnern arbeiten wir entlang der gesamten Wertschöpfungskette zusammen, um innovative Lösungen für die nachhaltige Energiezukunft zu schaffen.



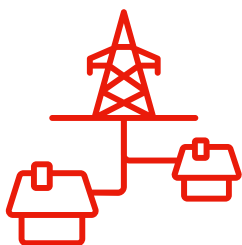
Weg zur Klimaneutralität

Als Playmaker der Energiewende setzt sich E.ON für eine nachhaltige Energiewelt ein. Wir investieren massiv in den Ausbau und die Modernisierung unserer Verteilnetze, die das Rückgrat der Energiewende bilden. Mit unseren sauberen und intelligenten Energielösungen unterstützen wir unsere Kundinnen und Kunden bei ihrer Dekarbonisierung. Darüber hinaus setzen wir Maßnahmen um, um unsere eigenen CO₂-Emissionen zu reduzieren und wollen somit bis 2040 Klimaneutralität erreichen.



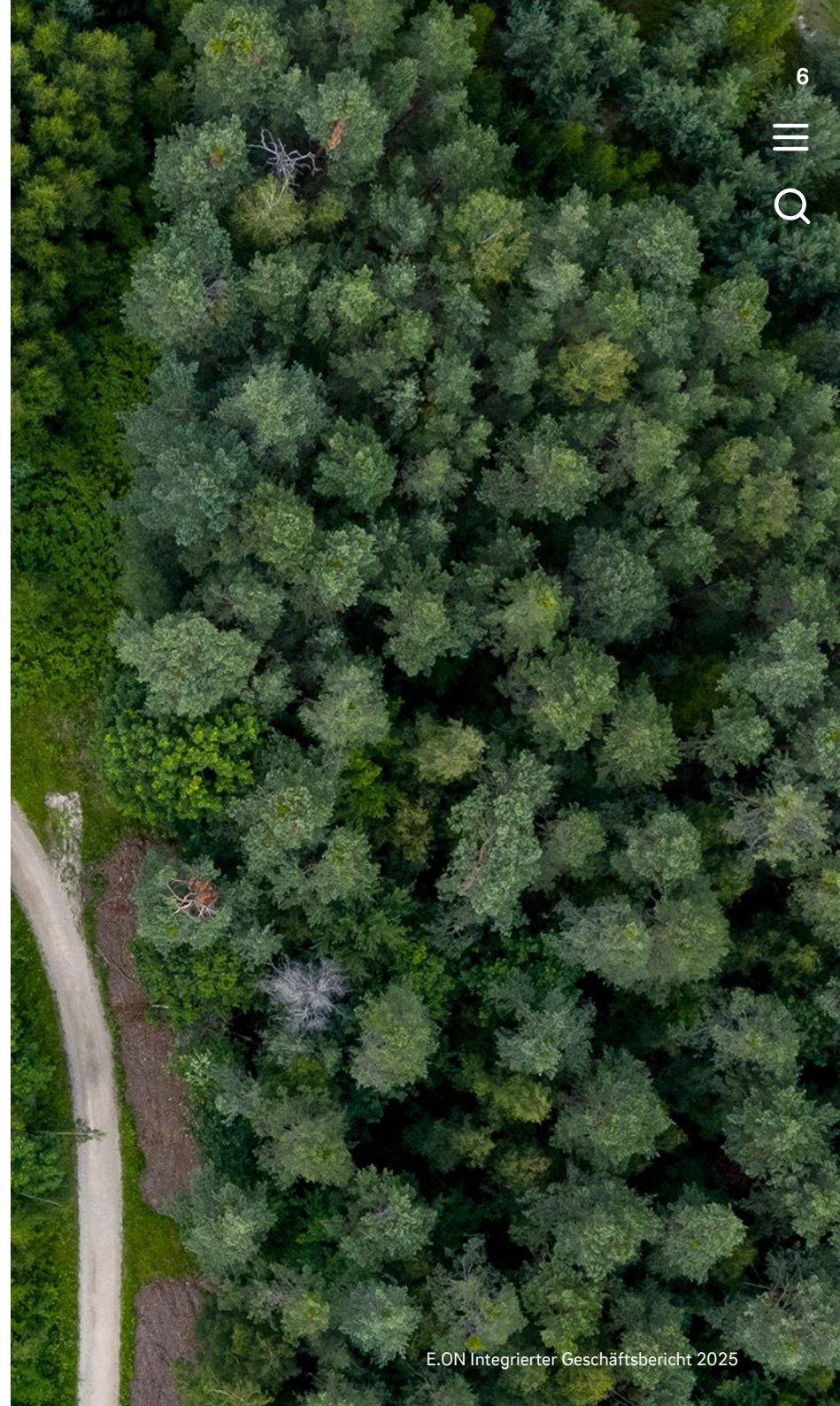
Bezahlbare Energie

Die Transformation zu einem nachhaltigen Energiesystem erfordert erhebliche Investitionen. Gleichzeitig darf die Energiewende die Gesellschaft und Unternehmen finanziell nicht überfordern. E.ON setzt sich daher für eine wirtschaftlich tragfähige Lösung ein. Dafür braucht es vor allem eine weitergehende Elektrifizierung mit Strom aus erneuerbaren Energien. Darüber hinaus gilt es, die Digitalisierung durch einen beschleunigten Smart-Meter-Rollout voranzutreiben und gezielte Flexibilitätsanreize zu schaffen – für ein stabiles, effizientes und zukunftsfähiges Energiesystem.

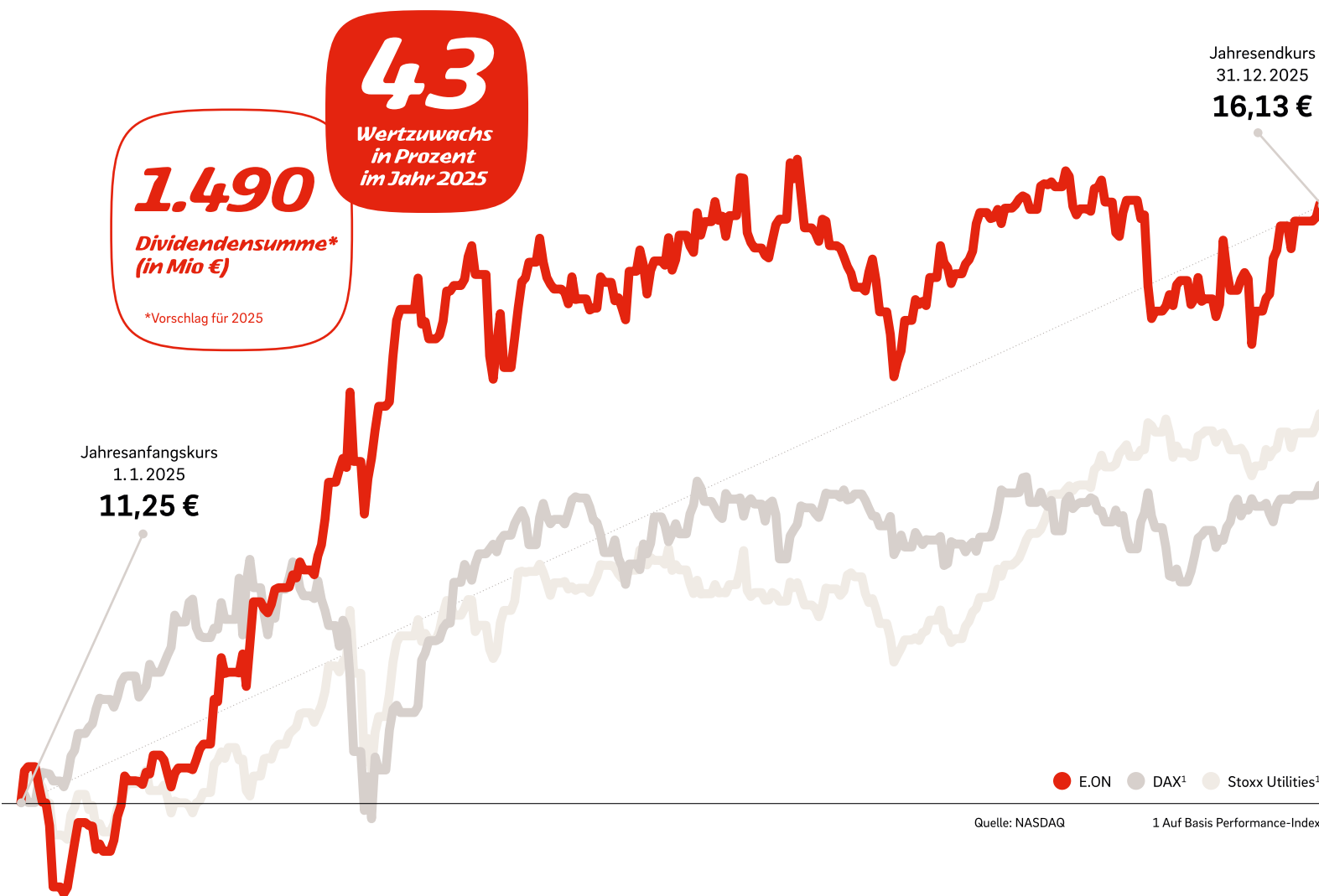


Versorgungssicherheit

Angesichts der steigenden Stromnachfrage und der zunehmenden Volatilität im Energiesystem durch den Ausbau der Erneuerbaren bleibt die Versorgungssicherheit essentiell. Entsprechend treibt E.ON nicht nur den Ausbau der Verteilnetze voran, sondern auch die Digitalisierung. Durch Automatisierung und digitale Steuerung lassen sich Energieflüsse in Echtzeit überwachen und flexibel anpassen. Dies erhöht die Netzstabilität und reduziert Ausfallrisiken. Darüber hinaus investiert E.ON in digitale Sicherheit. Aufgrund der angespannten geopolitischen Lage steht auch die Resilienz kritischer Infrastruktur, zum Beispiel vor Cyberangriffen, stärker im Fokus.



An unsere Investorinnen und Investoren



Gute Gründe, in die E.ON-Aktie zu investieren

Fokus auf Wertschöpfung und Aktionärsrendite

Mit einem klaren Fokus auf Wertgenerierung bieten wir unseren Aktionärinnen und Aktionären attraktive Renditeaussichten, einschließlich eines Dividenden- und Gewinnwachstums.

Langfristiges Wachstum in einem regulierten Umfeld

Als Playmaker der Energiewende eröffnen sich uns attraktive Wachstumschancen bis weit in die nächste Dekade hinein. Dank eines hohen Anteils regulierter sowie langfristig kontrahierter Geschäftsaktivitäten sowie eines stabilen Energy Retail Geschäftes können wir profitabel expandieren und unsere ambitionierten Zielvorgaben zuverlässig erreichen.

Investitionen als Treiber der Energiewende

Gezielte Netzinvestitionen stellen das Rückgrat der europäischen Energiewende dar, indem sie kritische Infrastruktur stärken. Damit leisten sie einen entscheidenden Beitrag zur Sicherung einer resilienten und wettbewerbsfähigen Energieversorgung.

E.ON am Kapitalmarkt

2025 – ein erfolgreiches Börsenjahr

Der deutsche Aktienindex DAX beendete das Jahr 2025 mit einem Plus von 23 Prozent. Die E.ON-Aktie zeigte im Vergleich zum DAX eine nochmals deutlich bessere Performance von 43 Prozent. Im Jahresverlauf haben mehrere Themen zu dieser positiven Entwicklung beigetragen: die Bestätigung unserer Unternehmensziele bis 2028, mögliche positive Effekte aus dem von der Bundesregierung angekündigten Sondervermögen für Infrastruktur, eine im Frühling gestartete Rotation in defensive Börsenwerte aufgrund möglicher Risiken aus US-Zöllen sowie der allgemeinen volatilen geopolitischen Lage. Das Jahreshoch der E.ON-Aktie lag am 6. August 2025 bei 16,49 € und der Schlusskurs bei 16,13 € (Vorjahr: 11,25 €). Damit konnte die E.ON-Aktie sowohl den DAX als auch den europäischen Branchenindex Stoxx Europe 600 Utilities (+34 Prozent) übertreffen.

Kontinuierliches Dividendenwachstum

Für das Geschäftsjahr 2025 schlagen Vorstand und Aufsichtsrat der Hauptversammlung am 23. April 2026 eine Ausschüttung in Höhe von 0,57 € je Aktie vor (Vorjahr: 0,55 €). Auf Basis des Schlusskurses zum 31. Dezember 2025 ergibt sich dadurch eine erwartete Dividendenrendite in Höhe von rund 4 Prozent. Die Ausschüttungsquote, gemessen am bereinigten Konzernüberschuss, liegt damit bei 49 Prozent. Im Rahmen unserer Dividendenpolitik verfolgen wir das Ziel, unseren Aktionärinnen und Aktionären ein attraktives Dividendenwachstum von bis zu 5 Prozent jährlich zu bieten.

Kennzahlen der E.ON-Aktie

in € je Aktie	2025	2024
Dividende ¹	0,57	0,55
Dividendensumme ¹ (in Mio €)	1.490	1.437
Höchstkurs ²	16,49	13,82
Tiefstkurs ²	10,50	11,01
Jahresendkurs ²	16,13	11,25
Marktkapitalisierung ^{2,3} (in Mrd €)	42,15	29,56

1 Für das jeweilige Geschäftsjahr; Vorschlag für 2025

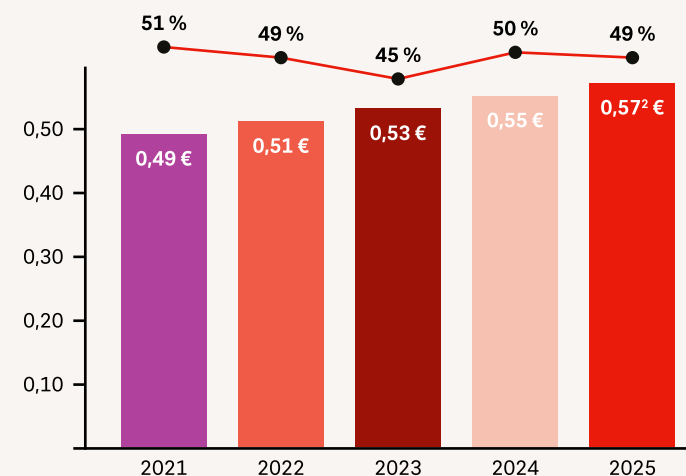
2 Quelle: NASDAQ

3 Auf Basis ausstehender Aktien zum 31. Dezember

Dividendenentwicklung

€ pro Aktie

● Ausschüttungsquote¹ in %



1 Ausschüttungsquote bezogen auf den bereinigten Konzernüberschuss

2 Vorbehaltlich der Zustimmung der Hauptversammlung 2026

Breite Investorenbasis

Gemäß unserer jüngsten Aktionärsstrukturerhebung zum Jahresende 2025 entfallen rund 60 Prozent der E.ON-Aktien auf institutionelle Investoren, rund 20 Prozent auf private Anleger und rund 20 Prozent auf Sonstige. Rund 41 Prozent befinden sich im Inlands- und rund 59 Prozent im Auslandsbesitz. Mit einer breiten Streuung der Aktie bei institutionellen Investoren und Privataktionären, die beide in weiten Teilen eine langfristige Anlagestrategie verfolgen, verfügt E.ON über eine stabile Aktionärsbasis.

Die E.ON-Aktie ist an zahlreichen Börsen und in verschiedenen Indizes vertreten

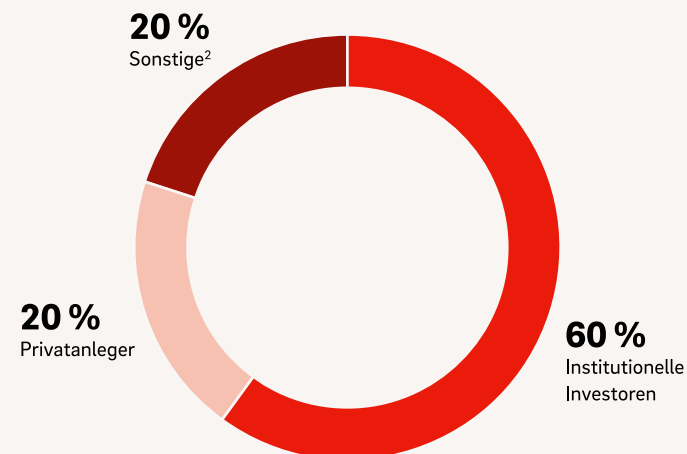
E.ON-Aktien werden in Frankfurt am Main und an weiteren deutschen Börsenplätzen sowie über elektronische Handelsplattformen wie Xetra gehandelt. Auch an Börsen im europäischen Ausland sind sie erhältlich. Neben dem DAX ist die E.ON-Aktie in weiteren Indizes in Europa vertreten. Dazu zählen unter anderen der Stoxx Europe 600 Utilities, der MSCI World oder der S&P Europe 350.

In den USA wird die E.ON-Aktie in Form von American Depositary Receipts (ADRs) im Freiverkehr auf OTC Pink gehandelt. Das ADR-Programm von E.ON bietet US-Investoren so die Möglichkeit, Anteile an E.ON zu erwerben und diese in Form von Anteilsscheinen zu halten, die wie andere amerikanische Aktien gehandelt und abgewickelt werden.

Kürzel und Kennnummern der E.ON-Aktie

Reuters: Xetra	EONGn.DE
Reuters: Frankfurter Wertpapierbörse	EONGn.F
Bloomberg: Frankfurter Wertpapierbörse	EOAN GY
ADR-Freiverkehrs-Code	EOANGY US
Wertpapierkennnummern	
Deutschland	ENAG99
International Securities Identification Number (ISIN)	DE000ENAG999

Aktionärsstruktur¹

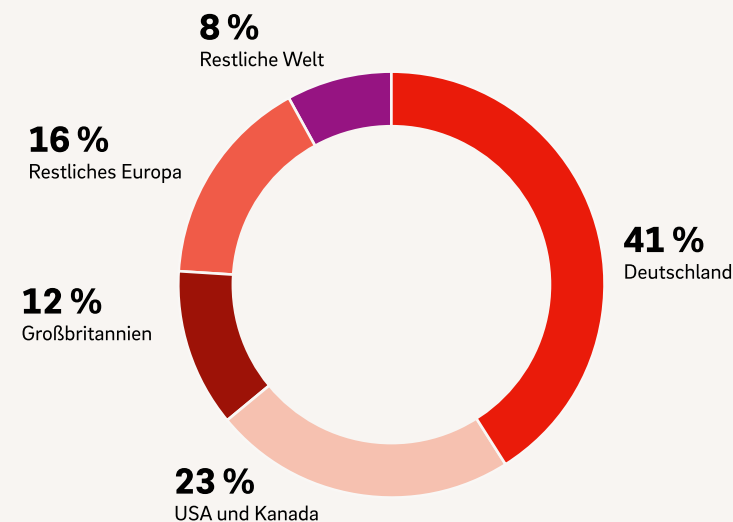


¹ Prozentwerte auf Basis der gesamten identifizierten Aktionäre

² Enthält RWE, eigene Aktien und Sonstige

Quelle: Nasdaq (Stand 31. Dezember 2025)

Aktionärsstruktur: geografische Verteilung¹





Analystenschätzungen

Die E.ON-Aktie wird von einer Vielzahl von Finanzanalysten verschiedener Investmentbanken und Brokerhäuser bewertet. Die aktuellen Empfehlungen können unter www.eon.com/analystenschaetzungen ↗ eingesehen werden.

Stetige Investorenkommunikation

Unsere Investor-Relations-Arbeit basiert auf den vier Prinzipien Offenheit, Kontinuität, Glaubwürdigkeit und Gleichbehandlung all unserer Investoren. Wir sehen es als unseren Auftrag, unsere Investoren auf regelmäßig stattfindenden Konferenzen und Roadshows weltweit präzise und zielgerichtet zu informieren – denn eine regelmäßige Kommunikation und Beziehungspflege ist unerlässlich für eine gute Investor-Relations-Arbeit. Bewährt hat sich ein hybrider Ansatz aus virtuellen und physischen Aktivitäten, der uns hilft, effizient mit dem Kapitalmarkt zu kommunizieren und den Bedürfnissen unserer Kapitalgeber gerecht zu werden.

Vorausschauende Finanzierung mit stabilem Kreditrating

Fremdkapital stellt für den E.ON-Konzern eine sehr wichtige Finanzierungsquelle dar. Daher stehen neben den Interessen der Aktionäre auch die Ansprüche der Fremdkapitalgeber im Fokus. Alle drei bestehenden Kreditratings von S&P, Moody's und Fitch blieben im Berichtsjahr unverändert stabil. Die Kreditratings spiegeln das Vertrauen in die Kreditwürdigkeit von E.ON wider und unterstützen somit die Wettbewerbsfähigkeit für zukünftige Finanzierungsaktivitäten.

E.ON hat im Geschäftsjahr 2025 Unternehmensfinanzierungen in Höhe von zirka 3,2 Mrd € begeben. Darüber hinaus ist E.ON fortlaufend bestrebt, ihre Fremdkapitalinvestorenbasis möglichst breit aufzustellen, um jederzeit einen kostenoptimierenden Zugang zu unterschiedlichen Finanzierungsquellen zu gewährleisten. So konnte E.ON im Jahr 2025 zum Beispiel ein Schuldscheindarlehen sowie eine erste grüne Anleihe auf dem australischen Kapitalmarkt begeben.

Finanzrahmen für grüne Finanzierungen

Nachhaltigkeitsaspekte spielen bei Entscheidungen für oder gegen ein Investment für viele internationale Investoren eine wichtige Rolle. E.ON begibt seit dem Jahr 2021 nachhaltige Kapitalmarktfinanzierungen, deren Emissionserlöse zur Finanzierung nachhaltiger Investitionsprojekte dienen. Die Basis hierfür legt das Green Financing Framework, welches vollständig im Einklang mit den ICMA Green Bond Principles (ICMA: International Capital Market Association) sowie der EU-Taxonomie steht. Die EU-Taxonomie-Verordnung definiert, welche Wirtschaftstätigkeit als ökologisch nachhaltig einzustufen ist, und setzt damit einen europaweiten Standard für nachhaltige Investitionen. E.ON beabsichtigt, grundsätzlich mehr als 50 Prozent des jährlichen Finanzierungsbedarfs mit grünen Anleihen oder anderen nachhaltigen Finanzierungsinstrumenten zu decken. Von den im Jahr 2025 getätigten Anleihefinanzierungen waren rund 70 Prozent beziehungsweise zirka 2,3 Mrd € grüne Anleihen. Wir informieren ausführlich über das Thema Finanzierung im Kapitel [Finanzlage](#) → sowie im [Green Bond Report](#) ↗.

E.ON-Vorstand

Der Vorstand führt die Geschäfte der Gesellschaft in gemeinschaftlicher Verantwortung aller seiner Mitglieder. Er bestimmt die unternehmerischen Ziele, die grundsätzliche strategische Ausrichtung, die Unternehmenspolitik und die Konzernorganisation.



Leonhard Birnbaum

Chief Executive Officer



Nadia Jakobi

Chief Financial Officer



Thomas König

Chief Operating Officer
Networks



Victoria Ossadnik

Chief Operating Officer
Digital



Marc Spieker

Chief Operating Officer
Commercial



Brief des Vorstandsvorsitzenden

Sehr geehrte Damen und Herren,

E.ON hat auch im Geschäftsjahr 2025 erneut gehalten, was wir versprochen haben, und den Wachstumskurs konsequent fortgesetzt.

Mit einem bereinigten Konzern-EBITDA von 9,8 Mrd € und einem bereinigten Konzernüberschuss von 3,0 Mrd € haben wir unsere Prognose voll erfüllt. Gleichzeitig haben wir unser Investitionsprogramm wie geplant umgesetzt und erneut Milliarden in die Zukunftsfähigkeit unseres Unternehmens und in die Energiewende in Europa investiert.

Der Investitionsbedarf in die Energieinfrastruktur ist langfristig und strukturell getrieben. Denn die wesentliche Voraussetzung für Elektrifizierung und Dekarbonisierung ist es, dass die Stromverteilnetze mit dem dynamischen Ausbau erneuerbarer Erzeugung Schritt halten. E.ON ist in diesem Umfeld gut positioniert, auch in den kommenden Jahren weiter zu wachsen – weitgehend unabhängig von kurzfristigen konjunkturellen Schwankungen.

Diese Kontinuität ist aber kein Selbstläufer. Sie ist das Ergebnis hoher operativer Leistungsfähigkeit, klarer Prioritäten und des Engagements unserer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in allen unseren Märkten. E.ON bleibt auf Kurs – auch in einem Umfeld, das weiterhin von Unsicherheit, geopolitischen Spannungen und tiefgreifenden strukturellen Veränderungen geprägt ist.

Wir liefern nicht nur finanziell, sondern auch operativ

E.ON hat im vergangenen Geschäftsjahr wie kaum ein anderes Unternehmen in Europa dazu beigetragen, dass der Ausbau der Energieinfrastruktur vorankommt – kontinuierlich, verlässlich, im großen Maßstab und mit spürbarer Wirkung. Als Playmaker der Energiewende haben wir erneut einen wesentlichen Beitrag dazu geleistet, dass neue Energie funktioniert.

Ende 2025 waren rund 70 Prozent der deutschen Windkraftleistung an Land und etwa 50 Prozent der Photovoltaik an Netze von E.ON angeschlossen. Zusammengefasst entspricht das einer angeschlossenen Leistung von mehr als 100 Gigawatt nur in Deutschland. Und vor Kurzem haben wir in unserem deutschen Netzgebiet die zweimillionste Erneuerbare-Energien-



Leonhard Birnbaum, Vorsitzender des Vorstands



Anlage integriert. Diese Zahlen stehen nicht für Momentaufnahmen, sondern für eine strukturelle Realität: Die Energiewende findet in unseren Netzen statt.

Diese Entwicklung zeigt zugleich, welche Dimension der Umbau des Energiesystems inzwischen erreicht hat. Die Nachfrage nach Netzanschlüssen hat sich in den vergangenen Jahren vervielfacht. Allein seit 2020 ist sie von rund 85.000 auf rund 380.000 Anfragen pro Jahr in Deutschland gestiegen. Und dabei haben viele neue Anwendungen ihre volle Wirkung noch gar nicht entfaltet. Rechenzentren, Batteriespeicher und weitere elektrische Großverbraucher werden den Bedarf in den kommenden Jahren weiter erhöhen.

Und parallel liefern wir natürlich den gesetzlich vorgegebenen Smart-Energy-Meter-Rollout. Aller bürokratischen Hürden zum Trotz haben alle deutschen E.ON-Einheiten die Pflichtquoten teilweise deutlich übertroffen.

Für uns bedeutet das alles: Die Energiewende ist längst eine operative Daueraufgabe im industriellen Maßstab. Sie erfordert massive Investitionen, technische Exzellenz und die Fähigkeit, ein immer komplexeres System stabil zu steuern. Deshalb wollen wir unsere Investitionen in die Energiewende konsequent ausweiten. Für die Jahre 2026 bis 2030 planen wir Investitionen in Höhe von 48 Milliarden Euro, davon sollen rund 40 Milliarden Euro in das Netzgeschäft fließen. Damit gehören wir zu den größten Investoren in die Energieinfrastruktur in Deutschland und Europa.

Diese Investitionen sind kein Selbstzweck. Sie sind die Voraussetzung dafür, dass erneuerbare Erzeugung integriert, neue Verbraucher angeschlossen und Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann – heute und in Zukunft. Gleichzeitig wird deutlich: Mit dem schieren Ausbau allein ist es nicht getan. Je größer und dynamischer das System wird, desto wichtiger werden intelligente Planung, Priorisierung und Steuerung. Genau hier liegt unsere Rolle als Playmaker: nicht nur Kapazitäten zu schaffen, sondern ein Energiesystem funktionsfähig zu halten, das wirtschaftlich, effizient und verlässlich bleibt.

Dass Deutschland heute in einem immer dezentraleren und komplexeren System über eine so stabile Stromversorgung verfügt, ist auch das Ergebnis unserer konsequenten Investitionen in Digitalisierung und Automatisierung – bestätigt unter anderem durch externe Rankings wie den Quantum Innovation Index. Auf dieser Grundlage entwickeln wir innovative Angebote für unsere Kundinnen und Kunden. Dazu gehören Flexibilitäts- und Elektromobilitätslösungen wie der erste bidirektionale Ladetarif in Kooperation mit BMW. Dazu gehört aber zum Beispiel auch die neue umfassende Kundenplattform, die unsere britische Tochter E.ON Next gemeinsam mit Zuno in Großbritannien geschaffen hat.

Damit diese neue digitale Energiewelt wachsen kann, investieren wir zugleich in die notwendige Infrastruktur. Den Ausbau der europäischen Ladeinfrastruktur treiben wir konsequent voran – unter anderem mit einem Projekt zum Aufbau von Ladepunkten mit einer Gesamtleistung von 330 MW. So schaffen wir die Voraussetzungen dafür, dass Elektromobilität und Flexibilität nicht nur angeboten, sondern auch flächendeckend genutzt werden können.

Gleichzeitig unterstützen wir Industrie und Kommunen zunehmend dabei, ihre Dekarbonisierung konkret umzusetzen. Mit integrierten Energielösungen verbinden wir erneuerbare Erzeugung, Netzinfrastruktur und Verbrauch intelligent miteinander. Ein Beispiel dafür sind Projekte, bei denen Windstrom direkt für die Wärmeversorgung großer Industriestandorte und ganzer Städte genutzt wird. In Ludwigsfelde zum Beispiel nutzen wir erneuerbare Energie zur Versorgung eines Industrieparks sowie für die kommunale Wärmeversorgung einer Stadt. Solche Lösungen zeigen: Wird die Energiewende richtig gemacht, dann greifen Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit auch ineinander.

Wir haben die Bezahlbarkeit und die Resilienz für unsere Kunden im Blick

Die Energiewende und insbesondere der Ausbau der Erneuerbaren haben längst eine Eigendynamik entwickelt. Eine bedarfsorientierte Energiesystemplanung bietet jetzt erhebliche Effizienzpotenziale und kann jährliche Kosten in zweistelliger Milliardenhöhe einsparen. Entscheidend ist, dass dieser Perspektivwechsel nun konsequent umgesetzt wird – einschließlich einer kritischen Überprüfung bestehender Förderregime.

Besonders deutlich wird der Handlungsbedarf beim Thema Netzanschlüsse. Trotz massiver Investitionen und technischer Weiterentwicklung stoßen die Netze zunehmend an regulatorische und organisatorische Grenzen. E.ON hat in den vergangenen drei Jahren vielfältige Lösungen entwickelt, um Netzkapazitäten besser zu nutzen und Anschlüsse weiter zu beschleunigen. Gleichzeitig sehen wir eine stark wachsende Zahl von Anschlussanfragen, deren Volumen das realistisch Umsetzbare deutlich übersteigt.

Das gilt insbesondere für Batteriespeicher. In Deutschland haben wir im vergangenen Jahr Anschlusszusagen für über 16 Gigawatt (GW) erteilt, aber mehr als 12.000 Anschlussanfragen mit einer kumulierten Leistung von rund 550 GW erhalten. Der tatsächliche Bedarf ist als deutlich geringer einzuschätzen. Die Bundesnetzagentur geht in ihrem genehmigten Szenario-Rahmen von einem Korridor von 41 bis 94 GW installierter Großbatteriespeicherleistung bis 2045 aus. Hinzu kommen umfangreiche Anschlussanfragen für Rechenzentren, insbesondere entlang zentraler



Datentrassen. Diese Entwicklung zeigt: Die Herausforderung liegt nicht in mangelnder Nachfrage, sondern in der sinnvollen Steuerung eines Systems, bei dem es nicht um Partikularinteressen geht, sondern um Effizienz und Bezahlbarkeit für alle Nutzerinnen und Nutzer.

Vor diesem Hintergrund ist die geplante Neuregelung des Netzanschlussregimes folgerichtig. Eine stärkere Fokussierung auf Umsetzungsreife, Systemdienlichkeit und gesamtwirtschaftlichen Nutzen ist notwendig, um den weiteren Ausbau effizient zu steuern und gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts zu sichern.

Neben Effizienz und Steuerung gewinnt damit auch die Resilienz kritischer Infrastruktur an Bedeutung. Der Anschlag auf eine Kabelbrücke im Süden Berlins hat Anfang 2026 erneut verdeutlicht, wie schnell eine fehlende Stromversorgung Menschen in schwierige, teils lebensgefährliche Situationen bringen kann. Zugleich hat sich gezeigt, wie wichtig operative Stärke und Zusammenarbeit in der Energiebranche sind. Durch das Zusammenwirken vieler Beteiligten, darunter auch mehrere E.ON-Gesellschaften, konnte die Versorgung schneller als erwartet wiederhergestellt werden.

Resilienz bedeutet dabei mehr als technische Redundanz. Sie erfordert robuste Netze, klare Prozesse und verlässliche Rahmenbedingungen. E.ON wird auch künftig Verantwortung übernehmen – für ein leistungsfähiges, effizientes und belastbares Energiesystem als Grundlage für Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und eine bezahlbare Energiewende.

E.ON als stabiler Anker

E.ON steht für Verlässlichkeit – gegenüber Kunden, Gesellschaft und Aktionären. Unser Geschäftsmodell ist langfristig ausgerichtet, durch die strukturellen Erfordernisse der Energiewende getragen und auf nachhaltige Wertschöpfung ausgelegt. Der hohe und planbare Bedarf an Investitionen in die Energieinfrastruktur bildet dabei das Fundament für Stabilität und Wachstum – auch in einem volatilen Umfeld.

Ich bin überzeugt: E.ON ist gut positioniert, um weiterhin Verantwortung zu tragen und zugleich langfristig Wert zu schaffen – konsequent, diszipliniert und mit klarem Blick auf das, was machbar ist.

Ihr

Leonhard Birnbaum
Vorsitzender des Vorstands

Bericht des Aufsichtsrats

Liebe Aktionärinnen und Aktionäre,

anhaltende geopolitische Spannungen, die weltweite Neuordnung von Energie- und Rohstoffströmen sowie die weiterhin fortschreitende Klimakrise – die Transformation des europäischen Energiesystems bleibt bei diesen Herausforderungen eine Kernaufgabe unserer Zeit. Energiepolitik und globale Sicherheit sind eng miteinander verflochten. Gleichzeitig haben die neue Bundesregierung und die neue EU-Kommission Impulse gesetzt: Sowohl die Bundesregierung als auch die EU-Kommission haben sich klar zur Energiewende, zur Stärkung der Versorgungssicherheit und zur Förderung von Innovation und Wettbewerbsfähigkeit bekannt. Von diesen Weichenstellungen erwarten wir uns wichtige Signale für Investitionen in Infrastruktur, Netzausbau und nachhaltige Energielösungen.

E.ON treibt den Ausbau und die Digitalisierung der Energienetze weiter konsequent voran – als Rückgrat einer sicheren, dekarbonisierten und zunehmend dezentralen Energieversorgung. Damit leisten wir einen wesentlichen Beitrag zur Umsetzung der europäischen Energie- und Klimaziele sowie zur Stabilität der Strom- und Wärmesysteme. Zudem ist die Bezahlbarkeit der Energiewende stärker in den gesellschaftlichen Fokus gerückt: In Zeiten steigender Lebenshaltungskosten und wachsender gesellschaftlicher Sensibilität für soziale Gerechtigkeit sehen wir es als E.ONs Verantwortung, die Energiewende so zu gestalten, dass sie für alle Menschen bezahlbar bleibt.

Darüber hinaus entwickeln wir unser Geschäft mit integrierten, nachhaltigen Energielösungen für Städte, Kommunen und Industrien gezielt weiter. Intelligente, digitale und vernetzte Lösungen für Kunden, die sowohl Effizienz als auch Klimaschutz vereinen, gewinnen an Bedeutung – nicht nur im Wettbewerb, sondern auch als gesellschaftlicher Anspruch. E.ON nimmt hier, gestützt auf die eigene technologische Kompetenz und lokale Verankerung, eine führende Rolle ein.

Mit unserem im Jahr 2024 gestarteten Markenauftritt der „Playmaker“-Kampagne haben wir unseren Anspruch, Spielmacher der Energietransformation zu sein, unterstrichen. Diesem Anspruch sind wir auch im Jahr 2025 gerecht geworden.

Der Aufsichtsrat dankt dem Vorstand sowie allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern für ihr Engagement und ihre besonderen Leistungen im Geschäftsjahr 2025. Gemeinsam tragen sie dazu bei, dass E.ON auch unter herausfordernden Rahmenbedingungen als verlässlicher Partner der Energiewende in Europa agiert.



Erich Clementi, Vorsitzender des Aufsichtsrats



Der Aufsichtsrat hat im Geschäftsjahr 2025 seine Aufgaben und Pflichten nach Gesetz, Satzung und Geschäftsordnung umfassend und mit der gebotenen Sorgfalt wahrgenommen. Er hat den Vorstand bei der Führung des Unternehmens eingehend beraten und seine Tätigkeit fortlaufend überwacht. Dabei hat sich der Aufsichtsrat von der Recht-, Zweck- und Ordnungsmäßigkeit der Unternehmensführung durch den Vorstand überzeugt. In vier ordentlichen Sitzungen hat er sich mit allen für das Unternehmen relevanten Fragen befasst. Darüber hinaus wurde ein schriftlicher Umlaufbeschluss gefasst. Die Vertreter der Anteilseigner und der Arbeitnehmer haben die Sitzungen regelmäßig gesondert und unter Beteiligung einzelner oder mehrerer Vorstandsmitglieder vorbereitet. Sämtliche Mitglieder haben an allen Aufsichtsratssitzungen teilgenommen.

Anwesenheit der Aufsichtsratsmitglieder in Aufsichtsrats- und Ausschusssitzungen der E.ON SE im Geschäftsjahr 2025

Teilnehmer	Aufsichtsrats- sitzung	Präsidialaus- schuss	Prüfungs- und Risikoausschuss	Innovations- und Nachhaltig- keits- ausschuss	Nominierungs- ausschuss
Clementi, Erich	4/4	5/5	-	-	3/3
Fröhlich, Klaus	4/4	-	-	4/4	-
Grillo, Ulrich	4/4	5/5	-	-	3/3
Groth, Anke	4/4	-	4/4	-	-
Petit, Nadège	4/4	-	-	4/4	-
Schmitz, Andreas	4/4	-	4/4	-	3/3
Schmitz, Rolf Martin	4/4	5/5	-	-	-
Wilkens, Deborah	4/4	-	4/4	3/3 ¹	-
Bauer, Katja	4/4	-	4/4	-	-
Luha, Eugen-Gheorghe	4/4	-	-	-	-
May, Stefan	4/4	-	-	4/4	-
Pinczésné Márton, Szilvia	4/4	-	-	-	-
Pöhls, René	4/4	5/5	4/4	-	-
Wallbaum, Elisabeth	4/4	-	4/4	-	-
Werneke, Frank	4/4	5/5	-	-	-
Winterwerber, Axel	4/4	5/5	-	4/4	-

¹ Teilnahme(n) als Gast.

Der Vorstand hat den Aufsichtsrat regelmäßig und zeitnah sowohl schriftlich als auch mündlich, auch unabhängig von den Sitzungsterminen, umfassend über wesentliche Geschäftsvorgänge informiert. Der Aufsichtsrat hatte ausreichend Gelegenheit, sich im Plenum und in den Ausschüssen mit den Berichten, Anträgen und Beschlussvorschlägen des Vorstands

auseinanderzusetzen. Soweit dies nach Gesetz, Satzung oder Geschäftsordnung erforderlich war, hat er nach eingehender Prüfung und Beratung den Beschlussvorschlägen des Vorstands zugestimmt. Darüber hinaus haben der Aufsichtsrat beziehungsweise dessen Ausschüsse auch ohne Anwesenheit des Vorstands getagt.

Der überwiegende Teil der Sitzungen des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse fand in Präsenz statt; lediglich eine Sitzung des Nominierungsausschusses sowie eine außerordentliche Sitzung des Präsidialausschusses wurden rein im virtuellen Format per Videokonferenz abgehalten. Mitgliedern des Aufsichtsrats, die nicht persönlich an Sitzungen teilnehmen konnten, wurde eine Teilnahme per Videokonferenz ermöglicht. Dies wurde vereinzelt in Anspruch genommen.

Weiterentwicklung der Strategie und Fokus auf Wachstum

Im Geschäftsjahr 2025 hat der Aufsichtsrat die strategische Ausrichtung basierend auf den Säulen Wachstum, Nachhaltigkeit und Digitalisierung, insbesondere vor dem Hintergrund der sich ändernden geopolitischen und regulatorischen Rahmenbedingungen und ihrer Auswirkungen auf die Geschäftsfelder von E.ON, mit dem Vorstand intensiv erörtert. Der Vorstand und der Aufsichtsrat waren sich über die vom Vorstand vorgestellten Maßnahmen einig. Der Vorstand hat den Aufsichtsrat beziehungsweise dessen Ausschüsse darüber hinaus fortlaufend über Wachstumsprojekte sowie die Entwicklung innovativer Geschäftsmodelle informiert.

Weitere zentrale Themen der Beratung des Aufsichtsrats

Weitere zentrale Themen der Beratungen waren im Geschäftsjahr 2025 die anhaltenden Herausforderungen in Sicherheits- und Wirtschaftspolitik in Deutschland und Europa mit Fokus auf diejenigen Länder, in denen E.ON aktiv ist. Ferner hat sich der Aufsichtsrat mit der Positionierung von E.ON am Kapitalmarkt auseinandergesetzt sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage, die Dividendenpolitik, die Beschäftigungsentwicklung sowie die Ergebnischancen und -risiken von E.ON behandelt. Er hat mit dem Vorstand eingehend die Mittelfristplanung des Konzerns für die Jahre 2026 bis 2030 erörtert und dem Budget für das Jahr 2026 zugestimmt.

Der Aufsichtsrat wurde ferner regelmäßig über die aktuelle Lage beim Thema Cybersicherheit und Business Continuity Management informiert. Ein besonderer Fokus lag in jeder Sitzung auf dem



Themengebiet Health & Safety – dem Gesundheitsschutz und der Arbeitssicherheit sowie der Unfallprävention. Hier wurde insbesondere der Verlauf der wesentlichen Unfallkennzahlen im Konzern erörtert sowie über die tragischen tödlichen Arbeitsunfälle, die sich im Geschäftsjahr ereignet haben, informiert. Die jüngsten Ereignisse haben die Mitglieder des Aufsichtsrats erschüttert und zeigen, dass künftig noch konsequenteres Handeln erforderlich ist.

Der Aufsichtsrat bereitete zudem die Vorschläge zur Wahl in den Aufsichtsrat für die Hauptversammlung 2025 vor. Die Amtszeiten der Aufsichtsratsmitglieder Deborah Wilkens und Rolf Martin Schmitz endeten mit Ablauf der Hauptversammlung am 15. Mai 2025. Aus diesem Grund waren Neuwahlen erforderlich; Frau Wilkens und Herr Schmitz wurden erneut zur Wahl in den Aufsichtsrat vorgeschlagen. Die Wahlvorschläge berücksichtigten insbesondere das vom Aufsichtsrat der E.ON SE erarbeitete Kompetenzprofil sowie die beschlossenen Ziele für das Gesamtgremium. Die Hauptversammlung hat beide Kandidaten erneut in den Aufsichtsrat gewählt.

Der Aufsichtsrat hat neue gesetzliche Regelungen und die Ergebnisse der Wesentlichkeitsanalyse, die im Zusammenhang mit der Vorbereitung der Nachhaltigkeitsberichterstattung durchgeführt wurde, zum Anlass für eine Überprüfung und Anpassung seines Diversitätskonzepts und Kompetenzprofils genommen. So hat der Aufsichtsrat den Maßstab der Unabhängigkeit der Anteilseignervertreter und der Arbeitnehmervertreter angepasst. Zur Beurteilung der Unabhängigkeit aller Mitglieder des Aufsichtsrats wird die Definition der Unabhängigkeit nach den European Sustainability Reporting Standards (ESRS) herangezogen. Für die Beurteilung der Unabhängigkeit der Anteilseignervertreter wird zusätzlich die Definition der Unabhängigkeit nach dem deutschen Corporate Governance Kodex verwendet (insbesondere die Indikatoren nach Empfehlung C.7 Deutscher Corporate Governance Kodex). Darüber hinaus hat der Aufsichtsrat die Themenfelder „Mehrjährige Erfahrung bei der strategischen Führung oder Überwachung börsennotierter Organisationen“, „Neue Technologien, Digitalisierung, IT und Cybersicherheit“ und „Nachhaltigkeit“ neu gefasst bzw. klarstellend ergänzt, um auch strategische Führungserfahrung in Gesellschaftsstrukturen anderer Jurisdiktionen zu erfassen und wesentliche Nachhaltigkeitsthemen, wie Cybersicherheit, Klimaschutz und Arbeitssicherheit, ausdrücklich aufzugreifen.

Schließlich hat der Aufsichtsrat die Verlängerung der Bestellung von Thomas König als Mitglied des Vorstands beschlossen.

Corporate Governance

In der zum Jahresende abgegebenen Entsprechenserklärung hat der Aufsichtsrat – gemeinsam mit dem Vorstand – erklärt, dass den vom Bundesministerium der Justiz am 27. Juni 2022 im amtlichen Teil des Bundesanzeigers bekannt gemachten Empfehlungen der Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex (Fassung vom 28. April 2022) seit Abgabe der letzten Erklärung im Dezember 2024 uneingeschränkt entsprochen wurde.

Vorstand und Aufsichtsrat haben weiter erklärt, dass den vom Bundesministerium der Justiz am 27. Juni 2022 im amtlichen Teil des Bundesanzeigers bekannt gemachten Empfehlungen der Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex (Fassung vom 28. April 2022) uneingeschränkt entsprochen wird. Die jeweils aktuelle Entsprechenserklärung sowie frühere Fassungen wurden im Internet unter www.eon.com veröffentlicht.

Zu Beginn des Jahres 2025 hat der Aufsichtsratsvorsitzende im Rahmen einer Corporate Governance Roadshow Gespräche mit Investoren über aufsichtsratspezifische Themen geführt.

Gemäß der Satzung der E.ON SE ist der Vorstand ermächtigt, vorzusehen, dass Hauptversammlungen, die bis zum 30. Juni 2027 stattfinden, ohne physische Präsenz der Aktionärinnen und Aktionäre oder ihrer Bevollmächtigten am Ort der Hauptversammlung abgehalten werden. Die Entscheidung über das Format der Hauptversammlung trifft der Vorstand jährlich stets im Einvernehmen mit dem Vorsitzenden des Aufsichtsrats. Dabei steht insbesondere die Wahrung der Aktionärsrechte im Fokus der Überlegungen. Darüber hinaus werden Aspekte wie die Tagesordnung, der Energie- und Ressourcenverbrauch, die vereinfachte Teilnahmemöglichkeit für Aktionäre sowie die Prozesssicherheit berücksichtigt. Auf dieser Basis findet die Hauptversammlung 2026 erneut in virtueller Form statt.

Im Geschäftsjahr 2025 bestand bei einem Mitglied des Innovations- und Nachhaltigkeitsausschusses wegen eines weiteren Mandats ein potenzieller Interessenkonflikt in Bezug auf einen Tagesordnungspunkt zum operativen Geschäft. Das Mitglied hat diesen potenziellen Interessenkonflikt gegenüber dem Aufsichtsratsvorsitzenden und dem Ausschussvorsitzenden offengelegt und vorsorglich an der Befassung des Ausschusses insoweit nicht teilgenommen. Im Übrigen lagen dem Aufsichtsrat keine Anzeichen für Interessenkonflikte von Vorstands- oder Aufsichtsratsmitgliedern vor.

Im abgelaufenen Geschäftsjahr haben Aus- und Fortbildungsveranstaltungen zu ausgewählten Themen für die Mitglieder des Aufsichtsrats stattgefunden. Hierzu zählten Schulungen zur Nachhaltigkeitberichterstattung in Erwartung der Umsetzung der Corporate Sustainability Reporting Directive in deutsches Recht sowie zum Themenkomplex „Governance und



Compliance“. Hier wurde insbesondere ein Überblick über die aktuellen Entwicklungen der deutschen und europäischen Gesetzgebung und deren Implikationen für E.ON gegeben sowie das Compliance-Management-System von E.ON dargestellt und diskutiert. Zudem beschäftigte sich der Aufsichtsrat im Geschäftsjahr 2025 intensiv mit dem Themengebiet der Künstlichen Intelligenz (KI). Hierzu gab es vier interne und externe Schulungen zu unterschiedlichen Einsatzbereichen von KI. So wurde beispielsweise die Industrieperspektive intensiv betrachtet sowie der Einsatz von KI bei E.ON beleuchtet. Dem Aufsichtsrat wurden zudem im Rahmen des Besuchs eines Trainingscenters für Cybersicherheit praxisnah die Auswirkungen eines Cyberangriffs sowie die Möglichkeiten zu dessen Abwehr erläutert.

Die Ziele für die Zusammensetzung des Aufsichtsrats inklusive eines Kompetenzprofils und eines Diversitätskonzepts gemäß der Empfehlung C.1 des Deutschen Corporate Governance Kodex und § 289f Abs. 2 Nr. 6 HGB sowie der Stand der Umsetzung des Kompetenzprofils in Form einer Qualifikationsmatrix sind in der Erklärung zur Unternehmensführung verfügbar.

Die Wirksamkeit der Arbeit im Aufsichtsrat und in den Ausschüssen wurde im Oktober 2025 durch eine Selbstbeurteilung mithilfe eines detaillierten Fragebogens erörtert. Die Ergebnisse wurden in einer Aufsichtsratssitzung besprochen. Die Zusammenarbeit innerhalb des Aufsichtsrats und mit dem Vorstand wurde insgesamt als vertrauensvoll und konstruktiv beurteilt. Anregungen zur Vertiefung bestimmter Themen werden Aufsichtsrat und Vorstand im Geschäftsjahr 2026 aufgreifen.

Arbeit der Ausschüsse

Der Aufsichtsrat hat Ausschüsse gebildet, um seine Aufgaben sorgfältig und effizient wahrnehmen zu können. Alle Ausschüsse – mit Ausnahme des Nominierungsausschusses – sind jeweils paritätisch von Anteilseigner- sowie Arbeitnehmervertretern besetzt.

Der **Präsidialausschuss** des Aufsichtsrats hat im Geschäftsjahr 2025 insgesamt viermal ordentlich sowie einmal außerordentlich getagt. Sämtliche Mitglieder nahmen an allen Sitzungen des Ausschusses teil. Der Ausschuss hat in seinen Sitzungen insbesondere die anhaltenden sicherheits- und wirtschaftspolitischen Änderungen und ihre Auswirkungen auf E.ONs Geschäftsaktivitäten beleuchtet sowie die politische Neuordnung nach der Bundestagswahl im Februar 2025 bewertet. Zudem hat sich der Präsidialausschuss mit der Vorstandsvergütung einschließlich der Erreichung der Vorstandsziele für das Jahr 2025 befasst. Daneben hat der Präsidialausschuss die Beschlüsse des Aufsichtsrats zu Vorstandspersonalien und zustimmungsbedürftigen Geschäftsvorhaben vorbereitet und, soweit zuständig, darüber Beschluss gefasst.

Der **Prüfungs- und Risikoausschuss** hielt im Geschäftsjahr 2025 vier Sitzungen ab. Sämtliche Mitglieder nahmen an allen Sitzungen teil. Der Ausschuss befasste sich im Rahmen einer eingehenden Prüfung insbesondere mit dem handelsrechtlichen Jahresabschluss und dem Konzernabschluss für das Geschäftsjahr 2024 nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) sowie den Zwischenabschlüssen der E.ON SE im Jahr 2025. Der Ausschuss erörterte den Vorschlag zur Wahl des Abschlussprüfers für das Geschäftsjahr 2025 sowie die entsprechenden Zwischenabschlüsse und erteilte die Aufträge für die Prüfungsleistungen des Abschlussprüfers, legte die Prüfungsschwerpunkte fest, beschloss die Vergütung des Abschlussprüfers und überprüfte dessen Qualifikation sowie die Qualität der Abschlussprüfung und die Unabhängigkeit gemäß den Anforderungen des Gesetzes und des Deutschen Corporate Governance Kodex. Weiterhin erteilte der Ausschuss den Auftrag für die freiwillige Prüfung der zusammengefassten nichtfinanziellen Erklärung der E.ON SE und des E.ON-Konzerns sowie von verpflichtenden nichtfinanziellen Angaben gemäß der EU-Taxonomie-Verordnung durch den Abschlussprüfer. Zudem erteilte der Ausschuss den Auftrag für die Prüfungsleistungen des Nachhaltigkeitsprüfers für den Fall der erwarteten Umsetzung europäischer Vorgaben zur Nachhaltigkeitsberichterstattung. Der Ausschuss hat sich auch davon überzeugt, dass beim Abschlussprüfer keine Interessenkonflikte vorliegen. Zudem befasste sich der Ausschuss mit weiteren ihm nach Gesetz, Satzung oder Geschäftsordnung zugewiesenen Sachverhalten, insbesondere den Aktivitäten und Berichten der internen Revision, Fragen der Rechnungslegung, dem Risikomanagement, Geschäften mit nahestehenden Personen sowie mit den Entwicklungen im Bereich Compliance und Datenschutz. Darüber hinaus hat der Ausschuss den mit dem Konzernlagebericht zusammengefassten Lagebericht und den Vorschlag für die Gewinnverwendung eingehend diskutiert, die entsprechenden Empfehlungen an den Aufsichtsrat vorbereitet und dem Aufsichtsrat berichtet. Auf Basis der quartalsweise erstatteten Risikoberichte hat der Ausschuss festgestellt, dass jeweils keine Risiken erkennbar waren, die den Fortbestand des Konzerns oder einzelner Segmente gefährden könnten. Ferner befasste sich der Ausschuss intensiv mit Arbeitssicherheit, Cyber- und Rechtsrisiken sowie dem Business Continuity Management des Unternehmens. In Vorbereitung auf die gesetzliche Umsetzung zur Pflicht einer Prüfung der Nachhaltigkeitsberichterstattung hat sich der Ausschuss mit dieser Berichterstattung befasst. Darüber hinaus befasste sich der Prüfungs- und Risikoausschuss mit dem Prozess zur erstmaligen Erstellung des Ertragsteuerinformationsberichts und dessen Prüfung durch den Aufsichtsrat. Während des gesamten Geschäftsjahres fand zudem ein regelmäßiger Informationsaustausch zwischen dem Prüfungsausschussvorsitzenden und dem Abschlussprüfer statt.

Der **Innovations- und Nachhaltigkeitsausschuss** kam in vier Sitzungen zusammen. Sämtliche Mitglieder nahmen an allen Sitzungen des Ausschusses teil. Der Ausschuss hat sich unter anderem mit E.ONs Marktmodellierung, hier insbesondere mit den Annahmen der Langfristplanung unter Berücksichtigung der Entwicklungen in der Energiepolitik und dem



Wettbewerb, befasst. Zudem hat sich der Ausschuss mit der Strategie des Energy-Retail-Bereiches beschäftigt, als auch die Weiterentwicklung des Geschäftsfeldes Energy Infrastructure Solutions beleuchtet. Zudem war die Digitalisierung im Geschäftsfeld Energy Networks wie auch die Innovationsstrategie Gegenstand der ausgiebigen Beratungen.

Der **Nominierungsausschuss** kam im Geschäftsjahr 2025 dreimal zusammen und hat sich in seinen Sitzungen intensiv mit der Nachfolgeplanung im Aufsichtsrat sowie den Wahlvorschlägen für den Aufsichtsrat für die Hauptversammlungen 2025 und 2026 auseinandergesetzt. Sämtliche Mitglieder nahmen an den Sitzungen des Ausschusses teil.

Über die Arbeit des jeweiligen Ausschusses berichtete der jeweilige Ausschussvorsitzende regelmäßig in den Sitzungen des Aufsichtsrats. Angaben zur Zusammensetzung der Ausschüsse und zu ihren Aufgaben befinden sich in der Erklärung zur Unternehmensführung.

Prüfung und Feststellung des Jahresabschlusses zum 31. Dezember 2025, Billigung des Konzernabschlusses, Gewinnverwendungsvorschlag

Der Jahresabschluss der E.ON SE zum 31. Dezember 2025, der mit dem Konzernlagebericht zusammengefasste Lagebericht und der nach IFRS aufgestellte Konzernabschluss sowie der Vergütungsbericht gemäß § 162 AktG wurden von der KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (KPMG) geprüft und mit uneingeschränktem Bestätigungs- beziehungsweise Prüfungsvermerk versehen.

Die KPMG wurde von der Hauptversammlung am 15. Mai 2025 zum Konzernabschlussprüfer gewählt und ist seit dem Geschäftsjahr 2021 ununterbrochen als Konzernabschlussprüfer der E.ON SE tätig. Verantwortlicher Wirtschaftsprüfer bei der KPMG ist Alexander Bock. Herr Bock nimmt diese Funktion zum zweiten Mal wahr. Der vorliegende IFRS-Konzernabschluss befreit von der Pflicht, einen Konzernabschluss nach deutschem Recht aufzustellen.

Den handelsrechtlichen Jahresabschluss, den Konzernabschluss und den zusammengefassten Lagebericht der E.ON SE sowie den Vorschlag des Vorstands für die Verwendung des Bilanzgewinns hat der Aufsichtsrat – in Gegenwart des Abschlussprüfers und in Kenntnis sowie unter Berücksichtigung des Berichts des Abschlussprüfers und der Ergebnisse der Vorprüfung durch den Prüfungs- und Risikoausschuss – geprüft und in der Bilanzsitzung des Aufsichtsrats am 24. Februar 2026 ausführlich besprochen. Der Abschlussprüfer stand für ergänzende Fragen

und Auskünfte zur Verfügung. Der Aufsichtsrat hat festgestellt, dass auch nach dem abschließenden Ergebnis seiner Prüfungen keine Einwände bestehen. Daher hat er den Bericht des Abschlussprüfers zustimmend zur Kenntnis genommen.

Der Aufsichtsrat hat auch die in den Lagebericht integrierte Nachhaltigkeitsberichterstattung, die auch die zusammengefasste nichtfinanzielle Konzernerklärung umfasst, geprüft. KPMG hat die zusammengefasste nichtfinanzielle Konzernerklärung darüber hinaus einer Prüfung unterzogen und mit einem uneingeschränkten Vermerk versehen. Die Angaben wurden von KPMG einer Prüfung mit begrenzter Sicherheit unterzogen; ausgewählte Angaben wurden mit hinreichender Sicherheit geprüft. Nach dem abschließenden Ergebnis seiner Prüfung hat der Aufsichtsrat gegen die integrierte Nachhaltigkeitsberichterstattung keine Einwendungen erhoben.

Den vom Vorstand aufgestellten Jahresabschluss der E.ON SE sowie den Konzernabschluss hat der Aufsichtsrat am 24. Februar 2026 gebilligt. Der Jahresabschluss ist damit festgestellt. Dem zusammengefassten Lagebericht, insbesondere den Aussagen zur weiteren Unternehmensentwicklung, stimmt der Aufsichtsrat zu.

Den Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands, der eine Dividende von 0,57 € pro dividendenberechtigte Aktie vorsieht, hat der Aufsichtsrat, auch im Hinblick auf die Liquidität der Gesellschaft sowie ihre Finanz- und Investitionsplanung, geprüft. Nach Prüfung und Abwägung aller Argumente schließt er sich dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands an.

Personelle Veränderungen im Aufsichtsrat

Im Geschäftsjahr 2025 gab es keine personellen Veränderungen im Aufsichtsrat der E.ON SE. Eine Übersicht aller Mitglieder des Aufsichtsrats entnehmen Sie bitte den Seiten 275 und 276.

Essen, den 24. Februar 2026
Der Aufsichtsrat

Mit freundlichen Grüßen

Erich Clementi
Vorsitzender

Zusammengefasster Lagebericht





Über diesen Bericht	22	Prognosebericht	72
Grundlagen des Konzerns	24	Risiko- und Chancenbericht	75
Strategie und Ziele	24	Nachhaltigkeitsbericht	82
Steuerungssystem	27	Allgemeine Informationen	83
Wirtschaftsbericht	30	Klimaschutz und Umwelt	93
Gesamtwirtschaftliche und branchenbezogene		Soziales	114
Rahmenbedingungen	30	Governance	131
Besondere Ereignisse	35	Anhang zum Nachhaltigkeitsbericht	133
Segmentinformationen	37	Internes Kontrollsystem	145
Konzerninformationen	52	Übernahmerelevante Angaben und	
Unsere Erfolgsfaktoren: Mitarbeiter, Kunden, Marke	64	erläuternder Bericht	148
Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage der E.ON SE	70		



Über diesen Bericht¹

Standards

Dieser integrierte Geschäftsbericht gilt sowohl für den E.ON-Konzern als auch für die E.ON SE. Damit erfüllt E.ON alle Anforderungen der International Financial Reporting Standards (IFRS), des deutschen Handelsgesetzbuchs (HGB) und der Deutschen Rechnungslegungsstandards (DRS). Der Nachhaltigkeitsbericht ist ebenfalls in den zusammengefassten Lagebericht integriert.

Im zusammengefassten Lagebericht gibt es gegenüber dem integrierten Geschäftsbericht 2024 einige strukturelle Änderungen und Verbesserungen. Innerhalb des Wirtschaftsberichts legen wir den Fokus auf die drei Geschäftsfelder Energy Networks, Energy Infrastructure Solutions und Energy Retail sowie den Bereich Corporate Functions/Other. Hier haben wir das Kapitel **Segmentinformationen** → ergänzt und berichten in diesem nun umfassend über die Geschäftsfelder. Das hat zur Folge, dass die einzelnen Abschnitte des Kapitels Geschäftsmodell den einzelnen Geschäftsfeldern im Kapitel Segmentinformationen zugeordnet wurden und dieses als eigenständiges Kapitel daher obsolet geworden ist.

Um die Lesbarkeit und Übersichtlichkeit zu erhöhen, wurde der Nachhaltigkeitsbericht hinter dem Wirtschaftsbericht, dem Prognosebericht und dem Risiko- und Chancenbericht platziert, damit die einzelnen Kapitel konsistent aufeinander aufbauen können. Zudem berichten wir über Themen wie Arbeitsbedingungen und Mitarbeiterentwicklung, Diversity und Kundenzufriedenheit nicht mehr im Nachhaltigkeitsbericht, sondern aufgrund ihrer Bedeutung für E.ON, als immaterielle Ressourcen, im Kapitel **Unsere Erfolgsfaktoren** → im Wirtschaftsbericht. Die neue Zuordnung soll ebenfalls die Lesbarkeit und Übersichtlichkeit erhöhen.

Zur Erhöhung der Konnektivität zwischen Finanz- sowie Nachhaltigkeitsberichterstattung und zur Vermeidung inhaltlicher Wiederholungen innerhalb des zusammengefassten Lageberichts, der den Nachhaltigkeitsbericht umfasst, wurde weiterhin an geeigneten Stellen aus dem Nachhaltigkeitsbericht in den Lagebericht verwiesen.

Darüber hinaus verweisen wir im zusammengefassten Lagebericht inklusive des Nachhaltigkeitsberichts durch Hinweise oder Verlinkungen auf Internetseiten mit weiterführenden Informationen außerhalb des zusammengefassten Lageberichts. Dies erfolgt lediglich ergänzend und dient ausschließlich dem vereinfachten Zugang zu den Informationen. Diese Informationen sind nicht Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts und daher von der inhaltlichen Prüfung durch den Abschlussprüfer beziehungsweise durch den Prüfer des Nachhaltigkeitsberichts ausgenommen.

Umfang

Gegenstand des Berichts sind alle im Konzernabschluss 2025 vollkonsolidierten Tochterunternehmen von E.ON. Zur Abgrenzung von nicht wesentlich zum integrierten Geschäftsbericht beitragenden Gesellschaften werden kennzahlenbasierte Schwellenwerte herangezogen. Weitere Informationen zur Konzernstruktur und zu den Geschäftsfeldern finden Sie im Kapitel **Segmentinformationen** →.

Der Berichtszeitraum umfasst das Kalenderjahr 2025. Aussagen über die zukünftige Entwicklung von E.ON und ihren Tochterunternehmen stellen Einschätzungen dar, die auf Basis von zum Zeitpunkt der Berichterstattung zur Verfügung stehenden Informationen getroffen wurden. Die tatsächlichen Ergebnisse können von diesen Aussagen abweichen. Der integrierte Geschäftsbericht enthält darüber hinaus die übernahmerelevanten Angaben. Die Erklärung zur Unternehmensführung ist auf unserer Website [eon.com](https://www.eon.com) → im Bereich Corporate Governance zu finden.

Der integrierte Geschäftsbericht wurde am 25. Februar 2026 veröffentlicht und ist auf Deutsch und Englisch im PDF-Format abrufbar. Sie können ihn auf [eon.com](https://www.eon.com) herunterladen. Der vorherige integrierte Geschäftsbericht erschien im Februar 2025. Diesen und weitere Berichte aus den Vorjahren finden Sie auf [eon.com](https://www.eon.com) im **Archiv** → von Investor Relations.

Verlinkung

Interner → oder **externer** ↗ Link
Verlinkung auf interne oder externe
weiterführende Informationen

¹ Dieser Abschnitt ist auch Bestandteil des Nachhaltigkeitsberichts.
Es sind Angaben zu den ESRS-Angabepflichten ESRS 2 BP-1 Tz. 3 enthalten.



Sprache

Wir verwenden in diesem Bericht eine geschlechtergerechte Sprache, wo dies im Sinne der Lesbarkeit möglich ist. Die entsprechenden Begriffe gelten im Sinne der Gleichberechtigung grundsätzlich für alle Geschlechter. Darüber hinaus verwenden wir für Unternehmen und Organisationen in der Regel eine gekürzte Bezeichnung (zum Beispiel „E.ON“ anstelle von „E.ON SE“).



Prüfung

Der zusammengefasste Lagebericht wird grundsätzlich im Rahmen der gesetzlich vorgeschriebenen Abschlussprüfung geprüft. Inhalte, die nicht Bestandteil der gesetzlichen Konzernabschlussprüfung und insofern vom Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers ausgenommen sind, werden gesondert gekennzeichnet.

Für den Nachhaltigkeitsbericht, der nicht Bestandteil der gesetzlichen Konzernabschlussprüfung ist, erfolgte eine gesonderte betriebswirtschaftliche Prüfung durch die KPMG AG in Übereinstimmung mit dem International Standard on Assurance Engagements (ISAE) 3000 (Revised) des International Auditing and Assurance Standards Board (IAASB). Der Nachhaltigkeitsbericht wird mit begrenzter Sicherheit geprüft. Daneben unterliegen einzelne KPIs im Rahmen der Prüfung des Nachhaltigkeitsberichts einer abweichenden Prüfung mit hinreichender Sicherheit. Die entsprechenden Inhalte sind mit **[+]** markiert und nicht Bestandteil der gesetzlichen Konzernabschlussprüfung. Einzelne Textpassagen werden durch ►◄ gekennzeichnet, wenn sie nicht Bestandteil der gesetzlichen Konzernabschlussprüfung und mit begrenzter Prüfungssicherheit im Rahmen der Prüfung des Nachhaltigkeitsberichts geprüft sind.

Der genaue Umfang der Prüfung wird im Abschnitt Weitere Informationen, im **Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers →** und im **Vermerk über die betriebswirtschaftliche Prüfung des Nachhaltigkeitsberichts →**, beschrieben.

Prüfkennzeichen

- [+]** Hinreichende Prüfungssicherheit im Rahmen der Prüfung des Nachhaltigkeitsberichts, nicht Bestandteil der gesetzlichen Konzernabschlussprüfung
- ◄ Nicht Bestandteil der gesetzlichen Konzernabschlussprüfung und mit begrenzter Prüfungssicherheit im Rahmen der Prüfung des Nachhaltigkeitsberichts geprüft

Grundlagen des Konzerns

Strategie und Ziele²

Als einer der größten Akteure der europäischen Energiebranche treibt E.ON die Energiewende maßgeblich voran. Mit unserer Unternehmensstrategie, die seit 2021 auf den drei Säulen Wachstum, Nachhaltigkeit und Digitalisierung basiert, verfolgt E.ON den Anspruch, als Playmaker der Energiewende die Transformation der Energiesysteme wirtschaftlich tragfähig zu gestalten. Dabei sollen Wachstum, Klimaschutz und gesellschaftliche Verantwortung Hand in Hand gehen. Im Mittelpunkt unserer Strategie steht das Ziel, werthaltiges Wachstum zu generieren, die Versorgung mit Energie langfristig zu gewährleisten und diese durch die angestrebte Transformation für die Nutzer und die Gesellschaft bezahlbar zu halten. Investitionen in die Digitalisierung und Modernisierung der Netzinfrastruktur tragen dazu bei, dieses Ziel zu erreichen. Der Leitgedanke „nachhaltiges Wachstum“ prägt die strategische Ausrichtung und ist Kern der langfristigen Unternehmensziele. Er zielt darauf ab, unser Geschäftsmodell in den drei zentralen Geschäftsfeldern – Energy Networks, Energy Infrastructure Solutions und Energy Retail – widerstandsfähig und zukunftssicher zu gestalten und unsere strategischen Ziele zu erreichen.

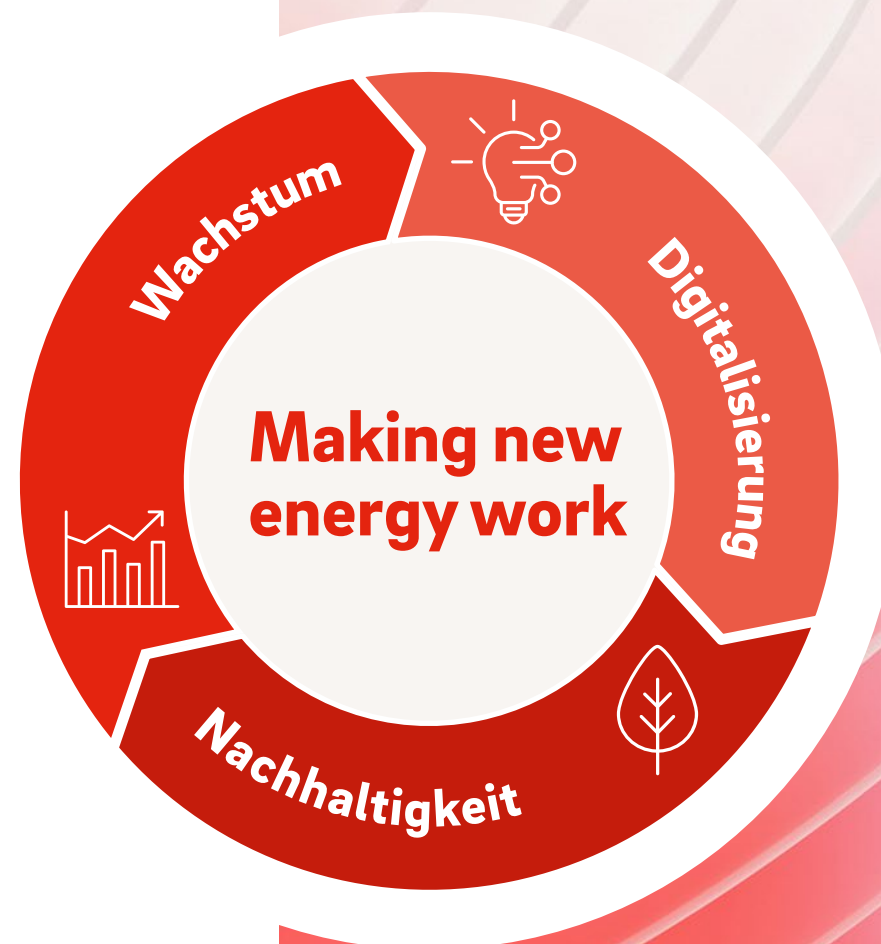
Mehr Informationen zu den Geschäftsfeldern:

Segmentinformationen

[Energy Networks →](#)

[Energy Infrastructure Solutions →](#)

[Energy Retail →](#)



² Dieser Abschnitt ist auch Bestandteil des Nachhaltigkeitsberichts. Es sind Angaben zu den ESRS-Angabepflichten ESRS 2 SBM-1 Tz. 40e-g, SBM-3 Tz. 48b und d sowie ESRS E1 Tz. 34a enthalten.

Wachstum

Unsere Strategie zielt darauf ab, die Energiewende aktiv zu gestalten und gleichzeitig werthaltiges Wachstum zu generieren. Für die Umsetzung der Strategie sind erhebliche Investitionen geplant – von 2026 bis 2030 insgesamt rund 48 Mrd €, die vor allem in den Ausbau der Netzinfrastruktur fließen sollen. Bis 2030 werden ein bereinigtes EBITDA von rund 13 Mrd € und ein Ergebnis je Aktie (EPS) von etwa 1,45 € angestrebt. Die Dividende soll jährlich um bis zu 5 Prozent bis einschließlich der Dividende für das Geschäftsjahr 2030 erhöht werden. Die Erreichung dieser Ziele ist nur durch das Zusammenwirken verschiedener Akteure möglich. Der Erfolg von E.ON basiert mit auf der Innovationskraft und Expertise unserer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sowie der Zufriedenheit unserer Kundinnen und Kunden. Beide Stakeholdergruppen tragen entscheidend dazu bei, die Unternehmensstrategie erfolgreich umzusetzen und die angestrebten Ziele zu erreichen.

Mehr Informationen zur wirtschaftlichen Entwicklung:

Konzerninformationen

Ertragslage →

Finanzlage →

Vermögenslage →

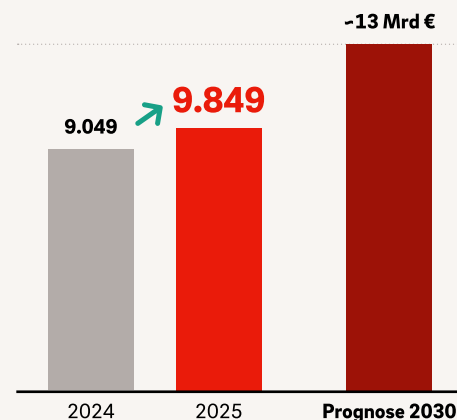
Unsere Erfolgsfaktoren

Mitarbeiter →

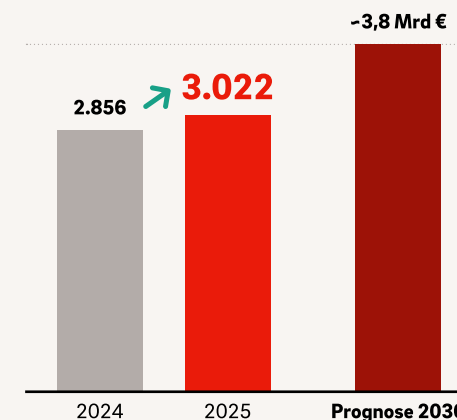
Kunden →

Marke →

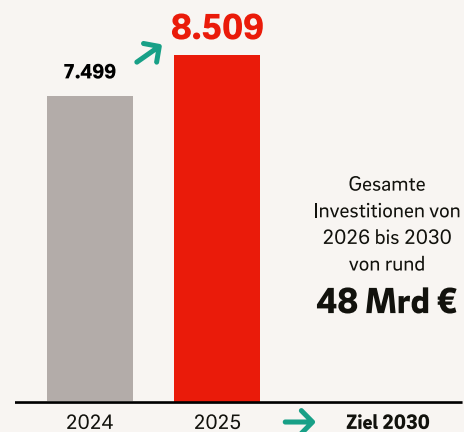
Bereinigtes EBITDA des E.ON-Konzerns (in Mio €)



Bereinigter Konzernüberschuss (in Mio €)



Investitionen¹ (in Mio €)



Ergebnis je Aktie aus
bereinigtem
Konzernüberschuss 2025

1,16 €

Ziel 2030 → ~1,45 €

1 Anpassung der Vorjahreszahlen aufgrund der Erweiterung der Investitionen um Ein- und Auszahlungen für Ausleihungen an verbundene nicht konsolidierte Unternehmen sowie sonstige Ausleihungen.

Nachhaltigkeit

Nachhaltigkeit prägt die Unternehmensstrategie von E.ON maßgeblich. Insbesondere haben wir die Reduktion von CO₂-Emissionen im Fokus, die Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien und die Wärmewende. Dies wird durch Investitionen zur Stärkung und Digitalisierung der Netzinfrastruktur sowie den Anschluss von Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien vorangetrieben. Ein weiterer wichtiger Bestandteil der Strategie ist der Schutz der Biodiversität: Das ökologische Trassenmanagement soll den Artenschutz, die Artenvielfalt und die Vernetzung wertvoller Lebensräume fördern. Auch die „Vision Zero“ ist ein festes Element unserer Strategie und steht für unseren Anspruch, sämtliche Arbeitsunfälle – insbesondere schwere und tödliche Vorfälle – zu verhindern. Unser Ziel ist es, allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, auch denjenigen von Partnerfirmen, ein sicheres und gesundes Arbeitsumfeld zu gewährleisten. So unterstreichen wir unsere Rolle als verlässlicher Partner. Als Teil der Gesellschaft wollen wir zudem zur langfristigen Bezahlbarkeit von Energie beitragen, um so ein Energiesystem zu schaffen, das nicht nur klimaneutral, sondern auch dauerhaft wirtschaftlich ist. Um dieser Verantwortung und unserer Rolle als Playmaker der Energiewende gerecht zu werden, engagiert sich E.ON auch aktiv im politischen Dialog.

Digitalisierung

Für E.ON ist die Digitalisierung ein entscheidender Treiber für die Transformation des Energiesystems. E.ON investiert in die Netzinfrastruktur, um diese zum einen resilienter und intelligenter zu machen und zum anderen die Flexibilität und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Indem wir unsere Verteilnetze digitalisieren, können Schwankungen im Netz besser beobachtet und ausgeglichen werden. Somit können die Netze effizienter und zuverlässiger betrieben werden. Wie sich Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit miteinander verbinden lassen, zeigt sich in unserer Strategie in Bezug auf die bezahlbare Transformation des Energiesystems. Ein Beispiel dafür ist die Digitalisierung von Haushalten durch den Ausbau von Smart Energy Metern. Diese ermöglichen es Verbraucherinnen und Verbrauchern, ihren Energieverbrauch effizient zu steuern und dadurch nicht nur Kosten zu sparen, sondern ebenfalls zur Stabilität des Energiesystems beizutragen und zudem CO₂-Emissionen zu senken. Ein weiterer Schwerpunkt hinsichtlich der Digitalisierung liegt auf der Abwehr von Cyberattacken: Um die Verlässlichkeit und Widerstandsfähigkeit der kritischen Infrastruktur zu sichern, setzen wir umfassende Maßnahmen zur Erhöhung der Cybersicherheit um.

Mehr Informationen zur Nachhaltigkeit:

Umwelt

[Klimaschutz →](#)

[Biodiversität →](#)

Soziales

[Arbeitssicherheit →](#)

[Bezahlbare Energie →](#)

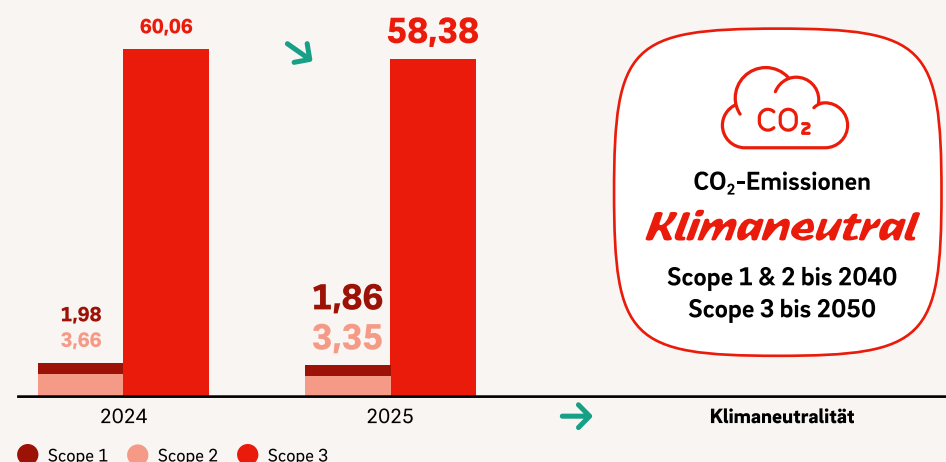
[Versorgungssicherheit →](#)

[Cybersicherheit →](#)

Governance

[Politischer Dialog →](#)

CO₂-Emissionen (in Mio Tonnen CO₂-Äquivalent) [+]





Steuerungssystem³

Leading



Finanzielle Kennzahlen

- Bereinigtes EBITDA
- Investitionen
- Bereinigter Konzernüberschuss
- Ergebnisse je Aktie aus bereinigtem Konzernüberschuss (EPS)

Die Umsetzung unserer Unternehmensstrategie und der langfristige Erfolg von E.ON werden konzernweit durch ein einheitliches Steuerungssystem sichergestellt. Unser Steuerungssystem gliedert sich in drei Kategorien: Leading Key Performance Indicator (KPI), Impact KPIs und Insight KPIs. Während die Leading und Impact KPIs entweder steuerungs- und/oder vergütungsrelevant für den Vorstand sind, dienen die Insight KPIs der nachvollziehbaren Erklärung der Geschäftsentwicklung gegenüber internen und externen Zielgruppen.

Um die unterschiedlichen Facetten unserer Unternehmensleistung umfassend abzubilden, unterteilen wir unsere Steuerungskennzahlen weiterhin in finanzielle, operative und Nachhaltigkeits-KPIs. Während finanzielle und operative KPIs vorwiegend im Wirtschaftsbericht dargestellt werden, liegt der Schwerpunkt der Nachhaltigkeits-KPIs im Nachhaltigkeitsbericht.

Impact



Finanzielle Kennzahlen

- Total Shareholder Return (TSR)
- Dividende je Aktie (DPS)
- Kapitalrendite (ROCE)
- Wirtschaftliche Nettoverschuldung
- Verschuldungsfaktor
- Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern (OCFbIT)
- Cash Conversion Rate (CCR)

Operative Kennzahlen

- Net Promoter Score (NPS)
- Anteil weiblicher Führungskräfte

Nachhaltigkeitskennzahlen

- CO₂-Emissionen
- Häufigkeit schwerer Verletzungen und Todesfälle (SIF)
- Häufigkeit von Unfällen mit Ausfallzeit (LTIF)

Insight



Finanzielle Kennzahlen

- Außenumsatz
- Regulierte Vermögensbasis

Operative Kennzahlen

- Anzahl der Kunden
- Absatzmengen (Strom, Gas)
- Durchgeleitete Energiemengen (Strom, Gas)
- Netzkilometer
- Abgesetzte Energie: Strom, Wärme, Kälte, Dampf
- Anzahl der Mitarbeiter

Nachhaltigkeitskennzahlen

- EU-Taxonomie Investitionen
- Vermiedene CO₂-Emissionen
- Anteil der Anschlussleistung der Erneuerbaren-Energie-Anlagen am Stromnetz von E.ON
- Grünstromanteil
- Ökologisches Trassenmanagement
- Häufigkeit meldepflichtiger Unfälle (TRIF)
- Durchschnittliche Dauer der Netzausfälle (SAIDI)
- Smart Energy Meter Installationen

³ Dieser Abschnitt ist mit Ausnahme der Ausführungen zu den Leading KPIs auch Bestandteil des Nachhaltigkeitsberichts. Es sind Angaben zu den ESRS-Angabepflichten ESRS GOV-1 Tz. 22c-d enthalten.



Leading KPIs

Mit der Fokussierung auf langfristiges, nachhaltiges und wertorientiertes Wachstum sind die Leading KPIs die maßgeblichen Kennzahlen für die interne Steuerung und die Bewertung unserer Geschäftsentwicklung. Sie stellen die bedeutsamsten Leistungsindikatoren gemäß den Anforderungen des DRS 20 dar und sind zudem Eckpfeiler unserer Prognose und strategischen Steuerung.

Bei dem **bereinigten EBITDA** handelt es sich um das Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen, das um nicht operative Effekte bereinigt wird. Zu den Bereinigungen zählen Netto-Buchgewinne, bestimmte Aufwendungen für Restrukturierungen, Effekte im Zusammenhang mit derivativen Finanzinstrumenten sowie ab dem Geschäftsjahr 2026 auch erstmalig wertneutrale temporäre Effekte im Netzgeschäft. Diese entstehen aus zeitlichen Abweichungen zwischen zulässigen und tatsächlich erzielten Erlösen, die in späteren Perioden ausgeglichen werden. Der Zeitpunkt des Ausgleichs ergibt sich aus den länderspezifischen regulatorischen Rahmenbedingungen. Die Abweichungen resultieren im Wesentlichen aus volumenbedingten Erlösabweichungen, Kosten für das vorgelagerte Netz, Redispatch sowie Netzverlusten. Zusätzlich werden bestimmte Personalzusatzkosten aus Pensionsverpflichtungen in Deutschland berücksichtigt. Somit ist das bereinigte EBITDA der Indikator für die nachhaltige Ertragskraft und die geeignete Kennzahl zur Bestimmung des Erfolgs unseres Geschäfts.

Eine weitere bedeutsamste Kennzahl ist das **bereinigte Ergebnis je Aktie (EPS)** sowie seit diesem Geschäftsjahr der **bereinigte Konzernüberschuss**, aus dem sich das EPS ableitet. Das EPS basiert auf dem bereinigten Konzernüberschuss, der in Relation zum gewichteten Durchschnitt der im Geschäftsjahr im Umlauf befindlichen Aktien gesetzt wird. Dadurch finden zusätzlich zum bereinigten EBITDA Abschreibungen, das Steuer- und Finanzergebnis sowie die Anteile ohne beherrschenden Einfluss Berücksichtigung, die ebenfalls um nicht operative Effekte bereinigt werden. Dies erlaubt eine ganzheitliche Beurteilung der Ertragslage aus der Perspektive der Anteilseigner der E.ON SE.

Die **Investitionen** beinhalten Auszahlungen für Investitionen in das Sachanlagevermögen, immaterielle Vermögenswerte und Beteiligungen sowie Auszahlungen für Ausleihungen an verbundene nicht konsolidierte Unternehmen und sonstige Ausleihungen, die in der Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns ausgewiesen werden.

Impact KPIs

Die Impact KPIs sind weitere bedeutende Leistungsindikatoren und stellen sicher, dass unser Wachstum im Einklang mit den unterschiedlichen Interessen unserer Stakeholder steht und der Unternehmenserfolg ganzheitlich betrachtet wird. Dabei stehen insbesondere unsere Kundinnen und Kunden, Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, Aktionärinnen und Aktionäre sowie Anleihegläubiger im Fokus. Zudem verankern die Impact KPIs Nachhaltigkeitsindikatoren explizit in der laufenden Steuerung unserer Aktivitäten und tragen so langfristig zum Erfolg unserer Strategie und unseres Geschäftsmodells bei.

Als kundenorientiertes Unternehmen ist für unseren Erfolg die Fähigkeit wichtig, neue Kundinnen und Kunden zu gewinnen und bestehende zu halten. Mit dem Net Promoter Score (NPS) wird daher die Bereitschaft der Kundinnen und Kunden gemessen, das Unternehmen weiterzuempfehlen. Der Anteil weiblicher Führungskräfte spielt ebenfalls eine bedeutende Rolle und spiegelt die Förderung von Chancengleichheit wider. Zudem sind diese Kennzahlen vergütungsrelevant, was ihre Bedeutung zusätzlich unterstreicht. Die Attraktivität unseres Unternehmens für Investoren wird über den Total Shareholder Return (TSR) (siehe **Textziffer 11** → im Konzernanhang) sowie die darin enthaltene Dividende je Aktie (DPS) reflektiert.

Eine solide Finanzierung ist hinsichtlich der langfristigen und nachhaltigen Wachstumsstrategie von E.ON unverzichtbar. Wir nutzen den operativen Cashflow vor Zinsen und Steuern (OCFbIT), um unsere operative Liquidität unabhängig von Finanzierungs- und Steuerzahlungen zu messen. Die Transparenz über den operativen Zahlungsmittelzufluss und damit über die finanzielle Leistungsfähigkeit ermöglicht frühzeitige Reaktionen auf Marktveränderungen. Um die Effizienz des Kapitaleinsatzes zu bewerten, stellt der ROCE (Kapitalrendite) eine bedeutende Kennzahl in unserem Steuerungssystem dar. Die Cash Conversion Rate dient als Indikator für die Fähigkeit des E.ON-Konzerns, das erwirtschaftete Ergebnis in Zahlungsmittelzuflüsse zu transformieren. Der Verschuldungsfaktor, der sich aus dem Verhältnis der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung zum bereinigten EBITDA ermittelt, soll eine gesunde Kapitalstruktur gewährleisten.

Die Entwicklung unseres CO₂-Fußabdrucks ist ebenfalls eine wichtige Kennzahl und spiegelt unseren Anspruch wider, die Energiewende aktiv zu gestalten und den Klimaschutz voranzutreiben. Ebenso ist die Arbeitssicherheit von großer Bedeutung: Mit den Kennzahlen schwerwiegende Sicherheitsvorfälle (SIF) und Lost-Time Injury Frequency (LTIF) erfassen wir die Anzahl und Schwere von Arbeitsunfällen. Diese Daten dienen als Grundlage, um Risiken zu erkennen und Maßnahmen zur Verbesserung der Arbeitssicherheit für unsere Belegschaft und auch der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter von Partnerunternehmen umzusetzen. Dies ermöglicht eine weitläufige Einschätzung unseres Handelns in den Bereichen Umwelt, Soziales und Governance.



Insight KPIs

Neben den zuvor beschriebenen Steuerungskennzahlen dienen weitere finanzielle, operative und Nachhaltigkeits-Kennzahlen, die sogenannten Insight KPIs, dazu, die Geschäftsentwicklung für interne und externe Zielgruppen transparent und nachvollziehbar zu erläutern. Zu den Insight KPIs gehören unter anderem die Durchleitungs- und Absatzmengen für Strom und Gas, die als wichtige operative KPIs eine Indikation für die Geschäftsentwicklung und damit auch für das Ergebnis geben. Darüber hinaus zählen zu dieser Kategorie der Außenumsatz, ausgewählte mitarbeiterbezogene Informationen sowie weitere KPIs zu Klimaschutz, Biodiversität, Arbeitssicherheit und Versorgungssicherheit.

Wirtschaftsbericht

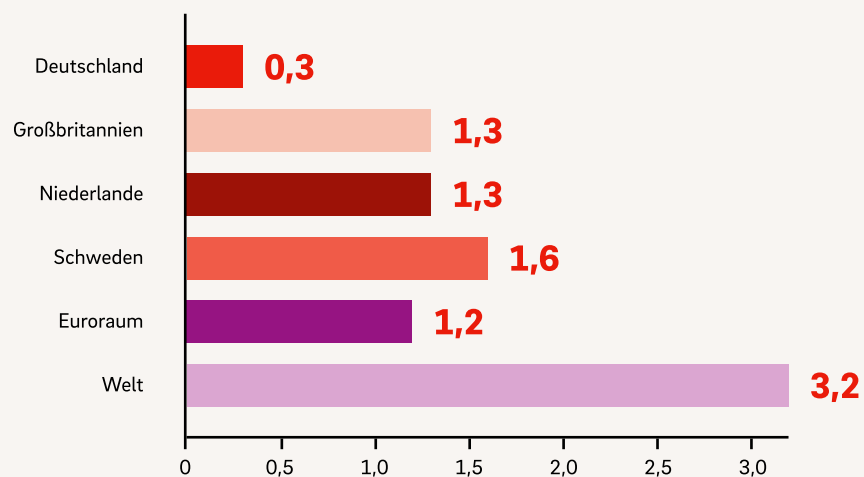
Gesamtwirtschaftliche und branchenbezogene Rahmenbedingungen

Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die geopolitischen und handelspolitischen Spannungen sowie die damit verbundenen Unsicherheiten für die Wirtschaft weltweit dauerten auch im Jahr 2025 an und spiegelten sich in den Prognosen für das globale Wachstum des Bruttoinlandsprodukts (BIP) wider. Gemäß der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) lag das globale BIP für das Jahr 2025 bei 3,2 Prozent und damit leicht unter Vorjahr (3,3 Prozent). Die Inflation lag bei 4,2 Prozent und entwickelte sich gegenüber dem Vorjahr (5,7 Prozent) rückläufig.

Entwicklung des realen Bruttoinlandsprodukts 2025

Veränderung gegenüber dem Vorjahr in Prozent



Quelle: OECD, Juni und Dezember 2025

Zur wirtschaftlichen Entwicklung im Euroraum

Laut OECD ist das BIP im Euroraum im Jahr 2025 um 1,2 Prozent gewachsen (Vorjahr: 0,8 Prozent), was auf einen Anstieg der Ausfuhren im Vorgriff auf Zollerhöhungen zurückzuführen ist. Vor dem Hintergrund, dass die Wirtschaft moderat wächst und sich die Inflation im Euroraum nahezu auf dem Zielniveau von 2,0 Prozent bewegt (im Oktober bei 2,4 Prozent), hat die Europäische Zentralbank den Leitzins im Oktober unverändert bei 2,0 Prozent belassen.

Zur wirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland

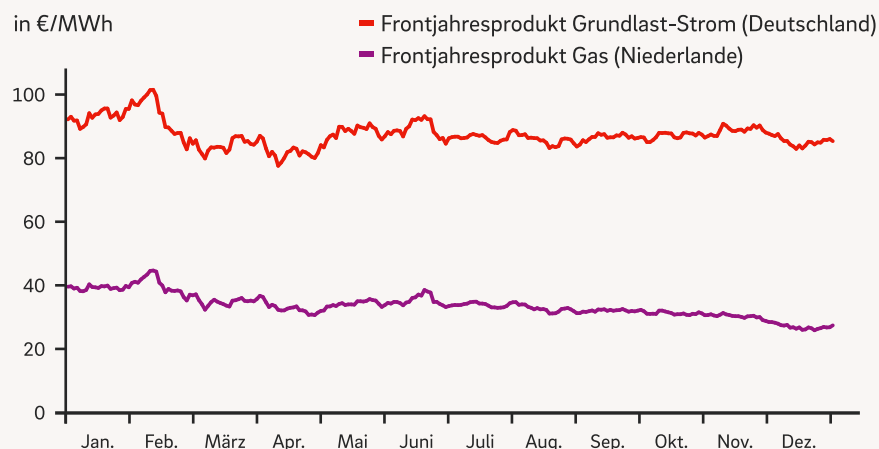
Im September hat die OECD die Wachstumsprognose für Deutschland nach unten korrigiert. Während die Organisation im Juni noch von einem BIP für das Jahr 2025 von 0,4 Prozent ausgegangen ist, rechnet sie nun mit einem Wirtschaftswachstum von 0,3 Prozent. Gegenüber dem Vorjahr ist dies eine Verbesserung, da die deutsche Wirtschaft im Jahr 2024 gemäß OECD stagnierte. Insbesondere Industriebetriebe haben im Jahr 2025 weniger produziert als erwartet, und die schwache Auftragslage hält weiter an. Die Inflationsrate lag im Jahresdurchschnitt bei 2,2 Prozent.

Entwicklung der Energiepreise

Sowohl geopolitische Unsicherheiten als auch die Diskussionen um US-Handelszölle wirken sich maßgeblich auf die Preisentwicklung und Volatilität der europäischen Strom- und Gasmärkte aus. Diese sind insbesondere für E.ON für die Beschaffung von Strom und Gas für das Kundenportfolio von zentraler Bedeutung. Über mögliche Auswirkungen der Preisentwicklungen auf bestimmte Finanzkennzahlen berichten wir in der Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage (Kapitel [Segmentinformationen →](#) und [Konzerninformationen →](#)).

Nach einem Anstieg der Strom- und Gaspreise im Dezember 2024 – ausgelöst durch das erwartete Ende des Gastransits durch die Ukraine – bewegten sich die Commodity-Preise Anfang Januar 2025 seitwärts. Der Preis für das Frontjahresprodukt Gas (Terminkontrakt für Gaslieferung im nächsten Kalenderjahr) lag bei rund 40 € pro MWh und der für das deutsche Frontjahresprodukt Grundlast-Strom bei zirka 90 € pro MWh.

Ein-Jahres-Terminpreise für Strom und Gas am Großhandelsmarkt im Jahr 2025



Anfang Februar führten niedrige Speicherstände und Prognosen für kalte Temperaturen zu einem weiteren Preisanstieg: Das Frontjahresprodukt Gas legte auf über 44 € pro MWh zu und das deutsche Frontjahresprodukt Grundlast-Strom kurzzeitig auf über 100 € pro MWh. Im März kam es infolge milder Witterung und saisonal rückläufiger Nachfrage zunächst zu einem Preisrückgang, bevor geopolitische Spannungen erneut zu einer Erhöhung führten.

Mitte Juni, als Iran und Israel in einen bewaffneten Konflikt gerieten, stiegen die Energiepreise sprunghaft an. Nach einer raschen Einigung auf einen Waffenstillstand normalisierten sie sich wieder.

In den folgenden Monaten waren die Commodity-Preise weniger volatil, da sich die geopolitische Lage teilweise beruhigte. Israel und die Hamas vereinbarten einen Waffenstillstand und die USA schlossen sowohl mit der EU als auch mit China Handelsabkommen.

Insbesondere die Gaspreise befanden sich in der zweiten Jahreshälfte durch die Lockerung der Speicherregelung und letztendlich durch ein starkes LNG-Angebot, das schon im Sommer zu ausreichenden Speicherfüllständen für den Winterbeginn führte, weitgehend in einem langsamen Abwärtstrend. Mitte Dezember fiel der Preis für das Frontjahresprodukt Gas auf ein Jahrestief von 26 € pro MWh, und der für das deutsche Frontjahresprodukt Grundlast-Strom lag zeitgleich bei 84 € pro MWh.

Energiepolitisches Umfeld

Europa

Weiterhin sorgt das weltpolitische Geschehen für Verunsicherung. Energiepolitik bedeutet mehr denn je auch Versorgungs- und Sicherheitspolitik. Daneben rückt zunehmend das Thema Bezahlbarkeit der Energiewende als wesentlicher Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts in den Fokus.

Zu Beginn ihrer zweiten Amtszeit hat EU-Kommissionspräsidentin von der Leyen deutlich gemacht: Neben der Stärkung der europäischen Verteidigungsfähigkeit stehen für sie vor allem der langfristige Wohlstand Europas und eine deutlich verbesserte Wettbewerbsfähigkeit im Fokus. Mit dem **Clean Industrial Deal** legte die Kommission daher im Februar eine zentrale industriepolitische Initiative vor. Sie soll den Green Deal um eine industriepolitische Dimension erweitern, Europas Position im globalen Wettbewerb stärken und aktuelle geopolitische Herausforderungen strategisch adressieren.

Der Clean Industrial Deal umfasst sechs prioritäre Handlungsfelder. An erster Stelle stand jedoch die Senkung der Energiepreise – verdeutlicht durch die gleichzeitige Veröffentlichung des **Aktionsplans für erschwingliche Energie**, der als eines der Kernstücke des Clean Industrial Deal gilt. Der Aktionsplan konzentriert sich sowohl auf kurzfristige Maßnahmen zur unmittelbaren Entlastung der Strompreise als auch auf längerfristige Schritte zur nachhaltigen Kostensenkung. Bei den kurzfristigen Hebeln nennt die Kommission zum einen die Netzentgelte, die künftig stärkere Anreize für die Nutzung von Flexibilität bieten sollen und gegebenenfalls durch öffentliche Mittel reduziert werden können. Zum anderen verweist sie auf die Steuer- und Abgabenlast und fordert die Mitgliedstaaten indirekt auf, Stromsteuern auf das europäische Mindestmaß zu senken. Für die längerfristigen Maßnahmen setzt die Kommission insbesondere auf die Verkürzung von Genehmigungsfristen für Energieinfrastruktur sowie den beschleunigten Ausbau grenzüberschreitender Stromnetze. Insbesondere die Senkung von Steuern und Abgaben entspricht der Position von E.ON. Dies würde die Kostenlücke zwischen Gas- und Strompreisen



unmittelbar verringern und die Elektrifizierung vorantreiben. Die Umsetzung liegt jedoch bei den Mitgliedstaaten.

Die längerfristigen Maßnahmen des Aktionsplans werden weitgehend im Anfang Dezember veröffentlichten **Grids Package** aufgegriffen. Dieses zielt darauf ab, die EU-weite Koordinierung der Netzplanung für Strom, Gas und Wasserstoff zu stärken und grenzüberschreitende Projekte zu beschleunigen. Das Paket umfasst zudem eine neue Richtlinie mit kürzeren Fristen für Genehmigungsverfahren bei Netzen, erneuerbaren Energien, Speichern und Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Außerdem enthält es Vorgaben für Verteilnetzbetreiber, Anschlussanträge innerhalb enger Fristen zu prüfen und bei fehlender Netzkapazität flexible Anschlussvereinbarungen anzubieten. Ergänzt wird das Paket durch eine unverbindliche Guidance für die Mitgliedstaaten mit Empfehlungen zur Reduzierung langer Anschlusswarteschlangen. EU-Parlament und -Rat werden Änderungen am Kommissionsvorschlag einbringen und im Laufe des Jahres 2026 über den endgültigen Text verhandeln. Dies ermöglicht eine weitergehende Bewertung der Auswirkungen auf E.ON, insbesondere im Hinblick auf den übergeordneten Rahmen für Planung, Genehmigung und gegebenenfalls Finanzierung von Stromnetzen.

Parallel zum Clean Industrial Deal hat die Kommission im Juni einen Gesetzesvorschlag für ein **2040-Klimaziel** von minus 90 Prozent Emissionen im Rahmen der Novellierung des EU-Klimagesetzes vorgelegt, auf das sich Parlament und Rat Anfang Dezember im Trilog geeinigt haben. Um zögerliche Mitgliedstaaten einzubinden, wurden weitgehende Zugeständnisse gemacht: bis zu 5 Prozent internationale Minderungsgutschriften, ein abgeschwächter ETS1 (europäischer Emissionshandel) für die Industrie und vor allem ein einjähriger Aufschub des ETS2 für Straßenverkehr und Gebäude, in dessen Rahmen E.ON als reguliertes Unternehmen verpflichtet ist, Emissionszertifikate im Auftrag seiner Gaskunden zu beschaffen und abzugeben. Die Einigung zum EU-Klimagesetz verschiebt die Umsetzung des entsprechenden ETS-Compliance-Systems für E.ON um ein Jahr. Hieraus ergaben sich im Jahr 2025 für E.ON keine materiellen Auswirkungen auf die Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage.

Deutschland

Die neue Bundesregierung aus CDU, CSU und SPD bekennt sich in ihrem **Koalitionsvertrag** zum Ziel der Klimaneutralität bis 2045 und zum weiteren Ausbau erneuerbarer Energien. Wie im Koalitionsvertrag vereinbart, wurde in einem wissenschaftlichen **Monitoring** der Stand der Energiewende untersucht. Dies soll als gemeinsame Grundlage für die weiteren energiepolitischen Vorhaben der Legislaturperiode dienen. Darin kommen die Gutachter unter anderem zu dem Ergebnis, dass der Strombedarf in Deutschland bis 2030 voraussichtlich weniger schnell ansteigen wird, als in den bisherigen Planungen berücksichtigt. Erzeugung und Verbrauch sollen laut Bundesregierung künftig stärker mit dem Ausbau der Stromnetze

synchronisiert werden. Dies entspricht der Position von E.ON, wonach Elektrifizierung mit erneuerbaren Energien der Pfad zur Klimaneutralität ist, eine Überdimensionierung jedoch vermieden und somit Kosten begrenzt werden sollten. Ein erheblicher Investitionsbedarf in die Stromnetze besteht nach wie vor.

Die **Netzbetreiber des E.ON-Konzerns** erhielten im Jahr 2025 eine immense Anzahl an Netzanschlussanfragen mit einer bisher so noch nicht dagewesenen Dimension an Leistungsanforderung: von Erneuerbare-Energien-Anlagen und Großbatteriespeichern sowie zunehmend eLKW-Ladeinfrastruktur und Rechenzentren. Besonders die Anfragen für Großspeicher haben sehr stark zugenommen. Dabei sind Netzkapazitäten schon heute sehr knapp: Bei einem Großteil der Anschlusspunkte im E.ON-Netz – also den Transformatoren – können große Lastkunden nur noch in sehr begrenztem Umfang angeschlossen werden. Dies ist kein E.ON-spezifisches Thema, sondern deutschlandweit eine Herausforderung, sodass eine Neuordnung der Art und Weise, wie knappe Netzkapazitäten vergeben und gegebenenfalls zwischen unterschiedlichen Kundengruppen priorisiert werden, dringend geboten ist. Dies hat auch der Gesetzgeber erkannt. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat für das erste Quartal 2026 eine entsprechende Initiative zur Novellierung des Rechtsrahmens angekündigt. E.ON wird sich daran mit konstruktiven Vorschlägen beteiligen.

Wettbewerbsfähige Energiepreise waren ein Schwerpunkt der energiepolitischen Gesetzgebung im Berichtszeitraum. So werden die Übertragungsnetzentgelte im Jahr 2026 durch einen **Bundeszuschuss** von 6,5 Mrd € aus dem Klima- und Transformationsfonds gedämpft. Die Netzentgelte – auch von E.ON – reduzieren sich in entsprechendem Umfang für die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Abnehmer (vor allem Großindustrie) sowie indirekt für die an die nachgelagerten Verteilnetzebenen angeschlossenen Kunden.

Als weitere Maßnahme zur Strompreissenkung wurde eine Senkung der **Stromsteuer** für Unternehmen des produzierenden Gewerbes und der Land- und Forstwirtschaft auf das EU-Mindestmaß auch über Ende 2025 hinaus beschlossen. Die ursprünglich im Koalitionsvertrag vorgesehene Ausweitung der Steuerentlastung auf alle Verbrauchergruppen war nicht im Gesetzentwurf der Bundesregierung enthalten. Dies wäre aus E.ON-Sicht jedoch sinnvoll, um staatliche Kostenbestandteile beim Strompreis für alle zu senken und damit einen Anreiz zu schaffen, auf klimafreundlichen Strom – etwa beim Heizen oder in der Mobilität – umzusteigen.

Darüber hinaus wird die **Gasspeicherumlage**, mit der die Gasspeicherbefüllung aus dem Krisenjahr 2022 nachträglich finanziert wird, künftig aus dem Klima- und Transformationsfonds ausgeglichen. Die Umlage wird somit künftig für Gaskunden entfallen.



Diese Maßnahmen, insbesondere zur Senkung der Strompreise und Netzentgelte, sind zu begrüßen, da sie den Kunden zugutekommen. Auf die Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage von E.ON hatten sie keinen Einfluss. Allerdings sind diese Maßnahmen nur befristet und ihre Fortführung unter anderem abhängig von der Haushaltslage des Bundes. Daher braucht es aus Sicht von E.ON darüber hinaus strukturelle Reformen, um die Energiekosten dauerhaft zu senken.

Der Koalitionsvertrag bekennt sich ausdrücklich zu der auch von E.ON geforderten Etablierung eines Kapazitätsmechanismus – also eines Instruments, das die Vorhaltung gesicherter Kraftwerksleistung vergütet, um Versorgungssicherheit bei schwankender Einspeisung erneuerbarer Energien zu gewährleisten. Im Kontext des Energiewendemonitorings konkretisierte das federführende Bundesministerium für Wirtschaft und Energie die Pläne, wonach ein technologieoffener Kapazitätsmarkt ab 2027 starten soll. Dieser sollte auch für Kleinstflexibilitäten offenstehen.

Mit einer **Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)** wurden europarechtliche Regelungen zum Verbraucherschutz sowie Anpassungen im Messstellenbetriebsgesetz vorgenommen. Zu begrüßen ist, dass der Verteilnetzausbau künftig im überragenden öffentlichen Interesse liegt und somit Genehmigungsverfahren erleichtert werden. Aus E.ON-Sicht sind weitere Reformen im EnWG nötig, unter anderem, um den Netzanschluss von neuen Anlagen und Batterien effizienter zu regeln.

Die Anforderungen an den Schutz kritischer Infrastruktur vor Cyberangriffen wurde durch die Umsetzung der europäischen **NIS-2-Richtlinie ins nationale Recht** neu geregelt. E.ON begrüßt als Betreiber kritischer Infrastrukturen die Maßnahmen zum Schutz der öffentlichen Ordnung und Sicherheit grundsätzlich.

Mit der Veröffentlichung des **Eckpunktepapiers „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert“** (NEST-Prozess) Anfang 2024 hatte die Bundesnetzagentur (BNetzA) einen Prozess zur Überprüfung des aktuellen Regulierungsrahmens im Hinblick auf die fünfte Regulierungsperiode (Gas ab 2028, Strom ab 2029) für Verteilnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber gestartet. Mit dieser Evaluierung reagierte die BNetzA auf das Auslaufen des bisherigen Verordnungsrahmens aus Anreizregulierungs- und Netzentgeltverordnung, der infolge eines Urteils des Europäischen Gerichtshofs nur noch befristet bis zum Ende der vierten Regulierungsperiode zur Anwendung kommt. Die im Rahmen dieses Prozesses seitdem intensiv diskutierten Veränderungen betreffen neben der allgemeinen Kostenanerkennung auch alle regulatorischen Großparameter wie zum Beispiel die regulatorische Kapitalverzinsung, die künftige Anwendung von allgemeinen und individuellen Effizienzvorgaben in der Anreizregulierung, aber auch die seitens der BNetzA geplante bessere Berücksichtigung von energiewendebedingten Betriebskostenerhöhungen. Nach Veröffentlichung erster Festlegungsentwürfe im Sommer 2025 hat die BNetzA im

Dezember 2025 erste finale Festlegungen dieses umfassenden Festlegungspakets zur Neuregelung des Regulierungsrahmens für Verteilnetzbetreiber veröffentlicht. Hierbei handelte es sich um die finale Rahmenfestlegung (RAMEN Strom und RAMEN Gas), die finale Strom-beziehungsweise Gasnetzentgeltfestlegung (Strom/GasNEF) und die finalen Methodenfestlegungen zum Effizienzvergleich, zur Kapitalverzinsung und zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (Xgen). Teile dieser Festlegungen lassen die Branche und auch die Verteilnetzbetreiber der E.ON-Gruppe derzeit in erster Instanz durch das Oberlandesgericht Düsseldorf überprüfen, sodass diese Festlegungen für die fünfte Regulierungsperiode noch nicht rechtskräftig sind. Bis Ende 2028 werden zudem weitere Methoden- und Einzelfestlegungen erwartet, die zusammen dann den zukünftigen Regulierungsrahmen für Strom- und Gasverteilnetzbetreiber ab der fünften Regulierungsperiode bilden. Dieser fortlaufende Prozess wird durch E.ON eng begleitet, und potenzielle Auswirkungen auf die Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage des Konzerns (Kapitel [Segmentinformationen →](#) und [Konzerninformationen →](#)) werden im [Risiko- und Chancenbericht →](#) kontinuierlich analysiert.

Neben diesen für die Netzbetreiber relevanten Erlösvorgaben hat die BNetzA am 12. Mai 2025 ein Diskussionspapier zur **Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom** (AgNeS) veröffentlicht. Mit diesem soll die allgemeine Netzentgeltsystematik mit Blick auf die Energiewende zukunftsfähig gestaltet werden. Die Netzentgeltsystematik ist für Netznutzer von besonderer Bedeutung, weil hiermit die Netzkosten auf die einzelnen Nutzergruppen aufgeteilt werden. In die Überlegungen zur Allgemeinen Netzentgeltsystematik wurde mittlerweile auch die Diskussion rund um die Industrienetzentgelte integriert, die die Bundesnetzagentur bereits einige Monate zuvor gestartet hatte. Mit ihrem ersten Diskussionspapier hat die Bundesnetzagentur im Mai 2025 ihre ersten Impulse für eine neue Netzentgeltsystematik gegeben. Prozessual bindet die Bundesnetzagentur in ihrem mehrstufigen Konsultationsverfahren diverse Marktteilnehmer ein. Dazu hat die Behörde im Dezember 2025 mit den ersten Workshops zu ausgewählten Aspekten im Zusammenhang mit der Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik begonnen. Diese werden im Verlauf des Jahres 2026 fortgesetzt, unter anderem zu den Themenschwerpunkten der verursachungsgerechten Berücksichtigung aller Netzkunden (unter anderem dezentraler Einspeisung aus erneuerbaren Energien und Speichern) sowie der Möglichkeit zur Dynamisierung der Netzentgelte. E.ON wird diesen Prozess weiterhin eng begleiten und mitgestalten.

Die BNetzA hat Mitte Januar 2026 ein erstes Eckpunktepapier zum **Festlegungsverfahren BRÜCKEN** (BK9-25/618) veröffentlicht, um die regulatorische Behandlung von Rückstellungen für die Stilllegung und den unvermeidbaren Rückbau von Erdgasnetzen zu regeln. Zuführungen und Auflösungen solcher Rückstellungen sollen bereits ab 2025 regulatorisch anerkannt werden, auf Basis der tatsächlich gebildeten Rückstellungen, jedoch erst ab 2028 mit einem entsprechenden Zeitverzug. Die Anerkennung ist auf notwendige Maßnahmen beschränkt; eine eigene Definition des unvermeidbaren Rückbaus erfolgt nicht, da diese aus § 48b EnWG-E



abgeleitet werden soll. Wie im NEST-Prozess wird auch hier mit der Veröffentlichung eines darauf aufbauenden Festlegungsentwurfs durch die BNetzA im weiteren Verlauf des Jahres 2026 gerechnet. In diesem werden die bisherigen Aspekte und Anregungen aus dem Eckpunktepapier unter Berücksichtigung der eingereichten Stellungnahmen dann weiter konkretisiert.

Großbritannien

Die neue Regierung konzentrierte sich im Jahr 2025 weiterhin auf die Umsetzung ihrer Clean Power Mission, die vorsieht, dass bis 2030 rund 95 Prozent des Strombedarfs durch CO₂-arme Energie gedeckt werden sollen. Später in diesem Jahr fand eine weitere Auktionsrunde für erneuerbare Energien statt. Sie wird entscheidend dafür sein, ob das 2030-Ziel erreicht werden kann. Parallel dazu wurde die endgültige Investitionsentscheidung für den Bau des Kernkraftwerks Sizewell C getroffen. Die Bezahlbarkeit von Energie bleibt eine zentrale politische Herausforderung für die Regierung – sowohl für Haushalte als auch für Unternehmen. Zunehmend setzt sich die Erkenntnis durch, dass die hohen Stromkosten gesenkt werden müssen, um die Lebenshaltungskosten zu reduzieren und die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit zu stärken. Dies könnte dazu führen, dass die Regierung Maßnahmen ergreift, um insbesondere bei staatlichen Abgaben und Steuern eine Entlastung für Kundinnen und Kunden herbeizuführen. Aus Sicht von E.ON ist es entscheidend, Bezahlbarkeit und Dekarbonisierung gemeinsam zu denken: Eine konsequente Senkung struktureller Kosten und der gezielte Einsatz flexibler, steuerbarer Technologien sind zentrale Voraussetzungen, um die Energiewende wirtschaftlich tragfähig umzusetzen und Eingriffe in den Markt zu begrenzen.

Niederlande

Nach einer kurzen Amtszeit ist im Jahr 2025 das erste Kabinett nach Mark Rutte, bestehend aus drei bislang nicht an der Regierung beteiligten Parteien, zerbrochen. Die Bildung einer neuen Koalition erfolgte vor dem Hintergrund erheblicher energie- und klimapolitischer Herausforderungen. Die nationalen Klimaziele sind im Jahr 2025 weiter unter Druck geraten, insbesondere aufgrund begrenzter Netzkapazitäten und regulatorischer Rahmenbedingungen, die den Ausbau neuer Energieinfrastruktur erschweren. Gleichzeitig wurden wichtige regulatorische Weichenstellungen vorgenommen: Das neue Energiegesetz zur Umsetzung des europäischen Clean Energy Package trat am 1. Januar 2026 in Kraft und wird in den Folgejahren schrittweise in der Praxis umgesetzt. Ziel ist es, die Energiewende voranzubringen und zugleich die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie zu stärken. Auch das neue Wärmegesetz hat im Jahr 2025 wesentliche Phasen des politischen Verfahrens durchlaufen. Zur Abfederung sozialer Härten wurden im Jahr 2025 zum dritten Mal in Folge einkommensschwache Haushalte über einen Energie-Notfallfonds unterstützt. Die politischen und regulatorischen Entwicklungen in den

Niederlanden unterstützen grundsätzlich die strategische Ausrichtung von E.ON, insbesondere mit Blick auf die Verbindung von Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und bezahlbarer Energie.

Schweden

Die aktuelle Regierung hatte im September ihren letzten Haushalt dieser Legislaturperiode vorgelegt. Einen Haushalt, der auf Wachstum abzielt und umfangreiche Steuersenkungen auf Lebensmittel und Strom beinhaltet. Im Laufe des Jahres hat die Regierung weiterhin auf die Förderung neuer Kernenergie gesetzt einschließlich der Einführung eines Unterstützungsmechanismus für den Bau neuer Kernkraftwerke. Zudem wurde die Möglichkeit geschaffen, Kernkraftwerke an mehr Standorten, als den bisher drei zulässigen, zu errichten. Die Regierung hat deutlich gemacht, dass während ihrer Amtszeit der erste Spatenstich für neue Kernkraft erfolgen soll. Der im September vorgelegte Haushalt umfasst außerdem höhere Investitionen in Kraft-Wärme-Kopplung, zum Beispiel durch erhöhte Produktionsförderungen und niedrigere Stromsteuern für alle Verbraucher. Vor der Wahl kündigte die Regierung zudem neue Gesetzgebungen für den Strommarkt und für Kunden ohne aktive Tarifwahl an. E.ON begrüßt den von der Regierung vorgelegten Haushalt. Hervorzuheben sind dabei die Ziele in Bezug auf Fernwärme und die Förderung neuer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen für unser Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions.

Zusammenfassende Beurteilung der wirtschaftlichen sowie der politischen Rahmenbedingungen

Das abgelaufene Geschäftsjahr war von einem anhaltend schwachen gesamtwirtschaftlichen Umfeld geprägt. Dennoch hat E.ON vor diesem Hintergrund auf Konzernebene seine Prognoseziele für das Jahr 2025 erreicht. Weitere Details hierzu können den [Segment →](#) und [Konzerninformationen →](#) entnommen werden. Darüber hinaus beobachten und analysieren wir kontinuierlich die energiepolitischen Entwicklungen auf EU-Ebene, in Deutschland sowie in den für den Konzern relevanten Märkten und bewerten deren potenzielle Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit und die strategische Ausrichtung.



Besondere Ereignisse

Besondere Ereignisse im Berichtszeitraum

E.ON begibt mehrere Anleihen

Im Geschäftsjahr 2025 hat E.ON erfolgreich mehrere Euro-Anleihen mit einem Gesamtvolumen von 2,85 Mrd € emittiert:

- 850 Mio € Anleihe mit einer Fälligkeit im April 2033 und einem 3,5-Prozent-Kupon per annum (begeben im Januar 2025)
- 900 Mio € grüne Anleihe mit einer Fälligkeit im Januar 2040 und einem 4,0-Prozent-Kupon per annum (begeben im Januar 2025)
- 500 Mio € grüne Anleihe mit einer Fälligkeit im September 2031 und einem 3,0-Prozent-Kupon per annum (begeben im August 2025)
- 600 Mio € grüne Anleihe mit einer Fälligkeit im September 2035 und einem 3,5-Prozent-Kupon per annum (begeben im August 2025)

Im Oktober 2025 hat E.ON erstmals eine grüne Anleihe im Rahmen des neu aufgelegten Australian Dollar Medium Term Note (AMTN) Programme begeben. Die Anleihe in Höhe von 500 Mio AUD hat eine Laufzeit von zehn Jahren, einen Kupon von 5,461 Prozent und ist vollständig zins- und währungsgesichert.

Sowohl das Schuldscheindarlehen (siehe unten) als auch die unter dem AMTN Programme begebene grüne Anleihe tragen zur weiteren Diversifizierung der Investorenbasis bei. Zugleich hat E.ON über 70 Prozent seines Finanzierungsbedarfs des abgelaufenen Geschäftsjahres mit grünen Anleihen gedeckt und den diesbezüglichen Zielwert von über 50 Prozent erneut deutlich übertroffen.

Schuldscheindarlehen begeben

Am 9. April 2025 hat E.ON ein Schuldscheindarlehen mit variablem Zinssatz und einem Volumen von 102 Mio € abgeschlossen. Die Finanzierung hat eine Laufzeit von sechs Jahren.

Syndizierte Kreditlinie neu abgeschlossen

E.ON hat im Mai 2025 erfolgreich eine neue syndizierte Kreditlinie über 4,7 Mrd € mit einer Laufzeit von fünf Jahren und zwei Optionen zur Laufzeitverlängerung um jeweils ein Jahr abgeschlossen. Darüber hinaus kann das Kreditvolumen während der Vertragslaufzeit um bis zu 1 Mrd € erhöht werden. Die Kreditlinie dient der Liquiditätssicherung des Konzerns. Sie löst die bisherige syndizierte Kreditlinie in Höhe von 3,5 Mrd € mit Fälligkeit im Oktober 2026 vorzeitig ab. Das Volumen wurde auf 4,7 Mrd € erhöht, um den organischen Wachstumspfad von E.ON zu unterstützen.

Veröffentlichung eines neuen Green Financing Frameworks

Am 3. November 2025 veröffentlichte E.ON ein neues Green Financing Framework. Dieses neue Framework ersetzt das bisher bestehende Green Bond Framework. Das Green Financing Framework konzentriert sich auf die Stromverteilungsnetze von E.ON und erfasst die mit der EU-Taxonomie in Einklang stehenden Aktivitäten nicht nur in Deutschland und Schweden, sondern auch in der Tschechischen Republik und in Polen. Darüber hinaus kann E.ON von nun an unter dem Rahmenwerk ein breiteres Spektrum an nachhaltigen Finanzierungsinstrumenten begeben. Die Ratingagentur Moody's hat eine Second Party Opinion (SPO) über die Nachhaltigkeitsmerkmale des neuen Rahmenwerks veröffentlicht und das Framework mit der höchstmöglichen Nachhaltigkeitsbewertung, dem „Sustainability Quality Score SQS1 Excellent“, ausgezeichnet. Die Bewertung von Moody's bestätigt zudem, dass die unter dem Framework finanzierten Aktivitäten in vollständiger Übereinstimmung mit der EU-Taxonomie stehen.

Aufhebung der Vereinbarung über den Verkauf des Energy-Retail-Geschäfts in Rumänien

E.ON hatte am 16. Dezember 2024 eine Vereinbarung zum Verkauf ihrer 68-prozentigen Beteiligung an der E.ON Energie România S.A. (E.ON Energie România S.A. berichtet im operativen Segment Energy Retail – Sonstige) und ihrer 98-prozentigen Beteiligung an der E.ON Asist Complet S.A. (nicht konsolidiert) an die MVM Group geschlossen. Seit dem vierten Quartal 2024 wurde das Geschäft als Veräußerungsgruppe gemäß IFRS 5 klassifiziert.

Im vierten Quartal 2025 hat E.ON die Entscheidung von MVM zur Kenntnis genommen, ihren Antrag auf Genehmigung für ausländische Direktinvestitionen in Rumänien zurückzuziehen. Diese



Genehmigung sowie die Bewilligung durch die Europäische Kommission waren Voraussetzung für den Abschluss der Transaktion. Da beide Genehmigungen nicht erteilt worden sind, haben E.ON und MVM sich darauf geeinigt, den Kaufvertrag aufzuheben.

Dementsprechend erfüllt das Energy-Retail-Geschäft in Rumänien per 31. Dezember 2025 nicht mehr die Kriterien des IFRS 5.7-9 und wird somit nicht mehr als zur Veräußerung gehalten klassifiziert. Daher waren für das Geschäftsjahr 2025 planmäßige Abschreibungen in Höhe von rund -9 Mio € auf die abschreibbaren Vermögenswerte aufzuholen, die zuvor Bestandteil der Veräußerungsgruppe waren und für die in dieser Zeit gemäß IFRS 5.25 ein Verbot planmäßiger Abschreibungen galt.

Vereinbarung über den Verkauf des Gasverteilnetzes in der Tschechischen Republik

E.ON hat im September 2025 eine Vereinbarung mit GasNet, s.r.o (ein Unternehmen der ČEZ-Gruppe) zum Verkauf ihrer 100-prozentigen Beteiligung an der Gas Distribution s.r.o geschlossen. Die Gesellschaft ist Teil des Segments Energy Networks Zentral-Osteuropa. Die Transaktion stand unter dem Vorbehalt der erforderlichen Genehmigungen und sollte zu Beginn des ersten Quartals des Jahres 2026 abgeschlossen werden. Aus vorgenannten Gründen kommt es zum Ausweis des Geschäfts als Veräußerungsgruppe gemäß IFRS 5. Diese Klassifizierung wurde erstmals zum 30. September 2025 vorgenommen und bleibt bis zum Closing der Transaktion bestehen. Weder zum 30. September noch zum 31. Dezember 2025 war eine außerplanmäßige Abschreibung der Veräußerungsgruppe auf den beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten zu erfassen. Weitere Informationen zum Closing der Transaktion am 15. Januar 2026 werden auf der folgenden Seite beschrieben.

Entkonsolidierung der NEW AG

Im Rahmen der strategischen Weiterentwicklung der Beteiligungsstruktur wurde die bisher vollkonsolidierte Beteiligung an der NEW AG sowie ihren Tochterunternehmen der NEW-Gruppe zum 30. September 2025 entkonsolidiert. Die bislang in den beiden Segmenten Energy Networks – Deutschland und Energy Retail – Deutschland erfassten Geschäftstätigkeiten werden fortan gemäß IAS 28 als at equity bilanzierte Beteiligung im Segment Energy Networks – Deutschland ausgewiesen. Die Umstellung spiegelt die veränderten Kontrollrechte der Beteiligung wider und erfolgte auf Basis einer Neubewertung der Beteiligung zum aktuellen Fair Value.

Aus der Entkonsolidierung resultierte ein Verlust in Höhe von zirka 400 Mio €, der vollständig auf die Neubewertung der verbleibenden Anteile zum beizulegenden Zeitwert entfällt und unter den

sonstigen betrieblichen Aufwendungen im neutralen Ergebnis ausgewiesen wird. Das Entkonsolidierungsergebnis ist im Wesentlichen technisch bedingt und resultiert aus der Allokation des abgehenden Goodwills der betroffenen Segmente auf Basis der relativen Wertverhältnisse nach IAS 36.86.

Besondere Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

E.ON schließt zum Jahresbeginn erfolgreich zwei Finanzierungen ab

Anfang Januar 2026 hat E.ON erfolgreich zwei Anleihetranchen mit einem Gesamtvolumen von 1,6 Mrd € emittiert:

- 750 Mio € Anleihe mit Fälligkeit im Januar 2034 und einem 3,448-Prozent-Kupon per annum
- 850 Mio € grüne Anleihe mit Fälligkeit im Januar 2038 und einem 3,895-Prozent-Kupon per annum

Die grüne Anleihe ist die erste Emission im Rahmen des Green Financing Frameworks von E.ON, welches im November 2025 veröffentlicht wurde. Mit dieser Transaktion hat E.ON frühzeitig einen Teil des Finanzierungsbedarfs für 2026 gesichert.

Darüber hinaus hat E.ON am 23. Januar 2026 ein Schuldscheindarlehen mit variablem Zinssatz und einem Volumen von 300 Mio € abgeschlossen. Die Finanzierung hat eine Laufzeit von sechs Jahren.

Veräußerung des Gasverteilnetzes in der Tschechischen Republik vollzogen

Wir berichteten im Kapitel zuvor über den vereinbarten Verkauf des Gasverteilnetzes in der Tschechischen Republik. Zwischenzeitlich wurde die Transaktion zum 15. Januar 2026 vollzogen. Es resultierte ein Veräußerungserfolg im niedrigen dreistelligen Millionenbereich. Insoweit ergibt sich zum Stichtag kein Wertminderungsbedarf.



Segmentinformationen

Wir sind eines der größten europäischen Energieunternehmen mit rund 78.300 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern⁴ in den drei Geschäftsfeldern Energy Networks, Energy Infrastructure Solutions, Energy Retail und dem Bereich Corporate Functions. Mit unserem 1,2 Millionen Kilometer langen Energieverteilnetz und unseren 33,3 Millionen Kundinnen und Kunden⁵ übernehmen wir eine führende Rolle bei der Gestaltung einer grünen, digitalen und dezentralen Energiewelt. It's on us: damit neue Energie funktioniert.

Marktpositionen im Geschäftsjahr 2025

- **Marktposition nach Ländern**

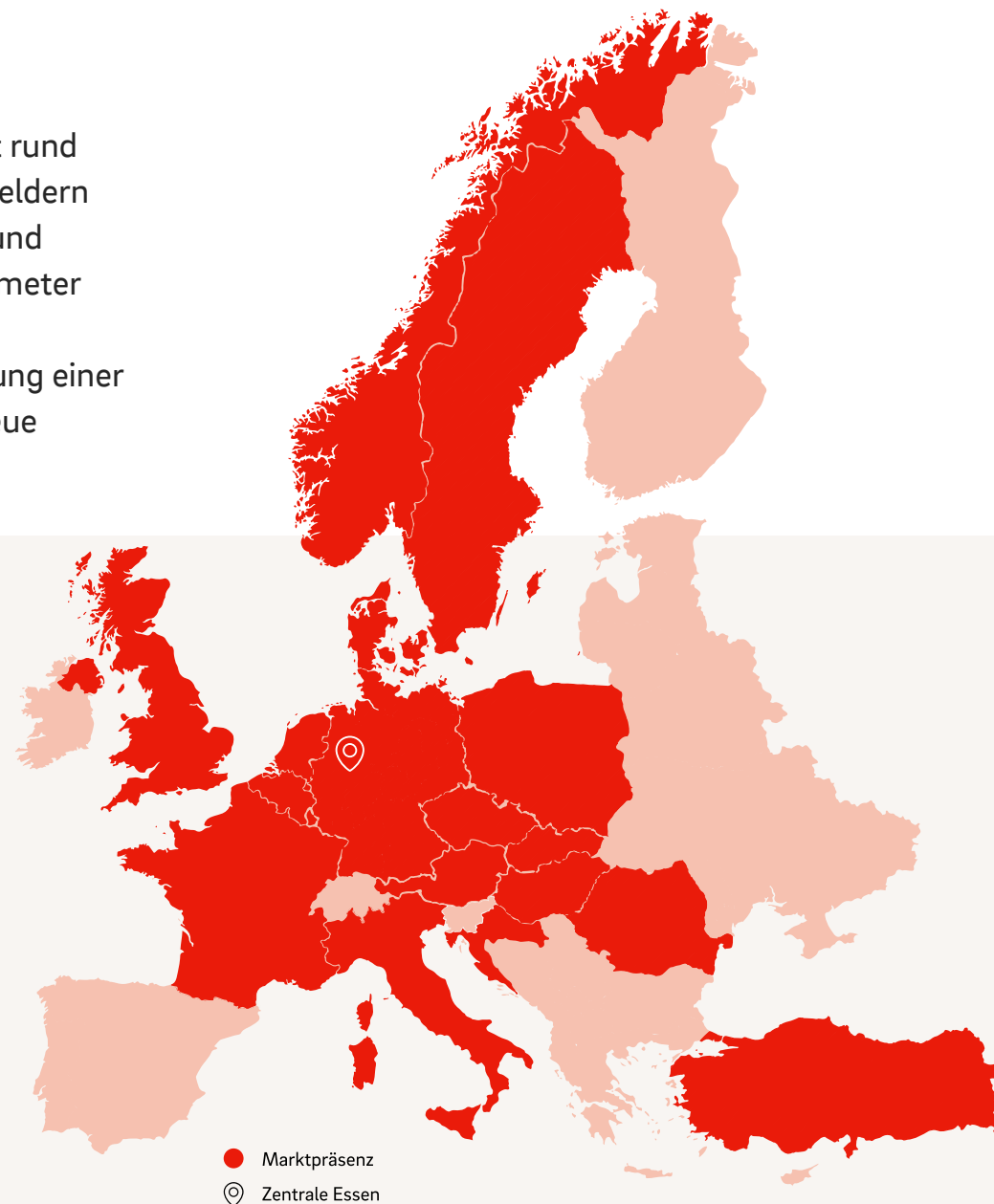
Als Playmaker der Energiewende ist E.ON in weiten Teilen Europas aktiv. Die ertragsstärksten Märkte sind Deutschland, Großbritannien, Niederlande, Schweden und Tschechien.

- **Marktposition nach Kunden⁵**

Gemessen an der Anzahl der Strom- und Gaskunden belegte E.ON in Deutschland (12,9 Mio) und den Niederlanden (4,0 Mio) als größtes Energieunternehmen den 1. Platz und in Großbritannien (8,3 Mio) den 3. Platz.

- **Marktposition nach Netzkilometern⁵**

E.ON hat in Deutschland das längste Strom- und Gasnetz (780.000 km) und ist somit der größte Verteilnetzbetreiber. In Schweden sind wir mit unserem Stromnetz (144.000 km) einer der drei größten Verteilnetzbetreiber.



⁴ FTE – Full Time Equivalent

⁵ Exklusive der Netzlängen und Kunden in der Türkei und Slowakei sowie der NEW-Gruppe.

Energy Networks

Geschäftsmodell⁶

Im Geschäftsfeld Energy Networks werden die Verteilnetze für Strom und Gas und die damit verbundenen Aktivitäten zusammengefasst. Die Verteilnetze bilden das Rückgrat der Energiewende. E.ON betreibt Energienetze in den regionalen Märkten Deutschland, Schweden, Zentral-Osteuropa mit den Ländern Tschechien, Polen und der At-equity-Beteiligung in der Slowakei und Süd-Osteuropa mit den Ländern Ungarn, Kroatien, Rumänien und der At-equity-Beteiligung Enerjisa Enerji in der Türkei. Zu den Hauptaufgaben innerhalb dieses Geschäftsfelds gehören der verlässliche Betrieb der Strom- und Gasnetze, die Durchführung aller erforderlichen Instandhaltungs- und Wartungsmaßnahmen sowie der Ausbau der Strom- und Gasnetze, oft im Zusammenhang mit der Realisierung von Kundenanschlüssen und der Anbindung von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung erneuerbarer Energie.

Zudem umfasst unsere vorgelagerte Wertschöpfungskette im Wesentlichen Waren und Dienstleistungen für den Betrieb, die Aufrechterhaltung und den Ausbau unserer Strom- und Gasverteilnetze.

Ausgewählte Highlights im Geschäftsjahr 2025

- **Investitionen in die Energiewende erhöht**

Die Investitionen des Geschäftsfelds Energy Networks sind um 20 Prozent gegenüber dem Vorjahr gestiegen und im Wesentlichen in Projekte rund um die Energiewende geflossen.

- **Bereinigtes EBITDA hat Prognose leicht übertroffen**

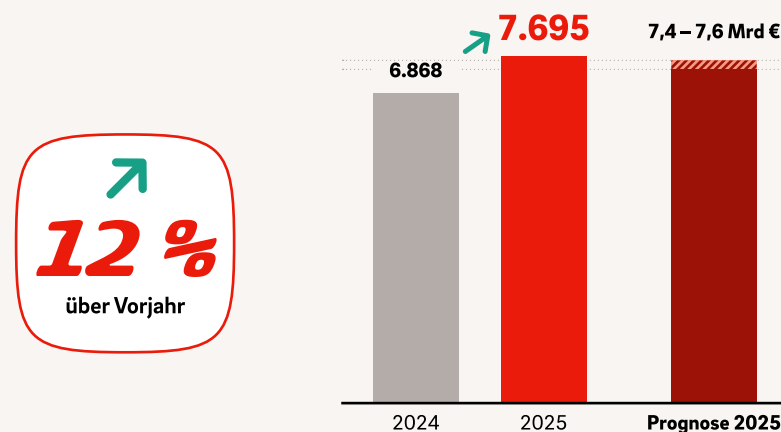
Das bereinigte EBITDA lag 12 Prozent über Vorjahr. Zu dieser positiven Entwicklung hat unter anderem die wachsende regulierte Vermögensbasis infolge kontinuierlicher Investitionen beigetragen – mit einem besonderen Fokus auf Deutschland.

- **Wir sind der Playmaker der Energiewende und machen unsere Netze digitaler**

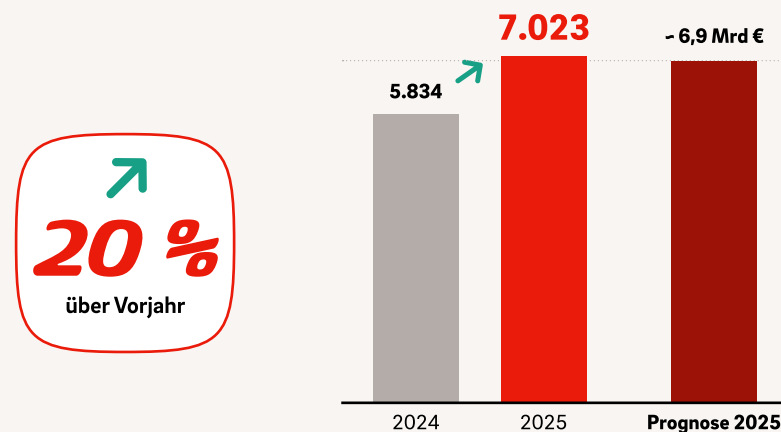
Im Sommer 2025 wurde die 10.000ste digitale Ortsnetzstation nach neuem Konzernstandard im deutschen Netzgebiet von E.ON in Betrieb genommen.

⁶ Dieser Abschnitt ist auch Bestandteil des Nachhaltigkeitsberichts. Es sind Angaben zu den ESRS-Angabepflichten ESRS 2 SBM-1 Tz. 40a i. und ii. und Tz. 42 enthalten.

Bereinigtes EBITDA (in Mio €)



Investitionen (in Mio €)





Ausgewählte Projekte des Geschäftsfelds Energy Networks

E.ON stärkt die Energiewende durch Milliardeninvestitionen und Digitalisierung

Mit einer umfangreichen Beschaffungsinitiative treibt E.ON den Fortschritt der Energiewende in Deutschland für dieses Jahrzehnt und darüber hinaus voran. Dafür wurden langfristige Verträge mit deutschen und europäischen Herstellern über Kernkomponenten für den Ausbau und die Modernisierung der Infrastruktur geschlossen.

Zum Umfang der Beschaffung zählen unter anderem mehr als 100.000 Kilometer Mittel- und Niederspannungskabel, mehrere 10.000 digitale Ortsnetzstationen, mehr als 500 Mittelspannungsleistungsschalteranlagen für Umspannwerke sowie rund 29.000 Verteil- und Leistungstransformatoren. Mit der Integration dieser Komponenten in das deutsche Verteilnetz ermöglicht E.ON den Anschluss zahlreicher weiterer Wind- und Solarparks, den weiteren Hochlauf von Elektromobilität und Wärmepumpen sowie Batteriespeichern oder Rechenzentren.

Ein zentraler Teil der Beschaffungsinitiative sind die Standardisierung von Komponenten und die Digitalisierung der Netz- und Systemlandschaft. Die Reduzierung von technischen Varianten verbessert die Planbarkeit und die Produktionsprozesse bei den Herstellern. Zudem ergibt sich insgesamt eine Beschleunigung des Netzausbaus und der Netzmodernisierung. Mit der Beschaffungsinitiative leistet E.ON als Netzbetreiber einen Beitrag, um die Energiewende in Deutschland voranzubringen und wirtschaftlich zu gestalten. Allerdings bedeuten die wachsenden Anforderungen an die Netzinfrastruktur auch, sie stetig weiterzuentwickeln, damit in Europa eine sichere, unabhängige und bezahlbare Energieversorgung gewährleistet ist – für unsere Kundinnen und Kunden.

10.000ste digitale Ortsnetzstation in Deutschland in Betrieb genommen

Im Juli 2025 wurde die 10.000ste digitale Ortsnetzstation nach neuem Konzernstandard im deutschen Netzgebiet von E.ON in Betrieb genommen. Ein bedeutender Fortschritt, denn mit der stark wachsenden Zahl von Photovoltaikanlagen, Batteriespeichern, Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen steigen auch die Anforderungen besonders an die Verteilnetze: E.ON hat vor Kurzem die zweimillionste Erneuerbare-Energien-Anlage an seine Netze in Deutschland angeschlossen, das entspricht einer Gesamtleistung von mehr als 100 Gigawatt. Um die Verteilnetze trotzdem sicher und effizient zu betreiben und so die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sind Messwerte aus intelligenten Betriebsmitteln sowie den digitalen Ortsnetzstationen erforderlich.

Drohnen – smarte Alltagshelfer für die Netze

Drohnen bieten einen erheblichen Mehrwert unter anderem beim Befliegen von Freileitungen und Strommasten, bei der Überwachung unserer Baustellen sowie bei der kontinuierlichen Verbesserung der Arbeitssicherheit. Aktuell sind bereits rund 245 Drohnen für unterschiedliche Anwendungsfälle in unseren deutschen Netzgesellschaften im Einsatz. Sie erzeugen beispielsweise hochauflösendes Bildmaterial für KI-Anwendungen, wie die automatisierte Erkennung von Schäden.



Eine Drohne wird für den Einsatz vorbereitet

Entwicklung der operativen Kennzahlen

Netzlängen und -kunden

Die Länge des Stromnetzes von E.ON in Deutschland lag mit rund 686.000 Kilometern leicht unter dem Vorjahr (rund 692.000 Kilometer). Im Versorgungsgebiet gab es zum Jahresende rund 14,2 Millionen Netzkunden im Stromnetz (Vorjahr: rund 14,8 Millionen). Das deutsche Gasnetz von E.ON beträgt rund 94.000 Kilometer (Vorjahr: rund 98.000 Kilometer) und auch die Anzahl der Netzkunden im Gasnetz ist mit rund 1,7 Millionen gegenüber dem Vorjahr (rund 1,9 Millionen) leicht gesunken. Die Rückgänge standen im Wesentlichen im Zusammenhang mit der Entkonsolidierung der NEW-Gruppe.

In Schweden betrug die Länge des E.ON-Stromnetzes rund 144.000 Kilometer (Vorjahr: rund 143.000 Kilometer) und die Anzahl der Kunden im Stromverteilnetz blieb gegenüber dem Vorjahr unverändert bei rund 1,1 Millionen Kunden.

Das Stromnetz von E.ON in Zentral-Osteuropa hat eine Gesamtlänge von rund 87.000 Kilometern (Vorjahr: rund 87.000 Kilometer) und wir versorgen damit rund 2,8 Millionen Netzkunden (Vorjahr: rund 2,7 Millionen). Die von E.ON betriebenen Gasnetze sind rund 4.600 Kilometer lang (Vorjahr: rund 4.600 Kilometer) und die Anzahl der Netzkunden im Gasbereich beläuft sich wie auch im Vorjahr auf rund 0,1 Millionen.

In Süd-Osteuropa betreibt E.ON Stromnetze mit einer Gesamtlänge von rund 163.000 Kilometern (Vorjahr: rund 162.000 Kilometer) und versorgt damit nahezu unverändert gegenüber dem Vorjahr rund 5,1 Millionen Netzkunden. Die von E.ON betriebenen Gasnetze sind rund 47.000 Kilometer (Vorjahr: rund 46.000 Kilometer) lang und die Anzahl der Netzkunden im Gasbereich beträgt wie auch im Vorjahr rund 2,7 Millionen.

Durchgeleitete Strom- und Gasmengen

Die durchgeleiteten Strommengen (292,0 Mrd kWh) lagen insgesamt leicht unter dem Vorjahr (296,4 Mrd kWh). Maßgeblich für den Rückgang war der kontinuierliche Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten, der insbesondere im industriellen und gewerblichen Bereich zu einer zunehmenden Eigenverbrauchsquote beitrug. Darüber hinaus wirkte sich die anhaltend schwache Konjunktur in Deutschland dämpfend auf die Stromnachfrage und damit auf die Durchleitungsmengen aus. Zudem trug die Entkonsolidierung der NEW-Gruppe ebenso zum Rückgang bei. Im gleichen Zeitraum verzeichneten die durchgeleiteten Gasmengen (199,3 Mrd kWh) einen moderaten Anstieg (Vorjahr: 195,9 Mrd kWh). Einerseits wirkten sich gesunkene und stabilisierte Gaspreise positiv auf den Netzabsatz aus. Andererseits führten kältere Temperaturen als im Vorjahr insbesondere in Ungarn zu einer höheren Nachfrage.

Durchgeleitete Energiemengen¹

in Mrd kWh	Deutschland		Schweden		Zentral-Osteuropa		Süd-Osteuropa		Summe	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
4. Quartal										
Strom	58,0	60,1	9,2	9,2	5,3	5,3	7,5	7,5	80,0	82,1
Netzverluste, Eigenverbrauch etc.	2,0	1,9	0,3	0,3	0,2	0,2	0,5	0,5	3,0	2,9
Gas	48,8	51,1	0,0	0,0	1,0	1,1	13,7	14,3	63,5	66,5
1.–4. Quartal										
Strom	210,8	214,6	32,7	33,3	20,1	19,9	28,4	28,6	292,0	296,4
Netzverluste, Eigenverbrauch etc.	7,3	7,1	1,1	1,1	0,9	0,9	1,7	1,7	11,0	10,8
Gas	156,6	155,6	0,0	0,0	3,1	2,8	39,6	37,5	199,3	195,9

1 Die durchgeleiteten Strommengen weisen wir seit 2025 ohne Netzverluste aus. Die Vorjahreszahl wurde entsprechend angepasst. Bei den durchgeleiteten Gasmengen sind die Netzverluste vernachlässigbar, sodass keine Anpassung der Vorjahreswerte erforderlich war.



Ertrags- und Finanzlage des Geschäftsfelds Energy Networks

Investitionen

Die Ergebnisentwicklung des Geschäftsfelds Energy Networks im Berichtsjahr war maßgeblich durch anhaltend hohe Investitionen in die Energiewende geprägt. Die Investitionen stiegen im Jahr 2025 um 1,2 Mrd € auf 7,0 Mrd € (Vorjahr: 5,8 Mrd €) und flossen in allen Regionen vor allem in Neuanschlüsse und den Netzausbau im Zusammenhang mit der Energiewende. Somit übertrafen die Investitionen die Prognose von ~6,9 Mrd €. Das höhere Investitionsvolumen umfasst zudem den Ausbau, die Modernisierung und die Digitalisierung der Netzinfrastruktur. Zu den im Jahr 2025 vorangetriebenen Digitalisierungsmaßnahmen zählt zum Beispiel die Installation digitaler Ortsnetzstationen. Diese erhöhen die Betriebseffizienz und Netzstabilität, indem Last- und Einspeiseschwankungen besser überwacht und gezielt ausgeglichen werden können. Darüber hinaus erhöhen die Investitionen das Wachstum der regulierten Vermögensbasis.

Außenumsatz

Der Außenumsatz im Geschäftsfeld Energy Networks ist gegenüber dem Vorjahr um 2,6 Mrd € auf 23,2 Mrd € (Vorjahr: 20,7 Mrd €) gestiegen. Zu dieser Entwicklung hat maßgeblich Deutschland aufgrund des Ausbaus der regulierten Vermögensbasis sowie der regulatorischen Anerkennung der Inflation aus Vorjahren beigetragen. Darüber hinaus resultierte die Steigerung des Umsatzes in nahezu allen Märkten außerhalb Deutschlands unter anderem aus positiven Tarifierpassungen und höheren regulatorischen Nachholeffekten.

Bereinigtes EBITDA

Vor diesem Hintergrund stieg das bereinigte EBITDA des Geschäftsfelds Energy Networks um 827 Mio € auf 7.695 Mio € (Vorjahr: 6.868 Mio €). In Deutschland wirkten sich leicht bessere als geplante durchgeleitete Mengen ergebniserhöhend aus, während die im Vorjahr ergebnisbelastenden volumenbedingten Effekte im Berichtsjahr nicht mehr anfielen. Darüber hinaus ergaben sich Erlöse aus der Vereinnahmung höherer regulatorischer Abschreibungen infolge der Anwendung der Festlegung KANU 2.0 (Beschluss der Bundesnetzagentur zur Anpassung kalkulatorischer Nutzungsdauern und Abschreibungsmodalitäten von Erdgasleitungen). Einhergehend mit der zuvor beschriebenen Ausweitung der Investitionen erhöhte sich der operative Aufwand, insbesondere infolge des Aufbaus zusätzlicher Personalressourcen und damit verbunden eines Anstiegs des Personalaufwands sowie höherer Aufwendungen für Digitalisierungsmaßnahmen, was sich negativ auf die Ergebnisentwicklung auswirkte. Darüber hinaus ergaben sich ergebnismindernde Effekte aus der Entkonsolidierung der NEW-Gruppe sowie aus dem Wegfall eines positiven Einmaleffekts im Vorjahr im Zusammenhang mit der Veräußerung von Beteiligungsanteilen.

In Schweden trugen insbesondere Tarifierpassungen zu einem höheren Ergebnis bei. In den Segmenten Zentral- und Süd-Osteuropa wirkten sich wetterbedingt gestiegene durchgeleitete Gasmengen positiv aus. Zusätzlich trugen regulatorische Nachholeffekte – insbesondere für Netzverluste in Ungarn – zu dieser Entwicklung bei.

Damit hat das bereinigte EBITDA des Geschäftsjahres 2025 die Prognose von 7,4 bis 7,6 Mrd € leicht übertroffen.

Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern

Der operative Cashflow vor Zinsen und Steuern folgte im Wesentlichen der Entwicklung des bereinigten EBITDA insbesondere in Deutschland, Zentral- und Süd-Osteuropa, wobei sich in Deutschland leicht gegenläufige Effekte aus Veränderungen des Working Capitals ergaben.

**Energy Networks**

	Deutschland		Schweden		Zentral-Osteuropa		Süd-Osteuropa		Konsolidierung		Summe	
in Mio €	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
4. Quartal												
Außenumsatz	5.454	4.807	355	318	219	355	511	493	–	–	6.539	5.973
Bereinigtes EBITDA	1.436	1.544	207	191	181	168	244	179	-1	-1	2.067	2.081
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	2.030	1.331	309	303	350	179	278	140	–	-1	2.967	1.952
Investitionen	2.281	1.755	195	168	229	177	204	165	2	1	2.911	2.266
1.–4. Quartal												
Außenumsatz	19.391	16.905	1.302	1.179	846	970	1.706	1.637	–	–	23.245	20.691
Bereinigtes EBITDA	5.241	5.008	799	714	748	632	907	514	–	–	7.695	6.868
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	5.471	4.717	876	737	864	597	836	329	–	-1	8.047	6.379
Investitionen	5.344	4.361	588	520	505	463	586	489	–	1	7.023	5.834

Energy Infrastructure Solutions

Geschäftsmodell⁷

Das Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions entwickelt Energie- und Infrastrukturlösungen, um Städte und Gemeinden sowie Gewerbe und Industrien mit Wärme, Strom, Dampf und Kälte zu versorgen. Über die gesamte Wertschöpfungskette – von Planung, Bau und Finanzierung bis hin zum Betrieb und zur laufenden Optimierung von Energieerzeugungs- und Managementsystemen – ist das Geschäftsfeld aktiv.

Das Kerngeschäft liegt im Aufbau, in der Verdichtung und dem Betrieb von Fernwärme- und -kältenetzen (District Heating & Cooling) mit dem Ziel, eine effiziente und klimafreundliche Versorgung sicherzustellen. Zu den wichtigsten Kunden zählen Wohnungsunternehmen, Kommunen, Immobilienentwickler und Privathaushalte.

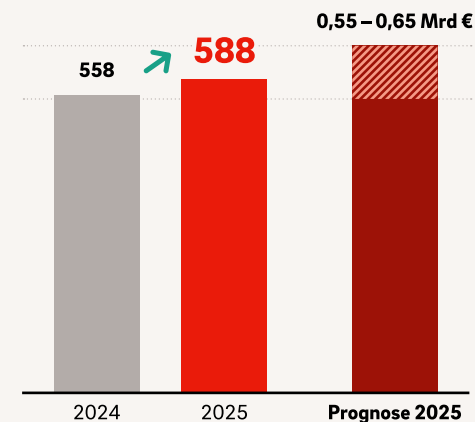
Darüber hinaus bietet das Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions Lösungen für Industrie- und Gewerbekunden (Industry & Commercial Solutions) an, die auf die Energieversorgung ihrer Prozesse und die Steigerung der Energieeffizienz ausgerichtet sind. Dabei sind die Systeme digital mit den Produktionsabläufen synchronisiert, um eine optimierte und zuverlässige Energieversorgung zu gewährleisten. Hierbei kommen moderne Technologien wie zum Beispiel Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, Wärmepumpen und erneuerbare Energien wie Windkraft- und PV-Anlagen sowie Batteriespeicher, gepaart mit umfassenden Ingenieurleistungen, zum Einsatz.

In Großbritannien ergänzen intelligente Stromzähler unser Portfolio (Smart Metering). Sie schaffen Transparenz über den Energieverbrauch und ermöglichen den Zugang zu innovativen Produkten wie Home-Energie-Management-Systemen. Unsere Services umfassen Installation, Austausch, Betrieb und Wartung – und helfen Kundinnen und Kunden, Energie und Kosten zu sparen.

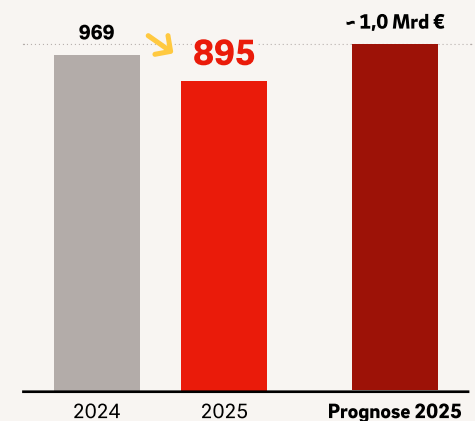
In 14 europäischen Ländern – insbesondere in Deutschland, Skandinavien und Großbritannien – ist unser Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions tätig, das einen wichtigen Beitrag zu langfristig bezahlbaren, klimafreundlichen und zuverlässigen Energieinfrastrukturangeboten leisten soll, die unsere Wachstumsziele nachhaltig unterstützen.

⁷ Dieser Abschnitt ist auch Bestandteil des Nachhaltigkeitsberichts. Es sind Angaben zu den ESRS-Angabepflichten ESRS 2 SBM-1 Tz. 40a i. und ii. und Tz. 42 enthalten.

Bereinigtes EBITDA (in Mio €)



Investitionen (in Mio €)





Ausgewählte Highlights im Geschäftsjahr 2025

- **Solides Wachstum des Außenumsatzes**

Der Außenumsatz ist um rund 5 Prozent im Vergleich zum Vorjahr auf 2.803 Mio € gestiegen. Gründe hierfür waren leicht angestiegene Absatzmengen in Deutschland und die Inbetriebnahme weiterer Anlagen.

- **Wir sind der Playmaker der Energiewende und stehen für die Dekarbonisierung der Fernwärmenetze**

In dem Leuchtturmprojekt United Heat hat sich E.ON zum Ziel gesetzt, ein Fernwärmenetz ländersübergreifend nachhaltig auszubauen (siehe unten).

- **Strategische Partnerschaft mit dem Betreiber von Rechenzentren Cyrus One**

Ziel dieser Partnerschaft ist die Entwicklung und Umsetzung lokaler Energieerzeugungslösungen für Rechenzentren, um Kapazitätsengpässe im Stromnetz zu überwinden (siehe unten).

Ausgewählte Projekte des Geschäftsfelds Energy Infrastructure Solutions

United Heat: grenzüberschreitende Zusammenarbeit bei der Verbindung von Fernwärmenetzen

Zusammen mit den Städten Görlitz (Deutschland) und Zgorzelec (Polen) treibt E.ON die Dekarbonisierung der Fernwärmesysteme grenzüberschreitend voran. Ziel ist der Aufbau eines nachhaltigen Fernwärmenetzes, das vollständig auf erneuerbaren Energien basiert. Durch die Umsetzung innovativer Versorgungsansätze und die Nutzung lokaler, klimaneutraler Technologien sollen jährlich bis zu 50.000 Tonnen CO₂ eingespart werden (davon 18.000 Tonnen auf Seiten von E.ON).

Pionierarbeit für grünen Sport: Sparta Rotterdam

Unser niederländisches Tochterunternehmen Essent und Sparta Rotterdam haben das Fußballstadion „Het Kasteel“ umgestaltet, indem wir ein integriertes Energiesystem mit einem geothermischen Wärmespeicher und über 1.000 Solarmodulen installiert haben. Der Wärmespeicher liefert nicht nur nachhaltige Wärme und Kälte, sondern unterstützt auch die Rasenheizung im Winter, sodass die Energieversorgung des Stadions von Sparta Rotterdam komplett elektrisch betrieben werden kann. Das Projekt stellt eine vollständig nachhaltige Energieversorgung sicher und reduziert den ökologischen Fußabdruck des Stadions deutlich.



Solarmodule auf einem Stadionsdach

Cyrus One: strategische Partnerschaft für intelligente Energieversorgung von Rechenzentren

Um innovative lokale Energieerzeugungslösungen für Rechenzentren zu entwickeln und so Kapazitätsengpässe im Stromnetz zu überwinden, haben wir eine strategische Partnerschaft mit Cyrus One geschlossen, einem global agierenden Eigentümer, Entwickler und Betreiber von Rechenzentren. Gemeinsam mit Cyrus One setzen wir auf moderne Technologien wie das E.ON IQ Energy® Center und integrieren nachhaltige Ansätze wie die Nutzung von Abwärme zur Kühlung, um die Energieeffizienz und CO₂-Neutralität unserer Kundinnen und Kunden zu fördern. Neben diesen Dienstleistungen umfasst unsere Partnerschaft auch Netzdienstleistungen und Power Purchase Agreements. Unser Ziel ist es, im Rahmen dieser Partnerschaft mit einer skalierbaren und resilienten Energieerzeugungslösung Wachstum in den Märkten zu ermöglichen, in denen es ansonsten aufgrund von Netzengpässen nicht möglich ist.



Ertrags- und Finanzlage des Geschäftsfelds Energy Infrastructure Solutions

Abgesetzte Energiemenge

Die an Dritte abgesetzte Energiemenge (Wärme, Strom, Dampf und Kälte) belief sich im Geschäftsjahr 2025 auf 17,6 Mrd kWh (Vorjahr: 16,8 Mrd kWh). Ursächlich für die leicht gestiegenen Absatzmengen waren in Deutschland insbesondere erhöhte Wärmemengen durch vergleichsweise kältere Temperaturen im Jahr 2025 sowie die Neuinbetriebnahme von Anlagen.

Investitionen

Im Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions betrugen die Investitionen 895 Mio € und lagen damit um 74 Mio € unter dem hohen Vorjahreswert (969 Mio €). Der Rückgang ist im Wesentlichen auf das Batteriespeicher-Großprojekt in Uskmouth, Südwest, zurückzuführen. Die zugehörigen Investitionen fielen infolge des Baufortschritts im Vorjahresvergleich geringer aus. Darüber hinaus wurden im Jahr 2025 Projekte an Standorten von Industriekunden in Deutschland abgeschlossen. Dies führte im Vorjahresvergleich ebenfalls zu geringeren Investitionsauszahlungen. Dieser Rückgang wurde durch zusätzliche Wachstumsinvestitionen – vor allem in Deutschland und den Niederlanden – teilweise kompensiert. Die Investitionen lagen leicht unter dem prognostizierten Wert von -1,0 Mrd €, weil Auszahlungen für bestimmte Projekte erst im Jahr 2026 erfolgen.

Außenumsatz

Der Außenumsatz im Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions belief sich im Geschäftsjahr 2025 auf 2.803 Mio € und lag damit um 126 Mio € über dem Vorjahreswert (2.677 Mio €). Leicht angestiegene Absatzmengen und die zuvor genannte Inbetriebnahme weiterer Anlagen in Deutschland sowie Preisanpassungen in Schweden wirkten sich im Vergleich zum Vorjahr positiv auf die Umsatzerlöse aus.

Bereinigtes EBITDA

Das bereinigte EBITDA des Geschäftsfelds Energy Infrastructure Solutions lag im Jahr 2025 bei 588 Mio € und damit leicht über dem Vorjahr (558 Mio €). Dieser Anstieg ist vor allem auf eine verbesserte Anlagenverfügbarkeit insbesondere in Skandinavien und Großbritannien und witterungsbedingte Volumeneffekte im Wärmegeschäft in Deutschland zurückzuführen. Darüber hinaus wirkte sich der weitere Ausbau der Smart-Metering-Infrastruktur in Großbritannien positiv aus. Wegfallende Ergebnisbeiträge aus dem Verkauf kleinerer Anlagen, insbesondere in Deutschland, wirkten gegenläufig. Somit lag das bereinigte EBITDA im Geschäftsjahr 2025 innerhalb des prognostizierten Korridors von 0,55 bis 0,65 Mrd €.

Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern

Der operative Cashflow vor Zinsen und Steuern des Geschäftsfelds Energy Infrastructure Solutions stieg analog der Entwicklung des bereinigten EBITDA und dem Wegfall negativer Einmaleffekte im Working Capital aus dem Vorjahr.

Energy Infrastructure Solutions

in Mio €	2025	2024
4. Quartal		
Außenumsatz	856	852
Bereinigtes EBITDA	189	212
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	139	208
Investitionen	318	302
1.–4. Quartal		
Außenumsatz	2.803	2.677
Bereinigtes EBITDA	588	558
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	597	405
Investitionen	895	969

Energy Retail

Geschäftsmodell⁸

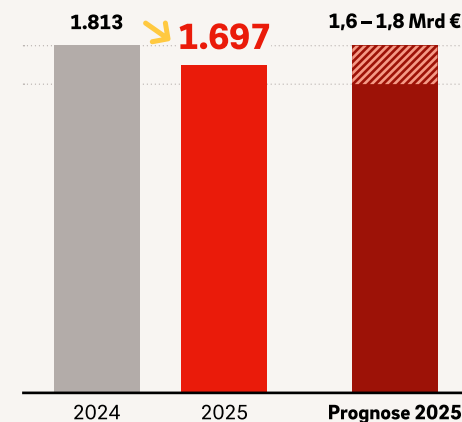
Das Geschäftsfeld Energy Retail umfasst die Energieversorgung der Kundinnen und Kunden in Europa mit Strom und Gas. Die Versorgung mit Gas berücksichtigt sowohl konventionelles als auch klimaneutrales grünes Gas. Darüber hinaus bieten wir nachhaltige Lösungen zur Steigerung der Energieeffizienz, Energieautarkie und Elektromobilität an. E.ON unterstützt Kundinnen und Kunden mit vielfältigen Angeboten – unabhängig davon, ob sie weiterhin auf eine verlässliche klassische Energieversorgung setzen oder den nächsten Schritt in Richtung eigener Anlagen und zusätzlicher Flexibilitätsoptionen gehen. Das Angebot reicht von erneuerbarer Stromversorgung über klimafreundliche Heizlösungen und Elektromobilität bis hin zu Photovoltaik- und Flexibilitätslösungen.

E.ONs Aktivitäten sind auf die individuellen Bedürfnisse der Kundengruppen in den Bereichen Privatkunden, kleine und mittelständische Geschäftskunden sowie große Geschäftskunden und Vertriebspartner ausgerichtet. Dabei ist dieses Geschäftsfeld in die Segmente Deutschland, Großbritannien, Niederlande und Sonstige unterteilt. Das letztgenannte Segment umfasst regionale Vertriebsaktivitäten in Schweden, Italien, Tschechien, Ungarn, Kroatien, Rumänien und Polen. Des Weiteren wird die zentrale Commodity-Beschaffungseinheit des E.ON-Konzerns, E.ON Energy Markets GmbH, im Segment Sonstige ausgewiesen. Ein Ziel von E.ON ist es, die Zufriedenheit der Kundinnen und Kunden zu erhöhen, die Bezahlbarkeit der Energieversorgung sicherzustellen und gemeinsam zur aktiven Gestaltung der europäischen Energiewende beizutragen.

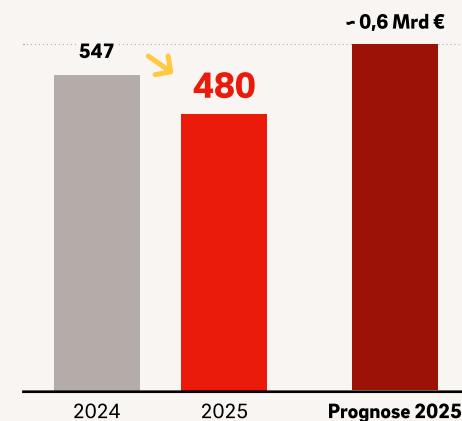
Strom und Gas für unser Energy-Retail-Geschäft beschaffen wir im Wesentlichen auf dem Energie-Großhandelsmarkt, sowohl an den Energiebörsen als auch bilateral (over the counter) von Energiegroßhändlern.

⁸ Dieser Abschnitt ist auch Bestandteil des Nachhaltigkeitsberichts. Es sind Angaben zu den ESRS-Angabepflichten ESRS 2 SBM-1 Tz. 40a i. und ii. und Tz. 42 enthalten.

Bereinigtes EBITDA (in Mio €)



Investitionen (in Mio €)





Ausgewählte Highlights im Geschäftsjahr 2025

- **Investitionen in die Versorgung mit nachhaltigen Lösungen**
Die Investitionen des Geschäftsfelds Energy Retail im Jahr 2025 lagen unter dem Vorjahreswert, was vor allem auf niedrigere Finanzinvestitionen zurückzuführen ist.
- **Bereinigtes EBITDA für das Jahr 2025 innerhalb des prognostizierten Korridors**
Das bereinigte EBITDA lag erwartungsgemäß leicht unter dem Vorjahr. Diese Entwicklung ist maßgeblich auf das Großbritanniengeschäft zurückzuführen.

Ausgewählte Projekte des Geschäftsfelds Energy Retail

E.ON und BMW Group realisieren bidirektionales Laden

Im abgelaufenen Geschäftsjahr hat E.ON gemeinsam mit der BMW Group einen neuen Maßstab für die intelligente Vernetzung von Mobilität und Energie gesetzt. Mit einem kommerziellen Angebot für bidirektionales Laden können Elektrofahrzeuge wie der BMW iX3 nicht nur Strom aufnehmen, sondern auch gezielt ins Netz zurückspeisen. Die Lösung basiert auf einer gemeinsam entwickelten Software sowie einem innovativen Vehicle-to-Grid-Tarif. Die Batterie des BMW iX3 ist flexibel ins Stromnetz eingebunden und kann intelligent gesteuert werden. So können Kundinnen und Kunden neben der einfachen Nutzung des Angebots auch von einer jährlichen Ersparnis profitieren.

Die Technologie für bidirektionales Laden wird strategisch weiterentwickelt und sukzessive in weiteren Modellreihen von BMW verbaut werden. Langfristig ist geplant, das Produkt in eine ganzheitliche Energieplattform zu integrieren, die Ladeinfrastruktur, Photovoltaik, Wärmepumpen und Smart-Home-Systeme intelligent miteinander verbindet.



Laden leicht gemacht

E.ON macht Haushalte zu aktiven Marktteilnehmern – Energie wird steuerbar und profitabel

E.ON hat in Großbritannien in Zusammenarbeit mit dem australischen Start-up Amber das Produkt „Next Solar Max“ auf den Markt gebracht. Dabei handelt es sich um einen dynamischen Stromtarif, der es Privathaushalten ermöglicht, ihre selbsterzeugte Energie zu managen. Das Angebot ist speziell auf Hausbesitzer zugeschnitten, die bereits über Solar- und Batteriesysteme verfügen. So können sie die Strompreise im Halbstundentakt einsehen und fundierte Entscheidungen treffen, wann sie Strom verbrauchen oder speichern möchten oder ihn, zum Beispiel bei steigenden Preisen, aus ihrer Solaranlage oder Batterie zurück ins Netz verkaufen.

Die „Next Solar Max“-App verwaltet automatisch den Energiebedarf jedes Haushalts, lernt aus dessen Gewohnheiten, prognostiziert die Solarstromerzeugung und verfolgt die Energiepreise in Echtzeit. Zudem erstellt die App personalisierte Energiepläne, um den Energieverbrauch der Kunden entsprechend ihrem Lebensstil und ihrem Energiemuster zu optimieren.



E.ON bringt mit Home Comfort Flex-Innovation für Privatkunden an den Start

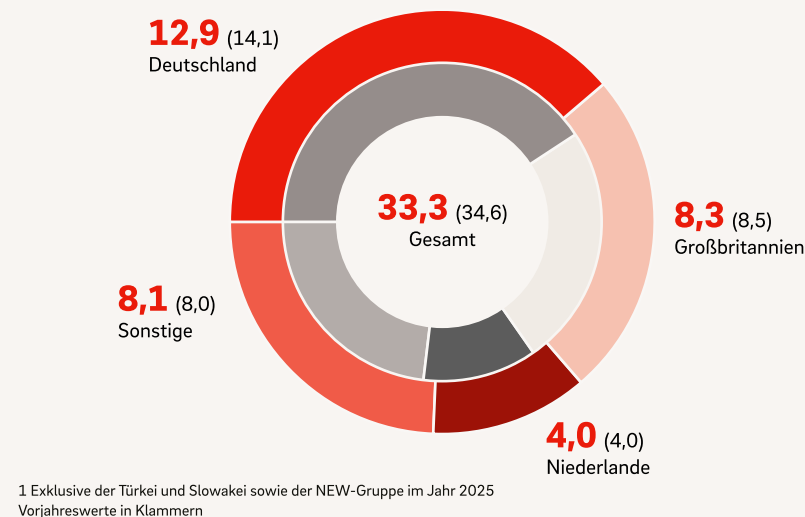
E.ON Home Comfort ist kein gesonderter Energietarif, sondern ein modular aufgebauter Service. Dieser kombiniert einen E.ON Stromtarif mit dem E.ON Home Energiemanager, um Flexibilitäten im Haushalt zu nutzen. Das heißt: Privatkunden können ihre kompatible Wallbox, Wärmepumpe oder Photovoltaikanlage mit Speicher intelligent miteinander verknüpfen. Auf diese Weise ist das System in der Lage, Energieflüsse im Haushalt zu analysieren und Optimierungspotenziale zu erkennen und automatisch zu nutzen. Der Stromverbrauch wird damit in Zeiten geschoben, in denen es für das Energiesystem vorteilhaft ist. Beispielsweise wird das E-Auto nachts geladen, die Wärmepumpe läuft bevorzugt bei geringerer Auslastung des Energiesystems, und zwar ohne dass die Raumtemperatur sinkt, und Solarstrom wird zur optimalen Zeit mit viel Sonnenenergie gespeichert. Über die E.ON Home App behalten Kundinnen und Kunden von E.ON Home Comfort jederzeit den Überblick und können ihre heimischen Energieflüsse auf Wunsch auch selbst steuern. Flexibilität zahlt sich aus und ein Haushalt kann von Einsparungen durch Boni für Energielösungen, Solarstrom-Eigenverbrauchs-Optimierung und reduzierte Netzentgelte profitieren. Im Gegensatz zu dynamischen Tarifen, deren Arbeitspreis pro Kilowattstunde unmittelbar an die aktuelle Entwicklung an der Strombörse gekoppelt ist, können Kundinnen und Kunden bei E.ON Home Comfort einen Tarif mit verlässlichen Kilowattstundenpreisen nutzen und sind so nicht direkt den Schwankungen der Strombörse ausgesetzt.

Entwicklung der operativen Kennzahlen

Entwicklung der Kundenzahlen

Die Gesamtkundenzahl der vollkonsolidierten Gesellschaften im Geschäftsfeld Energy Retail lag bei 33,3 Mio und damit unter Vorjahr (34,6 Mio). Die größte Veränderung verzeichneten wir in Deutschland. Maßgeblich hierfür war die Entkonsolidierung der NEW-Gruppe. Des Weiteren führte die Fokussierung auf einen wertbasierten Akquiseansatz bei Privatkunden sowie kleineren und mittelgroßen Geschäftskunden zu Rückgängen.

Strom- und Gaskunden¹ (in Mio)



Strom- und Gasabsatz

Im Geschäftsjahr 2025 reduzierte sich sowohl der Stromabsatz um rund 32 Mrd kWh auf 181,4 Mrd kWh (Vorjahr: 213,3 Mrd kWh) als auch der Gasabsatz um rund 30 Mrd kWh auf 362,3 Mrd kWh (Vorjahr: 392,3 Mrd kWh).

Ursache hierfür sind die deutlich reduzierten Absatzmengen im Großhandel für Strom und Gas aufgrund unserer vollständig integrierten Portfoliooptimierung. Ebenso sind im Zuge der Realisierung unserer B2B-Strategie und damit verbundener Portfoliovereinigungen weniger Mengen an Industrie- und Geschäftskunden/Vertriebspartner abgesetzt worden. Darüber hinaus verzeichneten wir auch Mengenrückgänge bei Privat- und kleineren Geschäftskunden in Deutschland insbesondere infolge der Entkonsolidierung der NEW-Gruppe. In den Niederlanden ist der Strom- und Gasabsatz bei den Privat- und kleineren Geschäftskunden leicht gestiegen. Dies lag unter anderem an einem höheren Durchschnittsverbrauch, der beim Strom auf die fortschreitende Elektrifizierung zurückzuführen ist.

**Stromabsatz**

	Deutschland		Großbritannien		Niederlande		Sonstige		Summe	
in Mrd kWh	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
4. Quartal										
Privat- und kleinere Geschäftskunden	7,4	8,0	4,7	4,7	2,0	1,8	5,3	5,3	19,4	19,8
Industrie- und Geschäftskunden/Vertriebspartner ¹	4,5	5,5	5,0	5,2	0,2	0,2	2,2	2,5	11,9	13,4
Kundengruppen	11,9	13,5	9,7	9,9	2,2	2,0	7,5	7,8	31,3	33,2
Großhandel	0,8	2,6	0,6	0,7	0,2	0,3	13,0	19,9	14,6	23,5
Summe	12,7	16,1	10,3	10,6	2,4	2,3	20,5	27,7	45,9	56,7
1.–4. Quartal										
Privat- und kleinere Geschäftskunden	28,4	30,4	17,2	17,5	6,5	6,1	18,7	18,8	70,8	72,8
Industrie- und Geschäftskunden/Vertriebspartner ¹	19,1	22,5	19,6	21,3	0,6	0,8	8,3	9,0	47,6	53,6
Kundengruppen	47,5	52,9	36,8	38,8	7,1	6,9	27,0	27,8	118,4	126,4
Großhandel	4,2	6,3	2,3	2,3	0,5	0,9	56,0	77,4	63,0	86,9
Summe	51,7	59,2	39,1	41,1	7,6	7,8	83,0	105,2	181,4	213,3

1 Die Kundengruppen Industrie- und Geschäftskunden sowie Vertriebspartner wurden zusammengefasst. Die Vorjahreswerte wurden entsprechend angepasst.

Gasabsatz

	Deutschland		Großbritannien		Niederlande		Sonstige		Summe	
in Mrd kWh	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
4. Quartal										
Privat- und kleinere Geschäftskunden	11,9	13,3	11,4	12,2	6,1	6,2	10,3	10,6	39,7	42,3
Industrie- und Geschäftskunden/Vertriebspartner ¹	7,4	7,2	4,0	4,4	2,5	3,1	1,7	1,3	15,6	16,0
Kundengruppen	19,3	20,5	15,4	16,6	8,6	9,3	12,0	11,9	55,3	58,3
Großhandel	0,9	1,0	0,4	0,4	0,0	0,1	66,0	49,6	67,3	51,1
Summe	20,2	21,5	15,8	17,0	8,6	9,4	78,0	61,5	122,6	109,4
1.–4. Quartal										
Privat- und kleinere Geschäftskunden	36,5	38,4	34,0	36,2	17,0	16,6	28,6	26,4	116,1	117,6
Industrie- und Geschäftskunden/Vertriebspartner ¹	22,7	23,8	12,7	13,5	8,2	10,5	4,4	4,0	48,0	51,8
Kundengruppen	59,2	62,2	46,7	49,7	25,2	27,1	33,0	30,4	164,1	169,4
Großhandel	3,8	5,6	1,4	1,3	0,2	0,4	192,8	215,6	198,2	222,9
Summe	63,0	67,8	48,1	51,0	25,4	27,5	225,8	246,0	362,3	392,3

1 Die Kundengruppen Industrie- und Geschäftskunden sowie Vertriebspartner wurden zusammengefasst. Die Vorjahreswerte wurden entsprechend angepasst.



Ertrags- und Finanzlage des Geschäftsfelds Energy Retail

Investitionen

Im Geschäftsfeld Energy Retail betrugen die Investitionen 480 Mio € und lagen damit um 67 Mio € unter Vorjahr (547 Mio €). Diese Entwicklung resultierte maßgeblich aus niedrigeren Finanzinvestitionen im Vergleich zum Vorjahr. Weiterhin wirkten sich zeitlich verlagerte Projektausgaben in Deutschland und in den Niederlanden negativ auf die Entwicklung aus und führten dazu, dass die Investitionen unterhalb der Prognose (~0,6 Mrd €) blieben.

Außenumsatz

Die Außenumsätze im Geschäftsfeld Energy Retail sind im Berichtszeitraum um 4,1 Mrd € auf 52,4 Mrd € (Vorjahr: 56,5 Mrd €) gesunken. Diese Entwicklung resultierte vor allem aus einer verstärkten Fokussierung auf einen wertbasierten Akquiseansatz bei Privatkunden sowie kleineren und mittelgroßen Geschäftskunden in Deutschland. In Großbritannien ist die Entwicklung auf erwartet rückläufige Absatzmengen bei Industrie- und Geschäftskunden sowie eine Veränderung innerhalb des Kundenportfolios, unter anderem bedingt durch einen höheren Anteil an Kunden mit Festpreisverträgen, zurückzuführen. Der Umsatzrückgang im Segment Sonstige konnte vor allem durch die Realisierung von Derivaten infolge der Preisentwicklung an den Commodity-Märkten nahezu kompensiert werden.

Bereinigtes EBITDA

Das bereinigte EBITDA des Geschäftsfelds Energy Retail reduzierte sich um 116 Mio € auf 1.697 Mio € (Vorjahr: 1.813 Mio €). Diese Entwicklung resultierte im Wesentlichen aus

Großbritannien und ist unter anderem auf unsere veränderte Kundenstruktur mit einem höheren Anteil an Kunden mit Festpreisverträgen zurückzuführen. Geringere Wertberichtigungen auf Forderungen infolge optimierter Prozesse im Kundenmanagement konnten diese Entwicklung teilweise ausgleichen. In den Niederlanden wirkte der Wegfall positiver aperiodischer Ergebnisse im Vorjahr ergebnismindernd. Im Vergleich zum Vorjahr konnte das Ergebnis in Deutschland moderat verbessert werden. Insbesondere trugen Preiseffekte innerhalb des Produktportfolios positiv zum Resultat bei, wobei diese durch gezielte Aufwendungen für Digitalisierung und Kundenmanagement teilweise ausgeglichen wurden. Zusätzlich wirkte sich der Wegfall positiver Ergebnisbeiträge aus dem Vorjahr im Bereich der Energiebeschaffung aus. Die Entkonsolidierung der NEW-Gruppe beeinflusste das Ergebnis ebenfalls negativ. Darüber hinaus führten Wertberichtigungen auf Forderungen zu einer leichten Ergebnisreduzierung. Das Segment Sonstige verzeichnete insgesamt ein verbessertes operatives Ergebnis gegenüber dem Vorjahr, wohingegen Effekte aus dem Portfoliomanagement im Jahresvergleich ergebnismindernd wirkten. Darüber hinaus wurde das abgelaufene Geschäftsjahr in nahezu allen Ländern durch positive Witterungseffekte beeinflusst.

Das bereinigte EBITDA des Geschäftsjahres 2025 lag innerhalb des prognostizierten Korridors von 1,6 bis 1,8 Mrd €.

Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern

Der operative Cashflow vor Zinsen und Steuern des Geschäftsfelds Energy Retail reduzierte sich im Wesentlichen im Einklang mit der Entwicklung des bereinigten EBITDA, wobei negative Effekte aus dem Working Capital zu verzeichnen waren.

Energy Retail

	Deutschland		Großbritannien		Niederlande		Sonstige		Konsolidierung		Summe	
in Mio €	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
4. Quartal												
Außenumsatz	4.581	5.875	3.877	4.340	899	888	4.388	5.863	–	–	13.745	16.966
Bereinigtes EBITDA	269	112	-109	-30	97	66	27	-49	-1	–	283	99
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	18	-131	157	243	80	43	39	235	3	4	297	394
Investitionen	63	40	12	3	26	41	63	73	-2	–	162	157
1.–4. Quartal												
Außenumsatz	17.934	20.023	14.524	16.476	2.765	2.759	17.182	17.245	–	–	52.405	56.503
Bereinigtes EBITDA	803	751	368	552	175	192	352	318	-1	–	1.697	1.813
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	628	230	333	243	210	74	104	850	1	–	1.276	1.397
Investitionen	105	123	37	10	82	129	258	285	-2	–	480	547



Corporate Functions/Other

Geschäftsmodell⁹

Die Hauptaufgabe der Konzernleitung ist die Führung des E.ON-Konzerns. Dazu zählen die strategische Weiterentwicklung des Konzerns sowie die Steuerung und Finanzierung des bestehenden Geschäftsportfolios. Aufgaben, die in diesem Zusammenhang unter anderem wahrgenommen werden, sind die länder- und marktübergreifende Optimierung des Gesamtgeschäfts unter finanziellen, strategischen und Risikogesichtspunkten sowie das Stakeholdermanagement. Innerhalb des Bereichs Corporate Functions/Other verantwortet die konzernweite Einheit E.ON Digital Technology die digitale und die IT-Leistungsfähigkeit des Konzerns und entwickelt digitale Technologien und Lösungen. Der Innovationsbereich ist im Digital Ressort angesiedelt und entwickelt kunden- und marktorientierte Geschäftsideen und -modelle. Die E.ON Group Innovation und die E.ON One entwickeln innovative Anwendungen und skalieren Lösungen. Die nicht strategischen Aktivitäten des E.ON-Konzerns, wie der Rückbau der Kernkraftwerke, der von der operativen Einheit PreussenElektra gesteuert wird, und das Erzeugungsgeschäft in der Türkei, werden ebenfalls im Bereich Corporate Functions/Other ausgewiesen.

Ertrags- und Finanzlage des Bereichs Corporate Functions/Other

Der **Außenumsatz** im Bereich Corporate Functions/Other lag mit 251 Mio € auf Vorjahresniveau (248 Mio €).

Im Bereich Corporate Functions/Other lag das **bereinigte EBITDA** im Berichtszeitraum bei -131 Mio € und damit über dem Vorjahreswert von -190 Mio €. Ausschlaggebend hierfür waren der Wegfall von Ausgaben für die neue Markenpositionierung im Vorjahr sowie ein verbessertes Beteiligungsergebnis aus dem Erzeugungsgeschäft in der Türkei. Somit entspricht das ausgewiesene bereinigte EBITDA in Höhe von -131 Mio € dem prognostizierten Wert von circa -0,1 Mrd €.

Im Bereich Corporate Functions/Other sind die **Investitionen** in Höhe von 111 Mio € (Vorjahr: 149 Mio €) maßgeblich in IT-Projekte und Beteiligungen geflossen. Damit entsprechen die Investitionen dem prognostizierten Wert von circa -0,1 Mrd €.

Der **operative Cashflow vor Zinsen und Steuern** lag bei -887 Mio € (Vorjahr: -838 Mio €).

Corporate Functions/Other

in Mio €	2025	2024
4. Quartal		
Außenumsatz	50	44
Bereinigtes EBITDA	-72	-30
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	649	594
Investitionen	26	43
1.–4. Quartal		
Außenumsatz	251	248
Bereinigtes EBITDA	-131	-190
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	-887	-838
Investitionen	111	149

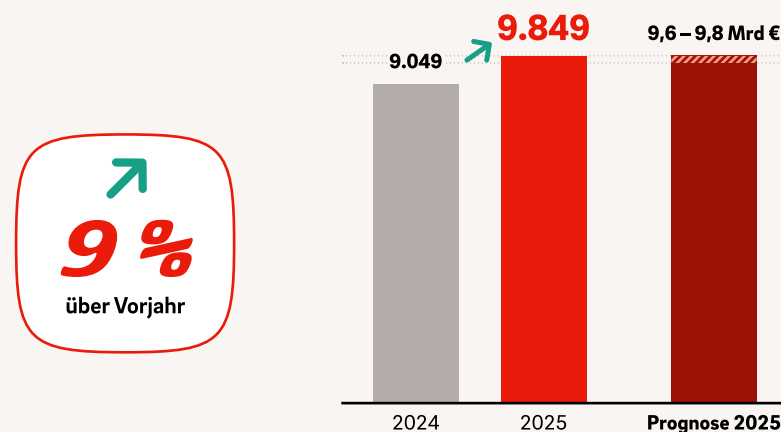
⁹ Dieser Abschnitt ist auch Bestandteil des Nachhaltigkeitsberichts. Es sind Angaben zu den ESRS-Angabepflichten ESRS 2 SBM-1 Tz. 40a i. und ii. und Tz. 42 enthalten.

Konzerninformationen

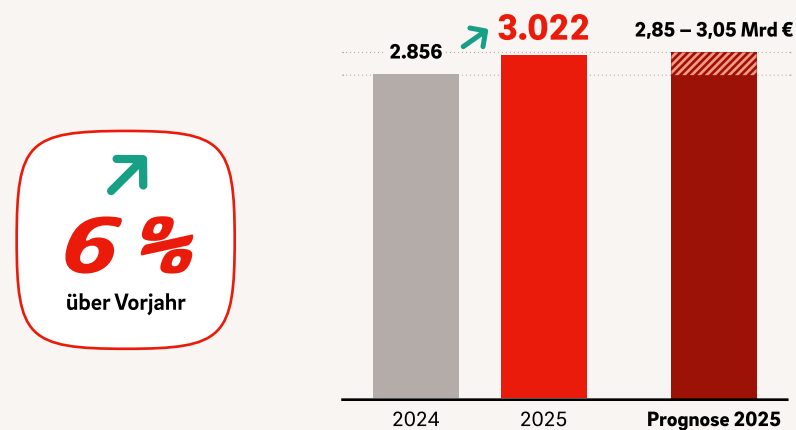
Highlights des Geschäftsjahres 2025

- E.ON blickt auf ein erfolgreiches Geschäftsjahr zurück**
 Das bereinigte EBITDA des E.ON-Konzerns für das Geschäftsjahr 2025 liegt bei 9.849 Mio € und damit 9 Prozent über dem Vorjahreswert.
- Bereinigter Konzernüberschuss über Vorjahr**
 Der bereinigte Konzernüberschuss für das Geschäftsjahr 2025 beträgt 3.022 Mio €, und das sich daraus ableitende Ergebnis pro Aktie (EPS) liegt bei 1,16 €.
- Wirtschaftliche Nettoverschuldung erwartungsgemäß über Vorjahr**
 Die wirtschaftliche Nettoverschuldung belief sich zum 31. Dezember 2025 auf -43,2 Mrd € (Vorjahr: -41,1 Mrd €). Diese Veränderung ist auf den Anstieg der Netto-Finanzposition aufgrund von höheren Investitionen und der Dividendenzahlung der E.ON SE zurückzuführen.
- Operatives Zinsergebnis unter Vorjahr**
 Beim operativen Zinsergebnis erhöhte sich der Nettozinsaufwand von 1.140 Mio € auf 1.344 Mio € vor allem aufgrund einer gestiegenen wirtschaftlichen Netto-Verschuldung.
- Pensionsrückstellungen unter Vorjahr**
 Die Pensionsrückstellungen (-4,4 Mrd €) sind infolge eines höheren Diskontierungssatzes gesunken (Vorjahr: -5,2 Mrd €).
- Eigenkapitalquote gegenüber Vorjahr leicht verbessert**
 Die Eigenkapitalquote beträgt zum 31. Dezember 2025 23 Prozent (Vorjahr: 22 Prozent).

Bereinigtes EBITDA des E.ON-Konzerns (in Mio €)



Bereinigter Konzernüberschuss (in Mio €)

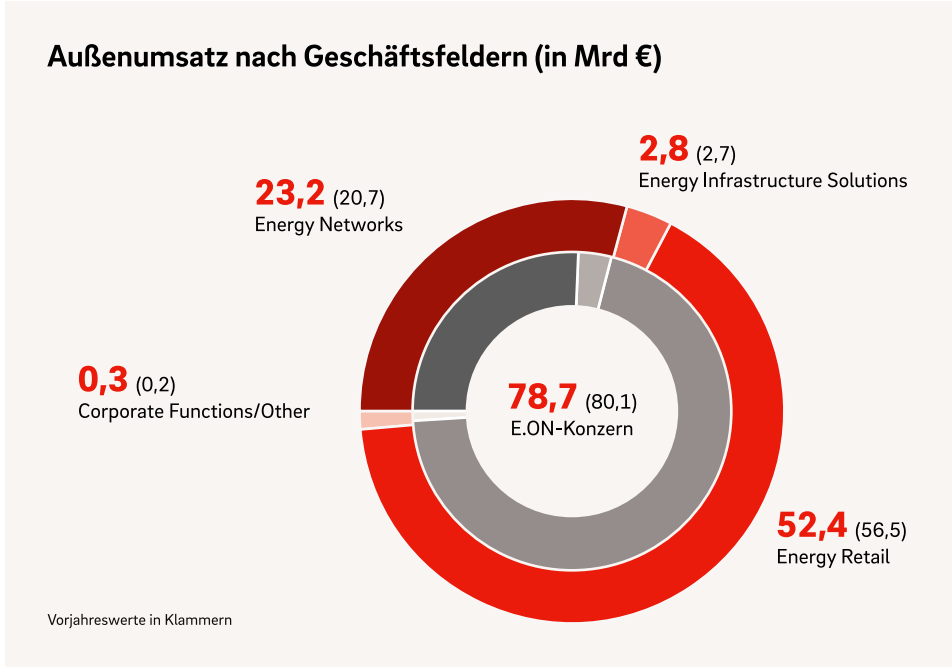


Ertragslage

Außenumsatz

Im Geschäftsjahr 2025 verringerte sich der Außenumsatz des E.ON-Konzerns um 1,4 Mrd € auf 78,7 Mrd € (Vorjahr: 80,1 Mrd €). Der Rückgang resultierte im Wesentlichen aus dem Geschäftsfeld Energy Retail. Teilweise kompensierend konnte der Umsatz des Geschäftsfeldes Energy Networks gesteigert werden.

Weitere Informationen zur Umsatzentwicklung in den Geschäftsfeldern erhalten Sie im Kapitel [Segmentinformationen](#) →.



Außenumsatz

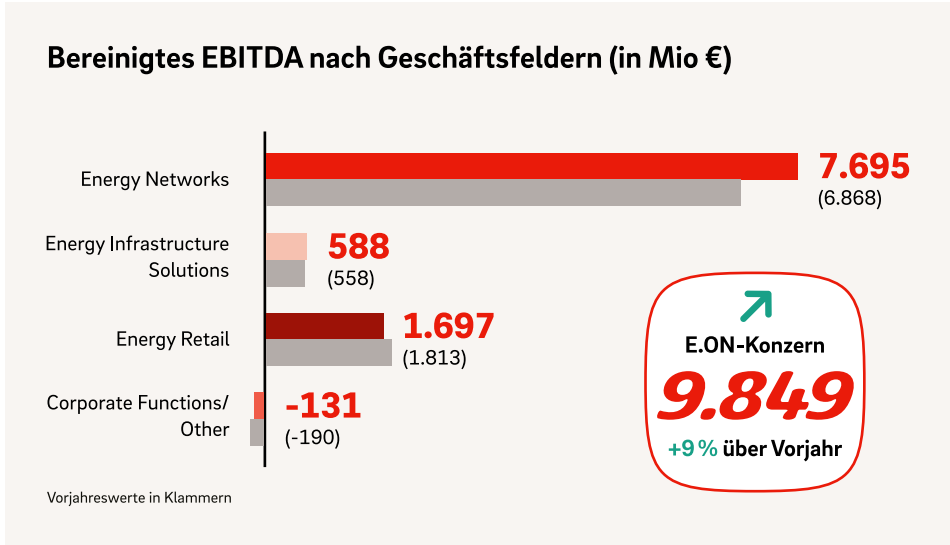
	4. Quartal			1.–4. Quartal		
in Mio €	2025	2024	+/- %	2025	2024	+/- %
Energy Networks	6.539	5.973	9	23.245	20.691	12
<i>Deutschland</i>	5.454	4.807	13	19.391	16.905	15
<i>Schweden</i>	355	318	12	1.302	1.179	10
<i>Zentral-Osteuropa</i>	219	355	-38	846	970	-13
<i>Süd-Osteuropa</i>	511	493	4	1.706	1.637	4
Energy Infrastructure Solutions	856	852	0	2.803	2.677	5
Energy Retail	13.745	16.966	-19	52.405	56.503	-7
<i>Deutschland</i>	4.581	5.875	-22	17.934	20.023	-10
<i>Großbritannien</i>	3.877	4.340	-11	14.524	16.476	-12
<i>Niederlande</i>	899	888	1	2.765	2.759	0
<i>Sonstige</i>	4.388	5.863	-25	17.182	17.245	0
Corporate Functions/Other	50	44	14	251	248	1
E.ON-Konzern	21.190	23.835	-11	78.704	80.119	-2

Bereinigtes EBITDA

Das bereinigte EBITDA für den E.ON-Konzern konnte im Geschäftsjahr 2025 um 800 Mio € auf 9.849 Mio € (Vorjahr: 9.049 Mio €) gesteigert werden. Zu dieser Entwicklung trug im Wesentlichen das Geschäftsfeld Energy Networks bei. Gegenläufig entwickelte sich das bereinigte EBITDA des Geschäftsfelds Energy Retail.

Weitere Informationen zur Entwicklung des bereinigten EBITDA in den Geschäftsfeldern erhalten Sie im Kapitel [Segmentinformationen](#) →.

E.ON erwirtschaftet einen hohen Anteil des bereinigten EBITDA in sehr stabilen Geschäftsfeldern. Insgesamt resultierte der überwiegende Anteil am bereinigten EBITDA im Jahr 2025 aus dem regulierten und quasiregulierten beziehungsweise langfristig kontrahierten Geschäft.



Das regulierte Geschäft umfasst unter anderem Bereiche, in denen Erlöse weitgehend anhand rechtlich bindender Vorgaben auf der Basis genehmigter Kosten bestimmt werden. Deshalb sind die Erträge in Bezug auf solche genehmigten Kostenbestandteile in hohem Maße planbar und stabil. Unter quasireguliertem und langfristig kontrahiertem Geschäft werden Tätigkeiten zusammengefasst, die sich durch einen hohen Grad an Planbarkeit der Erträge auszeichnen, da wesentliche Erlösbestandteile (Preis und/oder Menge) mittel- bis langfristig in hohem Maße gesichert sind. Hierbei handelt es sich beispielsweise um den Betrieb von industriellen Kundenlösungen mit langfristigen Abnahmeverträgen oder den Betrieb von Wärmenetzen.

Das marktbestimmte Geschäft umfasst die Aktivitäten, die nicht unter den beiden anderen Kategorien subsumiert werden können.

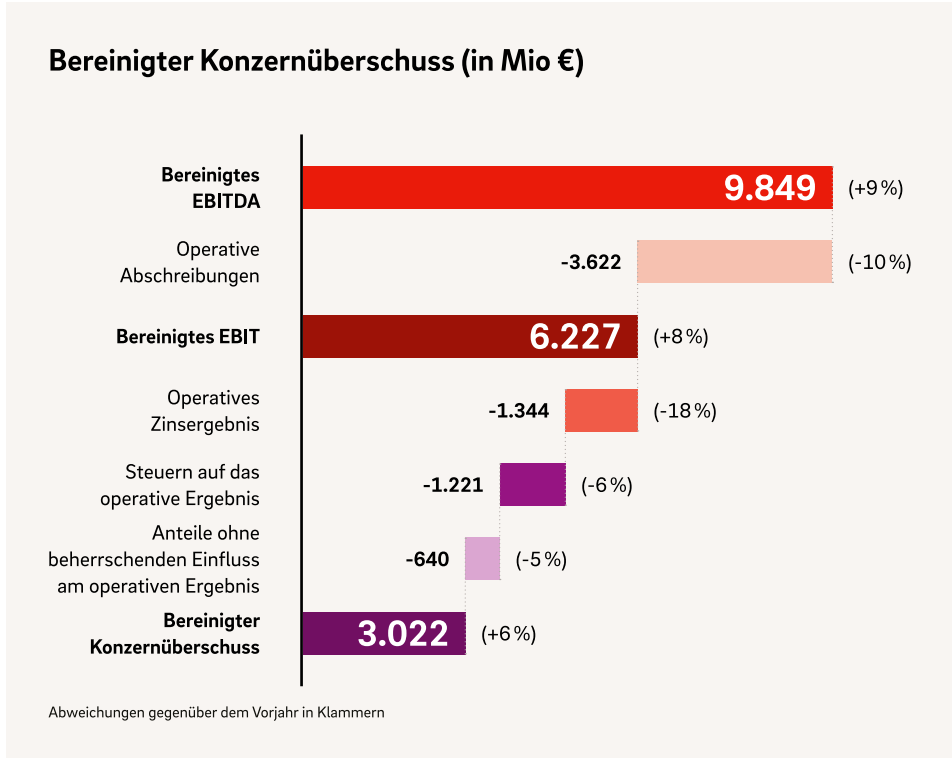
Bereinigtes EBITDA

in Mio €	4. Quartal			1.–4. Quartal		
	2025	2024	+/- %	2025	2024	+/- %
Energy Networks	2.067	2.081	-1	7.695	6.868	12
Deutschland	1.436	1.544	-7	5.241	5.008	5
Schweden	207	191	8	799	714	12
Zentral-Osteuropa	181	168	8	748	632	18
Süd-Osteuropa	244	179	36	907	514	76
Konsolidierung	-1	-1	-	-	-	-
Energy Infrastructure Solutions	189	212	-11	588	558	5
Energy Retail	283	99	186	1.697	1.813	-6
Deutschland	269	112	140	803	751	7
Großbritannien	-109	-30	-263	368	552	-33
Niederlande	97	66	47	175	192	-9
Sonstige	27	-49	155	352	318	11
Konsolidierung	-1	-	0	-1	-	0
Corporate Functions/Other	-72	-26	-177	-136	-183	26
Konsolidierung	0	-4	100	5	-7	171
E.ON-Konzern	2.467	2.362	4	9.849	9.049	9

Bereinigter Konzernüberschuss

Der **bereinigte Konzernüberschuss** betrug im Geschäftsjahr 2025 3.022 Mio € (Vorjahr: 2.856 Mio €). Diese Veränderung folgt im Wesentlichen der zuvor beschriebenen Entwicklung des bereinigten EBITDA. Auf Basis der ausstehenden E.ON-Aktien ergibt sich ein **bereinigtes Ergebnis je Aktie (EPS)** von 1,16 € (Vorjahr: 1,09 €). Damit lagen sowohl der bereinigte Konzernüberschuss (2.850 Mio € bis 3.050 Mio €) als auch das EPS (1,09 € bis 1,17 €) am oberen Ende des prognostizierten Korridors.

Die **operativen Abschreibungen** sind im Vergleich zum Vorjahr von 3.287 Mio € auf 3.622 Mio € gestiegen. Dies ist maßgeblich auf erhöhte operative Abschreibungen im Sachanlagevermögen infolge zusätzlicher Investitionen im Netzgeschäft zurückzuführen. Zusätzlich wirkten Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände durch erhöhte Aktivierungen von Software im Rahmen der S4 Transformation.



Beim **operativen Zinsergebnis** erhöhte sich der Nettozinsaufwand von 1.140 Mio € auf 1.344 Mio € aufgrund einer gestiegenen wirtschaftlichen Netto-Verschuldung und der Refinanzierungen ausgelaufener Anleihen zu höheren Zinssätzen. Die Erhöhung der Nettoschulden resultiert im Wesentlichen aus einem höheren Investitionsvolumen und der Dividendenzahlung.

Der **operative Steueraufwand** für die fortgeführten Aktivitäten wurde im Berichtsjahr auf Basis einer nachhaltigen operativen Steuerquote von 25 Prozent ermittelt (Vorjahr: 25 Prozent). Diese basiert auf der langfristigen Unternehmensplanung und bildet die Erwartung hinsichtlich der langfristigen Entwicklung des operativen Ertragsteueraufwands ab. Der operative Steueraufwand erhöhte sich aufgrund des gestiegenen Vorsteuerergebnisses von 1.156 Mio € auf 1.221 Mio €.

Die **Anteile ohne beherrschenden Einfluss** am operativen Ergebnis sind von 610 Mio € auf 640 Mio € gestiegen. Der Anstieg resultierte im Wesentlichen aus höheren operativen Ergebnisbeiträgen einiger Gesellschaften mit Minderheitsanteilen, insbesondere im Geschäftsfeld Energy Networks im Segment Süd-Osteuropa.

Bereinigter Konzernüberschuss			4. Quartal			1.–4. Quartal		
in Mio €	2025	2024	+/-	%	2025	2024	+/-	%
Bereinigtes EBITDA	2.467	2.362	4		9.849	9.049	9	
Operative Abschreibungen	-987	-966	-2		-3.622	-3.287	-10	
Bereinigtes EBIT	1.480	1.396	6		6.227	5.762	8	
Operatives Zinsergebnis	-319	-299	-7		-1.344	-1.140	-18	
Steuern auf das operative Ergebnis	-291	-262	-11		-1.221	-1.156	-6	
Anteile ohne beherrschenden Einfluss am operativen Ergebnis	-146	-184	21		-640	-610	-5	
Bereinigter Konzernüberschuss	724	651	11		3.022	2.856	6	
Ergebnis je Aktie aus bereinigtem Konzernüberschuss	0,28	0,25	12		1,16	1,09	6	



Überleitung bereinigter Ergebnisgrößen

Das Jahresergebnis gemäß IFRS umfasst auch Ergebnisbestandteile, die nicht in direktem Zusammenhang mit den gewöhnlichen Geschäftstätigkeiten des E.ON-Konzerns stehen oder die einen einmaligen beziehungsweise seltenen Charakter haben. In der internen Steuerung werden diese nichtoperativen Sachverhalte separat betrachtet.

Die **Netto-Buchverluste** in Höhe von -359 Mio € (Vorjahr: -15 Mio €) resultierten im Wesentlichen aus der Entkonsolidierung der NEW-Gruppe. Gegenläufig wirkten die Veräußerung und Entkonsolidierung von zwei Beteiligungen im Geschäftsfeld Energy Networks sowie Verschmelzungen von Beteiligungen in den Geschäftsfeldern Energy Infrastructure Solutions und Energy Retail.

Das Ergebnis aus der Bewertung der **derivativen Finanzinstrumente** verschlechterte sich im Vergleich zum Vorjahr um -5.256 Mio € auf -890 Mio €. Dieser negative Effekt resultierte im Wesentlichen aus einer höheren Realisierung von Marktwerten im Zusammenhang mit Commodity-Derivaten. Zudem wirkten sich die seit Jahresanfang gesunkenen Commodity-Preise negativ auf die Marktwerte im Vergleich zum Vorjahr aus.

Nichtoperative Ergebnisbestandteile

in Mio €	4. Quartal		1.–4. Quartal	
	2025	2024	2025	2024
Netto-Buchgewinne (+)/-verluste (-)	36	3	-359	-15
Aufwendungen für Restrukturierung	-3	-14	-18	-20
Effekte aus derivativen Finanzinstrumenten	128	1.932	-890	4.366
Fortschreibung stiller Reserven (+) und Lasten (-) aus der innogy-Transaktion	-23	-14	-36	-56
Sonstiges nichtoperatives Ergebnis	-29	25	-319	-509
Nichtoperative Ergebnisbestandteile des EBITDA	109	1.932	-1.622	3.766
Abschreibungen auf stille Reserven (-) und Lasten (+) aus der innogy-Transaktion	-78	-95	-351	-413
Weitere nichtoperative Ab- und Zuschreibungen sowie Wertberichtigungen	-98	-81	-191	-782
Nichtoperativer Zinsaufwand (-)/Zinsertrag (+)	99	55	289	139
Nichtoperative Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	67	-151	493	-614
Nichtoperative Ergebnisbestandteile des Konzernüberschusses	99	1.660	-1.382	2.096

Im **sonstigen nichtoperativen Ergebnis** sind im Wesentlichen bestimmte Aufwendungen im Zusammenhang mit der Anwendung von IAS 29 innerhalb der Equity-Bewertung bei den türkischen Beteiligungen, der Ergebnisbeitrag der PreussenElektra sowie positive Währungsumrechnungseffekte enthalten.

Außerdem sind in den **nichtoperativen Ergebnisbestandteilen** des EBITDA noch Aufwendungen für die Fortschreibung stiller Reserven und Lasten aus der innogy-Transaktion enthalten. Im Geschäftsjahr 2025 fielen separat ausgewiesene Abschreibungen im Zusammenhang mit der Verteilung des Kaufpreises für innogy an.

Der Rückgang der **nichtoperativen Abschreibungen** von -782 Mio € auf -191 Mio € resultierte im Wesentlichen aus dem Wegfall der im Vorjahr getätigten Wertberichtigung auf den Goodwill im Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions. Im Berichtsjahr beinhalten die nichtoperativen Abschreibungen im Wesentlichen Abschreibungen auf Finanzanlagen, Überspannungsrechte sowie Bauten und technische Anlagen.

Das **nichtoperative Zinsergebnis** hat sich im Vergleich zum Vorjahr um 150 Mio € auf einen Ertrag in Höhe von 289 Mio € verbessert. Ein weiterer Anstieg des Diskontierungszinssatzes führte zu Erträgen aus der Diskontierung langfristiger Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen und Rückstellungen für Bergschäden. Der positive Effekt aus dem Unterschied zwischen der Nominalverzinsung und der aufgrund der Kaufpreisallokation angepassten Effektivverzinsung ehemaliger innogy-Anleihen in Höhe von 142 Mio € ist weiterhin Bestandteil des nichtoperativen Zinsergebnisses (Vorjahr: 147 Mio €).

Das **nichtoperative Steuerergebnis** im Berichtszeitraum beinhaltet Steuererträge aufgrund negativer Ergebnisse im Zusammenhang mit derivativen Finanzinstrumenten, Änderungen des Ansatzes von aktiven latenten Steuern sowie Neubewertungseffekte latenter Steuern infolge einer Steuersatzsenkung in Deutschland. Im Vorjahr ergaben sich insgesamt Steueraufwendungen, maßgeblich bedingt durch positive Effekte aus der Derivatebewertung. Gegenläufig wirkten sich Steuererträge für Vorjahre aus einem Rechtsbehelfsverfahren sowie Wertänderungen latenter Steuern aus.

**Überleitung bereinigtes EBITDA**

in Mio €	4. Quartal			1.– 4. Quartal		
	2025	2024	+/- %	2025	2024	+/- %
Bereinigtes EBITDA	2.467	2.362	4	9.849	9.049	9
Nichtoperative Ergebnisbestandteile des EBITDA	109	1.932	-94	-1.622	3.766	-143
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Abschreibungen, Zinsergebnis und Steuern	2.576	4.294	-40	8.227	12.815	-36
Ab- und Zuschreibungen	-1.163	-1.144	-2	-4.165	-4.483	7
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Zinsergebnis und Steuern	1.413	3.150	-55	4.062	8.332	-51

Zusätzlich zu den zuvor beschriebenen nichtoperativen Ergebnisbestandteilen des EBITDA werden bei der Bereinigung des Konzernüberschusses folgende Positionen berücksichtigt:

Überleitung bereinigter Konzernüberschuss

in Mio €	4. Quartal			1.– 4. Quartal		
	2025	2024	+/- %	2025	2024	+/- %
Bereinigter Konzernüberschuss	724	651	11	3.022	2.856	6
Anteile ohne beherrschenden Einfluss am operativen Ergebnis	146	184	-21	640	610	5
Nichtoperative Ergebnisbestandteile des Konzernüberschusses	99	1.660	-94	-1.382	2.096	-166
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	969	2.495	-61	2.280	5.562	-59
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	–	–	–	–	–	–
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	969	2.495	-61	2.280	5.562	-59

Die **Anteile ohne beherrschenden Einfluss** am operativen Ergebnis sind im Wesentlichen aufgrund von höheren operativen Ergebnisbeiträgen einiger Gesellschaften mit Minderheitsanteilen gestiegen.

Der **Konzernüberschuss** und das entsprechende **Ergebnis je Aktie** betrugen im Berichtsjahr 2025 2.280 Mio € und 0,66 €. Dem standen im Vorjahr ein Konzernüberschuss von 5.562 Mio € und ein Ergebnis je Aktie von 1,73 € gegenüber. Dieser Rückgang ist im Wesentlichen auf die Veränderung der nichtoperativen Ergebnisbestandteile des Konzernüberschusses zurückzuführen und resultiert maßgeblich aus der Realisierung von hohen negativen Marktwerten im Zusammenhang mit der Bewertung von Commodity-Derivaten im Vorjahr (-2,8 Mrd €) sowie aus Marktwertänderungen infolge von Marktpreisschwankungen (-2,4 Mrd €).

Weitere Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung

Die anderen **aktivierten Eigenleistungen** lagen mit 1.739 Mio € 9 Prozent über dem Vorjahreswert (1.596 Mio €). Die Aktivierungen stehen überwiegend im Zusammenhang mit Netzinvestitionen sowie laufenden und abgeschlossenen IT-Projekten.

Die **sonstigen betrieblichen Erträge** beliefen sich im Jahr 2025 auf 8.912 Mio € (Vorjahr: 11.739 Mio €). Allein die Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten fielen gegenüber dem Vorjahr um 3.175 Mio € auf 7.020 Mio €, was im Wesentlichen auf die Entwicklung der Preise an den Commodity-Märkten im Jahresverlauf zurückzuführen ist. Die Erträge aus Währungskursdifferenzen (721 Mio €) lagen um 204 Mio € über dem Vorjahreswert (517 Mio €). Korrespondierende Positionen aus Währungskursdifferenzen und derivativen Finanzinstrumenten sind in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen enthalten. Erträge aus dem Abgang von Anlagevermögen und Wertpapieren wurden in Höhe von 204 Mio € (Vorjahr: 129 Mio €) erzielt.

Der **Materialaufwand** lag mit 58.962 Mio € auf dem Niveau des Vorjahres (58.990 Mio €). Der Rückgang der Materialaufwendungen, der im Wesentlichen aus negativen Mengeneffekten und rückläufigen Marktpreisen resultierte, wurde durch die Realisierung von auf Termin kontrahierten Beschaffungsverträgen kompensiert. Die gegenläufigen Effekte aus der Marktbewertung von Commodity-Derivaten sind im sonstigen betrieblichen Ergebnis erfasst. Außerdem wurde in den Materialaufwendungen die Veränderung von Rückstellungen für schwebende Geschäfte ausgewiesen. Der Rückgang der Marktwerte führt zu einer nahezu vollständigen Auflösung dieser Rückstellungen.

Der **Personalaufwand** lag mit 7.267 Mio € um 733 Mio € über dem Wert des Vorjahres (6.534 Mio €). Die Veränderung ist im Wesentlichen auf einen Anstieg der Beschäftigten im Jahresverlauf um 1.704 FTE (Full-Time Equivalent) sowie auf Tarifsteigerungen zurückzuführen.

Die **Abschreibungen** haben sich gegenüber der Vorjahresvergleichsperiode von 4.401 Mio € auf 4.068 Mio € verringert. Dies ist im Wesentlichen auf die Wertminderung des Goodwills im Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions im Vorjahr zurückzuführen. Gegenläufig wirkten

erhöhte Abschreibungen im Sachanlagevermögen infolge zusätzlicher Investitionen im Netzbereich.

Die **sonstigen betrieblichen Aufwendungen** lagen mit 15.466 Mio € um 82 Mio € über dem Niveau des Vorjahres (15.384 Mio €), bedingt durch einen Anstieg der Aufwendungen aus dem Abgang von Anlagevermögen und Wertpapieren um 400 Mio € auf 555 Mio €, sowie Aufwendungen aus Weiterbelastungen und Fremdleistungen wie auch IT-Aufwendungen.

Gegenläufig wirkten sinkende Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten (einschließlich Währungskursänderungen) um 427 Mio € auf 9.433 Mio € und Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen die um 461 Mio € auf 289 Mio € fielen.

Das **Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen** lag mit 350 Mio € deutlich über dem Niveau des Vorjahres (258 Mio €). Der Anstieg resultierte im Wesentlichen aus geringeren Wertminderungen infolge rückläufiger Indexierungseffekte aus IAS 29 auf Beteiligungen in der Türkei, gegenläufig wirkten gesunkene Ergebnisbeiträge aus dem deutschen Netzgeschäft.

Die **Steuern vom Einkommen und vom Ertrag** beliefen sich im Jahr 2025 auf einen Steueraufwand von 726 Mio € (Vorjahr: Steueraufwand von 1.769 Mio €). Dieser beinhaltet im Berichtsjahr Steueraufwendungen auf das operative Ergebnis und Steuererträge basierend auf der Derivatebewertung sowie aus Wertänderungen und Neubewertungseffekten latenter Steuern. Die Steuern des Vorjahres umfassten Steueraufwendungen auf das operative Ergebnis und die Marktbewertung von Derivaten. Gegenläufig wirkten sich Steuererträge aus einem Rechtsbehelfsverfahren und einer Wertaufholung aktiver latenter Steuern aus.

Wertmanagement

Um die Effizienz des Kapitaleinsatzes zu bewerten, stellt (gemäß unserem Steuerungssystem) der ROCE eine bedeutende Kennzahl dar. Der ROCE ist eine Kapitalrendite vor Steuern und wird als Quotient aus bereinigtem EBIT und dem durchschnittlich gebundenen Kapital (Ø Capital Employed) berechnet. Das durchschnittlich gebundene Kapital spiegelt das im Konzern operativ zu verzinsende Kapital wider. Bei der Ermittlung wird das unverzinslich zur Verfügung stehende Kapital von den betrieblich gebundenen lang- und kurzfristigen Vermögenswerten abgezogen. Die abschreibbaren langfristigen Vermögenswerte werden zu Buchwerten berücksichtigt. Firmenwerte aus dem Goodwill fließen mit ihren Anschaffungswerten ein, solange sie als werthaltig zu betrachten sind. Um unterjährige Schwankungen in der Kapitalbindung besser abzubilden, wird das durchschnittlich gebundene Kapital grundsätzlich als Mittelwert von Jahresanfangs- und -endbestand ermittelt.

Renditeentwicklung im Geschäftsjahr 2025

Der ROCE verbesserte sich leicht von 8,8 Prozent im Vorjahr auf 8,9 Prozent im Jahr 2025. Erhöhend auf den ROCE wirkt der leichte Anstieg des bereinigten EBIT. Gegenläufig führte der im Wesentlichen investitionsbedingte Anstieg des betrieblichen Vermögens zu einer Minderung des ROCE. Das durchschnittliche betriebliche Vermögen stieg von 65,2 Mrd € im Geschäftsjahr 2024 auf 69,6 Mrd € im Geschäftsjahr 2025 an.

Kapitalrendite (ROCE)

in Mio €	31. Dezember	
	2025	2024
Sachanlagen, Nutzungsrechte, immaterielle Vermögenswerte und Goodwill ¹	70.515	67.496
Beteiligungen	10.164	9.863
Anlagevermögen	80.678	77.358
Vorräte	1.457	1.243
Übrige unverzinsliche Vermögenswerte/Verbindlichkeiten inklusive aktiver/passiver Rechnungsabgrenzungsposten ²	-7.082	-7.600
Umlaufvermögen	-5.625	-6.357
Unverzinsliche Rückstellungen ³	-3.371	-3.458
Capital Employed	71.682	67.543
Ø Capital Employed⁴	69.613	65.248
Bereinigtes EBIT⁵	6.227	5.762
ROCE⁶	8,9	8,8

1 Die abschreibbaren langfristigen Vermögenswerte werden zu Buchwerten berücksichtigt. Firmenwerte aus Akquisitionen (Goodwill) fließen mit ihren Anschaffungswerten ein, solange sie als werthaltig zu betrachten sind.

2 Enthalten sind im Wesentlichen betriebliche Forderungen, Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte in Höhe von 18.579 Mio € (Vorjahr: 19.371 Mio €) abzüglich der Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten in Höhe von 2.374 Mio € (Vorjahr: 4.275 Mio €). Berücksichtigt werden zudem betriebliche Verbindlichkeiten, Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten in Höhe von 26.701 Mio € (Vorjahr: 26.857 Mio €) abzüglich der Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten in Höhe von 3.403 Mio Euro (Vorjahr: 4.069 Mio €).

3 Darin enthalten sind im Wesentlichen die kurzfristigen übrigen Rückstellungen in Höhe von 4.040 Mio € (Vorjahr: 4.292 Mio €) abzüglich der kurzfristigen Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich in Höhe von 638 Mio € (Vorjahr: 684 Mio €) sowie sonstiger Steuern und Drohverlusten aus schwebenden Geschäften in Höhe von 31 Mio € (Vorjahr: 151 Mio €)

4 Das gewichtete Capital Employed ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und -endbestand.

5 Um nicht operative Effekte bereinigt.

6 ROCE = bereinigtes EBIT/Ø Capital Employed

Finanzlage

Finanzstrategie

E.ON verfolgt das Ziel, mit der angestrebten Kapitalstruktur dauerhaft ein starkes BBB/Baa-Rating zu sichern.

Die Kapitalstruktur bei E.ON wird mittels des Debt Factor gesteuert. Dieser ermittelt sich aus dem Verhältnis der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung zum bereinigten EBITDA und stellt damit eine dynamische Messgröße für die Verschuldung dar. Hierbei schließt die wirtschaftliche Netto-Verschuldung neben den Netto-Finanzschulden auch die Pensions- und Entsorgungsverpflichtungen ein.

Die Bilanzierung der Finanzverbindlichkeiten von innogy zum Zeitpunkt der Erstkonsolidierung führte aufgrund der Bewertungsvorschriften nach IFRS zu einer Neubewertung zum Marktwert. Dieser Marktwert war deutlich höher als der ursprüngliche Nominalwert, weil das Marktzinsniveau seit der Begebung der Anleihen gesunken war. Die im Rahmen der Kaufpreisverteilung fortgeschriebene Differenz zwischen dem Nominal- und dem Marktwert der Anleihen in Höhe von 1,2 Mrd € zum 31. Dezember 2025 (zum 31. Dezember 2024: 1,4 Mrd €) wird über die Laufzeit der jeweiligen Anleihe aufwandsmindernd über das Finanzergebnis aufgelöst (siehe [Textziffer 9](#) → des Konzernanhangs). Die Zins- und Tilgungszahlungen ändern sich durch diesen Bilanz- und Ergebniseffekt nicht. Für die Steuerung der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung stellt E.ON daher abweichend von der Bilanzierung weiterhin auf den Nominalwert der Finanzverbindlichkeiten ab.

E.ON strebt einen Debt Factor von bis zu 5,0 an. Am 31. Dezember 2025 lag der Debt Factor mit 4,4 (Vorjahr: 4,5) komfortabel innerhalb des Zielbereichs bis 5,0.

Wirtschaftliche Netto-Verschuldung

Die wirtschaftliche Netto-Verschuldung erhöhte sich zum 31. Dezember 2025 im Vergleich zum Vorjahr (41,1 Mrd €) um 2,1 Mrd € auf 43,2 Mrd €.

Dies zeigt sich insbesondere in dem Anstieg der Netto-Finanzposition um 3,3 Mrd € auf 32,5 Mrd € (Vorjahr: 29,2 Mrd €), der im Wesentlichen auf höhere Investitionen und die Dividendenzahlung der E.ON SE zurückzuführen ist. Des Weiteren spiegelt sich diese Veränderung in dem Rückgang der liquiden Mittel um 2,9 Mrd € wider. Im Jahr 2025 wurden Anleihen in Höhe von zirka 3,2 Mrd € begeben und welche in Höhe von zirka 2,4 Mrd € getilgt.

Gegenläufig wirkte eine Verringerung der Pensionsrückstellungen um 0,8 Mrd €, bedingt durch einen gestiegenen Diskontierungssatz (siehe [Textziffer 24](#) → des Konzernanhangs), sowie ein Rückgang bei den Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen (siehe [Textziffer 25](#) → des Konzernanhangs).

Wirtschaftliche Netto-Verschuldung

in Mio €	31. Dezember	
	2025	2024
Liquide Mittel	4.352	7.280
Langfristige Wertpapiere	586	869
Finanzverbindlichkeiten ¹	-37.295	-37.677
Effekte aus Währungssicherung	-110	316
Netto-Finanzposition	-32.467	-29.212
Pensionsrückstellungen	-4.408	-5.181
Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen	-6.361	-6.674
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung	-43.236	-41.067

¹ Die ehemals von innogy begebenen Anleihen sind mit dem Nominalwert einbezogen. Der Konzernbilanzwert ist um 1,2 Mrd € (31. Dezember 2024: 1,4 Mrd €) höher.

Finanzierungspolitik und -maßnahmen

Für die Finanzierungspolitik von E.ON ist der jederzeitige Zugang zu unterschiedlichen Finanzierungsquellen von großer Bedeutung. Dies wird mit einer möglichst breiten Diversifikation der Investoren durch die Nutzung verschiedener Märkte und Instrumente sichergestellt. Dabei werden Anleihen ausgegeben, die zu einem möglichst ausgeglichenen Fälligkeitenprofil führen. Darüber hinaus können großvolumige Euro-Benchmark-Anleihen gegebenenfalls mit Fremdwährungsanleihen, kleineren Euro-Anleihen, Privatplatzierungen oder auch Schuldscheindarlehen kombiniert werden. E.ON begibt seit dem Jahr 2019 sogenannte grüne Unternehmensanleihen und hat diese seither im Finanzierungsmix etabliert. E.ON beabsichtigt weiterhin, mehr als 50 Prozent des jährlichen langfristigen Finanzierungsbedarfs mit grünen Finanzinstrumenten zu decken.

Das im November 2025 veröffentlichte neue Green Financing Framework stellt den Rahmen dar, unter dem grüne Finanzierungsinstrumente begeben werden können. Das mit den ICMA Green Bond Principles (ICMA: International Capital Market Association) abgestimmte Framework konzentriert sich auf die Stromverteilungsnetze von E.ON und erfasst die mit der EU-Taxonomie in Einklang stehenden Aktivitäten in Deutschland, Schweden, der Tschechischen Republik und Polen. Die Ratingagentur Moody's hat eine Second Party Opinion (SPO) über die Nachhaltigkeitsmerkmale des neuen Rahmenwerks veröffentlicht und das Framework mit der

höchstmöglichen Nachhaltigkeitsbewertung, dem „Sustainability Quality Score SQS1 Excellent“, ausgezeichnet. Die Bewertung von Moody's bestätigt zudem, dass die unter dem Framework finanzierten Aktivitäten in vollständiger Übereinstimmung mit der EU-Taxonomie stehen. E.ON berichtet jährlich in einem auf der Unternehmenswebsite veröffentlichten Green Financing Reporting über die Mittelverwendung und, soweit möglich, die erzielten Wirkungen. Darüber hinaus sind das Green Financing Framework, die SPO und weiterführende Informationen zu E.ONs nachhaltiger Finanzierungsstrategie auf unserer Website, www.eon.com, im Bereich Investoren verfügbar.

Externe Finanzierungen werden sowohl von der E.ON SE als auch von der niederländischen Finanzierungsgesellschaft E.ON International Finance B.V. (EIF) unter Garantie der E.ON SE durchgeführt. Die Mittelерlöse dieser Finanzierungen werden anschließend innerhalb des Konzerns weitergeleitet. Im Laufe des Geschäftsjahres 2025 wurden Anleihen in Höhe von 2,4 Mrd € vollständig zurückgezahlt. Dagegen standen Neuemissionen von Schuldtiteln in Höhe von zirka 3,2 Mrd €, davon zirka 2,3 Mrd € grüne Anleihen.

Finanzverbindlichkeiten

in Mrd €	31. Dezember	
	2025	2024
Anleihen ¹	31,4	30,9
in EUR	23,8	23,2
in GBP	5,6	5,9
in USD	0,7	0,8
in JPY	0,4	0,4
Sonstiges	0,8	0,7
Schuldscheindarlehen	0,1	–
Commercial Paper	0,1	0,2
Sonstige Verbindlichkeiten	5,8	6,3
Summe	37,4	37,4

1 Inklusive Privatplatzierungen, nach Währungs-Hedging.

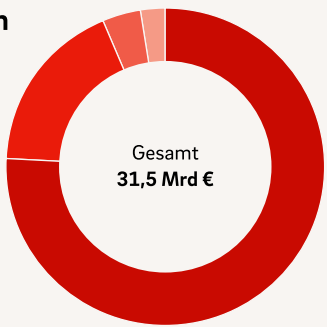
Alle derzeit ausstehenden Anleihen der E.ON SE und der E.ON International Finance B.V. (EIF) wurden (mit Ausnahme der im Jahr 2008 begebenen USD-Anleihe sowie der in 2025 begebenen AUD-Anleihe) unter dem Dokumentationsrahmen eines Debt-Issuance-Programms emittiert. Für die vormals von der innogy SE und der innogy Finance B.V. emittierten Anleihen gilt entsprechend, dass diese unter dem Debt-Issuance-Programm der früheren innogy-Gruppe begeben wurden. Ein Debt-Issuance-Programm vereinfacht die zeitlich flexible Emission von Schuldtiteln in Form von öffentlichen und privaten Platzierungen an Investoren. Das Debt-Issuance-Programm der E.ON SE wurde zuletzt im März 2025 mit einem Programmrahmen von

Aufteilung der Anleihen¹ nach Währungen

zum 31. Dezember 2025

EUR	23,9 Mrd €
GBP	5,6 Mrd €
Sonstige	1,2 Mrd €
USD	0,7 Mrd €

1 Die Beträge in Euro inkludieren das noch ausstehende Schuldscheindarlehen. Rundungsdifferenzen sind möglich.



insgesamt 35 Mrd € erneuert, wovon zum Jahresende 2025 rund 24,3 Mrd € ausgenutzt waren. Die E.ON SE strebt im Jahr 2026 eine Erneuerung des Programms an.

Neben dem Debt-Issuance-Programm hat die E.ON SE im März 2025 auch ein Australian Medium Term Notes (AMTN) Programme publiziert, unter dem öffentliche Platzierungen in australischen Dollar (AUD) an Investoren auf dem australischen Kapitalmarkt emittiert werden können. Unter dem Programm ist eine AUD-Anleihe zum Jahresende 2025 in Höhe von ca. 0,3 Mrd.€ ausstehend.

Neben diesen Anleihe-Programmen stehen ein Euro-Commercial-Paper-Programm mit einem Volumen von 10 Mrd € und ein US-Dollar-Commercial-Paper-Programm in Höhe von 10 Mrd US-\$ zur Verfügung, unter denen jeweils kurzfristige Schuldverschreibungen begeben werden können. Zum Jahresende 2025 standen Commercial Paper im Gegenwert von insgesamt 0,1 Mrd € aus (Vorjahr: 0,2 Mrd €).

Daneben steht E.ON eine im Mai 2025 abgeschlossene syndizierte Kreditlinie mit einem Volumen von 4,7 Mrd € und einer Laufzeit von fünf Jahren – zuzüglich zweier Optionen zur Verlängerung um jeweils ein weiteres Jahr – zur Verfügung. Das Kreditvolumen kann zudem während der Vertragslaufzeit um bis zu 1 Mrd € erhöht werden. Die Linie dient als verlässliche und nachhaltige Liquiditätsreserve des Konzerns und kann bei Bedarf gezogen werden. Die Kreditlinie wird von 21 Banken zur Verfügung gestellt, die E.ONs Kernbankengruppe bilden. Zudem bestanden zum Berichtsstichtag bilaterale Kreditlinien in Höhe von 1,0 Mrd € (2024: 1,0 Mrd €), deren ursprüngliche Laufzeiten bis zu 1,5 Jahre betragen.

Neben den Finanzverbindlichkeiten ist E.ON im Rahmen der Geschäftstätigkeit Haftungsverhältnisse und sonstige finanzielle Verpflichtungen eingegangen. Hierzu zählen insbesondere Garantien und Bürgschaften, Verpflichtungen aus Rechtsstreitigkeiten und Schadensersatzansprüchen, kurz- und langfristige vertragliche und gesetzliche sowie sonstige Verpflichtungen. Weitere Erläuterungen zu ausstehenden E.ON-Anleihen und zu Verbindlichkeiten, Haftungsverhältnissen sowie sonstigen Verpflichtungen befinden sich in den [Textziffern 26 →, 27 →](#) und [31 →](#) des Konzernanhangs.

E.ONs Kreditwürdigkeit wird von S&P, Moody's und Fitch mit Langfrist-Ratings von jeweils BBB+, Baa2 und BBB+ (Anleihen mit A-) bewertet. Der Ausblick ist bei allen Ratings stabil. Die Ratingeinstufungen erfolgten auf Basis der Erwartung, dass E.ON einen für diese Ratings erforderlichen Verschuldungsgrad kurz- bis mittelfristig einhalten wird. Die Kurzfrist-Ratings liegen bei A-2 (S&P), P-2 (Moody's) sowie F-1 (Fitch).

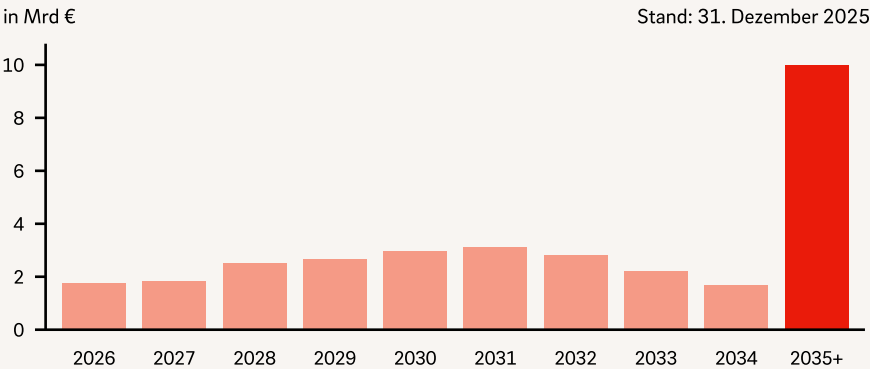
Ratings der E.ON SE

	S&P	Moody's	Fitch
Langfristig	BBB+	Baa2	BBB+
Ausblick	Stabil	Stabil	Stabil
Anleihen	BBB+	Baa2	A-
Kurzfristig	A-2	P-2	F-1

E.ON wird weiterhin dem Vertrauen der Ratingagenturen, Investoren und Banken mit einer klaren Strategie und einer transparenten Kommunikation jederzeit Rechnung tragen. Neben dem fortlaufenden Dialog mit Kapitalmarktinvestoren (zum Beispiel im Rahmen von Roadshows) und Ratingagenturen wird unter anderem ein jährliches Informationstreffen für die Kernbankengruppe von E.ON veranstaltet.

Fälligkeiten der Anleihen

Anleihen der E.ON SE und der E.ON International Finance B.V. – Fälligkeitsstruktur

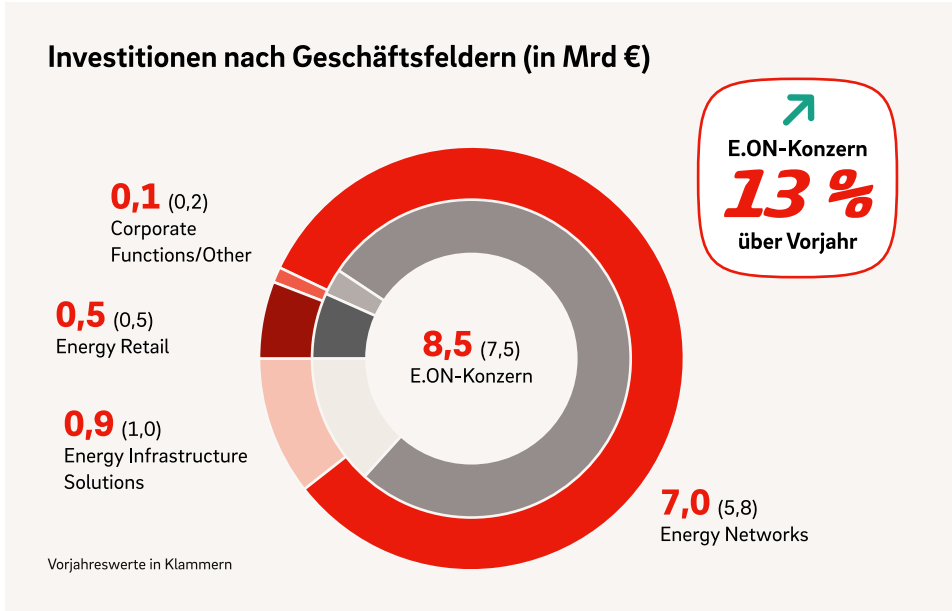


Investitionen

Im Geschäftsjahr 2025 lagen die zahlungswirksamen Investitionen im E.ON-Konzern mit 8,5 Mrd € deutlich über denen des Vorjahres (7,5 Mrd €). Davon entfielen 7,9 Mrd € (Vorjahr: 7,0 Mrd €) auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte, während die Investitionen in Beteiligungen 569 Mio € (Vorjahr: 528 Mio €) betrugen.

Die zahlungswirksamen Investitionen in Höhe von 8,5 Mrd € lagen somit leicht unter dem prognostizierten Zielwert von ~8,6 Mrd €.

Weitere Informationen zur Entwicklung der Investitionen in den Geschäftsfeldern erhalten Sie im Kapitel [Segmentinformationen →](#).



Cashflow

Cashflow

in Mio €	2025	2024
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	9.033	7.343
Zinszahlungen	-1.202	-928
Ertragsteuerzahlungen	-828	-742
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit	7.003	5.673
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-7.296	-6.626
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-2.279	1.106

Der operative Cashflow vor Zinsen und Steuern aus fortgeführten Aktivitäten lag mit 9,0 Mrd € um 1,7 Mrd € über dem Vorjahreswert (7,3 Mrd €).

Im operativen Cashflow aus fortgeführten Aktivitäten wirkten zusätzlich höhere Zins- und Steuerzahlungen. Die höheren Steuerzahlungen resultierten im Wesentlichen aus Einmaleffekten von Steuererstattungen im Geschäftsjahr 2024, welche im Jahr 2025 entfielen, sowie aus

verbesserten Ergebnisbeiträgen. Der Anstieg der Zinszahlungen ist auf die gestiegene wirtschaftliche Netto-Verschuldung sowie auf die Refinanzierung ausgelaufener Anleihen zu höheren Zinssätzen zurückzuführen.

Weitere Erläuterungen zu dem operativen Cashflow vor Zinsen und Steuern der jeweiligen Geschäftsfelder befinden sich in den [Segmentinformationen](#) →.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten lag mit -7,3 Mrd € um 0,7 Mrd € unter dem Vorjahreswert von -6,6 Mrd €. Darin enthalten sind zahlungswirksame Investitionen in Höhe von -8,5 Mrd € (Vorjahr: -7,5 Mrd €). Diese Entwicklung geht vor allem auf die planmäßig höheren Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte, insbesondere in das deutsche Netzgeschäft, zurück. Zusätzlich wirkten hier Auszahlungen in Sicherheitsleistungen. Gegenläufig wirkte insbesondere der Saldo aus Ein- und Auszahlungen aus Wertpapieren und Initial Margins.

Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten lag mit -2,3 Mrd € um rund 3,4 Mrd € unter dem Vergleichswert des Vorjahres von 1,1 Mrd €. Die Veränderung resultierte maßgeblich aus dem Saldo von Emissionen und Rückzahlungen von Anleihen. Im Berichtsjahr sind weniger Anleihen emittiert worden als im Vorjahr, da E.ON bereits im Vorjahr frühzeitig begonnen hatte, den Finanzierungsbedarf auch für das Jahr 2025 zu sichern. Zudem führt der Saldo aus Ein- und Auszahlungen aus Variation-Margins im Berichtsjahr zu einer Verringerung des finanziellen Cashflows im Vergleich zum Vorjahr.

Cash Conversion Rate

Die Cash Conversion Rate (CCR) stellt für uns einen Indikator dar, um das erwirtschaftete Ergebnis des E.ON-Konzerns in Zahlungsmittelzuflüsse zu transformieren. Die bereinigte CCR berechnet sich aus dem Verhältnis des operativen Cashflows vor Zinsen und Steuern (exklusive Cashflow aus dem Nuklearbereich wie zum Beispiel Rückbauaktivitäten der Kernkraftwerke (2024: -844 Mio €; 2025: -861 Mio €)) zum bereinigten EBITDA. Im Jahr 2025 lag sie bei 100 Prozent (Vorjahr: 90 Prozent).

Vermögenslage

Die Bilanzsumme lag mit 110,7 Mrd € um rund -0,7 Mrd € beziehungsweise -1 Prozent unter dem Wert zum Jahresende 2024. Das langfristige Vermögen stieg um 3,1 Mrd € auf 88,4 Mrd €. Dies ist im Wesentlichen auf den gestiegenen Wert der Investitionen in das Sachanlagevermögen sowie auf die betrieblichen Forderungen und immaterielle Vermögenswerte zurückzuführen. Gegenläufig wirkte der Rückgang der Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten. Dies betrifft im Besonderen die Entwicklung der Commodity-Derivate. Zusätzlich stiegen die aktiven latenten Steuern, was auf die Derivateentwicklung zurückzuführen ist.

Das kurzfristige Vermögen reduzierte sich von 26,1 Mrd € auf 22,3 Mrd € (-14 Prozent). Dies ist im Wesentlichen ebenfalls auf den Rückgang der Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten infolge gesunkener Commoditypreise sowie einer Minderung der liquiden Mittel zurückzuführen. Gegenläufig entwickelten sich die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, die einen Anstieg verzeichneten.

Zum 31. Dezember 2025 beträgt das den Anteilseignern der Gesellschaft zuzurechnende Eigenkapital rund 19,2 Mrd. € (Vorjahr: rund 17,8 Mrd. €). Das Eigenkapital der Anteile ohne beherrschenden Einfluss beläuft sich auf rund 6,6 Mrd. € (Vorjahr: rund 6,3 Mrd. €). Die Eigenkapitalquote (einschließlich der Anteile ohne beherrschenden Einfluss) belief sich am 31. Dezember 2025 auf rund 23 Prozent und weist damit im Vergleich zum 31. Dezember 2024 eine Erhöhung um rund einen Prozentpunkt auf. Zur Erhöhung des Eigenkapitals trug vor allem die positive Entwicklung der Gewinnrücklage bei. Zusätzlich erhöhte sich das sonstige Ergebnis aufgrund von Währungseffekten.

Der Rückgang der langfristigen Schulden (-1 Prozent beziehungsweise -0,5 Mrd €) ist im Wesentlichen auf die Neubewertungseffekte, durch gestiegene Rechnungszinssätze, bei den Rückstellungen der Pensionen und ähnlichen Verpflichtungen zurückzuführen. Gegenläufig wirkten gestiegene latente Steuern sowie Bauzuschüsse.

Konzernbilanzstruktur

in Mio €	31. Dez. 2025	%	31. Dez. 2024	%
Langfristige Vermögenswerte	88.407	80	85.307	77
Kurzfristige Vermögenswerte	22.278	20	26.054	23
Aktiva	110.685	100	111.361	100
Eigenkapital	25.833	23	24.166	22
Langfristige Schulden	56.768	51	57.218	51
Kurzfristige Schulden	28.084	26	29.977	27
Passiva	110.685	100	111.361	100

Die kurzfristigen Schulden (28,1 Mrd €) lagen -6 Prozent unter dem Wert zum 31. Dezember 2024. Gründe hierfür waren insbesondere der Rückgang der Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten, der ebenfalls auf die Entwicklung der Commodity-Derivate zurückzuführen ist, sowie der Rückgang der Finanzverbindlichkeiten.

Weitere Erläuterungen zur Vermögenslage befinden sich im Anhang zum [Konzernabschluss →](#).

Unsere Erfolgsfaktoren: Mitarbeiter, Kunden, Marke

Ab diesem Geschäftsjahr berichten wir erstmalig über unsere wichtigsten immateriellen Ressourcen: unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, Kundinnen und Kunden und unsere Marke E.ON. Von ihnen hängt unser Geschäftsmodell grundlegend ab und sie sind maßgeblich für die Erreichung der Ziele von E.ON.

Highlights für das Jahr 2025

- **Stabile, leicht wachsende Mitarbeiterbasis**

Die Anzahl der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter stieg im Geschäftsjahr von 76.566 im Vorjahr auf 78.270 an.

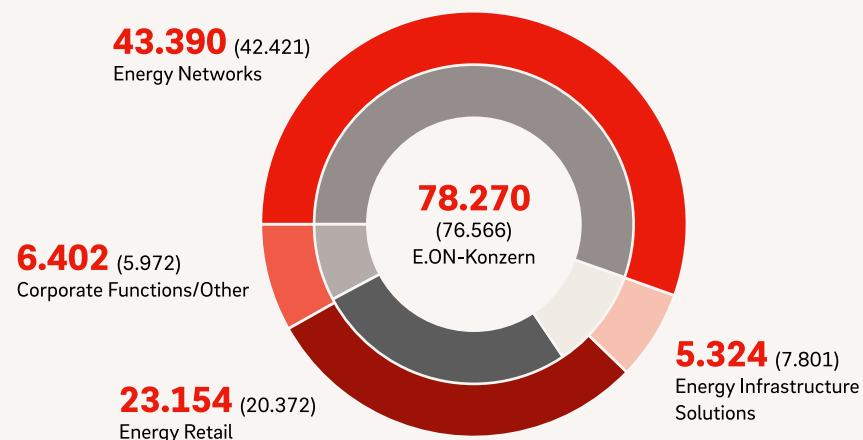
- **Fortschritte beim Anteil weiblicher Führungskräfte**

Der Anteil weiblicher Führungskräfte stieg von 26 Prozent im Vorjahr auf 27 Prozent im Geschäftsjahr an. E.ON bekräftigt damit seinen Anspruch, den Frauenanteil in Führungspositionen weiterzuentwickeln.

- **Kundenzufriedenheit – ein entscheidender Erfolgsfaktor für E.ON**

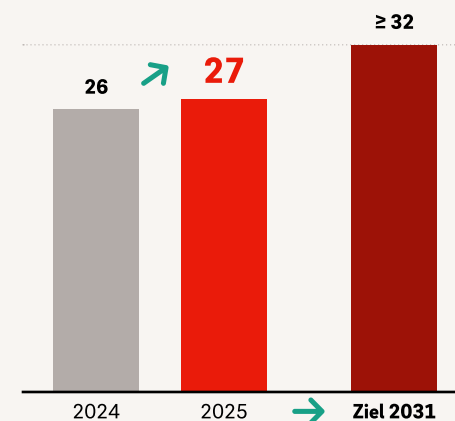
Mit der Ambition, Energie zu einem positiven Kundenerlebnis zu machen, bieten wir innovative Energielösungen und erstklassige Dienstleistungen an. Vertrauen und Loyalität sind daher für uns von zentraler Bedeutung. Die Zufriedenheit unserer Kundinnen und Kunden messen wir kontinuierlich über den Net Promoter Score (NPS). Im Geschäftsjahr 2025 lag der strategische NPS (sNPS), mit dem wir die Kundenzufriedenheit im Vergleich zu unseren Wettbewerbern messen, mit 87 Prozent konzernweit auf Vorjahresniveau.

Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter¹ nach Geschäftsfeldern



¹ FTE (Full-Time Equivalent)
Vorjahreswerte in Klammern

Anteil weiblicher Führungskräfte (in %)



Mitarbeiter

Unsere insgesamt 78.270 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter stellen für E.ON einen entscheidenden Wert dar und sind maßgeblich für die nachhaltige Wertschöpfung des Konzerns. Ihre fachliche Kompetenz, ihr Engagement sowie ihre Fähigkeit, Veränderungen aktiv mitzugestalten, bestimmen unter anderem die Qualität unserer Leistungen, die Kundenzufriedenheit und die langfristige Wettbewerbsfähigkeit unseres Geschäftsmodells. Um diesen Wert gezielt zu stärken, wollen wir attraktive und verlässliche Rahmenbedingungen schaffen, fördern wir kontinuierliche Qualifizierung und Entwicklung und investieren in ein modernes, gesundes und leistungsfähiges Arbeitsumfeld.

Die Wirkung dieser Maßnahmen wird systematisch gesteuert und gemessen, unter anderem über konzernweit verankerte Arbeitssicherheits-Kennzahlen im Steuerungs- und Vergütungssystem sowie über das regelmäßig genutzte Mitarbeiterbefragungs- und -einbindungsinstrument **YourVoice@E.ON**. Die so gewonnenen Erkenntnisse dienen dazu, Arbeitsbedingungen, Führung und Zusammenarbeit kontinuierlich weiterzuentwickeln und die Bindung sowie Motivation unserer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter nachhaltig zu stärken. Als Träger von Wissen, Erfahrung und Beziehungen sind unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter zugleich Bindeglied zu weiteren immateriellen Ressourcen wie Kundenbeziehungen und unserer Marke E.ON. Ihre Leistungsfähigkeit und Entwicklung wirken damit unmittelbar auf den wirtschaftlichen Erfolg und die Zukunftsfähigkeit von E.ON.

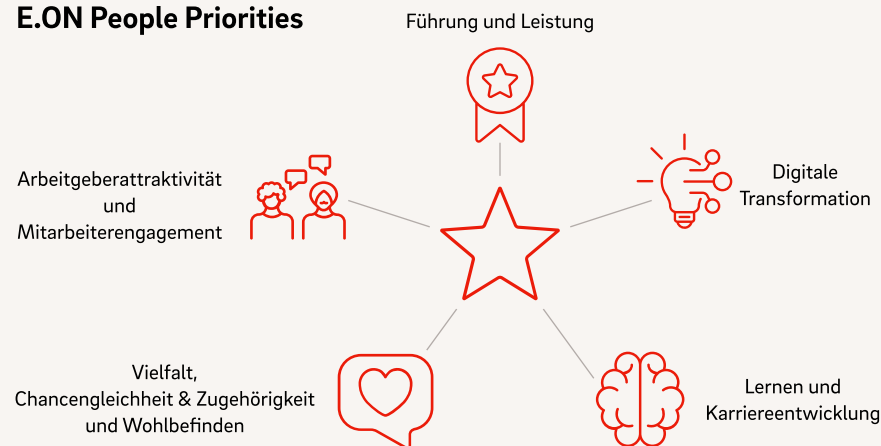
Strategische Personalentwicklung und HR-Initiativen für die Playmaker-Ambition bei E.ON

E.ONs strategische Ambition, als Playmaker aktiver Gestalter der Energiewende zu sein, war 2025 bestimmend für die HR-Arbeit. Dabei verfolgen wir das Ziel, Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter zu gewinnen, zu fördern und zu binden.

Unsere „E.ON People Priorities“ fungieren als Nordstern für alle HR-Aktivitäten. Sie umfassen die folgenden Handlungsfelder:

Arbeitgeberattraktivität und Mitarbeiterengagement verbunden mit der Zielsetzung Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter zu gewinnen und zu binden, **Führung und Leistung** im Sinne der Förderung eines gemeinsamen Führungsverständnisses, **Lernen und Karriereentwicklung** zur Weiterentwicklung strategisch erforderlicher Fähigkeiten, **Digitale Transformation** zur Gestaltung eines modernen und effizienten Arbeitsumfeldes, in dem gleichermaßen **Vielfalt, Chancengleichheit und Zugehörigkeit sowie Wohlbefinden** gegeben ist.

E.ON People Priorities



Zur konkreten Umsetzung der „E.ON People Priorities“ wurden für das Geschäftsjahr 2025 konzernweite HR-Fokusthemen festgelegt. Neben der Weiterentwicklung der leistungsorientierten Vergütung unserer Führungskräfte sowie der Neukonzeption globaler Talentprozesse zur Identifizierung und Förderung unserer Talente und einer effizienten Nachfolgeplanung haben wir uns auf drei Schlüsselinitiativen fokussiert:

- **Modernisierung der Arbeitsbedingungen in Deutschland:** Modernisierte Vereinbarungen zu Arbeitszeit, Vergütung und Nebenleistungen sollen auch die Attraktivität von E.ON als Arbeitgeber erhöhen und damit unsere Wettbewerbsfähigkeit auf dem Arbeitsmarkt. Flexible Arbeitszeitmodelle, Wahlmöglichkeiten bei Auszeiten sowie neue Angebote wie die Familienstartzeit sollen die lebensphasenorientierte Beschäftigung stärken und sich generell positiv auf das Engagement und die Motivation unserer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter auswirken.
- **Kompetenzmodell „My Skill Guide“:** Unser konzernweites strategisches Kompetenzmodell gründet sich auf die konkreten Bedarfe unseres Geschäfts und beschreibt die erfolgskritischen Fähigkeiten unserer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. „My Skill Guide“ wurde an unseren Playmaker-Ambitionen ausgerichtet und soll unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und Führungskräfte dabei unterstützen, die in individuellen Entwicklungsplänen definierten Fähigkeiten gezielt durch Trainings, Mentoring und Projekte zu entwickeln beziehungsweise weiterzuentwickeln und einzusetzen.

- HR-Digitalisierungsprojekt „Delphi“: Mit der Einführung einer neuen konzernübergreifenden HR-IT-Plattform treiben wir die HR-Transformation voran. Durch die damit verbundene weitere Standardisierung, Automatisierung und Vereinfachung soll ein konsistentes Mitarbeitererlebnis geschaffen werden. Administrative HR-Arbeit soll reduziert werden, um Freiräume für persönliche Betreuung und strategische HR-Arbeit mit direktem Beitrag zum Unternehmenserfolg zu ermöglichen.

Neben diesen Fokusthemen soll die HR-Funktion mit Initiativen aus ihren Kernprozessen die Realisierung unserer Playmaker-Ambition entscheidend unterstützen. Hierbei sollen Vielfalt, Chancengleichheit und Zugehörigkeit sowie Wohlbefinden durch eine Vielzahl an Initiativen und Netzwerken gelebt werden. So fördert zum Beispiel unser „Female Mentoring“ Programm gezielt weibliche Talente auf dem Weg in Führungsrollen. Das Netzwerk „Women@E.ON“ soll ihre Sichtbarkeit und den gemeinsamen Austausch stärken und leistet einen weiteren direkten Beitrag zu Vielfalt, Führung und Leistung.

Unser prämiertes „E.ON International Graduate Program“ soll Hochschulabsolventinnen und -absolventen zu künftigen Playmakern entwickeln. Im Rahmen internationaler Einsätze und gezielter individueller Lernpfade lernen sie E.ON und unser Geschäft kennen. Das Programm ist Ausdruck der für uns wichtigen Themen wie strategische Nachfolgeplanung, zielgerichtete Karriereentwicklung und lebenslanges Lernen.

Auch durch regelmäßiges Feedback lernen wir und entwickeln uns weiter. Um die Wirkung und Nachhaltigkeit unserer Maßnahmen zu messen und zu verstehen, holen wir mit YourVoice@E.ON kontinuierlich Feedback in Echtzeit ein. Auch damit wollen wir stetig das Mitarbeitererlebnis verbessern und unsere Arbeitgeberattraktivität weiter stärken.

In einer sich stetig wandelnden Welt schaffen wir die Rahmenbedingungen, damit unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sich als Playmaker entfalten und wachsen können – mit Mut, Kompetenz und Haltung. Auf dieser Grundlage möchte E.ON Verantwortung bei der aktiven Gestaltung einer nachhaltigen Energiezukunft übernehmen – nah an den Menschen, nah an unseren Kundinnen und Kunden.

Die Entwicklung der Anzahl der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter im Vorjahresvergleich¹⁰

Zum 31. Dezember 2025 beschäftigte der E.ON-Konzern 78.270 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in der Stammebelegschaft. Bei der Ermittlung dieser Kennzahl wurden Teilzeitstellen anteilig berücksichtigt. Im Verlauf des Jahres stieg die Anzahl der Beschäftigten um 1.704 FTE (2 Prozent). Der Anteil der im Ausland tätigen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter (36.554 FTE) liegt mit 47 Prozent auf Vorjahresniveau.

Stammebelegschaft nach Geschäftsfeldern¹

FTE ²	2025	2024
Energy Networks	43.390	42.421
Energy Infrastructure Solutions	5.324	7.801
Energy Retail	23.154	20.372
Corporate Functions/Other	6.402	5.972
E.ON-Konzern	78.270	76.566

1 Stammebelegschaft einschließlich Vorstandsmitgliedern, Geschäftsführerinnen und Geschäftsführern, ohne Auszubildende, Praktikantinnen und Praktikanten sowie Werkstudentinnen und Werkstudenten.

2 FTE (Full-Time Equivalent) ist die Berichtsgröße der Mitarbeiterkapazität unter Berücksichtigung des vertraglich vereinbarten Beschäftigungsgrads und der tarifvertraglichen oder unternehmensüblichen normalen Wochenarbeitszeit. Ein Vollzeitmitarbeiter zählt als 1 FTE.

Im Geschäftsfeld **Energy Networks** erhöhte sich die Anzahl der Beschäftigten. Dies ist hauptsächlich auf Wachstumsaktivitäten sowie die Besetzung von Vakanzen in Deutschland zurückzuführen. Gegenläufig wirkte die Entkonsolidierung der NEW-Gruppe.

Die Entwicklung im Geschäftsfeld **Energy Infrastructure Solutions** resultierte hauptsächlich aus dem konzerninternen Transfer von Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Bereiches Metering zum Segment Energy Retail – Großbritannien.

Die Zahl der Beschäftigten im Geschäftsfeld **Energy Retail** stieg vor allem in Großbritannien durch die zuvor genannten Mitarbeitertransfers im Geschäftsfeld Metering. Leicht gegenläufig wirkte die Entkonsolidierung der NEW-Gruppe.

Der Anstieg der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter im Bereich **Corporate Functions/Other** ist im Wesentlichen auf Stellenbesetzungen im digitalen Umfeld, der Vollkonsolidierung der E.ON One und die Eingliederung kleinerer Einheiten wie die E.ON Group Innovation zurückzuführen. Bei PreussenElektra sank die Beschäftigtenzahl wegen des Rückbaus der Kernkraftwerke.

¹⁰ Dieser Abschnitt ist Bestandteil des Nachhaltigkeitsberichts. Es sind Angaben zu den ESRS-Angabepflichten ESRS 2 Tz. 40a iii und ESRS S1 Tz. 50 enthalten.



Stammebelegschaft nach Regionen¹

	FTE ²		Personen	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Deutschland	41.715	40.786	43.195	42.293
Großbritannien	10.005	9.757	10.310	10.069
Rumänien	7.068	6.935	7.223	7.073
Ungarn	5.956	5.996	5.979	6.019
Tschechien	3.542	3.402	3.572	3.426
Niederlande	3.490	3.368	3.790	3.718
Schweden	2.885	2.840	2.918	2.866
Polen	1.918	1.863	1.926	1.871
Weitere Länder	1.691	1.619	1.735	1.648
E.ON-Konzern	78.270	76.566	80.648	78.983

1 Stammebelegschaft einschließlich Vorstandsmitgliedern, Geschäftsführerinnen und Geschäftsführern, ohne Auszubildende, Praktikantinnen und Praktikanten sowie Werkstudentinnen und Werkstudenten.

2 FTE (Full-Time Equivalent) ist die Berichtgröße der Mitarbeiterkapazität unter Berücksichtigung des vertraglich vereinbarten Beschäftigungsgrads und der tarifvertraglichen oder unternehmensüblichen normalen Wochenarbeitszeit. Ein Vollzeitmitarbeiter zählt als 1 FTE.

Weitere Angaben zu den im Berichtsjahr durchschnittlich beschäftigten Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern sind in den Angaben in **Textziffer 11 →** im Konzernanhang zu finden.

Im Berichtsjahr hat E.ON 9.487 neue Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter eingestellt (2024: 11.189). Dies spiegelt die konsequente Umsetzung unserer Strategie und das Erreichen unserer Wachstumsziele wider.

Bei E.ON sind Vergütungsstrukturen eindeutig und transparent geregelt. Dabei legen wir großen Wert auf eine faire Entlohnung. Die Vergütungsgrundsätze für unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sind unter anderem in umfassenden tarifvertraglichen Regelwerken festgelegt, die für 81 Prozent unserer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter gelten. Darüber hinaus ist es unser Anspruch, wann immer möglich unbefristete Arbeitsverhältnisse zu vereinbaren, was wir für 93 Prozent unserer Belegschaft erreichen.

Gesamtbelegschaft nach Vertragsart¹ und Geschlecht²

Personen	Total	Männlich	Weiblich	Sonstige
Beschäftigte mit unbefristetem Vertrag	78.996	54.007	24.986	3
Beschäftigte mit befristetem Vertrag	5.795	3.349	2.446	0
Beschäftigte ohne garantierte Arbeitsstunden	-	-	-	-
E.ON-Konzern	84.791	57.356	27.432	3

1 Gesamtbelegschaft einschließlich Vorstandsmitgliedern, Geschäftsführerinnen und Geschäftsführern, Auszubildenden, Praktikantinnen und Praktikanten sowie Werkstudentinnen und Werkstudenten.

2 Geschlecht gemäß den eigenen Angaben der Beschäftigten.

Unser Ziel ist es, dass der Frauenanteil an Führungskräften bis 2031 dem Frauenanteil in der Gesamtbelegschaft entspricht. Dieses Ziel haben wir auch in 2025 weiterverfolgt. Mit 27 Prozent (2024: 26 Prozent) konnten wir den Anteil der weiblichen Führungskräfte erneut steigern.

Der Anteil der weiblichen Beschäftigten ist im Vergleich zum Vorjahr konstant. Zum Jahresende 2025 betrug der Anteil der Frauen an der Belegschaft 32 Prozent:

Beschäftigte nach Geschlecht^{1,2}

Personen	2025	2024
Männlich	57.356	56.169
Weiblich	27.432	26.735
Sonstige	3	3
E.ON-Konzern	84.791	82.907

1 Gesamtbelegschaft einschließlich Vorstandsmitgliedern, Geschäftsführerinnen und Geschäftsführern, Auszubildenden, Praktikantinnen und Praktikanten sowie Werkstudentinnen und Werkstudenten.

2 Geschlecht gemäß den eigenen Angaben der Beschäftigten.



Kunden

Kundinnen und Kunden und ihre Bedarfe stellen als Teil des Beziehungskapitals eine wichtige immaterielle Ressource dar, die elementar für unser Geschäftsmodell ist. Wir bieten den Kundinnen und Kunden ein umfassendes Produktportfolio rund um das Kernthema Energie, Energieversorgung sowie nachhaltige und bezahlbare Angebote. Für den Unternehmenserfolg essenziell ist sowohl die Zufriedenheit als auch die Verbundenheit der Kundinnen und Kunden mit dem Unternehmen. Denn eine gute Kundenbasis trägt mit zu einer hohen Weiterempfehlungsrate bei. Diese erfassen wir als Kennzahl – Net Promoter Score (NPS) – und haben sie ebenfalls in unserem Steuerungs- und Vergütungssystem verankert. Zudem gibt es Kundenbefragungen an Kontaktpunkten oder mittels Bewertungstools, um die Kundenbedürfnisse und -ansprüche besser kennenzulernen und Verbesserungspotenziale zu identifizieren.

Kundenzentrierung als Erfolgsfaktor

Die Zufriedenheit unserer Kundinnen und Kunden ist und bleibt ein zentrales Element und ein entscheidender Erfolgsfaktor für das nachhaltige Wachstum von E.ON. In einer zunehmend digitalen und dekarbonisierten Energiewelt erkennen unsere Kundinnen und Kunden – ob Haushalte, Unternehmen, Städte oder Behörden – die Bedeutung, nicht nur weniger Energie zu verbrauchen, sondern auch eigene, saubere Energie zu erzeugen, zu speichern und intelligent zu nutzen.

Aus Unternehmenssicht glauben wir, dass unsere Kundinnen und Kunden von uns innovative, nachhaltige Energielösungen, erstklassige Dienstleistungen und ein konsistent positives Kundenerlebnis über alle Kontaktpunkte hinweg erwarten. Vertrauen und Loyalität sind daher für uns von zentraler Bedeutung: Zufriedene Kundinnen und Kunden bleiben uns länger verbunden, erweitern ihre Geschäftsbeziehung häufiger um zusätzliche Produkte und Dienstleistungen und empfehlen uns mit größerer Wahrscheinlichkeit weiter.

Auch die Energiemärkte verändern sich im Zuge der Energiewende in hohem Tempo. Sie sind geprägt von intensivem Wettbewerb, hoher Innovationskraft und einem dynamischen Wandel der Kundenbedürfnisse. Dies führt zu steigenden Anforderungen an Energieunternehmen und erfordert von uns, die Erwartungen unserer Kundinnen und Kunden immer wieder neu zu verstehen und zu erfüllen.

Neue strategische Ausrichtung zur Stärkung der Kundenzufriedenheit

Um seinen Kundinnen und Kunden in einem zunehmend komplexen Marktumfeld ein nahtloses, effizientes und zukunftsorientiertes Kundenerlebnis bieten zu können, hat E.ON zu Beginn des Jahres 2025 das Geschäftsfeld Energy Retail strategisch neu ausgerichtet.

Insbesondere mit der strategischen Erweiterung des Produktportfolios reagiert E.ON auf die veränderten Kundenbedürfnisse. Tarife zur intelligenten Steuerung von Kundenassets adressieren hierbei die zunehmende Notwendigkeit der Flexibilisierung des Stromverbrauchs. Mit der gridX-Plattform bietet E.ON eine eigene Lösung für Flexibilitätsmanagement, inklusive Steuerung von Ladeinfrastruktur, dynamische Tarifanpassung und Integration dezentraler Anlagen (Assets) zur Optimierung und Vermarktung von Flexibilität.

Ein zusätzlicher Eckpfeiler dieser Neuausrichtung ist die Bündelung unserer Innovationskraft mit starken Partnern, um neue Möglichkeiten für unsere Kundinnen und Kunden zu schaffen. Ein erstes sichtbares Ergebnis dieser Strategie war die Einführung des ersten „Vehicle-to-Grid“- (V2G)-Tarifs in Kooperation mit BMW. Nähere Informationen hierzu erhalten Sie im Kapitel Segmentinformationen.

Mit der Ambition, Energie zu einem Kundenerlebnis zu machen, das den Komfort und die Einfachheit moderner E-Commerce-Standards erreicht, möchte E.ON auch hier neue Maßstäbe für seine Kunden setzen und somit langfristig das Vertrauen in die Marke E.ON stärken. Im Zuge dessen wurde ein regional übergreifendes Programm gestartet, das zentrale digitale Fähigkeiten wie App-Entwicklung, Customer Value Management, künstliche Intelligenz und Daten bündelt, um eine skalierbare Basis für eine datengestützte Kundeninteraktion zu schaffen.

Nicht nur im Geschäftsfeld Energy Retail ist Kundenzufriedenheit eine strategische Priorität. Auch im Geschäftsfeld Energy Networks stehen die Bedürfnisse unserer Kundinnen und Kunden im Mittelpunkt. Insbesondere der starke Anstieg an Anschlussanfragen stellt die Organisation in den Anschlussprozessen, die Abrechnung und den Kundenservice vor Herausforderungen. So wurden bereits zahlreiche Maßnahmen zur Verbesserung der Kundenreise in den Netzgesellschaften eingeleitet. Diese umfassen unter anderem die Einführung moderner digitaler Lösungen und IT-Systeme für den Netzanschluss („iConnect“) und die Abrechnung („SPACE“) sowie die Einführung von Konzernstandards in den Anschlussprozessen und die kontinuierliche Verbesserung des Kundenservices. Zusätzlich wurde im Geschäftsjahr 2025 die systematische Erhebung von Kundenfeedback mittels NPS in den deutschen und internationalen Regionaleinheiten wesentlich weiterentwickelt.

Einheitliche Messmethodik

Die Zufriedenheit unserer Endkundinnen und Endkunden messen wir kontinuierlich über den Net Promoter Score (NPS). Der NPS zeigt, in welchem Maß Kundinnen und Kunden E.ON weiterempfehlen würden, und liefert wertvolle Erkenntnisse über aktuelle Bedürfnisse und Prioritäten. E.ON greift hierbei auf die gängige Berechnungsmethodik zurück, indem der Anteil der Promotoren abzüglich des Anteils der Detraktoren berechnet wird.

E.ON erhebt zwei Arten des NPS:

- **Strategischer NPS (sNPS):** misst die Kundenzufriedenheit unabhängig von einer Interaktion. Die Steuerung des sNPS erfolgt benchmarkbasiert im Vergleich zum Wettbewerbsumfeld. Die jährliche Zielsetzung leitet sich aus der relativen Ausgangsposition von E.ON beziehungsweise Essent gegenüber dem Wettbewerb ab. Das sNPS-Ergebnis fließt mit 50 Prozent in die Gesamtzielerreichung des konzernweiten NPS ein.
- **Journey NPS (jNPS):** bewertet die Zufriedenheit unserer Kunden nach konkreten Interaktionen entlang der Kundenreise. Die Journeys des Beschwerde-/ und Bezahlprozesses stehen in allen Regionen im Fokus und werden durch zwei weitere, landesspezifische strategische Prioritäten ergänzt. Der jNPS zeigt, wie unsere Kundinnen und Kunden die Qualität zentraler Serviceerlebnisse wahrnehmen. Die jährliche Zielambition orientiert sich grundsätzlich an der Ausgangsleistung des Vorjahres und verfolgt das Ziel, das erlebte Serviceniveau spürbar zu steigern oder auf einem hohen Leistungswert zu stabilisieren. Das jNPS-Ergebnis fließt mit 50 Prozent in die Gesamtzielerreichung des konzernweiten NPS ein.

Beide Indikatoren werden in unseren Märkten – Deutschland, Großbritannien, Italien, Rumänien, Schweden, Tschechien, Ungarn, Polen und den Niederlanden – nach einheitlicher Systematik erhoben. Ein standardisierter und automatisierter Berichtsprozess soll dabei eine hohe Datenqualität und Transparenz gewährleisten.

Leistungsüberprüfung

Die Leistungsüberprüfung der Kundenzufriedenheit fokussiert sich auf den Bereich Energy Retail. E.ON definiert hier zentral die jährlich verbindlichen Zielwerte für den strategischen NPS und den Journey NPS, die auf Unternehmens-, Bereichs- und Länderebene als bedeutsame Steuerungsgrößen dienen.

Die Ergebnisse werden regelmäßig an den Vorstand berichtet und kontinuierlich zwischen dem Chief Operating Officer – Commercial und den regionalen CEOs diskutiert. Seit 2020 fließen die

Fortschritte im sNPS und jNPS zu 20 Prozent in die Berechnung der variablen Vergütung für Führungskräfte ein.

Im Geschäftsjahr 2025 konnte E.ON seinen strategischen NPS vereinzelt ausbauen und konzernweit mit 87 Prozent eine ähnliche Zielerreichung wie im Vorjahr erreichen. Schweden und die Niederlande konnten hierbei die Zielvorgaben vollumfänglich erreichen. Insgesamt blieb E.ON beziehungsweise Essent in fünf Märkten vor dem Wettbewerb. Gleichzeitig verbesserten mehrere Regionen – darunter das Vereinigte Königreich, Deutschland, Tschechien und Schweden – ihre absoluten sNPS-Werte.

Bei den operativen Journey-NPS-Werten übertrafen die Teams in Großbritannien, Italien, Polen, Tschechien und Rumänien ihre Zielvorgaben deutlich. Schweden und Deutschland erfüllten ihre Ziele vollständig, während die Niederlande nur in zwei von vier Kundenreisen die angestrebten Verbesserungen erreichten. Mit einer Zielerreichung von 124 Prozent konnte auch im Jahr 2025 ein hervorragendes Ergebnis für den jNPS erzielt werden.

Diese Ergebnisse bestätigen: Kundenzufriedenheit ist nicht nur ein Anspruch, sondern ein messbarer Erfolgsindikator für E.ON – und ein zentraler Treiber unseres nachhaltigen Wachstums.

Marke

Neben den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern sowie den Kundinnen und Kunden ist die Marke E.ON eine der wichtigsten immateriellen Ressourcen. Im Berichtsjahr ist der E.ON-Konzern 25 Jahre alt geworden. Schaut man allerdings auf die Gründungsjahre der Vorgängergesellschaften VEBA und VIAG, dann liegen diese viel weiter zurück – und zwar Anfang des 20. Jahrhunderts. Somit fußen sowohl das Unternehmen als auch die Marke E.ON auf einer langen Tradition deutscher Industriegeschichte. Vor diesem Hintergrund wird die Marke E.ON mit Werten wie Stabilität, Verantwortung und Vertrauen in Verbindung gebracht und hat sich mit dem aktuellen Markenauftritt „It's on us to make new energy work“ als kompetenter Partner rund um Energie und die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende positioniert. Dafür hat E.ON im Juni 2025 die Auszeichnung „Corporate Brand of the Year“ im German Brand Award erhalten. Dies ist einer der bedeutendsten Markenpreise Deutschlands und gewürdigt wurden damit die Neuausrichtung der Marke E.ON mit Fokus auf die Verteilnetze und nachhaltige Kundenlösungen sowie die Positionierung als Playmaker der Energiewende in Deutschland und Europa.



Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage der E.ON SE

Der Verlauf des Geschäftsjahres 2025

Der Jahresabschluss der E.ON SE ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuchs (HGB) und der Verordnung über das Statut der Europäischen Gesellschaft (SE) in Verbindung mit dem Aktiengesetz (AktG) sowie des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) aufgestellt.

Bilanz der E.ON SE (Kurzfassung)

in Mio €	31. Dezember	
	2025	2024
Immaterielle Vermögensgegenstände	–	–
Sachanlagen	11	11
Finanzanlagen	48.650	48.679
Anlagevermögen	48.661	48.690
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	15.081	12.526
Übrige Forderungen	864	1.410
Flüssige Mittel	2.575	4.473
Umlaufvermögen	18.520	18.409
Rechnungsabgrenzungsposten	106	113
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	19	23
Gesamtvermögen	67.306	67.235
Eigenkapital	13.531	12.434
Rückstellungen	3.603	3.640
Anleihen	20.573	20.288
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	28.655	29.944
Übrige Verbindlichkeiten	734	698
Rechnungsabgrenzungsposten	210	231
Gesamtkapital	67.306	67.235

Der Anstieg der Forderungen gegen verbundene Unternehmen ist im Wesentlichen auf höhere Forderungen aus Gewinnabführung mit Tochtergesellschaften (1.799 Mio €) sowie gestiegenen Ansprüchen aus der konzerninternen Finanzierung (791 Mio €) zurückzuführen.

Der Rückgang der übrigen Forderungen resultiert mit 558 Mio € aus der vollständigen Veräußerung der Anteile an Geldmarktfonds.

Der im Vorjahr ausgewiesene hohe Bestand an liquiden Mitteln resultierte aus Vorfinanzierungsmaßnahmen für das Geschäftsjahr 2025. Im Berichtszeitraum wurden diese Mittel zur Finanzierung von verbundenen Unternehmen sowie zur Ausschüttung der Dividende verwendet.

Die Veränderung des Eigenkapitals ergibt sich im Wesentlichen aus der Erhöhung der Gewinnrücklage. Dieser Anstieg ist auf die Einstellung von 1.100 Mio € aus dem laufenden Ergebnis 2025 sowie die Veräußerung eigener Aktien im Rahmen des Mitarbeiteraktienprogramms 2025 (17 Mio €) zurückzuführen.

Die E.ON SE hat im Geschäftsjahr neue Anleihen in Höhe von 2.030 Mio € begeben und Anleihen in Höhe von 1.657 Mio € zurückgeführt.

Der Rückgang der Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen betrifft mit 1.233 Mio € den Rückgang der konzerninternen Finanzierung.

Informationen zu den eigenen Anteilen befinden sich in **Textziffer 11** → beziehungsweise **Textziffer 19** → des Konzernanhangs.



Gewinn- und Verlustrechnung der E.ON SE (Kurzfassung)

in Mio €	2025	2024
Beteiligungsergebnis	3.643	2.208
Finanzergebnis	-552	-587
Übrige Aufwendungen und Erträge	-565	-440
Steuern	-11	262
Jahresüberschuss	2.515	1.443
Gewinnvortrag aus dem Vorjahr	1.418	1.412
Einstellung in die Gewinnrücklagen	-1.100	-
Bilanzgewinn	2.833	2.855

Die Ertragslage des Unternehmens ist als Holding des E.ON Konzerns durch das Beteiligungsergebnis geprägt. Zum positiven Beteiligungsergebnis haben insbesondere Erträge aus der Gewinnabführung der E.ON Beteiligungen GmbH in Höhe von 1.854 Mio € sowie der E.ON Finanzanlagen GmbH in Höhe von 1.720 Mio € beigetragen. Die Gewinnabführung der E.ON Beteiligungen GmbH im Geschäftsjahr 2024 in Höhe von 52 Mio € war durch den Verschmelzungsverlust aus einer konzerninternen Strukturmaßnahme (Verschmelzung einer Tochtergesellschaft) um 1.722 Mio € gemindert.

Das Finanzergebnis umfasst im Geschäftsjahr 2025 ein um 80 Mio € verbessertes Zinsergebnis. Diese Entwicklung ist im Wesentlichen auf gesunkene kurzfristige Marktzinsen infolge der seit Mitte 2024 vorgenommenen Leitzinssenkungen der Europäischen Zentralbank zurückzuführen. Da die E.ON SE netto kurzfristige Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen hält, wirken sich diese Zinsänderungen entsprechend positiv auf das Zinsergebnis aus.

Der negative Saldo aus den übrigen Aufwendungen und Erträgen im Geschäftsjahr 2025 ist im Wesentlichen auf personalbezogene Aufwendungen in Höhe von 307 Mio €, Aufwendungen für bezogene Fremdleistungen in Höhe von 241 Mio €, Prüfungs- und Beratungsleistungen von 85 Mio € sowie einen Nettoaufwand aus derivativen Finanzinstrumenten und Währungskursdifferenzen von 41 Mio € zurückzuführen. Die Erhöhung gegenüber dem Vorjahr resultiert im Wesentlichen aus gestiegenen personalbezogenen Aufwendungen (+80 Mio €) sowie einem um 34 Mio € höheren negativen Ergebnis aus derivativen Finanzinstrumenten.

Die Tätigkeiten der Gesellschaft E.ON SE gemäß § 6b Abs. 3 EnWG betreffen im Wesentlichen sonstige Tätigkeiten außerhalb des Elektrizitäts- und Gassektors. Für verbundene Netzbetreiber erbringt E.ON SE darüber hinaus in relativ geringem Umfang energiespezifische Dienstleistungen für den Netzbetrieb im Bereich Elektrizitätsverteilung beziehungsweise Gasverteilung und stellt insoweit Tätigkeitsabschlüsse auf. Das daraus entstandene Ergebnis ist einzeln und insgesamt geringfügig (rund +0,9 Mio €).

Im Berichtsjahr ergab sich insgesamt ein Aufwand aus Steuern von 11 Mio €, der sowohl Steuern des laufenden Geschäftsjahres als auch Steuern für Vorjahre betrifft. Dieser setzt sich aus einem Steueraufwand für Vorjahre in Höhe von 10 Mio €, einem Steueraufwand für das laufende Geschäftsjahr in Höhe von 5 Mio € sowie einem Ertrag aus sonstigen Steuern von 4 Mio € zusammen. Der im Vorjahr ausgewiesene Steuerertrag beinhaltete mit 198 Mio € einen Erstattungsanspruch für frühere Jahre aus einem Rechtsbehelfsverfahren.

Die E.ON SE ist in ihrer Funktion als Holding des E.ON Konzerns hinsichtlich des Geschäftsverlaufs, der Lage sowie der voraussichtlichen Entwicklung mit ihren Chancen und Risiken maßgeblich von der Entwicklung des E.ON Konzerns abhängig. Sie unterliegt daher grundsätzlich den gleichen im [Chancen- und Risikobericht](#) → dargelegten Chancen und Risiken wie der E.ON Konzern.

Die Dividende und ihre Entwicklung ist für den Jahresabschluss der E.ON SE die bedeutsamste Kennzahl. Entsprechend des Vorjahresausblicks auf die Dividendensteigerung von jährlich bis zu 5 Prozent schlägt der Vorstand der Hauptversammlung im Jahr 2026 vor, aus dem Bilanzgewinn eine Dividende von 0,57 € je dividendenberechtigte Stückaktie auszuschütten und den Restbetrag in Höhe von 1.343 Mio € auf neue Rechnung vorzutragen. Der Gewinnverwendungsvorschlag berücksichtigt die dividendenberechtigten Aktien zum Zeitpunkt der Aufstellung des Jahresabschlusses am 18. Februar 2026.

Der vom Abschlussprüfer KPMG AG mit einem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehene vollständige Jahresabschluss der E.ON SE wird im Bundesanzeiger bekannt gemacht.

Ausblick

Der Vorstand der E.ON SE bestätigt die Dividendenpolitik mit einem jährlichen Wachstum der Dividende pro Aktie von bis zu 5 Prozent bis einschließlich der Dividende für das Geschäftsjahr 2030. Dies betrifft auch ein Wachstum der Dividende von bis zu 5 Prozent für das Geschäftsjahr 2026. Auch nach dem Jahr 2030 strebt E.ON eine jährliche Steigerung der Dividende pro Aktie an. In E.ONs Strategie ist Nachhaltigkeit mit Fokus auf klimaneutrales Wirtschaften ein entscheidender Wachstumsfaktor, der es E.ON ermöglichen soll, die angestrebten Dividendenziele zu erreichen.



Prognosebericht

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Gesamtwirtschaftliche Situation

Die weiter anhaltenden geopolitischen Spannungen und die damit verbundenen Unsicherheiten wirken sich auch auf die Entwicklung der Wirtschaft aus. Die Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) geht in ihren Prognosen von einem globalen Wirtschaftswachstum für die Jahre 2026 und 2027 von 2,9 Prozent und von 3,1 Prozent aus.

In diesen Prognosen ist berücksichtigt, dass die Inflation weiter nachlässt und der Welthandel sich erholt. Falls jedoch die Spannungen im Handel zunehmen, könnten diese Auswirkungen auf die Lieferketten und die Verbraucherpreise haben und somit das Wirtschaftswachstum beeinträchtigen.

Für den Euroraum prognostiziert die OECD ein Wirtschaftswachstum für das Jahr 2026 von 1,2 Prozent und für das Jahr 2027 mit 1,4 Prozent. Auch wenn das weltwirtschaftliche Umfeld schwierig bleibe, wird die europäische Wirtschaft durch einen robusten Arbeitsmarkt und eine steigende Kaufkraft gestützt. Zudem sollen eine niedrige Inflation (2026: 1,9 Prozent) und günstige Finanzierungsbedingungen zu einem moderaten Wachstum beitragen.

Mit Blick auf Deutschland erwartet die OECD für die Jahre 2026 und 2027 ein BIP-Wachstum von 1,0 Prozent und von 1,5 Prozent. Die deutsche Wirtschaft bleibt weiterhin in einer fragilen Lage auch wenn sie von einer niedrigen Inflation (2026: 2,0 Prozent), höheren Löhnen und steigenden privaten Ausgaben profitieren soll. Des Weiteren trügen wachsende öffentliche Ausgaben für Verteidigung und Infrastruktur zur Belebung bei.

Highlights für das Jahr 2026

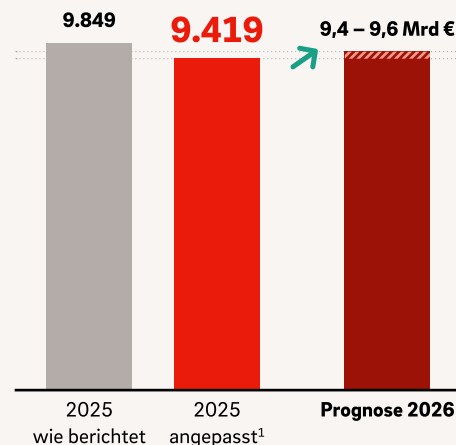
- **Attraktive Renditen**

Das Ergebnis je Aktie auf Basis des bereinigten Konzernüberschusses (EPS) soll im Jahr 2026 bei 1,03 € bis 1,11 € liegen und die Dividende soll sich jährlich um bis zu 5 Prozent erhöhen.

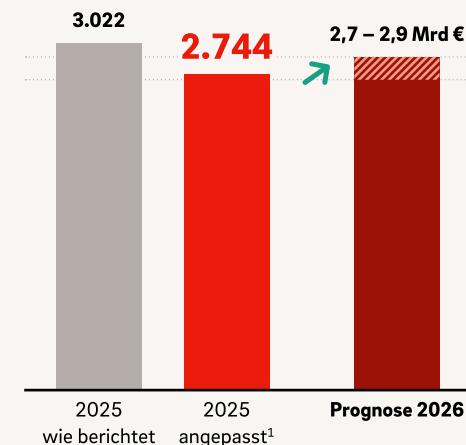
- **Als Playmaker gestalten wir die Energiewende**

Die Investitionen des E.ON-Konzerns sollen im Jahr 2026 bei ~8,7 Mrd € liegen – der größte Teil davon fließt in die Netzinfrastruktur.

Bereinigtes EBITDA des E.ON-Konzerns (in Mio €)



Bereinigter Konzernüberschuss (in Mio €)



1 Um temporäre, regulatorische Effekte bereinigt

1 Um temporäre, regulatorische Effekte bereinigt



Erwartete Ertrags- und Finanzlage

Voraussichtliche Ergebnisentwicklung

Die bedeutsamsten Kennzahlen zur Steuerung des E.ON-Konzerns sind das bereinigte EBITDA, die Investitionen und das Ergebnis je Aktie aus bereinigtem Konzernüberschuss (EPS). Das bereinigte EBITDA sowie der bereinigte Konzernüberschuss/EPS werden ab dem Geschäftsjahr 2026 erstmalig um temporäre, regulatorische Effekte bereinigt (weitere Ausführungen sind im Kapitel **Steuerungssystem** → enthalten). Unter Berücksichtigung dieser Bereinigung ergeben sich die folgenden Vergleichswerte für das abgelaufene Geschäftsjahr 2025:

- Bereinigtes EBITDA E.ON Konzern: 9.419 Mio €
- Bereinigtes EBITDA Energy Networks: 7.264 Mio €
- Bereinigter Konzernüberschuss/EPS : 2.744 Mio € beziehungsweise 1,05 € je Aktie

Zu den Geschäftsfeldern im Einzelnen:

Bereinigtes EBITDA¹

in Mrd €	2025	Prognose 2026
Energy Networks	7,3	7,2 bis 7,4
Energy Infrastructure Solutions	0,6	0,60 bis 0,75
Energy Retail	1,7	1,6 bis 1,8
Corporate Functions/Other	-0,1	–
E.ON-Konzern	9,4	9,4 bis 9,6

¹ Um nichtoperative Effekte bereinigt (inklusive erstmaliger Bereinigung um temporäre, wertneutrale, regulatorische Effekte).

Im Geschäftsfeld **Energy Networks** erwartet das Unternehmen im Jahr 2026 ein stabiles Ergebnis im Vergleich zu dem um temporäre, regulatorische Effekte bereinigten EBITDA des abgelaufenen Geschäftsjahrs. Dabei werden erhöhte Aufwendungen im deutschen Netz zur Sicherung des nachhaltigen Wachstums durch höhere Ergebnisbeiträge im europäischen Netzgeschäft aufgrund einer weiterhin wachsenden Vermögensbasis kompensiert.

Für das Geschäftsfeld **Energy Infrastructure Solutions** erwartet das Unternehmen im Jahr 2026 ein steigendes Ergebnis im Vergleich zum abgelaufenen Geschäftsjahr. Dieser erwartete Anstieg ist im Wesentlichen auf Ergebnisbeiträge infolge der Inbetriebnahme neuer Anlagen zurückzuführen.

Für das Geschäftsfeld **Energy Retail** wird ein Ergebnis auf Vorjahresniveau erwartet. Ausschlaggebend hierfür sind laufende operative Effizienzsteigerungen im gesamten Geschäftsfeld, welche im Wesentlichen durch die Entkonsolidierung der NEW-Gruppe kompensiert werden.

Für den Bereich **Corporate Functions/Other** wird ein Ergebnis auf Vorjahresniveau erwartet.

Für den **bereinigten Konzernüberschuss** beziehungsweise für das Ergebnis je Aktie aus bereinigtem Konzernüberschuss (EPS) wird den Entwicklungen im bereinigten EBITDA folgend ein Ergebnis auf Vorjahresniveau erwartet.

Für das Geschäftsjahr 2026 erwartet E.ON ein bereinigtes Konzern-EBITDA im Bereich von 9,4 bis 9,6 Mrd €. Für den bereinigten Konzernüberschuss rechnet das Unternehmen 2026 mit einem Ergebnis von 2,7 bis 2,9 Mrd € beziehungsweise 1,03 € bis 1,11 € je Aktie (auf Basis einer ausstehenden Aktienanzahl von rund 2.613 Mio Stück). Im Rahmen unserer Dividendenpolitik verfolgen wir das Ziel, unseren Aktionären ein attraktives Dividendenwachstum von bis zu 5 Prozent jährlich zu bieten. Weitere Informationen hierzu finden Sie im Kapitel **Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage der E.ON SE** →.

Geplante Investitionen

Investitionen in den nachhaltigen Ausbau und die digitale Transformation der Energienetze sowie die Aktivitäten mit Kundenlösungen sind die Basis für das von E.ON angestrebte werthaltige Wachstum. Für das Geschäftsjahr 2026 sind daher Investitionen in Höhe von rund 8,7 Mrd € vorgesehen.

**Investitionen**

	2025		Prognose 2026	
	Mrd €	Anteil in %	Mrd €	Anteil in %
Energy Networks	7,0	82	-7,0	81
Energy Infrastructure Solutions	0,9	11	-1,0	12
Energy Retail	0,5	6	-0,6	7
Corporate Functions/Other	0,1	1	–	–
E.ON-Konzern	8,5	100	-8,7	100

Den Großteil dieser Investitionen tätigt E.ON im Geschäftsfeld Energy Networks, dem Rückgrat einer erfolgreichen Energiewende. Die Investitionen betreffen den Ausbau, die Verstärkung und Modernisierung der Netze, Schaltanlagen sowie Mess- und Regeltechnik, um eine sichere, störungsfreie und nachhaltige Stromverteilung aufrecht zu erhalten und den steigenden Energiebedarf bedienen zu können. Darüber hinaus investiert E.ON in die Digitalisierung der Netzplanung, -überwachung und -steuerung.

Im Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions fließen die Investitionen maßgeblich in den Ausbau des Geschäfts in unseren Märkten in Deutschland, Großbritannien, Schweden und den Niederlanden.

Im Geschäftsfeld Energy Retail investiert E.ON in moderne IT-Plattformen, intelligente Ladelösungen für Elektromobilität sowie integrierte Energielösungen.

Corporate Functions/Other umfasst im Wesentlichen Investitionen in die konzernweite IT-Infrastruktur sowie in digitale Plattformen der drei Geschäftsfelder Energy Networks, Energy Infrastructure Solutions und Energy Retail.

Risiko- und Chancenbericht

Enterprise Risk Management (ERM)

Die Risiken und Chancen werden im Rahmen des konzernweiten Enterprise Risk Managements (ERM) systematisch identifiziert, bewertet und gesteuert. Ziel des ERM ist es, das Management des E.ON-Konzerns in die Lage zu versetzen, eine fundierte und realistische Einschätzung der Risiken und Chancen aller Geschäftsaktivitäten vorzunehmen. Das ERM stellt einen zentralen Überblick über individuelle und aggregierte Risiken und Chancen bereit und schafft Transparenz über die Risikoposition von E.ON gemäß den gesetzlichen Vorgaben wie dem Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG), Bilanzrechtsmodernisierungsgesetz (BilMoG) und Bilanzrechtsreformgesetz (BilReG). Es umfasst alle vollkonsolidierten Konzerngesellschaften sowie alle at equity einbezogenen Gesellschaften mit einem Brutto-Beteiligungsbuchwert von über 50 Mio €. Die ERM-Vorgaben und die damit verbundenen Verantwortlichkeiten sind in einer Konzernrichtlinie festgelegt. Die Interne Revision prüft regelmäßig die Wirksamkeit des ERM.

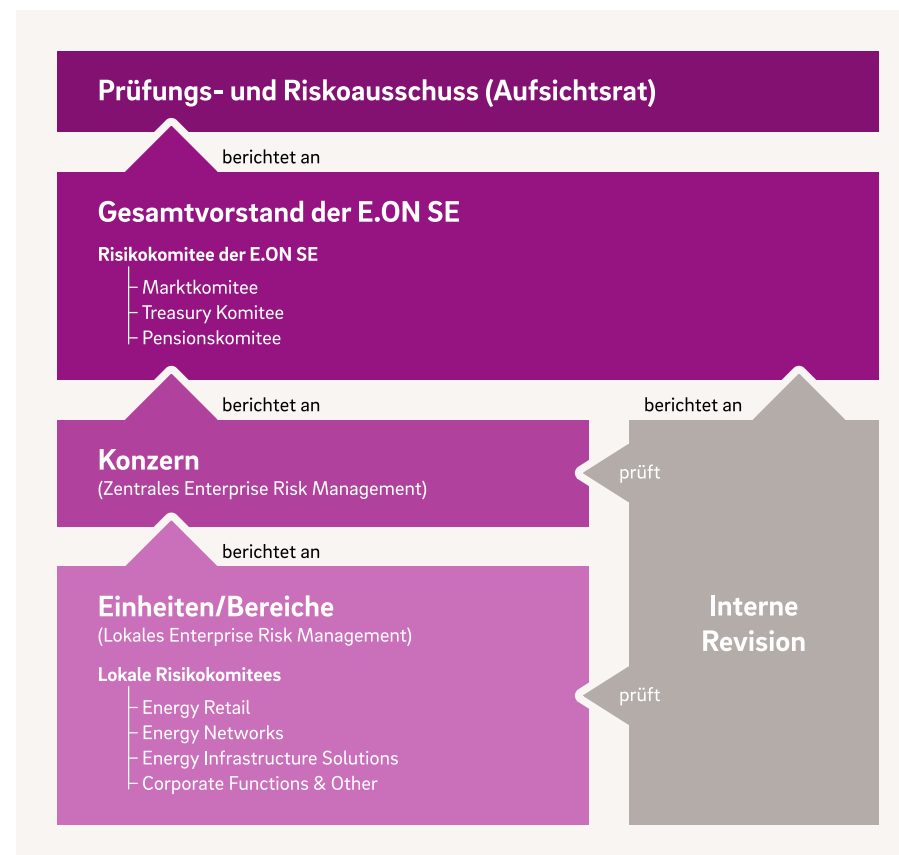
Der Betrachtungszeitraum für Risiken und Chancen wurde zum Geschäftsjahresende 2025 auf eine fünfjährige Sicht erweitert. Diese Anpassung gewährleistet die Laufzeitenkongruenz mit der Mittelfristplanung und ermöglicht die frühzeitige Erfassung relevanter Unsicherheiten, zum Beispiel im Zusammenhang mit dem Regulierungsrahmen für die fünfte Regulierungsperiode Strom (ab 2029) sowie im Zusammenhang mit der langfristigen Entwicklung von Finanzierungsmöglichkeiten.

Alle Risiken und Chancen werden jeweils einem verantwortlichen Mitglied des Vorstands oder der Geschäftsführung der jeweiligen Geschäftseinheit sowie einem operativen Risikoeigner zugewiesen. Letzterer trägt die fachliche Verantwortung für die Einschätzung und Steuerung des Risikos. Die Risikokomitees in den Geschäftseinheiten sollen sicherstellen, dass das Risikomanagementsystem einen umfassenden Überblick über die Risikopositionen ermöglicht und deren Steuerung entsprechend der definierten Risikostrategie unterstützt.

Auf Ebene des Konzerns erfolgt die Konsolidierung der Risiken und Chancen. Die Perzentile der aggregierten Verteilungsfunktion aller Risiken werden der Risikotragfähigkeit und der Risikobereitschaft gegenübergestellt. Auf dieser Basis bewertet das Risikokomitee der E.ON SE mindestens vierteljährlich, ob ein Risikoprofil vorliegt, das den Fortbestand des E.ON-Konzerns gefährden könnte.

Das Risikokomitee ist das zentrale Gremium zur Steuerung und Überwachung konzernweiter Risiken. Es wurde gemäß § 91 Aktiengesetz und den MaRisk-Vorgaben der BaFin (Mindestanforderungen an das Risikomanagement) eingerichtet und berät den Vorstand in strategischen Fragen des Risikomanagements. Zu seinen Aufgaben zählen die Festlegung der Risikostrategie, Risikotragfähigkeit und Risikobereitschaft des Konzerns und die Genehmigung von Änderungen an Risikorichtlinien. Das Risikokomitee kann Aufgaben an Subkomitees, wie zum Beispiel das Marktkomitee, delegieren.

Die folgende **Grafik** zeigt die Struktur und den Prozess des ERM bei E.ON:



Aktuelle Risiko- und Chancensituation

Das ERM unterscheidet zwischen quantitativen, qualitativen und Tail-Risiken und -Chancen. Quantitative Risiken und Chancen sind finanziell bewertbar und hätten bei Eintreten direkten Einfluss auf das bereinigte EBITDA oder andere die Vermögens- und Finanzlage betreffende Kennzahlen. Qualitative Risiken und Chancen werden durch Experteneinschätzung jeweils einer Bandbreite von Eintrittswahrscheinlichkeit und finanzieller Auswirkung zugeordnet. Tail-Risiken und -Chancen bezeichnen Risiken und Chancen, die sich durch eine sehr geringe Eintrittswahrscheinlichkeit (< 5 Prozent), gleichzeitig jedoch durch eine potenziell hohe Auswirkung auszeichnen. Die Betrachtung erfolgt für alle Risiken und Chancen stets nach Berücksichtigung getroffener Maßnahmen zur Risikovermeidung und Chancenrealisierung (Nettorisikobewertung).

Die folgende **Tabelle** zeigt die maximale jährliche Risiko- und Chancensituation für quantitative Risiken und Chancen (ohne Tail-Risiken/-Chancen) auf Basis des bereinigten EBITDA für alle Risiko- und Chancenkategorien. E.ON nutzt das 5-Prozent- und 95-Prozent-Quantil, sodass die Planabweichung mit einer Wahrscheinlichkeit von 90 Prozent innerhalb der angegebenen Bandbreite liegt.

Der Bericht umfasst die auf Konzernebene relevanten Risiken und Chancen, gegliedert nach Geschäftsfeldern und Kategorien; soweit bestehend, werden Maßnahmen zur Risikobegrenzung erläutert. Neben quantitativen Sachverhalten werden – sofern vorhanden – qualitative sowie Tail-Risiken und -Chancen mit potenziellen Auswirkungen von mehr als 200 Mio € berücksichtigt. Qualitative und Tail-Risiken/-Chancen sind bei Einstufung als wesentlich oder hoch¹¹ entsprechend markiert.

Geschäftsfeldübergreifende Risiken und Chancen

Marktrisiken/-chancen ergeben sich aus der Volatilität von Commoditypreisen und aus Schwankungen des Energieverbrauchs, die im Wesentlichen saisonal bedingt sind. Diese Saisonalität hat Ergebnis- und Liquiditätseffekte und erfordert eine vorausschauende Steuerung von Beschaffungsaktivitäten. Das Großhandelsmarktumfeld ist im Jahr 2025 durch eine höhere Komplexität gekennzeichnet, die sich unter anderem aus politischen Entwicklungen und geopolitischen Spannungen ergibt. Geschäftsfeldübergreifend können sich diese Faktoren negativ

Risiko-/Chancenkategorie

Einstufung

	5-Prozent-Quantil	95-Prozent-Quantil
Marktrisiken/-Chancen: - Commoditypreisrisiken/-chancen (Energiebeschaffung) - Nachfrage-/Volumenschwankungen durch Wettbewerbs-, Wetter- und Konjunkturreffekte (Energieabsatz)	Mittel 200 – 500 Mio €	Moderat 50 – 200 Mio €
Finanz- und Treasury-Risiken/-Chancen: - Finanzierungs-, Zins-¹, Liquiditäts-¹ und Kreditrisiken/-chancen - Wechselkurs- und Steuerrisiken/-chancen	Wesentlich 500 – 2.000 Mio €	Mittel 200 – 500 Mio €
Rechtliche und regulatorische Risiken/Chancen: - Risiken/Chancen aus regulatorischen Rahmenbedingungen - Risiken/Chancen aus Rechtsstreitigkeiten	Wesentlich 500 – 2.000 Mio €	Wesentlich 500 – 2.000 Mio €
Operative und IT-Risiken/Chancen: - Informations- und Betriebstechnologierisiken/-chancen - Bauprojekt- und Anlagenbetriebsrisiken/-chancen - Risiken/Chancen aus der Erreichung/Nichterreichung von Investitions-/Ergebniszielen	Mittel 200 – 500 Mio €	Moderat 50 – 200 Mio €
Strategische Risiken/Chancen: (Des-)Investitionsrisiken/-chancen	Moderat 50 – 200 Mio €	Niedrig 0 – 50 Mio €
Gesundheit, Arbeits- und Umweltschutz (HSE): - Risiken und Chancen im Bereich Gesundheit und Arbeitssicherheit sowie im Bereich Umwelt - Risiken und Chancen durch Fachkräftemangel und Mitarbeiterfluktuation	Niedrig 0 – 50 Mio €	Niedrig 0 – 50 Mio €

¹ Risiken und Chancen wirken nicht im EBITDA, sondern Net Income/Other Financials

¹¹ Die Einstufung „hoch“ bezieht sich auf ein Risiko mit einer potenziellen Höhe von über 2 Mrd €.



auf E.ONs Vermögens-, Finanz- und Ertragslage auswirken. Gleichzeitig eröffnen diese Marktbedingungen Chancen, zum Beispiel zur Optimierung von Hedging-Strategien.

Finanz- und Treasuryrisiken/-chancen umfassen Finanzierungsrisiken, Zinsrisiken, Liquiditätsrisiken, Kreditrisiken sowie Steuerrisiken. Geschäftsfeldübergreifende Risiken könnten durch einen Anstieg der Zinssätze entstehen, der zu höheren Refinanzierungskosten für auslaufende externe Anleihen führt und damit die Finanzierungskosten sowie die Liquidität des Unternehmens in Zukunft belasten kann. Umgekehrt bietet ein Rückgang der Zinssätze die Chance, zukünftige Refinanzierungen zu günstigeren Konditionen vorzunehmen und die Zinsaufwendungen zu reduzieren.

Eine deutliche Herabstufung des Ratings könnte auf E.ON-Konzernebene zusätzliche Kosten sowie Liquiditätsanforderungen nach sich ziehen (Tail-Risiko/hoch), während eine positive Geschäftsentwicklung das Rating und damit die Refinanzierungsbedingungen verbessern könnte. Die Höhe der Pensionsrückstellungen des Konzerns wird im Wesentlichen von den zur Diskontierung vorgeschriebenen Zinssätzen sowie der Inflationsrate beeinflusst. Unvorhergesehene Veränderungen dieser Parameter bergen das Risiko bilanzieller Abweichungen, die zentral gesteuert und abgesichert werden. Pensionsrückstellungen werden im Rahmen eines Liability-Driven-Investment-Ansatzes u.a. mittels aktiver Zins- und Inflationsabsicherungen gesteuert, um Schwankungen aus Veränderungen der Bewertungsparameter zu begrenzen.

Außerdem ist E.ON Währungsrisiken und -chancen ausgesetzt. Diese umfassen Transaktionsrisiken bei Zahlungen in Fremdwährungen sowie Translationsrisiken, die durch Umrechnung von Vermögenswerten, Verbindlichkeiten und Ergebnissen ausländischer Gesellschaften in Euro entstehen. Zur Begrenzung von Währungsrisiken setzt E.ON Finanzderivate ein.¹²

Rechtliche und regulatorische Risiken/Chancen ergeben sich aus einer Vielzahl gesetzlicher und regulatorischer Anforderungen, denen E.ON als Energiedienstleister unterliegt. Änderungen insbesondere im Energie-, Umwelt- und Steuerrecht sowie behördliche Verfahren können die Geschäftstätigkeit, Investitionsentscheidungen und die Ergebnislage beeinflussen. Zur Begrenzung dieser Risiken fördert E.ON einen konstruktiven Dialog mit Behörden und politischen Vertretern. Darüber hinaus entstehen Risiken und Chancen aus rechtlichen Auseinandersetzungen mit Geschäftspartnern und Behörden. Zur Begrenzung dieser Risiken setzt

E.ON auf ein wirksames Compliance-System, rechtssichere Vertragsklauseln, Mitarbeiterschulungen, Monitoring gesetzlicher Änderungen und Versicherungen.

Operative und IT-Risiken/-Chancen ergeben sich im Wesentlichen aus den täglichen Geschäftsabläufen in den Geschäftsfeldern. Die Prozesse des E.ON-Konzerns basieren auf komplexen Informations- und Betriebstechnologien (IT/OT), wodurch sich Risiken im Hinblick auf die ständige Verfügbarkeit dieser Technologien ergeben.

Strategische Risiken/Chancen beziehen sich auf die langfristige Ausrichtung des Unternehmens und der Geschäftsfelder. Sie entstehen vor allem durch grundlegende Veränderungen der Rahmenbedingungen und Investitionsentscheidungen in neue Technologien und Geschäftsmodelle. Strategische Chancen können zum Beispiel aus erfolgreichen Investitionen in Innovation, Digitalisierung und neue Wertschöpfungsketten entstehen.

Gesundheits-, Arbeits- und Umweltschutzrisiken/-chancen (HSE) können sich aus dem operativen Geschäft und aus dem sozialen und ökologischen Umfeld des Konzerns ergeben. Dazu zählen zum Beispiel Gefahren durch menschliches Fehlverhalten, unzureichende Sicherheitsvorkehrungen und Umweltbelastungen. Neben Auswirkungen auf betroffene Mitarbeitende und eventuellen Umweltbelastungen könnte dies auch die Unternehmenskultur und die Reputation von E.ON negativ beeinflussen. E.ON begegnet diesen Risiken durch ein ganzheitliches Arbeitssicherheits- und Umweltmanagement, regelmäßige Schulungen, präventive Maßnahmen sowie eine offene Kommunikation mit Stakeholdern. **Personalrisiken** ergeben sich aus dem Fachkräftemangel und damit verbundenen Herausforderungen bei Stellenbesetzungen und hoher Mitarbeiterfluktuation. Diese könnten Implikationen auf die Ertragslage haben. E.ON adressiert Personalrisiken durch gezielte Personalgewinnung, Entwicklungsprogramme und Maßnahmen zur Mitarbeiterbindung.

ESG-Risiken/-Chancen¹³ ergeben sich aus ökologischen, sozialen und die Unternehmensführung betreffenden Belangen („Environment, Social, Governance“) entlang der Wertschöpfungskette und können langfristige Auswirkungen auf das Unternehmen haben. Sie betreffen unter anderem Klimawandel, Ressourcenknappheit, Biodiversitätsverlust, Menschenrechte, Diversität, gesellschaftliche Akzeptanz sowie Korruptionsprävention, Compliance und Unternehmensethik. E.ON berücksichtigt ESG-Aspekte systematisch im Rahmen des ERM. ESG-Risiken und -Chancen werden entlang der Wertschöpfungskette identifiziert, bewertet und in die zuvor beschriebenen Risikokategorien integriert und können deren Wesentlichkeit beeinflussen. Dabei werden mögliche Auswirkungen auf den Konzern sowie auf

¹² Detaillierte Informationen zu derivativen Finanzinstrumenten und Sicherungsgeschäften sowie allgemeine Grundsätze zum Risikomanagement und zur Risikoquantifizierung im Commodity-, Kredit-, Liquiditäts-, Zins- und Währungsbereich sind in den **Textziffern 30 und 31** des Konzernanhangs zu finden.

¹³ Dieser Abschnitt ist auch Bestandteil des Nachhaltigkeitsberichts. Es sind Angaben zu den ESRS-Angabepflichten ESRS 2 SBM-3 im Kontext von ESRS E1 Tz. 18-19 und IRO-1 Tz. 53c iii. und e sowie im Kontext von ESRS E1 Tz. 20-21 enthalten. Darüber hinaus umfasst der Abschnitt Angaben nach Abschnitt 1.2.2.1 lit. b) der EU-Taxonomie.



Umwelt, Gesellschaft und Mitarbeitende, Lieferanten oder Kundinnen und Kunden berücksichtigt. ESG-Risiken und -Chancen werden Clustern zugeordnet, anhand definierter Schwellenwerte bewertet, und gleichartige Risiken werden zu Gruppenrisiken aggregiert.

Jede Geschäftseinheit ist verpflichtet, potenzielle Klimarisiken im Rahmen der Risikoberichterstattung zu identifizieren und zu bewerten. Risiken, die die Anpassung an den Klimawandel wesentlich gefährden, werden im ERM berücksichtigt. Dieser grundsätzliche Ansatz zur Ermittlung etwaiger Schadenspotenziale für die Anpassung an den Klimawandel wird im Austausch mit den jeweiligen Fachbereichen verifiziert.

► Im Rahmen der EU-Taxonomie werden physische Klimarisiken dem Umweltziel „Anpassung an den Klimawandel“ zugeordnet. Die Szenarioanalyse wurde auf relevante Wirtschaftsaktivitäten angewendet und wird jährlich aktualisiert. Für den Referenzzeitraum von 2041 bis 2060 wurde eine qualitative Risikoeinschätzung je identifiziertes Klimarisiko und je Wirtschaftsaktivität vorgenommen. Diese basiert auf den IPCC-Szenarien SSP1-2.6 und SSP5-8.5. Das Ergebnis der Risikoeinschätzung weicht nicht von den bereits im ERM berichteten Risiken ab. Hinsichtlich der eingeschätzten Schadenshöhe gab es auch im Jahr 2025 keine signifikanten Abweichungen von den im ERM berichteten sogenannten Jahrhundertereignissen aus Wetter- und Klimarisiken. ◀

Energy Networks

Marktrisiken/-chancen ergeben sich im Geschäftsfeld Energy Networks vor allem aus Abweichungen zwischen den prognostizierten und den tatsächlich durchgeleiteten Strom- und Gasmengen. Solche Mengenänderungen beeinflussen unsere jährlichen Einnahmen aus Netzentgelten sowie die Kosten für die Nutzung vorgelagerter Netze und Redispatch. In Deutschland werden die finanziellen Auswirkungen dieser Schwankungen über das sogenannte Regulierungskonto ausgeglichen. Dadurch handelt es sich um vorübergehende regulatorische Effekte, die keinen dauerhaften Einfluss auf das Ergebnis haben. E.ON wird das EBITDA ab dem Jahr 2026 um diese temporären regulatorischen Effekte bereinigen (Details dazu finden sich im Kapitel Grundlagen des Konzerns). Schwankungen bei den durchgeleiteten Mengen können sich somit weiterhin auf die Liquidität auswirken, haben jedoch keinen Einfluss mehr auf das bereinigte EBITDA.

Netzbetreiber sind für die Bilanzierung der Energiemengen und den physischen Bilanzkreisausgleich in ihrem jeweiligen Netzgebiet verantwortlich. Dabei bestehen Risiken durch fehlerhafte Prognosen, die zu einem unausgeglichene Bilanzkreis (Differenzen zwischen Einspeisung und Entnahme) führen. Der erforderliche Ausgleich des Bilanzkreises verursacht

Kosten, die auch strukturell deutlich über dem Marktpreis liegen können. E.ON begegnet diesen Risiken mit einem regelmäßigen Monitoring und der Durchführung von Szenarioanalysen.

Finanz- und Treasuryrisiken/-chancen ergeben sich im Geschäftsfeld Energy Networks hauptsächlich aus möglichen Zahlungsverzögerungen und zinsbedingten Bewertungseffekten.

Rechtliche und regulatorische Risiken/Chancen im Geschäftsfeld Energy Networks sind durch die regulatorischen Rahmenbedingungen geprägt, die sich aus nationalen Gesetzen, Verordnungen, behördlichen Festlegungen sowie Vorgaben der Europäischen Union ergeben. In Deutschland sind die Parameter für die vierte Regulierungsperiode durch die Regulierungsbehörde weitestgehend festgelegt. Es ergeben sich allerdings Chancen und Risiken aufgrund der allgemeinen Inflations- und Zinsentwicklung, die sich nicht nur auf der Erlös-, sondern auch auf der Kostenseite auswirken könnten. Für die fünfte Regulierungsperiode (Strom ab 2029, Gas ab 2028) ergeben sich Chancen und Risiken aus dem noch nicht vollständig final festgelegten Regulierungsrahmen (Details zum NEST-Prozess finden sich im Kapitel Wirtschaftsbericht). Dies gilt in ähnlicher Weise auch für E.ONs Netzgeschäft in Schweden. Rechtliche und regulatorische Risiken werden durch kontinuierliches Regulierungs- und Stakeholdermonitoring, aktive Teilnahme an Konsultationen sowie frühzeitige Anpassung der Planungs- und Kostenannahmen adressiert.

Einspeiseanlagen werden im Lieferjahr auf Basis prognostizierter Werte vergütet, während der Übertragungsnetzbetreiber die Vergütung nach tatsächlicher physischer Einspeisung vornimmt. Abweichungen durch unterschiedliche Sonneneinstrahlung können zu erheblichen Differenzen zwischen Zahlungen an Anlagenbetreiber und Zahlungen des Übertragungsnetzbetreibers führen. Diese werden im Folgejahr über eine Endabrechnung ausgeglichen. Außerdem entstehen Netzverluste durch physikalische Widerstände in Leitungen und Transformatoren. Die zur Deckung dieser Verluste benötigte Energie wird vom Netzbetreiber beschafft und zu einem von der Bundesnetzagentur festgelegten Referenzpreis in die Erlösobergrenze einbezogen. Risiken und Chancen ergeben sich, wenn die tatsächlichen Beschaffungskosten von diesem Referenzpreis abweichen. Dem Risiko begegnet E.ON mit einer kontinuierlichen Überwachung der Netzverluste.

Am 29. Januar 2026 hat der Deutsche Bundestag das KRITIS-Dachgesetz zur Umsetzung der EU-CER-Richtlinie beschlossen. Durch bundeseinheitliche Mindeststandards für den physischen Schutz kritischer Infrastrukturen soll auch die Versorgungssicherheit der Bevölkerung gestärkt werden. Konkrete Anforderungen und Investitionsbedarfe werden erst nach sektorspezifischen Verordnungen und der nationalen Risikobewertung vorliegen. Risiken sind durch zusätzliche Investitionen in bauliche Sicherheitsmaßnahmen, Zugangskontrollen und technische Schutzsysteme sowie durch fortlaufende Kosten für Betrieb, Wartung und Überwachung dieser Systeme sowie für die Erfüllung von Melde- und Dokumentationspflichten zu erwarten. Chancen



ergeben sich durch einheitliche Sicherheitsstandards, erhöhte Resilienz und Effizienzgewinne durch verbesserte Melde- und Sicherheitsprozesse.

Operative und IT-Risiken/-Chancen sind durch den Betrieb von technischen Anlagen geprägt, die entlang der gesamten Wertschöpfungskette – von der Beschaffung über Logistik, Bau und Betrieb bis hin zur Wartung – mit vielfältigen Risiken verbunden sind. Es bestehen Risiken wie Stromausfälle und unerwartete Betriebsstörungen. Darüber hinaus können außergewöhnliche Umweltereignisse, wie zum Beispiel Stürme, den Betrieb von Energienetzen und Anlagen beeinträchtigen. Dies stellt ein Ergebnis- und Liquiditätsrisiko dar (Tail/wesentlich). Als Gegenmaßnahmen dienen ein strukturiertes Asset- und Instandhaltungsmanagement, klare Prozesse zum Umgang mit Naturgefahren sowie ein etabliertes Notfall- und Krisenkonzept.

Es besteht außerdem das Risiko von Cyberangriffen auf intelligente Messsysteme (Smart Energy Meter), die zu Datenverlust oder Manipulation führen könnten. Zur Begrenzung dieser Risiken setzt E.ON auf umfassende Cyber-Security-Maßnahmen, darunter den Ausbau fortschrittlicher IT-/OT-Systeme.

Außerdem hält E.ON im Geschäftsfeld Energy Networks zahlreiche Minderheitsbeteiligungen, zum Beispiel an Stadtwerken größerer Kommunen. Dadurch besteht das Risiko von schwankenden Ergebnisbeiträgen, die nicht vollständig E.ONs Kontrolle unterliegen. Das Risiko wird durch die aktive Steuerung der Beteiligungen begrenzt.

Strategische Risiken/Chancen resultieren vorrangig daraus, dass die im Rahmen der Wachstumsstrategie und der Energiewende geplanten Investitionsziele für das Geschäftsfeld über- oder unterschritten werden könnten. E.ON begrenzt das Risiko durch eine vorausschauende Strategie, die die Planungen an aktuelle Rahmenbedingungen anpasst.

Energy Infrastructure Solutions

Marktrisiken/-chancen entstehen im Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions vor allem durch schwankende Energiepreise und -mengen sowie intensiven Wettbewerb. Diese Faktoren können die Wirtschaftlichkeit von Lieferverträgen für Wärme, Kälte und Strom beeinflussen. E.ON begegnet diesen Risiken durch kontinuierliches Monitoring und den Einsatz von Absicherungsinstrumenten.

Finanz- und Treasurymisiken/-chancen im Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions ergeben sich vor allem aus möglichen Zahlungsausfällen oder -verzögerungen, die bei steigenden Energiepreisen und einer schwächeren Konjunktur zunehmen können. E.ON begrenzt diese

Risiken durch Bonitätsprüfungen, Sicherheiten, Vorauszahlungsklauseln sowie ein effizientes Forderungsmanagement und automatisierte Mahnprozesse.

Rechtliche und regulatorische Risiken/Chancen ergeben sich vor allem aus Streitigkeiten über Vertrags- und Preisänderungen im Wärme- und Kältegeschäft einschließlich der Auswirkungen der Energiewende. E.ON begegnet diesen Risiken durch umfassende Compliance-Maßnahmen und die kontinuierliche Überwachung regulatorischer Entwicklungen.

Operative und IT-Risiken/-Chancen resultieren daraus, dass die Verfügbarkeit der Energieversorgung kritisch für die Erfüllung vertraglicher Verpflichtungen ist. Ausfälle, längere Stillstände von Anlagen und Projektverzögerungen könnten erhebliche finanzielle Schäden, Schadensersatzklagen und regulatorische Sanktionen implizieren. Die Ursachen reichen von IT-/OT-Ausfällen bis hin zu mechanischen Defekten. Diese werden durch Gegenmaßnahmen wie zum Beispiel Notfall- und Wiederanlaufpläne sowie ein umfangreiches Projektcontrolling begrenzt.

Strategische Risiken/Chancen können daraus folgen, dass sich das Geschäftsfeld nicht schnell genug an veränderte Markt- und Kundenanforderungen anpasst oder es zu Verzögerungen bei Projektentwicklungen kommt. Dies kann die Erreichung der Wachstumsziele gefährden. Agile Projektsteuerung und kontinuierliches Monitoring von Markt- und Kundenanforderungen sichern die Anpassungsfähigkeit und reduzieren Verzögerungen bei der Umsetzung von Projekten.

Energy Retail

Marktrisiken/-chancen bestehen im Geschäftsfeld Energy Retail hauptsächlich aufgrund allgemeiner konjunktureller Risiken und eines intensiven Wettbewerbs, die den Ergebnisbeitrag stärker unter Druck setzen könnten. Um Marktrisiken auf der Vertriebsseite zu begrenzen, verfolgt E.ON eine Kombination aus stärkerer Digitalisierung, gezieltem Kundenfokus und nachhaltigen Angeboten und investiert in digitale Plattformen, personalisierte Tarife, intelligente Ladelösungen und nachhaltige Energiekonzepte.

Darüber hinaus können regulatorisch und staatlich beeinflusste Preisbestandteile Auswirkungen auf unsere Kostenstruktur haben. Für E.ON bestehen Ergebnis- und Liquiditätsrisiken und -chancen durch Abweichungen in der Höhe und bei den Weiterverrechnungsmöglichkeiten dieser Preisbestandteile im Vergleich zu den Planwerten. Außerdem ergeben sich Liquiditätsrisiken aufgrund von zeitlichen Abweichungen zwischen dem Zahlungsausgang für die Beschaffung der Commoditymengen an den Großhandelsmärkten und dem Zahlungseingang der Kundinnen und Kunden.



Risiken durch Commodity-Preisbewegungen in der Energiebeschaffung begegnet E.ON mit einem Risikomanagement, das die Limitierung, Bepreisung und das Hedging von Risiken umfasst. Dabei werden marktübliche derivative Instrumente eingesetzt, die mit Finanzinstituten, Brokern, Strombörsen und Dritten kontrahiert werden. Die Marktrisiken in der Commodity-Beschaffung werden im Wesentlichen durch die Tochtergesellschaft E.ON Energy Markets GmbH (EEM) gesteuert.

Finanz- und Treasuryrisiken/-chancen bestehen auch im Geschäftsfeld Energy Retail durch mögliche Zahlungsausfälle und/oder -verzögerungen. E.ON begrenzt diese Risiken durch Bonitätsprüfungen, Sicherheiten, Vorauszahlungsklauseln sowie ein effizientes Forderungsmanagement und automatisierte Mahnprozesse. Außerdem können sich die monatlichen Abschlagszahlungen im Privatkundengeschäft aufgrund veränderter Marktkommunikation und Preisentwicklung höher oder niedriger als erwartet gestalten. Dies kann zu negativen Auswirkungen auf den Cashflow und die kurzfristige Liquiditätssteuerung führen.

Rechtliche und regulatorische Risiken/Chancen ergeben sich im Wesentlichen durch Streitigkeiten über Vertrags- und Preisanpassungen im Strom- und Gasgeschäft. Darüber hinaus bestehen Risiken im Zusammenhang mit Vorwürfen wettbewerbswidriger Praktiken wie Preisabsprachen und Marktaufteilung. Hieraus entsteht ein wesentliches Risiko (Tail-Risiko/hoch). E.ON begegnet diesen Risiken durch ein umfassendes Compliance-Management, kontinuierliches Monitoring regulatorischer Entwicklungen sowie präventive Maßnahmen zur Sicherstellung einer gesetzeskonformen Ausübung der Geschäftstätigkeit.

In Großbritannien könnten mögliche Gesetzes- oder Regulierungsänderungen dazu führen, dass Zahlungen für Zertifikate für erneuerbare Energien nach einer anderen Methodik als bisher angenommen erfolgen, was sich ausschließlich auf den Cashflow im Jahr 2027 negativ auswirken könnte. Um diese Risiken zu begrenzen, fördert E.ON einen konstruktiven Dialog mit Behörden und politischen Vertretern.

Operative und IT-Risiken/Chancen sind vor allem von der Verfügbarkeit geschäftskritischer Prozesse geprägt, die von zentralen IT-Anwendungen abhängt. Technische Ausfälle oder die fehlerhafte Umsetzung regulatorischer Anforderungen (zum Beispiel Marktkommunikation, Energiepreisbremsen) können erhebliche Auswirkungen haben – darunter finanzielle Schäden, Schadensersatzklagen und regulatorische Sanktionen. Das Risiko wird durch Gegenmaßnahmen wie zum Beispiel den Ausbau moderner IT-/OT-Systeme begrenzt. Außerdem können die Zahlungsflüsse bei den Rückbauprojekten für Kernkraftwerke aufgrund projekttypischer Abweichungen von den Planannahmen sowohl höher als auch niedriger ausfallen.

Strategische Risiken/-Chancen können entstehen, wenn das Geschäftsfeld Energy Retail sein Produktportfolio nicht ausreichend den aktuellen Markt- und Kundenbedürfnisse anpasst. Dies könnte die Wettbewerbsfähigkeit sowie die Erreichung der Wachstumsziele beeinträchtigen. Zur Begrenzung dieses Risikos führt E.ON kontinuierliche Markt- und Kundenanalysen durch, um sich frühzeitig auf veränderte Rahmenbedingungen und Kundenanforderungen einzustellen.

Corporate Functions/Other

Marktrisiken/-chancen bestehen im Bereich Corporate Functions/Other zum Geschäftsjahresende 2025 lediglich in geringfügiger Höhe ohne wesentliche Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- oder Ertragslage des E.ON-Konzerns.

Finanz- und Treasuryrisiken/-chancen werden im Bereich Corporate Functions/Other zentral aggregiert und durch geeignete Maßnahmen gesteuert. Zur Begrenzung dieser Risiken setzt E.ON auf Hedging-Strategien unter Verwendung marktüblicher Finanzinstrumente. Bei Risiken aus dem Rückbau von Kernkraftwerken wird die Höhe der Rückstellungen für die Stilllegung und den Rückbau vom Diskontierungszins und von der Inflationsrate beeinflusst. Unerwartete Veränderungen dieser Größen können zu bilanziellen Über- oder Unterdeckungen führen. Dies gilt auch für Rückstellungen für sogenannte Ewigkeitslasten, die aus früheren Bergbauaktivitäten stammen (Tail-Risiko/hoch).

E.ON ist im Rahmen der Commodity-Beschaffung Kreditrisiken ausgesetzt. Diese entstehen insbesondere durch die Nicht- oder Teillieferung vereinbarter Gegenleistungen durch Geschäftspartner sowie durch Zahlungsausfälle auf bestehende Forderungen (Tail-Risiko/hoch). Zur Steuerung dieser Risiken überwacht E.ON kontinuierlich die Kreditwürdigkeit der Geschäftspartner und setzt Sicherheiten sowie Limitierungen ein.

Darüber hinaus bestehen Kreditrisiken aus Geschäftsbeziehungen mit Partnerbanken. Sie umfassen potenzielle Verluste von Einlagen sowie Risiken im Zusammenhang mit Finanzderivaten im Falle eines Ausfalls einer Partnerbank. Solche Risiken können durch Turbulenzen an den Finanzmärkten oder den Ausfall systemrelevanter Finanzinstitute entstehen. E.ON mitigiert diese Risiken durch die Verteilung auf mehrere Banken und die laufende Überwachung ihrer Bonität und Risikoposition.

Rechtliche und regulatorische Risiken/Chancen bestehen im Bereich Corporate Functions/Other zum Geschäftsjahresende 2025 lediglich in geringfügiger Höhe ohne wesentliche Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- oder Ertragslage des E.ON-Konzerns.



Operative und IT-Risiken/-Chancen im Zusammenhang mit Cybersicherheit werden zentral gesteuert und überwacht. Cyberangriffe – beispielsweise auf Systeme zur Verwaltung von Benutzeridentitäten und Zugriffsrechten – sowie ungeplante Ausfälle von IT- oder OT-Systemen können zu Störungen kritischer Infrastrukturen, Unterbrechungen von Geschäftsprozessen oder zum Verlust sensibler Daten führen. Solche Ereignisse können die Versorgungssicherheit, die Geschäftskontinuität und die Reputation beeinträchtigen. Zur Begrenzung dieser Risiken setzt E.ON auf umfassende Cyber-Security-Maßnahmen, darunter den Ausbau fortschrittlicher IT-/OT-Systeme sowie regelmäßige Sicherheitsprüfungen. Außerdem können die Zahlungsflüsse bei den Rückbauprojekten für Kernkraftwerke aufgrund projektypischer Abweichungen von den Planannahmen sowohl höher als auch niedriger ausfallen.

Strategische Risiken/Chancen resultieren vorrangig aus M&A-Transaktionen und werden zentral gesteuert und überwacht. Es besteht das Risiko, dass im Rahmen von Unternehmensveräußerungen abgegebene Garantien und Gewährleistungen (zum Beispiel im Zusammenhang mit rechtlichen, finanziellen oder operativen Zusicherungen) durch die Käufer eingefordert werden. Dies könnte zu Verpflichtungen führen, die sich negativ auf die finanzielle Lage oder die Reputation von E.ON auswirken (Tail-Risiko/wesentlich).

Gesundheits-, Arbeits- und Umweltschutz- (HSE) sowie Personalrisiken/-chancen stehen vor allem im Zusammenhang mit E.ONs Verantwortung für frühere Bergbauaktivitäten in Nordrhein-Westfalen und Bayern. Daraus ergeben sich Verpflichtungen, deren Umfang je nach Region unterschiedlich ist (Eintrittswahrscheinlichkeit 6-25 Prozent/wesentlich). Außerdem besteht ein Risiko, dass E.ON zur Beteiligung an den Kosten für die Grubenentwässerung herangezogen wird (Tail-Risiko/wesentlich).

Beurteilung der Risiko- und Chancensituation durch den Vorstand

Die Risiko- und Chancensituation des E.ON-Konzerns hat sich zum Jahresende 2025 bezogen auf das Niveau der identifizierten Chancen und Risiken, im Wesentlichen nicht verändert. Zum Bilanzstichtag 31. Dezember 2025 sieht der Vorstand der E.ON SE kein Risiko- und Chancenprofil, das den Fortbestand des Konzerns oder einzelner Segmente gefährden könnte.

Das aggregierte maximale Risiko für das bereinigte EBITDA des E.ON-Konzerns bewegt sich – wie bereits zum Jahresende 2024 – in einer Größenordnung von 500 Mio € bis 2 Mrd €. Die mögliche negative Abweichung vom geplanten EBITDA wird somit als wesentlich eingestuft. Außerdem wurden keine wesentlichen ESG-Risiken gemäß § 289c Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 und 4 HGB identifiziert, die den E.ON-Konzern signifikant beeinträchtigen könnten.

Nachhaltigkeitsbericht

Unter den wesentlichen Nachhaltigkeitsthemen nehmen Klimaschutz sowie Gesundheit und Arbeitssicherheit bei E.ON eine zentrale Rolle ein – mit den Zielsetzungen Klimaneutralität und Vision 0 prägen sie unsere strategische Ausrichtung und gehören zugleich zu den vergütungsrelevanten Fokusthemen.

Klimaneutralität

E.ON gestaltet die Energiewende aktiv mit und treibt den Übergang zu einer dekarbonisierten Zukunft voran. Wir investieren in grüne Infrastruktur, bauen Energienetze aus und treiben die Elektrifizierung voran, um die Grundlage für eine klimaneutrale Energieversorgung zu schaffen. Das Fundament bildet unsere Dekarbonisierungsstrategie mit Zielpfaden und Maßnahmen, die den Weg zur Klimaneutralität definieren.

Gleichzeitig wissen wir: Eine erfolgreiche Energiewende braucht intakte Ökosysteme und Biodiversität. Sie sichern die natürlichen Grundlagen für den Ausbau und Betrieb der Energieinfrastruktur und stärken die Resilienz gegenüber Klimarisiken. Deshalb vermeiden wir biologisch sensible Gebiete, setzen Schutz- und Wiederherstellungsmaßnahmen um und fördern aktiv die Artenvielfalt. So leisten wir einen Beitrag dazu, Energie und Natur in Einklang zu bringen.

Weitere Informationen zum Klimaschutz: [Klimaschutz →](#)

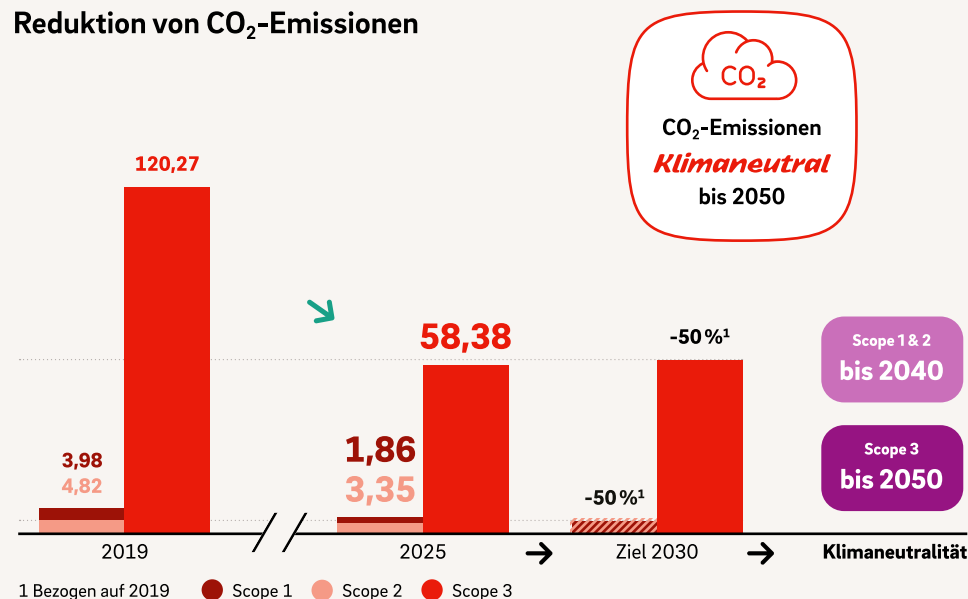
Vision 0

Vision 0 bedeutet für E.ON, dass alle Beschäftigten ihren Arbeitsplatz sicher und gesund wieder verlassen. Dies gilt sowohl für eigene Mitarbeiter als auch für Partnerfirmenmitarbeiter.

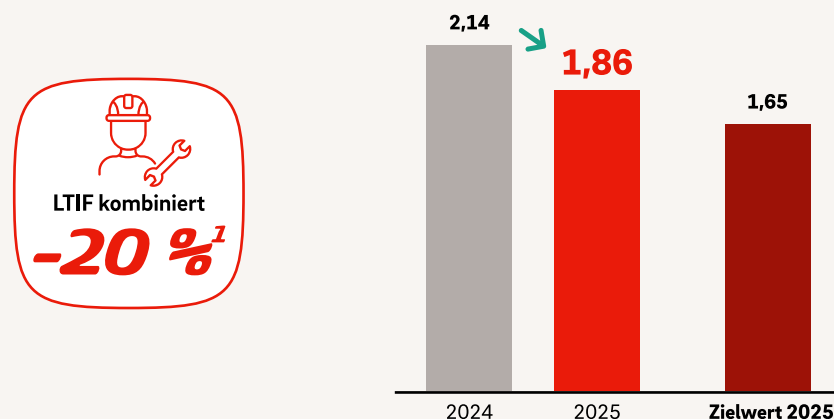
Unser Anspruch ist die vollständige Vermeidung von schweren und tödlichen Arbeitsunfällen und Berufskrankheiten.

Weitere Informationen zu Vision Zero: [Gesundheit und Arbeitssicherheit →](#)

Reduktion von CO₂-Emissionen



Reduktion des LTIF kombiniert





Allgemeine Informationen

Grundlagen für die Erstellung

Der Nachhaltigkeitsbericht wurde zur Erfüllung der Anforderungen der Richtlinie (EU) 2022/2464 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. Dezember 2022 (Corporate Sustainability Reporting Directive, CSRD) und zur Erfüllung der Anforderungen der §§ 315b, 315c HGB an eine nichtfinanzielle Konzernklärung und der §§ 289b bis 289e HGB an eine nichtfinanzielle Erklärung der Gesellschaft aufgestellt. Wir wenden bei der Erstellung des Nachhaltigkeitsberichts den ersten Satz der European Sustainability Reporting Standards (ESRS) als Rahmenwerk an und berücksichtigen in diesem Geschäftsjahr erstmalig in bestimmten Bereichen des Nachhaltigkeitsberichts die Übergangserleichterungen (siehe delegierter Rechtsakt zur Änderung des ersten Sets der ESRS der Europäischen Kommission vom 11. Juli 2025, „Quick-Fix Regelung“).

Die themenspezifischen Kapitel des Nachhaltigkeitsberichts sind nach einer Struktur aufgebaut, die sich an den ESRS orientiert. Zu Beginn wird die strategische Relevanz der wesentlichen Auswirkungen, Risiken und Chancen für E.ON eingeordnet. Anschließend folgen die Abschnitte „Management der Auswirkungen, Risiken und Chancen“ – unterteilt in Leitlinien und Maßnahmen – sowie „Ziele und Kennzahlen“. Wo dies gemäß den ESRS erforderlich ist, ergänzen wir weitere Unterkapitel. In Einzelfällen passen wir die Struktur an, wenn dies für E.ON eine bessere Darstellung ermöglicht.

Der Nachhaltigkeitsbericht bezieht sich auf das Kalenderjahr 2025. Im Nachhaltigkeitsbericht berücksichtigen wir nicht nur alle vollkonsolidierten Tochterunternehmen von E.ON, sondern ebenfalls wesentliche Akteure unserer vor- und nachgelagerten Wertschöpfungskette. Entsprechende Angaben finden sich, wo relevant, in den jeweiligen Kapiteln. Nachträgliche Anpassungen der Vorjahreszahlen einer Kennzahl erläutern wir in den Fußnoten.

Insofern Nachhaltigkeitskennzahlen Daten aus sekundären Quellen oder Vorjahresdaten enthalten, erläutern wir dies in den jeweiligen Kapiteln. Das betrifft insbesondere unsere Berichterstattung zu Treibhausgasemissionen. Dabei verwenden wir auch Emissionsfaktoren aus externen Quellen. Genaue Angaben zu den jeweils verwendeten Emissionsfaktoren erläutern wir im Kapitel [Klimaschutz](#) →. Der Nachhaltigkeitsbericht enthält zukunftsorientierte Informationen, die tatsächlichen Ergebnisse können von den Aussagen abweichen. Angaben, die klassifizierte und vertrauliche Informationen im Sinne von ESRS 1 7.7 sind, sind hingegen nicht im Nachhaltigkeitsbericht enthalten. Grundsätzlich unterliegen die Kennzahlen keiner weiteren Verifizierung durch eine externe Stelle im Sinne von ESRS 2 MDR-M Tz. 77 (b).

Der [Index zum Nachhaltigkeitsbericht](#) → weist aus, welche ESRS-Angaben für E.ON relevant sind und wo sich diese Angaben befinden. Ebenfalls ist dort eine Liste mit Datenpunkten enthalten, die mittels Verweis in andere Abschnitte des Lageberichts aufgenommen wurden. Im [Anhang zum Nachhaltigkeitsbericht](#) → stellen wir außerdem eine Liste aller Datenpunkte, die sich aus den in ESRS 2 Anlage B aufgeführten EU-Rechtsvorschriften ergeben, zur Verfügung.

Die EU-Kommission hat mit dem ersten Satz der ESRS Kriterien vorgelegt, die bei der Erstellung eines Nachhaltigkeitsberichts im Einklang mit der CSRD zu berücksichtigen sind. Die hierin enthaltenen Formulierungen und Begriffe unterliegen jedoch noch Auslegungsunsicherheiten. In diesem Nachhaltigkeitsbericht legen wir unsere Interpretation der Kriterien in den jeweils zugehörigen Kapiteln dar.

Wenn wir im Nachhaltigkeitsbericht von Nachhaltigkeit oder wesentlichen Nachhaltigkeitsthemen/-aspekten sprechen, beziehen wir uns auf die wesentlichen Auswirkungen, Risiken und Chancen (Impacts, Risks and Opportunities, kurz IROs), die wir im Rahmen der Wesentlichkeitsanalyse identifiziert haben.



Governance und Steuerung von Nachhaltigkeit

Nachhaltigkeit im Fokus der Unternehmensführung

Allgemeine Grundsätze und Anforderungen

Nach Grundsatz 23 des Deutschen Corporate Governance Kodex in der Fassung vom 28. April 2022 stellt die Erklärung zur Unternehmensführung das zentrale Element der Corporate-Governance-Berichterstattung dar. Weiterführende Informationen sind entsprechend der **Erklärung zur Unternehmensführung** zu entnehmen, die Vorstand und Aufsichtsrat der E.ON SE jährlich gemäß §§ 289f, 315d HGB abgeben, während in diesem Kapitel ausschließlich die ebenfalls gemäß ESRS erforderlichen Angaben enthalten sind.

Im Jahr 2025 bestand der Vorstand aus fünf Mitgliedern inklusive eines Vorsitzenden; der Aufsichtsrat hatte eine Größe von 16 Mitgliedern. Der Aufsichtsrat setzt sich nach den Vorgaben der Satzung der E.ON SE zu gleichen Teilen aus Anteilseigner- und Arbeitnehmervertretern zusammen. Seit 2024 liegt der Frauenanteil im Vorstand bei 40 Prozent. Der Anteil von Frauen bei den Anteilseignervertretern im Aufsichtsrat liegt bei 38 Prozent; der Anteil bezogen auf den gesamten Aufsichtsrat liegt bei 38 Prozent. Alle Aufsichtsratsmitglieder waren im Berichtsjahr 2025 unabhängig.

Bei der Besetzung des Vorstands sind insbesondere eine herausragende fachliche Qualifikation, langjährige Führungserfahrung, bisherige Leistungen und wertorientiertes Handeln der Kandidatinnen und Kandidaten von Bedeutung. Die Mitglieder sollen die Fähigkeit besitzen, vorausschauende, strategische Weichenstellungen vorzunehmen. Sie sollen insbesondere in der Lage sein, Geschäfte nachhaltig zu führen und konsequent auf Kundenbedürfnisse auszurichten. Der Vorstand soll in seiner Gesamtheit über Kompetenz und Erfahrung auf den Gebieten Energiewirtschaft, Finanzen und Digitalisierung verfügen. Die Mitglieder des Vorstands sollen Führungspersönlichkeiten sein und als solche durch eigene Leistung und ihr Auftreten eine Vorbildfunktion für die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter wahrnehmen. Die Gebiete Energiewirtschaft und Digitalisierung weisen Überschneidungen mit wesentlichen Nachhaltigkeitsthemen auf, insbesondere im Kontext von Klimaschutz, bezahlbarer Energie und Versorgungssicherheit, aber auch im Bereich Cybersicherheit sowie für den Dialog mit der Politik. Bei der Besetzung des Vorstands soll außerdem auf Vielfalt (Diversität) geachtet werden. Darunter versteht der Aufsichtsrat insbesondere unterschiedliche, sich ergänzende fachliche Profile, Berufs- und Lebenserfahrungen, Persönlichkeiten sowie Internationalität und eine angemessene Alters- und Geschlechterstruktur. Zur Sicherstellung einer nachhaltigen Unternehmensführung finden im Rahmen der Auswahlprozesse auch Nachhaltigkeitsaspekte Berücksichtigung, die Kandidatinnen und Kandidaten zu strategischen und operativen Unternehmensentscheidungen befähigen.

Bei der Zusammensetzung des Aufsichtsrats werden spezifische Kenntnisse im Energiesektor, im Vertriebs- und Kundengeschäft sowie im Zusammenhang mit neuen Geschäftsmodellen, Innovation und Disruption und mit regulierten Industrien verlangt. Darüber hinaus spielen Unabhängigkeit und Diversität eine Rolle. Neben weiteren umfassenden Erfahrungen, die in E.ONs Aufsichtsrat vertreten sein müssen, spielen die folgenden im Kontext der wesentlichen Nachhaltigkeitsthemen des Konzerns eine besondere Rolle:

- mehrjährige Erfahrung bei der strategischen Führung oder Überwachung börsennotierter Organisationen
- spezifische Kenntnisse in den Themenfeldern neue Technologien, Digitalisierung, IT und Cybersicherheit
- spezifische Kenntnisse der Funktionsweise der Kapital- und Finanzmärkte
- besondere Kenntnisse und Erfahrungen in der Anwendung von Rechnungslegungsgrundsätzen und interner Kontroll- und Risikomanagementsysteme sowie besondere Kenntnisse und Erfahrungen in der Abschlussprüfung
- spezifische Kenntnisse im Themenfeld Nachhaltigkeit, konkret bezogen auf für E.ON wesentliche Auswirkungen, Risiken und Chancen in den Dimensionen Umweltbelange (insbesondere Klimaschutz und Reduzierung von CO₂-Emissionen) und Arbeitnehmer- und Sozialbelange (insbesondere Arbeitssicherheit) sowie Menschenrechte
- spezifische Kenntnisse in den Themenfeldern Personalwesen und kultureller Wandel und in den Themenfeldern Recht und Compliance

Die Anforderungen des Kompetenzprofils des Aufsichtsrats werden nach Einschätzung des Aufsichtsrats durch die aktuellen Aufsichtsratsmitglieder erfüllt; derzeit verfügen beispielsweise rund 80 Prozent der Aufsichtsratsmitglieder über Nachhaltigkeitskompetenzen.

Verantwortlichkeit für Nachhaltigkeit

Der E.ON-Vorstand definiert die Nachhaltigkeitsstrategie und trägt die Gesamtverantwortung für das Ergebnis der Nachhaltigkeitsarbeit. E.ON hat einen Chief Sustainability Officer (CSO) ernannt, der die Nachhaltigkeitsaktivitäten im gesamten Unternehmen steuert und kontrolliert. Leonhard Birnbaum, E.ONs Vorstandsvorsitzender, ist CSO. Er informiert den Vorstand vierteljährlich über wichtige Initiativen, Entwicklungen und Kennzahlen, außerdem informiert er den Aufsichtsrat und dessen Ausschüsse.



Der CSO führt den Vorsitz in unserem Sustainability Council: Dieser Rat besteht zudem aus der CFO und Vertretern und Vertreterinnen aus verschiedenen E.ON-Geschäftsbereichen und Zentralfunktionen, die über Expertise in Nachhaltigkeitsfragen verfügen. Das Sustainability Council dient insbesondere als Forum für die Vorbereitung von Entscheidungen des Vorstands und der Mitglieder des Vorstands, zum Informationsaustausch, zur Diskussion über erzielte Fortschritte bei der Erreichung unserer Nachhaltigkeitsziele und zur Identifizierung neuer Herausforderungen. Es bietet Beratung bei Unternehmensrichtlinien an, die einen Bezug zu Nachhaltigkeitsaspekten aufweisen, und bewertet regelmäßig, ob unsere Nachhaltigkeitsstrategie mit unserer Vision, der Unternehmensstrategie und der Markenidentität übereinstimmt. Das Council arbeitet auch mit externen Stakeholdern zusammen und hilft uns, neue Partnerschaften aufzubauen und verschiedene Interessen zu berücksichtigen. Das Sustainability Council tagte 2025 dreimal. Unter anderem wurden die jährliche ESG-Performance und Maßnahmen für deren Weiterentwicklung diskutiert. Darüber hinaus standen 2025 die Themen Klimapolitik und Nature Strategy auf der Agenda.

Der Aufsichtsrat wird regelmäßig durch den Vorstand über die Ergebnisse unserer Nachhaltigkeitsarbeit informiert. Dabei fließen auch steuerungsrelevante Nachhaltigkeitskennzahlen ein, die im konzernweiten Steuerungssystem verankert sind. Dieses System umfasst neben finanziellen und operativen Kennzahlen spezifische Nachhaltigkeits-KPIs. Weitere Informationen zum Aufbau und zu den Kategorien des Steuerungssystems sind im Kapitel **Steuerungssystem** → zu finden. 2025 wurde der Aufsichtsrat in einer gesonderten Veranstaltung über die Inhalte der CSRD und damit verbundene aktuelle Entwicklungen informiert. Darüber hinaus hat der Aufsichtsrat neue gesetzliche Regelungen und die Ergebnisse der Wesentlichkeitsanalyse, die im Zusammenhang mit der Vorbereitung der Nachhaltigkeitsberichterstattung durchgeführt wurde, zum Anlass für eine Überprüfung und Anpassung seines Diversitätskonzepts und Kompetenzprofils genommen.

Der Innovations- und Nachhaltigkeitsausschuss des Aufsichtsrats berät den Vorstand bei Themen in Bezug auf Marktentwicklungen und Innovationen. Darüber hinaus berät der Ausschuss den Aufsichtsrat und den Vorstand bei Umwelt-, Nachhaltigkeits- und Sozialthemen. Im Rahmen des Innovations- und Nachhaltigkeitsausschusses wurde 2025 ein besonderer Fokus auf die Langfrist-Prämissenplanung von E.ON gelegt, welche unter Berücksichtigung der aktuellen regulatorischen und politischen Entscheidungen eine belastbare Planungsgrundlage für E.ON darstellt. Diese werden ebenfalls im von E.ON veröffentlichten „Energy Playbook“ aufgegriffen und unterstreichen die Relevanz einer nachhaltigen Energiezukunft für Europa.

Der Prüfungs- und Risikoausschuss befasst sich unter anderem mit dem Nachhaltigkeitsbericht. Der Ausschuss wurde in jedem Quartal über wesentliche Nachhaltigkeitsthemen, insbesondere im Kontext der Nachhaltigkeitsberichterstattung, in Kenntnis gesetzt. Er wird regelmäßig über die neuesten Erkenntnisse zur Implementierung der CSRD in deutsches Recht, Auswirkungen auf die Gruppenunternehmen sowie den Umsetzungsstand der Anforderungen im E.ON-Konzern informiert. Ein weiterer Fokus lag auf der Rolle des Aufsichtsrats im Kontext der CSRD. Weiterhin erteilte der Ausschuss den Auftrag für die freiwillige Prüfung der zusammengefassten nichtfinanziellen Erklärung der E.ON SE und des E.ON-Konzerns sowie von verpflichtenden nichtfinanziellen Angaben gemäß der EU-Taxonomie-Verordnung durch den Abschlussprüfer. Zudem erteilte der Ausschuss den Auftrag für die Prüfungsleistungen des Nachhaltigkeitsprüfers für den Fall der erwarteten Umsetzung europäischer Vorgaben zur Nachhaltigkeitsberichterstattung.

Den Ausschüssen steht, zusätzlich zu ihrem eigenen Fachwissen, über den Vorstand das Fachwissen der zuständigen Fachbereiche zum Beispiel zu Themen wie Nachhaltigkeitsstrategie und -berichterstattung, aber auch Arbeits- und Cybersicherheit zur Verfügung.

Der Bereich Strategy & Sustainability ist in alle Aspekte der strategischen Nachhaltigkeitsarbeit eingebunden. Gemeinsam mit dem Sustainability Council unterstützt er zudem die Geschäftseinheiten bei der Erreichung ihrer Nachhaltigkeitsziele. Die Abteilung Group Accounting organisiert und koordiniert die konzernweite Nachhaltigkeitsberichterstattung. Der Aufsichtsrat erhält regelmäßig Berichte über die Arbeit beider Funktionen. Beide Funktionen beraten auch unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, um das Bewusstsein für Nachhaltigkeitsthemen in der gesamten Organisation zu schärfen. Unterstützt werden sie dabei durch weitere Fachabteilungen, die neben der Information und Beratung von Vorstand und Aufsichtsrat das Management der wesentlichen Auswirkungen, Risiken und Chancen über weitere Prozesse sicherstellen. Zum Beispiel wird die zentrale Health-&-Safety-Abteilung bei M&A-Aktivitäten verpflichtend miteingebunden. Auch im Risikomanagement und im internen Kontrollsystem spielt das Thema Nachhaltigkeit seit Jahren eine feste Rolle im E.ON-Konzern. Ebenso werden relevante Kennzahlen und Ziele, insbesondere im Zusammenhang mit Klimaschutzzielen und der Dekarbonisierungsstrategie, über das Controlling in die Berichts- und Planungsprozesse integriert.



Nachhaltigkeit in der Vergütung

Eine umfassende Erläuterung der Grundzüge und der Ausgestaltung der Vorstands- und Aufsichtsratsvergütung der E.ON SE ist der Darstellung des Vergütungssystems sowie dem aktuellen **Vergütungsbericht** [↗](#) zu entnehmen.

Das Vergütungssystem des Vorstands stellt ein wichtiges Steuerungselement für die Umsetzung der Unternehmensstrategie dar. Die Vergütung des Vorstands ist in hohem Maße an die Entwicklung von E.ON gebunden und verfügt über eine deutliche Leistungsorientierung. Das Vergütungssystem setzt einen Anreiz für eine erfolgreiche und nachhaltige Unternehmensführung, die auch die für E.ON relevanten ESG-Aspekte berücksichtigt, und bindet die Vergütung der Vorstandsmitglieder an die kurzfristige und langfristige Entwicklung der Gesellschaft. Bei der Ausgestaltung und Festsetzung der Vorstandsvergütung orientiert sich der Aufsichtsrat insbesondere an den folgenden Grundsätzen: Förderung der Unternehmensstrategie, Konformität mit regulatorischen Vorgaben, Angemessenheit der Vergütung, Pay-for-Performance, langfristige Unternehmensentwicklung, Nachhaltigkeit und Berücksichtigung der Aktionärsinteressen.

Der Aufsichtsrat ist als Gesamtgremium für die Festlegung des Vergütungssystems sowie der Höhe und Struktur der Vorstandsvergütung verantwortlich. Das Vergütungssystem für die Mitglieder des Vorstands wird im Einklang mit §§ 87 Absatz 1, 87a Absatz 1 AktG vom Aufsichtsrat auf Vorschlag des Präsidialausschusses festgesetzt. Nach der Beschlussfassung im Aufsichtsrat wird das Vergütungssystem der Hauptversammlung zur Billigung vorgelegt. Die Ausgestaltung des Vergütungssystems und die Angemessenheit der Gesamtvergütung sowie der einzelnen Vergütungsbestandteile werden regelmäßig durch den Aufsichtsrat im Einklang mit den Vorgaben des Aktiengesetzes und den Empfehlungen des DCGK überprüft. Im Falle wesentlicher Änderungen, mindestens jedoch alle vier Jahre, wird das Vergütungssystem der Hauptversammlung erneut zur Billigung vorgelegt.

In Übereinstimmung mit dem der Hauptversammlung vorgelegten Vergütungssystem setzt der Aufsichtsrat für jedes Geschäftsjahr die konkrete Zielvergütung für die Mitglieder des Vorstands fest. Ferner bestimmt der Aufsichtsrat für das bevorstehende Geschäftsjahr die zur Bemessung der Leistung des Vorstands zugrunde gelegten Zielwerte für die im Vergütungssystem definierten Leistungskriterien.

Die Vergütung des Vorstands setzt sich aus erfolgsunabhängigen und erfolgsabhängigen Vergütungsbestandteilen zusammen. Die erfolgsunabhängigen Bestandteile umfassen die Grundvergütung, Nebenleistungen und das Versorgungsentgelt, während die erfolgsabhängigen Bestandteile die jährliche Tantieme sowie die langfristige variable Vergütung in Form des E.ON Performance Plans einschließen. Zudem bestehen für die Vorstandsmitglieder weitere Vergütungsregelungen, die unter anderem Aktienhaltevorschriften sowie Malus- und Clawback-Regelungen umfassen.

Insgesamt ist das Vergütungssystem auf transparente, leistungsbezogene und am Unternehmenserfolg orientierte Parameter ausgerichtet und zielt darauf ab, eine marktübliche, wettbewerbsfähige und gleichzeitig leistungsorientierte Vergütung zu bieten. Zudem achtet der Aufsichtsrat darauf, dass das Vergütungssystem des Vorstands und der Führungskräfte einheitliche Anreize für die gemeinsame Umsetzung der Unternehmensstrategie setzt und die gleichen Ziele verfolgt.

Nachhaltigkeit ist über den Net Promoter Score (NPS) sowie die Vereinbarung kollektiver und individueller Ziele im individuellen Performance-Faktor in der kurzfristigen variablen Vergütung (jährliche Tantieme), insbesondere aber auch über den E.ON Sustainability Index in der langfristigen variablen Vergütung (E.ON Performance Plan) im Vergütungssystem des Vorstands verankert. Der Anteil der nachhaltigkeitsbezogenen variablen Vergütung im Verhältnis zur gesamten variablen Vergütung für das Geschäftsjahr 2025 betrug für den Vorsitzenden des Vorstands 23 Prozent und für die ordentlichen Vorstandsmitglieder ebenfalls 23 Prozent. Der Anteil der klimareduktionszielbezogenen Vergütung im Verhältnis zur Gesamtvergütung für das Geschäftsjahr 2025 betrug für den Vorsitzenden des Vorstands 4 Prozent und für die ordentlichen Vorstandsmitglieder im Durchschnitt 3 Prozent.



Der E.ON Sustainability Index ist ein Bestandteil der langfristigen variablen Vergütung, des E.ON Performance Plans, welcher in jährlichen Tranchen zugeteilt wird. Im Rahmen dessen sind die Nachhaltigkeitsthemen mit jeweils nachvollziehbaren und messbaren Zielen hinterlegt. Für jede Tranche werden vom Aufsichtsrat für jedes Ziel die konkreten Zielwerte und die jeweiligen Zielerreichungskurven für die gesamte Laufzeit der Tranche festgelegt. Die Zielerreichung wird für jedes Ziel einzeln ermittelt, maximal ist eine Erreichung von 200 Prozent pro Ziel möglich. Bei der Festlegung der Ziele für die neunte Tranche des E.ON Performance Plans (2025–2028) hat der Aufsichtsrat im Rahmen des E.ON Sustainability Index folgende Nachhaltigkeitsziele fortgeführt:

- Reduktion der CO₂-Emissionen (Scope 1 und 2) in Richtung des Konzernziels bis 2030
- Steigerung des Anteils weiblicher Führungskräfte in Richtung des Konzernziels bis 2028
- Reduktion der Häufigkeit schwerer Unfälle und Todesfälle (SIF)

Die Zielerreichung für den E.ON Sustainability Index kann zwischen 0 Prozent und 200 Prozent (Cap) liegen und wird am Ende der Laufzeit als Mittelwert der Zielerreichungen der ESG-Aspekte ermittelt. Die Gesamt-Zielerreichung des E.ON Performance Plans ergibt sich als gewichteter Durchschnitt der Zielerreichungen der einzelnen Leistungskriterien.

Erfüllung unserer Sorgfaltspflicht

E.ON berücksichtigt im Rahmen des Managements von Nachhaltigkeitsaspekten verschiedene Verfahren zur Erfüllung ihrer Sorgfaltspflicht. Wir prüfen regelmäßig, ob die von uns entwickelten Maßnahmen noch aktuell sind, und passen diese bei Bedarf an. Die in den jeweiligen Themen eingesetzten Verfahren zur Erfüllung der Sorgfaltspflicht beschreiben wir ausführlich in den jeweiligen Kapiteln.

Sorgfaltspflichten

Einbindung der Sorgfaltspflicht in Governance, Strategie und Geschäftsmodell

Einbindung betroffener Interessenträger in alle wichtigen Schritte der Sorgfaltspflicht

Ermittlung und Bewertung negativer Auswirkungen

Maßnahmen gegen diese negativen Auswirkungen

Nachverfolgung der Wirksamkeit dieser Bemühungen und Kommunikation

Abschnitt im Nachhaltigkeitsbericht

Abschnitte „Governance und Steuerung von Nachhaltigkeit“ und „Strategie“ in folgenden Kapiteln:

[Allgemeine Informationen →](#)

Abschnitte „Governance und Steuerung von Nachhaltigkeit“, „Prozess der Wesentlichkeitsanalyse“ und „Stakeholder Engagement“ in folgenden Kapiteln:

[Allgemeine Informationen →](#)

Abschnitt „Management der Auswirkungen, Risiken und Chancen“ in folgenden Kapiteln:

[Klimaschutz →](#)

[Biodiversität →](#)

[Gesundheit und Arbeitssicherheit →](#)

[Bezahlbare Energie →](#)

[Versorgungssicherheit →](#)

[Cybersicherheit →](#)

[Politischer Dialog →](#)

Abschnitt „Strategie“ und „Prozess der Wesentlichkeitsanalyse“ in folgenden Kapiteln:

[Allgemeine Informationen →](#)

Abschnitt „Management der Auswirkungen, Risiken und Chancen“ in folgenden Kapiteln:

[Klimaschutz →](#)

[Biodiversität →](#)

[Gesundheit und Arbeitssicherheit →](#)

[Bezahlbare Energie →](#)

[Versorgungssicherheit →](#)

[Cybersicherheit →](#)

[Politischer Dialog →](#)

Abschnitt „Ziele und Kennzahlen“ in folgenden Kapiteln:

[Klimaschutz →](#)

[Biodiversität →](#)

[Gesundheit und Arbeitssicherheit →](#)

[Versorgungssicherheit →](#)

[Bezahlbare Energie →](#)

[Cybersicherheit →](#)

[Politischer Dialog →](#)



Risikomanagement und interne Kontrollen der Nachhaltigkeitsberichterstattung

Unser Verständnis von Risikomanagement und internen Kontrollen im Kontext der Nachhaltigkeitsberichterstattung (ESRS 2 GOV-5) beschreiben wir im Kapitel **Internes Kontrollsystem** →.

Strategie

Strategie, Geschäftsmodell und Wertschöpfungskette

Angaben zu E.ONs Strategie, Geschäftsmodell und Wertschöpfungskette (ESRS 2 SBM-1) befinden sich unter „Grundlagen des Konzerns“ in den Kapiteln **Strategie und Ziele** →, **Segmentinformationen** → und **EU-Taxonomie** →. Eine Übersicht über unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter nach Regionen ist im Kapitel **Unsere Erfolgsfaktoren** → zu finden.

Wesentliche Auswirkungen, Risiken und Chancen und ihr Zusammenspiel mit Strategie und Geschäftsmodell

Im Rahmen der doppelten Wesentlichkeitsanalyse wurden insgesamt zwölf wesentliche IROs identifiziert. Diese beziehen sich auf fünf Nachhaltigkeitsthemen gemäß ESRS; in der nachfolgenden Tabelle wird dargestellt, wie die nach HGB geforderten Aspekte den Berichtsinhalten gemäß ESRS, einschließlich identifizierten wesentlichen Auswirkungen, Risiken und Chancen, zugeordnet sind. Dabei wird das Thema Klimaschutz als wesentlich im Sinne von §§ 289b bis 289e HGB identifiziert.

Weitere Angaben zu den wesentlichen Themen, ihrer Wechselwirkung mit unserer Strategie und unserem Geschäftsmodell sowie zur Resilienz von Strategie und Geschäftsmodell befinden sich im Kapitel **Strategie und Ziele** → sowie in den jeweiligen themenspezifischen Kapiteln.

Es wurden keine wesentlichen Auswirkungen, Risiken oder Chancen identifiziert, die den ESRS-Standards E2 Umweltverschmutzung, E3 Wasser- und Meeresressourcen, E5 Ressourcennutzung und Kreislaufwirtschaft, S2 Arbeitskräfte in der Wertschöpfungskette und S4 Verbraucher und Endnutzer zugeordnet wurden. Angaben zu den Änderungen der wesentlichen Auswirkungen, Risiken und Chancen im Vergleich zum vorangegangenen Berichtszeitraum befinden sich im nachfolgenden Abschnitt zur Wesentlichkeitsanalyse.

HGB-Aspekt	ESRS	Wesentliche Auswirkungen, Risiken und Chancen	Kapitel
Geschäftsmodell	ESRS 2 SBM-1		Allgemeine Informationen →
Umweltbelange	ESRS E1	• CO₂-Emissionen aus dem Strom-, Gas- und Wärmeabsatz • CO₂-Emissionen durch Verluste im Stromverteilnetz • Anschluss erneuerbarer Erzeugungsanlagen als Beitrag zur CO₂-Reduktion • Innovative Lösungen für eine nachhaltige Energiezukunft • Wertschöpfung durch Investitionen in die Energiewende	Klimaschutz →
	ESRS E4	• Flächenverbrauch durch Neubau und Erweiterungsmaßnahmen • Ökologisches Management von Bestandsflächen	EU-Taxonomie → Biodiversität →
Arbeitnehmerbelange Achtung der Menschenrechte	ESRS S1	• Arbeitssicherheit im Energiesektor	Gesundheit und Arbeitssicherheit →
Sozialbelange	Unternehmensspezifisch	• Bezahlbares und zukunftsfähiges Energiesystem	Bezahlbare Energie →
	ESRS S3	• Sichere Energieversorgung durch stabile Netzinfrastruktur	Versorgungssicherheit →
	Unternehmensspezifisch	• Cybersicherheit als Grundlage zuverlässiger digitaler Infrastruktur	Cybersicherheit →
Bekämpfung von Korruption und Bestechung	ESRS G1-5	• Dialog für ein nachhaltiges Energiesystem	Politischer Dialog →



Prozess der Wesentlichkeitsanalyse

Mit der Wesentlichkeitsanalyse ermitteln und bewerten wir die für uns und unsere Stakeholder wichtigsten Nachhaltigkeitsthemen. Gemäß den ESRS-Anforderungen bezeichnet die doppelte Wesentlichkeit dabei die Wesentlichkeit von Auswirkungen auf Umwelt und Gesellschaft und von finanziellen Auswirkungen (Risiken und Chancen) auf das Unternehmen. Ein Nachhaltigkeitsthema erfüllt also die Kriterien der doppelten Wesentlichkeit, wenn es entweder aus der Wirkungsperspektive oder aus der Finanzperspektive oder aus diesen beiden Perspektiven wesentlich ist. Der Nachhaltigkeitsbericht enthält Informationen zu den ESG-Themen, die im Rahmen der Analyse als wesentlich eingestuft wurden. Der Prozess erstreckte sich über folgende Schritte:

Verständnis des Geschäftsmodells, der Wertschöpfungskette und der wesentlichen Stakeholder

In einem ersten Schritt wurden vollkonsolidierte Geschäftsaktivitäten sowie auch Geschäftsbeziehungen, relevante Ressourcen und Länder identifiziert. Für die Geschäftsaktivitäten wurde dann die gesamte relevante Wertschöpfungskette, das heißt vor- und nachgelagerte Aktivitäten, aber auch Aktivitäten im eigenen Geschäftsbereich, identifiziert. Dabei haben wir alle Geschäftsfelder und deren wesentliche Aktivitäten genau analysiert. Beispielsweise wurde ebenfalls berücksichtigt, dass sich die Wertschöpfungsketten unserer Aktivitäten im Strom- beziehungsweise Gasbereich unterscheiden und jeweils andere Waren und Dienstleistungen aus unterschiedlichen Ländern eingekauft werden. So konnten wir bei der späteren Identifikation und Bewertung sicherstellen, dass regionale Unterschiede berücksichtigt und Vermögenswerte verschiedener Geschäftsfelder getrennt voneinander bewertet wurden. Im nächsten Schritt wurde darüber hinaus geprüft, ob es nicht vollkonsolidierte Tochterunternehmen gibt, die abweichende Geschäftsaktivitäten aufweisen, welche gesondert zu berücksichtigen sind. Abschließend wurden gemeinsam mit den relevanten Fachabteilungen wesentliche Stakeholdergruppen identifiziert. E.ON hat externe Stakeholder nicht aktiv in die Wesentlichkeitsanalyse miteinbezogen, da unterjährig durch die Fachabteilungen ein umfangreicher Austausch mit den identifizierten Stakeholdergruppen stattfindet (siehe zum Beispiel unter „Stakeholder Engagement“). Stattdessen haben repräsentative Fachabteilungen die Position der jeweiligen Stakeholdergruppe in der Validierungsphase der Analyse eingenommen.

Identifikation von Auswirkungen, Risiken und Chancen

Zu Beginn sammelte E.ON Informationen und Belege für potenziell wesentliche Themen. Hierzu zogen wir verschiedene Quellen heran – unter anderem Regularien, insbesondere die ESRS (ESRS 2 Anlage A), Nachhaltigkeitsreporting-Standards, Risikoindizes, sektorspezifische Kriterien, ESG-Ratings sowie Peers. Sie wurden anschließend mit den bestehenden wesentlichen Themen verglichen und zusammengeführt. Diese sogenannte Longlist, eine Liste von möglichen Nachhaltigkeitsthemen beziehungsweise Auswirkungen, Risiken und Chancen (Impacts, Risks and Opportunities, kurz: IROs), wurde mit den relevanten zentralen Fachabteilungen und den dezentralen ESG-Reporting-Experten der regionalen Einheiten abgestimmt und auf Vollständigkeit geprüft. Ergänzungen von den Fachbereichen und Einheiten wurden für die weitere Analyse berücksichtigt und auf der Longlist ergänzt. Durch den Einbezug der Einheiten haben wir sichergestellt, dass nicht nur regionale Besonderheiten, sondern auch die operative Expertise berücksichtigt wird. Hierauf aufbauend erstellten wir mit Unterstützung der Fachabteilungen, unter anderem aus den Bereichen Nachhaltigkeit, HR, Health & Safety und Politik, eine Übersicht mit möglichen wesentlichen Nachhaltigkeitsaspekten. Diese unterteilten wir dabei in Auswirkungen auf Mensch oder Umwelt, Risiken und Chancen und prüften, in welchem von E.ONs Geschäftsfeldern diese auftreten oder auftreten können. Zusätzlich unterschieden wir nach den Energieträgern Strom und Gas. Auswirkungen können positiv oder negativ sein, tatsächlich oder potenziell. Wenn durch einen Nachhaltigkeitsaspekt Risiken oder Chancen entstehen, die wesentliche finanzielle Auswirkungen auf E.ON haben, oder diese zu erwarten sind, ist ein Nachhaltigkeitsaspekt unter finanziellen Gesichtspunkten wesentlich. Wir betrachteten dabei kurz-, mittel- und langfristige Zeithorizonte. Zudem bezogen wir nicht nur die eigene Geschäftstätigkeit, sondern auch die vor- und nachgelagerte Wertschöpfungskette mit ein. Bei der Identifikation von Risiken und Chancen berücksichtigten wir ebenfalls potenzielle Abhängigkeiten von natürlichen, menschlichen und sozialen Ressourcen sowie deren Verfügbarkeit und Qualität.

Um für E.ON relevante wesentliche Nachhaltigkeitsaspekte (IROs) identifizieren zu können, nutzen wir verschiedene themenspezifische Prozesse: In Bezug auf den Klimawandel beschreiben wir diese Prozesse, wie zum Beispiel Szenarioanalysen zu physischen und transitorischen Klimarisiken, im Kapitel **Klimaschutz** → sowie im **Risiko- und Chancenbericht** →. Für die Biodiversität erfolgt die Identifikation und Bewertung wesentlicher Auswirkungen, Abhängigkeiten, Risiken und Chancen unter anderem auf Basis eines Biodiversitäts-Impact-Assessments. Die Methodik sowie die zusammengefassten Ergebnisse berichten wir im Kapitel **Biodiversität** →. Zur Berücksichtigung spezifischer Anforderungen bei den Aspekten Umweltverschmutzung, Wasser- und Meeresressourcen, biologische Vielfalt und Ökosysteme sowie Ressourcennutzung und Kreislaufwirtschaft hat E.ON Erkenntnisse aus bestehenden Prozessen wie den Umweltmanagementsystemen (ISO 14001) und dem



Risikomanagement genutzt. Diese wurden herangezogen, um relevante standortbezogene Umweltaspekte entlang des Lebenszyklus zu identifizieren und die daraus entstehenden lokalen Chancen und Risiken zu bewerten. Im Rahmen des Umweltmanagementsystems erfolgt zudem ein Austausch mit betroffenen Gemeinden, etwa durch Konsultationsprozesse. Zur Identifikation sozialer und menschenrechtlicher IROs haben wir eng mit relevanten Fachabteilungen aus den Bereichen Nachhaltigkeit, HR, Health & Safety, aber auch den Geschäftsfeldern zusammengearbeitet. Im Kontext von Governance-Themen ist insbesondere die Expertise aus den Bereichen Compliance und Politik miteinbezogen worden.

Bewertung der Auswirkungen, Risiken und Chancen

Für die anschließende Bewertung der IROs wurde ein Bewertungsmechanismus festgelegt, der die im ESRS 1 festgelegten Kriterien umsetzt. Damit die Bewertung der Fachbereiche und der Einheiten den im Zuge der ESRS geforderten Detailgrad widerspiegelt, haben wir die für IROs festgelegten Kriterien jeweils auf einer Skala von 1 bis 5 abgebildet, mit der die Wesentlichkeit bewertet werden sollte. Damit alle Beteiligten ihre Aufgaben im Kontext der Bewertung der IROs verstehen und wir aussagekräftige Ergebnisse erhalten, haben wir Informationsveranstaltungen durchgeführt und den im Folgenden beschriebenen Bewertungsmechanismus ausführlich erklärt.

Die Auswirkungen wurden sowohl von den jeweils zuständigen zentralen Fachabteilungen als auch den regionalen Nachhaltigkeitsstrategie- und ESG-Reporting-Experten sowie von weiteren Fachabteilungen in den Einheiten bewertet. Dabei konnten sie ihre Bewertung beispielsweise aus regionalen Nachhaltigkeitsstrategien, Erkenntnissen aus Projekten, der Zusammenarbeit mit Verbänden, regionalen Anforderungen oder dem eigenen Expertenwissen ableiten. Um die Fachbereiche und Einheiten bei der Bewertung zu unterstützen und vergleichbare Ergebnisse zu erhalten, haben wir für jede Skala eine zusätzliche Anwendungshilfe ergänzt. Im Rahmen der Bewertung wurden die Werte der Skala durch eine qualitative Erläuterung unterstützt. Zum Beispiel stand in der Bewertung des Kriteriums „Ausmaß“ die 1 für „Es entsteht kein oder nur ein geringer Schaden oder Mehrwert“ und die 5 für „Der daraus resultierende Schaden oder Mehrwert ist äußerst gravierend“. Für die Kriterien Umfang, Unabänderlichkeit und Wahrscheinlichkeit sind wir analog vorgegangen, wenngleich die Erläuterungen für die jeweilige Skala von 1 bis 5 jeweils individuell angepasst worden sind. Aus den einzelnen Kriterien wurden letztlich Mittelwerte gebildet, die dann als Gesamtscore in die Bewertung der Auswirkung eingegangen sind. In Ergänzung zu der quantitativen Einschätzung durch die Einheiten haben diese ihre Bewertungen ebenfalls kurz schriftlich erläutert.

Die identifizierten Risiken und Chancen wurden ebenfalls durch die dezentralen Nachhaltigkeitsstrategie- und ESG-Reporting-Experten, aber auch von weiteren Fachabteilungen, insbesondere den Risikofunktionen, bewertet, um zu ermitteln, welche Nachhaltigkeitsaspekte

wesentliche finanzielle Auswirkungen auf E.ON haben oder haben könnten. Das Ausmaß der möglichen finanziellen Auswirkung wurde auch auf einer Skala von 1 bis 5 gemessen. Als Anwendungshilfe für die Skala lagen die generellen Kriterien sowie die darunterliegenden Schwellenwerte (Wertklassen) des E.ON-weiten Enterprise-Risk-Management-(ERM-)Prozesses zugrunde (weitere Information zur Methodik in E.ONs Risiko- und Chancenberichtssystem im Kapitel **Risiko- und Chancenbericht** →). Die Betrachtung erfolgt im ERM für alle Risiken und Chancen stets nach Berücksichtigung getroffener Maßnahmen zur Risikovermeidung und Chancenrealisierung (Nettorisikobewertung). Die dezentralen Einheiten waren angehalten, insbesondere Erkenntnisse aus dem Risikomanagementsystem zu verwenden. Denn E.ON hat die Berichterstattung zu nichtfinanziellen Risiken und Chancen mit ESG-Bezug und Auswirkungen auf den Konzern bereits in das ERM integriert. Sämtliche Risiken und Chancen mit einem Bezug zu ESG sind im ERM-System kenntlich gemacht und werden jedes Quartal im Rahmen des Risikomanagementprozesses abgefragt. Derzeit entwickeln wir unseren Ansatz weiter. Dabei streben wir Synergien zwischen Nachhaltigkeits- und Risikoabteilungen sowie die Einbindung des Foresight-Teams an.

Aufgrund der umfassenden Kenntnisse aus der Implementierung und der Risikoanalyse des deutschen Lieferkettensorgfaltspflichtengesetzes lagen Feedbacks der Einheiten zu menschenrechtlichen Themen bereits zentral vor. Ebenso konnte der Zentraleinkauf bei der Bewertung der IROs der vorgelagerten Wertschöpfungskette unterstützen. Abschließend wurden außerdem die Rückmeldungen der Fachabteilungen und dezentralen Einheiten konsolidiert.

Im Zuge der Bewertung der IROs haben wir uns auch mit potenziellen Auswirkungen, Risiken und Chancen im Kontext des Rückbaus der Kernkraftwerke bei PreussenElektra beschäftigt. Auch wenn wir gemeinsam mit den lokalen Experten zu dem Schluss gekommen sind, dass wir keine auf Konzernebene als wesentlich identifizierten Aspekte sehen, legen wir die grundlegenden Prozesse im Folgenden dar: Oberster Grundsatz für die Planung und Durchführung des Rückbaus ist der Schutz von Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, Bevölkerung und Umgebung. Die Anforderungen an sicheres Arbeiten im Rückbau sind ebenso hoch wie die im Leistungsbetrieb. Das heißt, sämtliche Arbeiten werden sorgfältig geplant, von Fachleuten des Strahlenschutzes begleitet und von unabhängigen Sachverständigen der Aufsichtsbehörde oder von PreussenElektra selbst geprüft. Nach dem Abtransport und der Entladung der Brennelemente verbleibt für den restlichen Rückbau der Anlage lediglich ein Prozent Radioaktivität. Zum Schutz vor dieser verbleibenden Radioaktivität und zur Vermeidung einer möglichen regionalen Kontamination der Umwelt – insbesondere des Bodens – werden im Rahmen der Abbauarbeiten umfangreiche Maßnahmen getroffen, um die Strahlenbelastung zu minimieren, zum Beispiel durch Primärkreisdekontamination oder fernhantierte Zerlegung unter Wasser.



Festlegung der Wesentlichkeitsschwelle und Validierung der wesentlichen Auswirkungen, Risiken und Chancen

Um die wesentlichen IROs von den nicht wesentlichen zu differenzieren, definierte E.ON eine Wesentlichkeitsschwelle. Wenn diese für eine der beiden Perspektiven (Wirkungs- oder Finanzperspektive) überschritten wurde, wurden die jeweilige Auswirkung, das Risiko oder die Chance als wesentlich im Sinne der ESRS erachtet. In Abstimmung mit den involvierten Fachbereichen wurde für IROs innerhalb der verwendeten Bewertungsskala der Schwellenwert 3,0 gewählt. Dieser Schwellenwert wurde als angemessen betrachtet, da er genau in der Mitte der verwendeten Skala von 1 bis 5 liegt und somit eine objektive Differenzierung zwischen wesentlichen und nicht wesentlichen Aspekten ermöglicht. Um die Ergebnisse der gruppenweiten Bewertung zentral zu validieren und sicherzustellen, dass die Liste der wesentlichen IROs richtig und vollständig ist, veranstalteten wir Workshops mit den oben definierten internen Vertretern der Stakeholdergruppen. Jede Stakeholdergruppe konnte mittels eines Korrekturfaktors Ergebnisse anpassen. Die im Rahmen der Validierungsphase als wesentlich identifizierten IROs wurden Themenclustern und den relevanten Angabepflichten der ESRS zugeordnet.

Die Wahl des Schwellenwertes, die als wesentlich identifizierten Themencluster und die daraus resultierenden Berichtspflichten wurden anschließend mit unserem CEO sowie unserer CFO abgestimmt und freigegeben. Darüber hinaus haben wir den Prüfungs- und Risikoausschuss des Aufsichtsrats vor der finalen Vorstandsfreigabe miteinbezogen. Ebenso gab es zur Wesentlichkeitsanalyse einen Austausch mit dem Konzernbetriebsrat und dem europäischen Betriebsrat.

E.ON hat für die erstmalige Anwendung der ESRS im Jahr 2024 eine vollumfängliche doppelte Wesentlichkeitsanalyse durchgeführt, die dem zuvor beschriebenen Prozess unterlag. Wir unterziehen die Ergebnisse der Wesentlichkeitsanalyse einem jährlichen Review, um die Aktualität und Relevanz der als wesentlich identifizierten IROs zu überprüfen. Im Jahr 2025 haben wir uns dabei besonders darauf fokussiert, die Beschreibung der wesentlichen IROs zu präzisieren und zu komprimieren, um Dopplungen zu vermeiden. Außerdem wurde Feedback von internen Stakeholdern, wie CEO und CFO sowie dem Aufsichtsrat, und externen Stakeholdern wie zum Beispiel über Benchmarking-Analysen und Peer-Vergleiche einbezogen. Im Vergleich zu den Ergebnissen von 2024 ergaben sich durch den Review drei wesentliche Änderungen: Das Thema bezahlbare Energie wird als unternehmensspezifisches Thema betrachtet, da es sich auf das Energiesystem und die Digitalisierung fokussiert statt auf einzelne Kundengruppen, und entsprechend nicht mehr dem ESRS S4 Verbraucher und Endnutzer zugeordnet. Die wesentlichen Auswirkungen, die dem unternehmensspezifischen Thema nachhaltige Finanzierung zugeordnet worden sind, werden mit der dem ESRS E1 zugeordneten Chance zusammengefasst. Auf Basis der Verabschiedung der Nature Strategy im Jahr 2024 und des Ausrollens im abgelaufenen

Geschäftsjahr, das unter anderem mit neuen Erkenntnissen zu Biodiversitätsauswirkungen der definierten Maßnahmen einherging, konnten außerdem zwei Auswirkungen im Themenfeld Biodiversität als wesentlich identifiziert werden. Daher berichtet E.ON für das Berichtsjahr 2025 erstmalig unter Berücksichtigung der Übergangserleichterungen (siehe delegierter Rechtsakt zur Änderung des ersten Sets der ESRS der Europäischen Kommission vom 11. Juli 2025) zum Standard ESRS E4 Biologische Vielfalt und Ökosysteme. Das heißt, die ESRS-E4-spezifischen Berichtspflichten werden (mit Ausnahme der Angaben für schrittweise eingeführte Angabepflichten gemäß ESRS 2.17) für das Geschäftsjahr vollständig ausgesetzt. Die Ergebnisse wurden abschließend von CEO und CFO freigegeben. Außerdem wurden der Prüfungs- und Risikoausschuss des Aufsichtsrats sowie der Konzernbetriebsrat informiert.

Stakeholder Engagement

Das Stakeholder Engagement ist ein zentraler Bestandteil der Unternehmensführung bei E.ON. Ein vertrauensvolles Verhältnis zu unseren Stakeholdern bildet die Grundlage unserer strategischen Arbeit. Neben den Anforderungen des Marktes fließen auch die Erwartungen der Stakeholder kontinuierlich in die Auswahl und Weiterentwicklung strategischer Schwerpunkte ein. Ebenso wurden die Interessen der Stakeholder in der Wesentlichkeitsanalyse berücksichtigt.

Unsere strategische Ausrichtung basiert auf den Säulen Wachstum, Nachhaltigkeit und Digitalisierung. Im Kapitel **Strategie und Ziele →** haben wir dargelegt, wie wir mit unseren Geschäftsfeldern die Transformation der Energiesysteme wirtschaftlich tragfähig gestalten, Klimaschutz, wirtschaftliches Wachstum und gesellschaftliche Verantwortung miteinander verbinden und gleichzeitig die Energieversorgung für die Gesellschaft sichern. Der regelmäßige Austausch mit Stakeholdern liefert wichtige Hinweise auf kurz- und langfristige Auswirkungen unserer Geschäftstätigkeit und unterstützt fundierte Entscheidungen. Beispielsweise wurden 2025 Projekte zu den Inhalten Bezahlbarkeit, Flexibilität und Dekarbonisierung erarbeitet, welche direkte Implikationen für die wesentlichen Themen bezahlbare Energie sowie Versorgungssicherheit haben. Auch auf regionaler Ebene orientieren sich die Geschäftseinheiten und Regionalgesellschaften an den Vorgaben, die im Rahmen der Strategie- und Stakeholderarbeit auf Gruppenebene gesetzt werden. Dabei haben sie für die gezielte Weiterentwicklung regionaler Strategien Freiraum, um lokale Interessen – etwa aus dem Kommunalmanagement – angemessen zu berücksichtigen.

Je nach Thema und Stakeholder-Gruppe gestalten wir den Austausch unterschiedlich. Dabei wählen wir passende Formate, die den jeweiligen Anforderungen gerecht werden – von Informationskampagnen und Diskussionsrunden mit Wirtschaftsverbänden und Nichtregierungsorganisationen über persönliche Gespräche bis hin zu öffentlich geführter



Interessenvertretung. Die gewonnenen Informationen werden intern zum Beispiel über das Sustainability Council weitergegeben, sodass alle zuständigen Verantwortlichen – von der operativen Ebene bis zum Aufsichtsrat – über die Interessen unserer Stakeholder informiert sind. Damit wir sicherstellen können, dass die Informationen verarbeitet werden, streben wir nach ständiger Optimierung. Um die Informationsverarbeitung und den Austausch mit unseren Stakeholdern weiter zu professionalisieren, haben wir 2025 ein Stakeholder-Relationship-Management-System bei Group Sustainability implementiert. Dieses ermöglicht uns, Interaktionen – insbesondere mit Nichtregierungsorganisationen (NGOs) – strukturiert zu erfassen, systematisch auszuwerten und dadurch unser Engagement zielgerichtet zu steuern. Im Folgenden findet sich ein Überblick zu den Dialogformaten der relevantesten Stakeholdergruppen.

Stakeholder	Engagement-Formate
Endkundinnen und Endkunden	• Befragung zur Zufriedenheit mittels NPS zum Beispiel über den Austausch mit direkten Ansprechpartnerinnen und Ansprechpartnern in den Kundencentern vor Ort in den Regionen
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	• Townhall Meetings für Beschäftigte • Roadshows von Vorstandsmitgliedern und Informationsveranstaltungen vor Ort • Austausch mit Arbeitnehmervertretern • wöchentliche konzernweite Befragung der Beschäftigten • Konferenzen und Austauschformate zu Arbeitssicherheit und Inclusive Culture • Informationsbereitstellung über das Intranet • kontinuierlicher Dialog zwischen Führungskräften und Mitarbeitern
Investorinnen und Investoren	• Capital Market Days, Roadshows, Investorenkonferenzen • bilateraler Austausch mit Investoren sowie Dialog mit (ESG-) Rating-Agenturen
Lieferanten und Geschäftspartner	• Lieferanten-Onboarding inklusive Bestätigung des Lieferantenkodex • enger Austausch mit bestehenden Lieferanten • Engagement in sektorübergreifenden Lieferanteninitiativen wie dem Branchendialog der Energiewirtschaft
Regionen und Kommunen	• Kommunales Partnermanagement über die Regionalgesellschaften • Sicherheitshinweise sowie freiwilliges gesellschaftliches Engagement über die Regionalgesellschaften und die E.ON Foundation
Politische Entscheidungsträger	• Beiträge zu relevanten politischen und legislativen Initiativen • Kontakte zu politischen Entscheidungsträgern über die Büros in Berlin und Brüssel (direkt oder indirekt durch Verbände)
Medien, Gesellschaft und allgemeine Öffentlichkeit	• Austausch zur Energiewende und zu den Entwicklungen im E.ON-Geschäft über Presseformate, soziale Medien, Unternehmenswebsites sowie Veranstaltungen
NGOs sowie Nachhaltigkeitsexpertinnen und Nachhaltigkeitsexperten	• Austausch und Workshops mit Wissenschaft und NGOs • aktive Teilnahme an Nachhaltigkeitsnetzwerken • gemeinsame öffentliche Positionierung zu Themenfeldern zum Beispiel bei Panel-Veranstaltungen auf der Klimakonferenz



Klimaschutz und Umwelt

Klimaschutz

ESRS E1: Wesentliche Auswirkungen, Risiken und Chancen



CO₂-Emissionen aus dem Strom-, Gas- und Wärmeabsatz

Die Erzeugung von Strom und Wärme beziehungsweise der Verbrauch von Gas verursacht CO₂-Emissionen. Bei E.ON entstehen diese insbesondere durch die Herstellung des Stroms, den E.ON für Kundinnen und Kunden einkauft, durch die Nutzung des gelieferten Erdgases sowie durch die Strom- und Wärmeerzeugung in E.ONs Anlagen.

🕒 kurz-, mittel- und langfristig



CO₂-Emissionen durch Verluste im Stromverteilnetz

Bei der Übertragung elektrischer Energie entstehen physikalisch bedingte Netzverluste, die die Effizienz der Energieversorgung mindern. Um diese Verluste auszugleichen, muss zusätzliche Energie erzeugt werden, was zu höheren CO₂-Emissionen führt.

🕒 kurzfristig



Anschluss erneuerbarer Erzeugungsanlagen als Beitrag zur CO₂-Reduktion

E.ON ermöglicht durch den Anschluss von erneuerbaren Erzeugungsanlagen wie Windparks und Photovoltaik-(PV-)Parks die Einspeisung von grünem Strom in das Netz und stellt sicher, dass dieser zuverlässig zu den Kundinnen und Kunden gelangt. Gleichzeitig sorgt E.ON dafür, dass auch der von Kundinnen und Kunden selbst erzeugte PV-Strom in das Netz integriert wird. Damit unterstützt E.ON die Nutzung nachhaltiger Energiequellen und trägt zur Reduktion von CO₂-Emissionen bei.

🕒 kurz- und mittelfristig



Innovative Lösungen für eine nachhaltige Energiezukunft

E.ON unterstützt Kundinnen und Kunden mit innovativen Produkten und Lösungen auf Basis erneuerbarer Energien bei der Dekarbonisierung und ermöglicht eine nachhaltige Versorgung von Städten und Gemeinden sowie Gewerbe- und Industriekunden.

🕒 kurz- und mittelfristig



Wertschöpfung durch Investitionen in die Energiewende

E.ON treibt die Energiewende in Europa durch gezielte Investitionen in den Netzausbau, die Digitalisierung der Energieinfrastruktur und die Entwicklung nachhaltiger Dekarbonisierungslösungen voran. Damit erschließt E.ON attraktive nachhaltige Wachstumsfelder und stärkt ihre wirtschaftliche Zukunftsfähigkeit. Zur Deckung des Investitionsbedarfs setzt E.ON auch auf grüne Finanzierungsinstrumente.

🕒 mittel- und langfristig



Tatsächliche positive Auswirkung
 Tatsächliche negative Auswirkung
 Chance
 Zeithorizont
 Vorgelagerte Wertschöpfungskette
 Eigene Geschäftstätigkeit
 Nachgelagerte Wertschöpfungskette

Klimaschutz steht im Zentrum der Unternehmensstrategie von E.ON und ist ein wesentlicher Treiber nachhaltiger Wertschöpfung. Durch Investitionen in grüne Infrastruktur, den Ausbau von Energienetzen und die Elektrifizierung von Schlüsselindustrien und Infrastrukturen leistet E.ON einen Beitrag um die Voraussetzungen für eine dekarbonisierte Zukunft zu schaffen. Unser Anspruch ist es, mit unserer Geschäftstätigkeit dazu beizutragen, eine nachhaltige Energieversorgung zu fördern und eine zukunftsfähige, resiliente Energiewelt zu gestalten. Hierfür bildet E.ONs Dekarbonisierungsstrategie das Fundament, indem sie Zielpfade und Maßnahmen für den Weg des Unternehmens zur Klimaneutralität festlegt. So leisten wir nicht nur einen aktiven Beitrag zur Erreichung unserer Klimaziele, sondern stärken auch zugleich unsere Rolle als Playmaker der Energiewende.

Dekarbonisierungsstrategie

E.ONs strategischer Pfad zur Klimaneutralität basiert vor allem auf folgenden Klimazielen: Scope 1- und Scope 2-Emissionen sollen bis 2040, Scope 3 Emissionen bis 2050 klimaneutral sein. Unsere kurzfristigen Klimaziele bis 2030 sehen eine Reduktion von Scope 1-, 2- und 3-Emissionen um 50 Prozent gegenüber dem Basisjahr 2019 vor.

Im Rahmen des Strategieupdates 2021 hat E.ON einen CO₂-Steuerungsmechanismus entwickelt, der die konzernweiten Klimaziele auf die Geschäftseinheiten herunterbricht und signifikante Emissionskategorien für Scope 1, 2 und 3 abdeckt. Der CO₂-Steuerungsmechanismus ist in Übereinstimmung mit E.ONs Klimazielen auf die Zeiträume 2022 bis 2030 und 2030 bis 2040 ausgerichtet. Ziel ist es, die Fortschritte bei der Erreichung dieser Ziele für die einzelnen Geschäftseinheiten von E.ON separat zu betrachten, wobei die Besonderheiten des jeweiligen Geschäfts, die strategischen Ambitionen und die Klimapolitik des Landes oder der Länder, in denen sie tätig sind, berücksichtigt werden. Hierzu zählen beispielsweise nationale Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energiequellen, nationale Klimaneutralitätsziele sowie Fördermaßnahmen, um diese Ziele zu erreichen.

Der Übergang zu einer CO₂-neutralen Wirtschaft erfordert vermehrte gemeinsame Anstrengungen aller, die Energie erzeugen oder verbrauchen. Sie bietet für Energieversorger die Perspektive, das Geschäft auszubauen und an diese Herausforderung anzupassen. Viele Länder, Kommunen und Unternehmen setzen bereits auf eine klimafreundliche Energieerzeugung und Energieeffizienzmaßnahmen, um ihre CO₂-Reduktionsziele zu erreichen. Mit ihrem strategischen Fokus auf Kundenlösungen zur effizienten Nutzung von Energie und intelligente Energienetze richtet E.ON das Geschäftsmodell ganz auf diese globalen Anforderungen aus.



Dass Klimaschutz bei E.ON integraler Bestandteil der Unternehmensstrategie ist, zeigt sich insbesondere im Bereich der Verteilnetze. Verteilnetze sind das Fundament der Energiewende: Sie integrieren erneuerbare Energien, verbinden Erzeuger mit Verbraucherinnen und Verbrauchern und steuern komplexe Energieflüsse je nach Bedarf. Unsere Lösungen in den Geschäftsfeldern Energy Infrastructure Solutions und Energy Retail helfen unseren Kundinnen und Kunden, Energie effizienter zu nutzen, ihre eigene erneuerbare oder kohlenstoffarme Energie zu produzieren und so ihren CO₂-Fußabdruck zu verringern. Darüber hinaus unterstützen wir Unternehmen und Kommunen dabei, ihre CO₂-Emissionen zu reduzieren, den Netzanschluss von erneuerbaren Energiequellen zu ermöglichen und die Ladeinfrastruktur für E-Mobilität auszubauen. Der Beitrag von E.ONs Geschäftsmodell zur Verlangsamung des Klimawandels wird auch dadurch bestätigt, dass E.ON für die Aufnahme in Indizes und Investmentfonds geeignet ist, die die Vorgaben gemäß §12 der EU-Verordnung 2020/1818 im Hinblick auf Mindeststandards für EU-Referenzwerte für den klimabedingten Wandel und für Paris-abgestimmte EU-Referenzwerte erfüllen.

Szenarioanalyse und Klimaresilienz

Für eine nachhaltige, stabile Energieinfrastruktur sind der Schutz unserer Anlagen gegen Folgen des Klimawandels und die Klimaresilienz unseres Geschäftsmodells ökonomisch relevant. E.ON analysiert sowohl physische Risiken (zum Beispiel Naturkatastrophen und Extremwetter) als auch transitorische Risiken (zum Beispiel regulatorische Veränderungen, CO₂-Preise) und führt Szenarioanalysen durch. Diese dienen der Bewertung der Klimaresilienz sowie der langfristigen Geschäftsentwicklung und basieren auf internationalen Referenzszenarien: Dazu gehören die Übergangsszenarien IEA STEPS, IEA SDS und IEA NZE 2050 der IEA (International Energy Agency), sowie die physischen Klimaszenarien RCP 4.5, RCP 2.6, RCP 1.9, RCP 8.5) und ein von E.ON entwickeltes Szenario (RCP – Representative Concentration Pathway).

E.ON hat eine Szenarioanalyse entwickelt, die die Auswirkungen von drei Klimaszenarien auf das Unternehmen sowie auf einzelne Geschäftseinheiten bis 2050 beschreibt. Bei der Erstellung von Szenarioanalysen werden grundsätzlich zukunftsorientierte Informationen verwendet, die tatsächlichen Ergebnisse können von den Ergebnissen der Szenarioanalyse abweichen. Für die Szenarioanalyse wurden drei Referenzszenarien definiert, wobei das konservative Szenario zu einer Erwärmung über 2°C, das ambitionierte zu unter 2°C führt und das vollständig zielorientierte Szenario die Erwärmung auf 1,5°C beschränkt. Darüber hinaus wurden relevante Geschäftseinheiten anhand der wichtigsten Werttreiber und zugehörigen KPIs bewertet und identifiziert. Anschließend wurde die Szenarioanalyse entwickelt. Sie basiert auf den von den Geschäftsbereichen ermittelten Werttreibern, einer Risikobewertung sowie einer Analyse der Geschäftsauswirkungen – beispielsweise der Nutzung von Chancen, um die Fähigkeit des Unternehmens zu beurteilen, langfristige Rentabilität im Übergang zu einer kohlenstoffarmen Zukunft zu sichern.



Die Ergebnisse der Szenarioanalyse, die sich im Einklang mit den zu Beginn des Berichtsjahres gültigen Klimazielen einer vollständigen Dekarbonisierung in Scope 1 - 3 auf den Zeitraum bis 2050 beziehen, zeigen, dass unsere Aussagen aus dem Jahr 2024 weiterhin gültig sind. Für unsere wichtigsten Geschäftsfelder sind die Ergebnisse wie folgt:

- Unser Stromnetzgeschäft kann bis zu einem gewissen Grad wetterbedingte Risiken auffangen. Risiken für unser Gasnetzgeschäft nehmen durch die Dekarbonisierung zu. Insgesamt kann das Netzgeschäft jedoch von den erheblichen Chancen der massiven Elektrifizierung profitieren (beispielsweise hoher Ausbaubedarf bei erneuerbaren Energieanlagen oder Wärmepumpen).
- Höhere CO₂-Preise auf fossile Brennstoffe führen zu einem schnelleren Umstieg von gasbasierten auf elektrifizierte Lösungen, was einen stärkeren Rückgang der CO₂ Emissionen zur Folge hat.
- Die Chancen aus der Elektrifizierung überwiegen die Risiken für unser Gas-Commodity-Geschäft, während die Volatilität in allen drei Szenarien eine Quelle von Risiken bleibt.



- Die Risiken eines Missverhältnisses zwischen unserem Lösungsportfolio und den ESG-Bedürfnissen unserer Kundinnen und Kunden werden durch die Chancen aufgewogen, die sich aus dem Ausbau unseres aktuellen Portfolios an Dekarbonisierungslösungen ergeben.
- Die Elektrifizierung des Verkehrs und das Wachstum der Solarenergie bieten erhebliche Chancen, auch wenn eine künftige Verknappung der Rohstoffe zu einem wichtigen Problem werden könnte.

Die Analyse zeigt, dass Wetterextreme wie starke Winde, starker Schneefall und Blitzeinschläge insbesondere Freileitungen unserer Stromnetze beeinträchtigen können. Um diese Risiken zu minimieren und ihnen entgegenzuwirken, setzen wir nicht nur auf eine kontinuierliche Wartung unserer Infrastruktur, sondern halten auch einen Krisenmanagement-Plan bereit, um den Betrieb unserer Netze sicherzustellen und das Netzmanagement fortlaufend zu optimieren. Dazu zählen Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie Pläne für die Abschaltung und Wiederschaltung von Lasten, Notfallpläne und alternative Versorgungsquellen, die unsere Infrastruktur schützen. Diese Maßnahmen sollen die Zuverlässigkeit unserer Verteilungsnetze selbst unter extremen Bedingungen sicherstellen und sind im Kapitel **Versorgungssicherheit** → näher dargestellt. Ein weiterer Ansatz zum Schutz vor Witterungseinflüssen ist die Verlegung von Stromleitungen unter die Erde, wie er beispielsweise im Erdkabelprojekt unserer Geschäftseinheit Bayernwerk Netz bereits umgesetzt wird. Unsere geplanten Investitionen bis 2030 zielen darauf ab, unsere Netze zu modernisieren und sie widerstandsfähiger gegen Klimaeinflüsse zu machen.

Um das langfristige Management von physischen Klimarisiken zu systematisieren und in der Gesamtorganisation zu verankern, hat E.ON 2025 begonnen ein Klimarisikotool auszurollen, das zukünftig akute und chronische Klimarisiken auf Basis eigener Anlagen analysieren soll. Im Tool können verschiedene Klimaszenarien des Weltklimarates (SSP1-2.6, SSP2-4.5, SSP5-8.5) als auch Risikoabschätzungen für 5-Jahres-Zeiträume ab 2030 durchgeführt werden. Das Tool soll den Geschäftseinheiten ermöglichen, ihre Energienetze und Erzeugungsanlagen resilient zu gestalten und Maßnahmen zur Klimawandelanpassung in die Wege zu leiten.

Informationen zum aktuellen Prozess und den analysierten Szenarien im Kontext der physischen Klimarisiken (ESRS E1 Tz. 18-21) sind im Abschnitt „ESG-Risiken/-Chancen“ im Kapitel **Risiko- und Chancenbericht** → zu finden.

Management der Auswirkungen, Risiken und Chancen

Leitlinien im Zusammenhang mit dem Klimaschutz

E.ON betrachtet Klimaschutz als integralen Bestandteil und wesentliche Führungsaufgabe ihrer Geschäftstätigkeit und verpflichtet sich in der Grundsatzerklärung, Klimaschutz bei allen Geschäftsentscheidungen zu berücksichtigen. Durch das Versprechen, die bestmöglichen Techniken und Verfahren in den Geschäftsprozessen zu verwenden, verdeutlicht E.ON ihren Anspruch, die Klimaauswirkungen zu verringern und die Energieeffizienz zu erhöhen.

Unser Handeln basiert auf konzernweiten Leitlinien für Umwelt-, Gesundheits- und Sicherheitsaspekte, die Ambitionen und Ziele definieren und für alle Unternehmensbereiche gelten. Ergänzend verfolgt E.ON mit der Umweltschutzleitlinie einen ganzheitlichen Ansatz entlang der gesamten Wertschöpfungskette – mit Fokus auf die Vermeidung und Reduzierung ökologischer Auswirkungen sowie die Kompensation unvermeidbarer Emissionen. Dies umfasst ambitionierte Klimaziele und einen konzernweiten Dekarbonisierungsstrategie zur regelmäßigen Überwachung des Fortschritts. Durch die Organisation der Nachhaltigkeits- und Klimaaktivitäten im Bereich Strategy und Sustainability liegt die Verantwortung für die Umsetzung auf höchster Ebene bei unserem Vorstandsvorsitzenden, der zugleich CSO (Chief Sustainability Officer) ist. Um die Transparenz und Steuerung sicherzustellen, werden Informationen über die Fortschritte hinsichtlich unserer Klimaziele zunächst dem CSO sowie dem Sustainability Council zur Freigabe vorgelegt. Der CSO führt den Vorsitz des Councils und berichtet dem E.ON-Vorstand regelmäßig über die erreichten Fortschritte in Bezug auf die CO₂-Steuerung.

Die zentrale Nachhaltigkeitsabteilung des Konzerns ist federführend bei der Entwicklung und Überwachung der unternehmensweiten Klimaschutzziele sowie für die Dekarbonisierungsstrategie und den CO₂-Steuerungsmechanismus verantwortlich. Die Einheiten werden bei ihren Anstrengungen zur Dekarbonisierung von ihren regionalen Nachhaltigkeitsabteilungen unterstützt. Auch die zentrale Nachhaltigkeitsabteilung beteiligt sich hieran, indem sie die Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen begleitet, bei der Entwicklung von Energieeffizienzmaßnahmen hilft sowie Ideen und bewährte Verfahren teilt. Mit dieser Struktur konnte E.ON seit der Verabschiedung der unternehmensweiten Reduktionsziele für direkte und indirekte Emissionen Fortschritte erreichen.

In Kooperation zwischen den zentralen Teams der Nachhaltigkeitsabteilung und dem Bereich Controlling & Risk wird auch der Umgang mit klimabedingten Risiken systematisiert. Dazu haben wir die Berichterstattung über Klimarisiken tiefer in das konzernweite Risikomanagement eingebettet. Weitere Informationen finden sich im Abschnitt „ESG-Risiken/-Chancen“ im Kapitel **Risiko- und Chancenbericht →**.

Maßnahmen

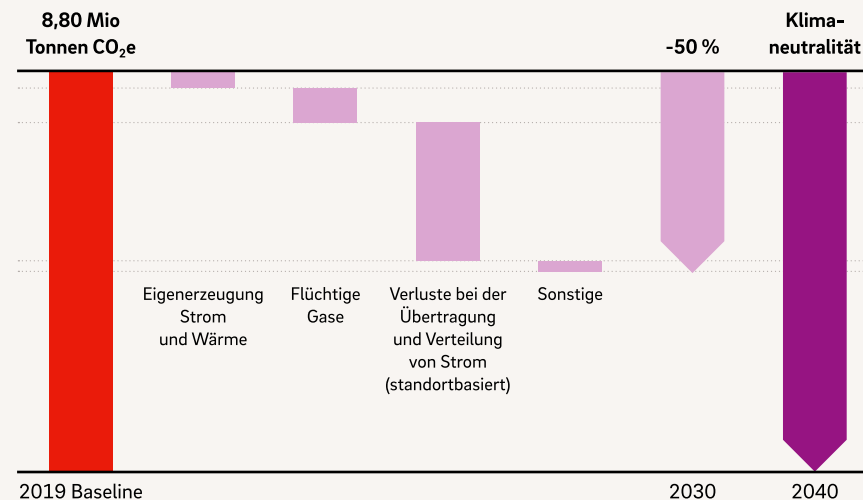
Um Maßnahmen zur Erreichung der Klimaziele zu konkretisieren, hat E.ON einen Dekarbonisierungsplan entwickelt, der die Steuerungshebel entlang der drei Emissionskategorien Scope 1, Scope 2 und Scope 3 beschreibt. Hierzu wurden die derzeit bekannten wesentlichen Quellen für CO₂-Emissionen berücksichtigt und wir gehen davon aus, dass zukünftig keine weiteren Quellen hinzukommen.

Reduktion der Scope-1-Emissionen

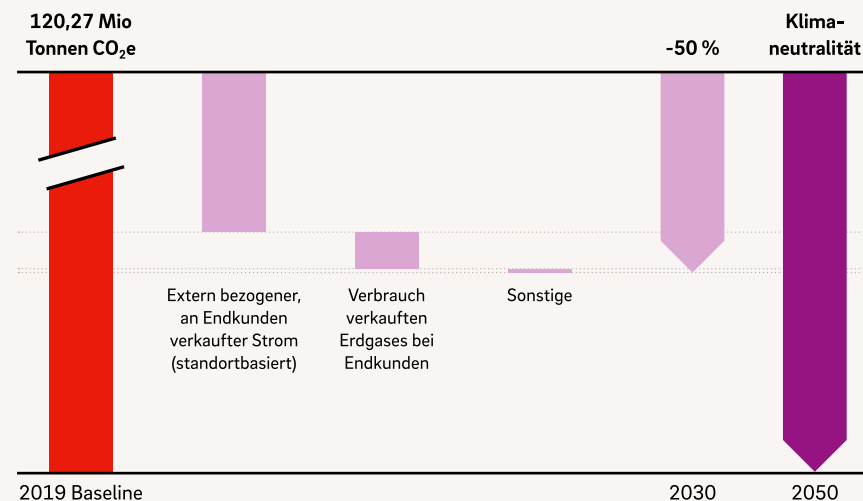
Einen großen Teil der Scope-1-Emissionen umfassen flüchtige Methanemissionen aus den Gasverteilnetzen, die durch beispielsweise innovative Techniken zur Detektion von Leckagen minimiert, aber nie ganz verhindert werden können. Weitere flüchtige Emissionsquellen wie den Einsatz von SF₆ zur Isolation von Schaltanlagen ersetzen wir sukzessiv durch klimafreundliche Substitutionsprodukte.

Neben den flüchtigen Gasen machen Emissionen aus der Eigenstromerzeugung mithilfe fossiler Brennstoffe einen weiteren signifikanten Anteil unserer Scope-1-Emissionen aus. Der Übergangsplan sieht vor, die Strom- und Wärmeproduktion in eigenen sowie von uns kontrollierten erdgasbasierten Anlagen schrittweise durch Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen zu ersetzen. Bestehende Anlagen bedürfen dadurch einer signifikanten Umrüstung. E.ON wird dabei bis zum Jahr 2030 seine verbleibenden kohlebasierten Wärmeerzeugungsanlagen abschalten und gleichzeitig andere fossile Erzeugungsarten dekarbonisieren. In Deutschland wurden bereits in diesem Jahr alle durch E.ON mit Kohle betriebenen Kraftwerke abgeschaltet oder auf den Betrieb mit alternativen Brennstoffen umgerüstet. Des Weiteren streben wir bis 2030 eine vollständige Elektrifizierung der PKW-Fahrzeugflotte an. Zusätzlich sollen Strom und Gas für den Einsatz in Gebäuden aus erneuerbaren Energiequellen eingekauft oder vor Ort grün produziert werden. Eine konkrete Roadmap spezifiziert weitere Maßnahmen wie eine energieeffiziente Gebäudedämmung, die den Energieverbrauch in E.ON-Gebäuden minimieren soll.

Beitrag wesentlicher Reduktionsmaßnahmen: Scope 1 & 2



Beitrag wesentlicher Reduktionsmaßnahmen: Scope 3





Reduktion der Scope-2-Emissionen

E.ONs indirekte Emissionen innerhalb der eigenen Geschäftstätigkeiten sind fast ausschließlich auf Verluste bei der Übertragung und Verteilung von Strom innerhalb der durch E.ON genutzten Stromnetze zurückzuführen. Diese sind in Abschnitten des Stromnetzes mit hoher Einspeisung von erneuerbaren Energien geringer. Durch den fortlaufenden Anschluss von erneuerbaren Energiequellen an das Stromnetz können die Emissionen aus Stromnetzverlusten durch den erhöhten Grünstromdurchfluss reduziert werden.

Generell skalieren Netzverluste proportional mit der Länge des Netzes. Daher verfolgt E.ON neben dem Netzausbau unterschiedliche Ansätze zur Reduktion von Netzverlusten. Technische Verluste können durch Netzoptimierung reduziert werden. Hierzu rüsten wir unsere Netze mit der Smart-Grid-Technologie auf (mehr dazu unter [Versorgungssicherheit →](#)). Dadurch können sich die Leitungen und Transformatoren – in vielen Fällen automatisch – an die tatsächliche Erzeugung und den Verbrauch in einem bestimmten Netzabschnitt anpassen. Aufgrund der physikalischen Eigenschaften der Stromnetze lassen sich die technischen Verluste jedoch nur bis zu einem gewissen Grad reduzieren. Daher ist E.ON, ohne durch den Regulator anerkannte marktbasierende Mechanismen zur Vergrünung, auf die progressive Dekarbonisierung des nationalen Energieerzeugungsmix angewiesen. Neben den technischen Verlusten gibt es auch kommerzielle Verluste, die vor allem durch Diebstahl entstehen.

Reduktion der Scope-3-Emissionen

Die indirekten Scope-3-Emissionen aus E.ONs vor- und nachgelagerten Wertschöpfungskette resultieren in erster Linie aus der Erzeugung des Stroms, den das Unternehmen kauft und an seine Kundinnen und Kunden weiterveräußert, sowie aus der Nutzung des von E.ON an ihre Kundinnen und Kunden verkauften Gases. Demnach trägt der stetig ansteigende Anteil erneuerbarer Energiequellen im nationalen Strommix maßgeblich zur Reduzierung unserer Scope-3-Emissionen bei. Des Weiteren werden unter Scope 3 zusätzlich Emissionen eingeordnet, die beispielsweise bei der Produktion der von E.ON bezogenen Waren entstehen. Zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele zeigt der Übergangsplan unter anderem die Transformation des Energiebedarfs unserer Kunden durch die Nutzung nachhaltiger Produkte auf. Wir unterstützen unsere Kunden aktiv bei der Umstellung von Gas auf grüne, energieeffiziente Lösungen wie Wärmepumpen sowie Solar- und PV-Anlagen. Des Weiteren bauen wir das Angebot grüner Energieverträge für unsere Kundinnen und Kunden aus, um hierdurch eine Senkung der Scope-3-Emissionen zu erreichen.

Auf die ganzheitliche Dekarbonisierung unseres Geschäfts zählt außerdem E.ONs Investitionsprogramm ein: Zwischen 2026 und 2030 planen wir insgesamt 48 Mrd € in die Energiewende zu investieren. Dies soll den Ausbau und die Digitalisierung der Energieinfrastruktur und die Entwicklung von Lösungen für die Dekarbonisierung beschleunigen. Rund 40 Mrd € der Investitionssumme sollen in unsere Energienetze fließen, 5 Mrd € in unser Energieinfrastrukturgeschäft und 2,5 Mrd € in unser Energy-Retail-Geschäft. Investitionen bezogen auf Kohle- und Ölkraftwerke sind nicht vorgesehen. Im Vergleich zu den Investitionen in die Stromnetze werden deutlich weniger Mittel in die Übergangstechnologie Erdgas investiert. Da bereits 100 Prozent unserer taxonomiefähigen Investitionen taxonomiekonform sind, sind keine spezifischen Ziele zur Erhöhung der Taxonomiekonformität im Kontext des Klimaübergangsplans geplant. Grundsätzlich ist es E.ONs Ziel, insbesondere in Bezug auf die Gesamtinvestitionen den taxonomiekonformen Anteil weiterhin bei über 95 Prozent zu halten. Einen überwiegenden Teil der Außenumsätze erwirtschaftet E.ON aus dem Verkauf von Strom und Gas an Endkunden, welcher nicht von der EU-Taxonomie erfasst wird. Entsprechend setzen wir hierzu keinen strategischen Schwerpunkt. Weitere Informationen zu den Investitionen und deren Entwicklung sind in den Kapiteln [EU-Taxonomie →](#) und der [Finanzlage →](#), dem [Prognosebericht →](#) sowie in [Textziffer 14 →](#) des Konzernanhangs zu finden.

Maßnahmen für eine vollständige Klimaneutralität

Im Rahmen der ganzheitlichen Klimastrategie folgt E.ON einer Hierarchie für Dekarbonisierungsmaßnahmen: Vermeidung und Reduktion von Emissionen innerhalb der eigenen Wertschöpfungskette haben Priorität. Erst im letzten Schritt finanziert E.ON Maßnahmen zur Vermeidung oder Entfernung von Emissionen außerhalb seiner eigenen Wertschöpfungskette durch den Kauf von freiwilligen CO₂-Zertifikaten. Diese haben den Zweck, einen finanziellen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten. Die mit den Zertifikaten verbundenen Projekte befinden sich oft in Entwicklungs- und Schwellenländern. Derzeit verwendet E.ON freiwillige CO₂-Zertifikate nur auf Basis von Emissionen auf Produktebene und berücksichtigt die vermiedenen oder entfernten Mengen aktuell nicht in ihren eigenen Klimazielen.

Ein weiteres wichtiges Element dieser Strategie ist die Partnerschaft von E.ON mit der LEAF-Koalition, die seit 2021 besteht. LEAF steht für „Lowering Emissions by Accelerating Forest finance“ und ist die größte öffentlich-private Initiative gegen die Abholzung tropischer Regenwälder. Teilnehmer sind die Regierungen Norwegens, Großbritanniens, der USA und Südkoreas sowie mehr als 20 Unternehmen. Die CO₂-Zertifikate von LEAF sollen den Schutz dieser Wälder finanzieren und nachhaltige Managementansätze unterstützen, die eng mit politischen Entscheidungsträgern und lokalen Interessengruppen zusammenarbeiten.



Ziele und Kennzahlen

CO₂-Emissionen

Ziele im Zusammenhang mit dem Klimaschutz

E.ON verfolgt das langfristige Ziel, bis 2040 Klimaneutralität für Scope 1- und Scope 2-Emissionen und bis 2050 für Scope 3-Emissionen zu erreichen. Zudem sehen E.ONs kurzfristige Klimaziele bis 2030 eine Reduktion von Scope 1-, 2- und 3-Emissionen von 50 Prozent gegenüber dem Basisjahr 2019 vor. Bezogen auf Markt- und Wetterbedingungen (Energienachfrage, Durchschnittstemperaturen) kann das Jahr 2019 als repräsentativ angenommen werden. Aus diesem Grund definiert E.ON sowohl ihr lang- als auch ihre kurzfristigen Klimaziele gegenüber dem Jahr 2019.

Die Festlegung der Klimaziele erfolgte nach der strategischen Ausrichtung von E.ON. Die im Jahr 2020 festgelegten Klimaziele hat der E.ON-Vorstand zuletzt in 2024 erneut bewertet, bestätigt und in Bezug auf E.ONs kurzfristige Klimaziele bis 2030 angepasst¹⁴. Die Erreichung der Klimaziele für Scope 1 und 2 bis 2030 ist zudem über den E.ON Sustainability Index im Vergütungssystem des Vorstands verankert.

2022 hat die Science Based Targets initiative (SBTi) validiert, dass E.ONs aktuelle kurzfristige 2030-Klimaziele mit dem 1,5-Grad-Ziel des Pariser Klimaabkommens übereinstimmen. Das bedeutet, dass E.ONs geplante Emissionsreduktion in Scope 1 und 2 in Einklang steht mit einem globalen Emissionsreduktionspfad, der die globale Erwärmung auf 1,5 Grad im Vergleich zum vorindustriellen Niveau begrenzt. Zugrundeliegende Klimaszenarien für eine entsprechende Bewertung sind globale, sektorenspezifische Klimaszenarien der Internationalen Energie Agentur (IEA, B2DS 2017) sowie des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, Global warming of 1.5°C, 2018). Wir sehen vor, unsere Scope 1- und 2- sowie unsere Scope 3-Emissionen nach dem standortbasierten Verfahren jeweils bis 2030 um mindestens 50 Prozent zu reduzieren. Darüber hinaus beabsichtigen wir, die Scope 3-Emissionen aus dem Weiterverkauf von Strom an Endkundinnen und Endkunden bis 2030 um 75 Prozent pro kWh zu reduzieren (Intensitätsziel).

E.ONs zusätzliche langfristige Klimaziele orientieren sich am Klimaneutralitätsziel der Europäischen Union, das aus dem Pariser Klimaabkommen abgeleitet ist und daher als wissenschaftsbasiert angenommen werden darf. Entsprechend plant E.ON durch die Reduzierung der eigenen Treibhausgasemissionen langfristig bis 2050 Klimaneutralität in Scope 3 zu erreichen und darüberhinausgehend bereits in 2040 in Scope 1 und 2 klimaneutral zu sein. Unser Reduktionspfad schreibt vor, unsere Scope 1- und 2-Emissionen bis 2040 um mindestens 90 Prozent und unsere Scope 3-Emissionen bis 2050 ebenfalls um mindestens 90 Prozent zu

reduzieren. Beide Ziele sehen vor, im Zieljahr möglicherweise bestehende Restemissionen zu kompensieren. Unseren Dekarbonisierungspfad validieren wir jährlich mit Emissionsmessungen und veröffentlichen entsprechende Ergebnisse. Basis für die jährliche Validierung unserer Klimaziele für 2040 bildet ebenfalls das Basisjahr 2019.

E.ON überwacht systematisch die Fortschritte der Zielerreichung ihrer langfristigen Klimaziele (siehe hierzu auch Kapitel [Strategie und Ziele](#) →). Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Vergleich des Energieverbrauchs von Jahr zu Jahr durch vorübergehende, witterungsbedingte und anderweitig verursachte Schwankungen beeinflusst werden kann. Um zu beurteilen, ob die von E.ON ergriffenen Maßnahmen wirksam sind und wo wir im Hinblick auf unsere Ziele stehen, muss daher ein Zeitraum von mehreren Jahren betrachtet werden. Seit 2016 nehmen wir deshalb zusätzlich alle drei Jahre eine tiefergehende Bewertung der Entwicklung vor. Dabei zeigte sich, dass die Reduktionsrate bisher mit den Prognosen übereinstimmt. Mit Einführung des CO₂-Steuerungsmechanismus im Jahr 2022 (siehe „Dekarbonisierungsstrategie“) verfeinerten wir diesen Prozess durch Emissionsreduktionspfade auch für die einzelnen Geschäftseinheiten. Diese haben jährliche Kontrollen durchzuführen, damit wir genauer erkennen, ob wir auf dem vorgegebenen Weg vorankommen. Jede Einheit kann zudem eigene, über das Konzernziel hinausgehende Reduktionsziele verfolgen. Hierfür werden konzernseitig strategische Handlungsempfehlungen bereitgestellt.

Methodik

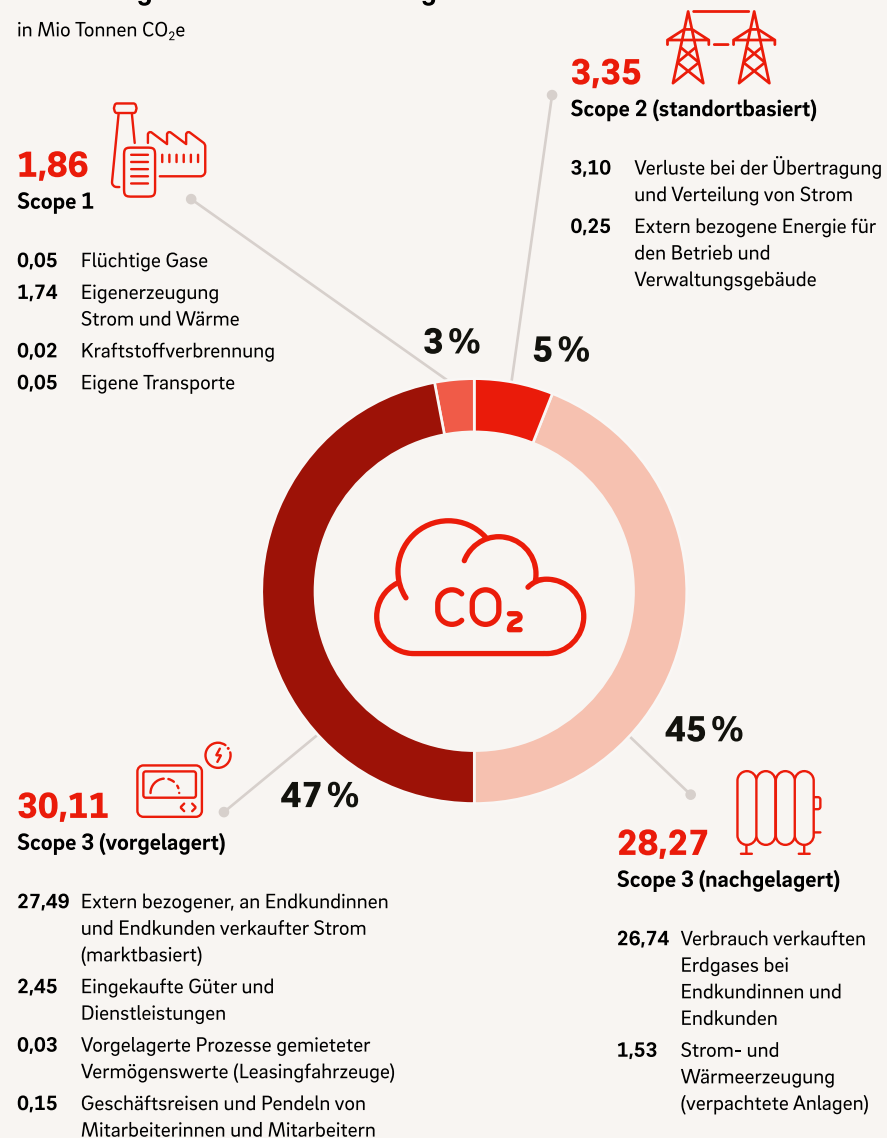
E.ON berechnet ihre Emissionen anhand der Anforderungen des ESRS E1 unter Berücksichtigung des weltweit anerkannten „WRI/WBCSD Greenhouse Gas Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard“ (GHG-Protokoll) für die inzwischen sieben vom Kyoto-Protokoll abgedeckten Treibhausgase (THG): Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffmonoxid (N₂O), Fluorkohlenwasserstoffe (HFC), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFC), Schwefelhexafluorid (SF₆) und Stickstofftrifluorid (NF₃). CO₂ ist das Treibhausgas, von dem wir bei weitem am meisten emittieren. Zwar tragen auch andere Treibhausgase wie SF₆ und CH₄ zu der von E.ON ausgehenden Klimabelastung bei. Allerdings ist ihr Anteil an unseren Treibhausgasemissionen viel geringer als der von CO₂. Die Treibhausgaspotenziale (Global Warming Potential – GWP) geben an, wie stark andere Treibhausgase im Vergleich zu CO₂ die globale Erwärmung in einem bestimmten Zeitraum beeinflussen. Alle Treibhausgasemissionen können als CO₂-Äquivalente (CO₂e) ausgedrückt und so gemeinsam bilanziert werden.

¹⁴ E.ON bezieht sich in der Definition und Bewertung eigener Klimaziele auf aktuelle wissenschaftliche Erkenntnisse zu Klimawandelszenarien und deren methodische Einordnung durch anerkannte Organisationen, wie die SBTi. Aussagen zur Erreichung des 1,5° Ziels unterliegen entsprechenden inhärenten Unsicherheiten aus zukunftsorientierten Informationen und zugrundeliegenden Annahmen.

Alle direkten THG-Emissionen aus Brennstoffen, die in direktem Zusammenhang mit unserer Geschäftstätigkeit stehen, werden innerhalb der Scope-1-Kategorie zusammengefasst. Die Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung sind vor allem auf unsere dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK-)Anlagen zurückzuführen. Um unsere Aufstellung der Scope-1-Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung unter anderem in verpachteten Anlagen transparenter zu gestalten, weisen wir Emissionen aus nachgelagerten, von uns verpachteten Anlagen nun als Scope 3-Emissionen aus. Dabei handelt es sich um Anlagen, die wir bei Kundinnen und Kunden installiert haben und die diese als Pächter für ihren eigenen Bedarf betreiben oder um Anlagen, bei denen der Kunde die Produktionsleistung anhand seiner Anforderungen (basierend auf seiner Produktionsplanung) definiert und somit die operative Kontrolle besitzt.

Den Scope-2-Emissionen werden indirekte THG-Emissionen aus der Erzeugung von Strom zugeordnet, den das Unternehmen für den Betrieb seiner Gebäude, seiner Werkstätten und firmeneigenen Elektrofahrzeuge kauft oder der auf Netzverluste in seinen Stromverteilnetzen zurückgeht. Diese Emissionen entstehen nicht physisch in den Einrichtungen von E.ON, sondern in der vorherigen Stufe der Wertschöpfungskette, in der Strom erzeugt wird. Aus diesem Grund werden Stromverteilungsverluste als Scope-2-Emissionen, Gasverteilungsverluste jedoch als Scope-1-Emissionen eingestuft. Wir berechnen Scope-2-Emissionen sowohl mit einer standortbasierten als auch mit einer marktbasieren Methode. Für die eigenen Management-entscheidungen verwendet E.ON die nach der standortbasierten Methode ermittelte Zahl, die auf dem jeweiligen nationalen Erzeugungsmix basiert. Die marktbasierte Methode ergibt einen davon abweichenden Wert, da sie auf dem vertraglich zurechenbaren Erzeugungsmix der Stromlieferanten des Unternehmens basiert. Der Aufwand, jeden einzelnen Anbieter zu ermitteln, der Strom in jedes der Netze von E.ON einspeist, wäre jedoch erheblich. Wir verwenden daher den Emissionsfaktor des „residual generation mix“ eines jeden Landes, welcher in den meisten Fällen deutlich über dem Faktor des nationalen Erzeugungsmixes liegt. Dieser Mix umfasst eine Kombination von Energiequellen, die nach der Deckung des Primärbedarfs übrigbleiben und kann sowohl fossile Brennstoffe als auch erneuerbare Energiequellen enthalten. Für die Erhebung der Scope 3-Emissionen verwenden wir neben den Anforderungen des ESRS E1 den „Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard“. In Bezug auf Scope 3-Emissionen werden fünfzehn Kategorien definiert. Zur Identifikation der für den Konzern signifikanten Scope 3-Kategorien führt E.ON eine Analyse durch. Als wesentlich definieren wir dabei diejenigen Kategorien, die über zehn Prozent von E.ONs Scope 3-Fußabdruck ausmachen. Bei E.ON sind dies Emissionen aus der Erzeugung des Stroms, den das Unternehmen kauft und an ihre Kundinnen und Kunden weiterveräußert (Tätigkeiten im Zusammenhang mit Brennstoffen und Energie (nicht in Scope 1 oder Scope 2 enthalten), sowie aus der Nutzung des von E.ON an ihre Kundinnen und Kunden verkauften Gases (Verwendung verkaufter Produkte).

Steuerungsrelevante Treibhausgasemissionen

in Mio Tonnen CO₂e




Darüber hinaus berichtet E.ON Scope 3-Emissionen aus erworbenen Waren und Dienstleistungen inklusive Investitionsgütern, nachgelagerten geleasteten Wirtschaftsgütern, Geschäftsreisen, Pendeln der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und Leasingfahrzeugen (vorgelagerte geleaste Wirtschaftsgüter). Diese liegen unter der von E.ON gesetzten Wesentlichkeitsgrenze und werden auch nicht zu Steuerungszwecken betrachtet, sind aber für viele Stakeholder, zum Beispiel unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, relevant und werden daher freiwillig berichtet. Die verbleibenden sieben Kategorien: vorgelagerter Transport und Vertrieb, Abfallaufkommen in Betrieben, nachgelagerter Transport, Verarbeitung verkaufter Produkte, Behandlung von Produkten am Ende der Lebensdauer, Franchises und Investitionen unterschreiten für den E.ON-Konzern aufgrund von E.ONs Geschäftsmodell die Wesentlichkeitsgrenze und werden daher nicht berichtet.

E.ON bezieht ihren Strom hauptsächlich von Großhandelsmärkten, sodass dessen Herkunft oft nicht nachvollziehbar ist oder die Informationen über die Quelle nicht zuverlässig sind. Zur Berechnung von Emissionen, für die wie in diesem Fall Primärdaten nicht verfügbar oder von unzureichender Qualität sind, empfiehlt das GHG-Protokoll die Verwendung von Sekundärdaten, beispielsweise Branchendurchschnittsdaten oder staatlichen Statistiken. Zur Quantifizierung der Scope-3-Emissionen aus der Erzeugung dieser Strommengen verwenden wir deshalb die offiziellen nationalen Emissionsfaktoren der Länder, in denen wir den an Endkundinnen und Endkunden verkauften Strom beziehen.

Für die Berechnung der Emissionen aus dem an Endkundinnen und Endkunden weiterverkauften Strom verwenden wir darüber hinaus auch marktbasierte Methoden. Für das Unternehmen ist dieser Wert durch den Verkauf von grünem Strom aktiv beeinflussbar und daher steuerungsrelevant.

Insgesamt belief sich im Jahr 2025 der Anteil von E.ONs marktbasierten Scope-3-Emissionen, die auf Basis von Primärdaten berechnet werden, auf rund 96 Prozent (standortbasiert auf 48 Prozent).

Für die Berichterstattung zu Treibhausgasemissionen haben wir keine nicht vollkonsolidierten Einheiten identifiziert, die aufgrund der ESRS-Anforderungen ergänzend in unsere CO₂-Bilanz mit einzubeziehen sind. Entsprechend umfasst die CO₂-Bilanz die vollkonsolidierten Tochterunternehmen.

Kennzahlen

Unsere direkten und indirekten CO₂e-Emissionen beliefen sich im Jahr 2025 auf insgesamt 63,59 Mio Tonnen CO₂e; davon waren 3 Prozent direkte Scope 1-Emissionen und 97 Prozent indirekte Scope 2- und 3-Emissionen. Die Scope 1-Emissionen lagen 6 Prozent unter dem Vorjahresniveau, die indirekten Emissionen sanken um etwa 3 Prozent. Für diese Berechnung wurden die steuerungsrelevanten Emissionswerte verwendet, die standortbasierten Scope 2-Emissionen und die marktbasierten Scope-3-Emissionen.

2025 betrugen die Scope 1-Emissionen von E.ON 1,86 Mio Tonnen CO₂e. Sie lagen damit unter dem Vorjahreswert von 1,98 Mio Tonnen CO₂e. Der Rückgang ist hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass die Eigenerzeugung an Wärme im Vergleich zum Vorjahr rückläufig war. Die geringere Nachfrage ist auf einen milden Winter zurückzuführen.

Im Jahr 2025 verzeichneten wir standortbezogene Scope 2-Emissionen in Höhe von 3,35 Mio Tonnen CO₂e. Die um 8 Prozent gesunkenen Emissionen der standortbasierten Stromnetzverluste ergeben sich aus den verbesserten länderspezifischen Emissionsfaktoren. Die Netzverluste machten im Jahr 2025 etwa 4 Prozent der von E.ON verteilten Strommenge aus.

Die standortbasierten Scope 3-Emissionen konnte E.ON im Jahr 2025 auf 58,93 Mio Tonnen CO₂e senken - sie machen stets den größten Teil des gesamten CO₂-Fußabdrucks aus. Wir verzeichneten einen deutlichen Rückgang von 9 Prozent im Vergleich zum Vorjahr, der hauptsächlich auf die von E.ON an Endkundinnen und Endkunden verkaufte Strom- und Gasmenge zurückzuführen ist. Hierfür waren im Wesentlichen Portfoliobereinigungen im Zuge unserer B2B-Strategie verantwortlich. Der marktbasierte Wert der Scope 3-Emissionen ging ebenfalls aus demselben Grund um rund 2 Mio Tonnen CO₂e zurück. Die Emissionen des Jahres 2025 liegen rund 50 Prozent unter dem Niveau von 2019 - bedingt durch Portfoliobereinigungen, milde Witterung und krisenbedingte Energieeinsparungen in den Vorjahren. Diese Effekte lassen derzeit keine Rückschlüsse auf eine vorzeitige oder endgültige Zielerreichung für Scope 3 bis 2030 zu.

Treibhausgasemissionen [+]

Gesamt CO ₂ -Äquivalente in Mio Tonnen ^{1,2}	2025	2024
Eigenerzeugung Strom und Wärme ^{3,4,5}	1,74	1,84
Flüchtige Gase ⁶	0,05	0,05
Eigene Transporte	0,05	0,05
Kraftstoffverbrennung ⁷	0,02	0,04
Scope 1 Gesamt	1,86	1,98
Verluste bei der Übertragung und Verteilung von Strom (standortbasiert) ⁸	3,10	3,38
Verluste bei der Übertragung und Verteilung von Strom (marktbasiert) ^{9,10}	6,33	6,16
Extern bezogener Strom (standortbasiert)	0,25	0,28
Extern bezogener Strom (marktbasiert)	0,21	0,26
Scope 2 Gesamt (standortbasiert)	3,35	3,66
Scope 2 Gesamt (marktbasiert)	6,54	6,41
Extern bezogener, an Endkundinnen und Endkunden verkaufter Strom (standortbasiert) ^{8,11,12}	28,03	33,08
Extern bezogener, an Endkundinnen und Endkunden verkaufter Strom (marktbasiert) ^{11,12}	27,49	28,17
Verbrauch verkauften Erdgases bei Endkunden ¹¹	26,74	27,84
Eingekaufte Güter und Dienstleistungen ¹³	2,45	2,54
Strom- und Wärmeerzeugung (verpachtete Anlagen) ⁴	1,53	1,42
Pendeln der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter ¹⁴	0,14	0,06
Vorgelagerte Prozesse gemieteter Vermögenswerte (Leasingfahrzeuge)	0,03	0,03
Geschäftsreisen	0,01 ¹⁵	0,01 ¹⁶
Scope 3 Gesamt (standortbasiert)	58,93	64,97
Scope 3 Gesamt (marktbasiert)	58,38	60,06

1 Als externe Quellen für das Erderwärmungspotenzial wurden das Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ, früher DEFRA/BEIS), das Greenhouse Gas Protocol, das Överenskommelse Värmemarknadskommittén und der IPCC-AR6-Bericht herangezogen. Die Kennzahlen zu Eigenerzeugung Strom und Wärme beziehungsweise Strom- und Wärmeerzeugung verpachteter Anlagen (Scope 1 und 3) sowie Kraftstoffverbrennung (Scope 1) und Extern bezogener Strom (Scope 2) basieren teilweise auf Vorjahreswerten, die als Näherungswerte für das Berichtsjahr genutzt werden.

2 CO₂-Emissionen aus biogenen Quellen sind in der Tabelle nicht enthalten. Für Scope 1 belaufen sich die biogenen CO₂-Emissionen auf 2.254 Kilotonnen CO₂ (2024: 2.203 Kilotonnen CO₂), für Scope 3 auf 34,2 Kilotonnen CO₂ (2024: 4,4 Kilotonnen CO₂). Für Scope 2 stehen derzeit keine belastbaren Informationen zu CO₂ aus biogenen Emissionen zur Verfügung, bei künftiger Datenverfügbarkeit werden diese separat ausgewiesen.

3 Ab dem Berichtsjahr 2025 wird die Erdgasverbrennung für das Beheizen technischer Anlagen nicht mehr unter Kraftstoffverbrennung (Scope 1) ausgewiesen, da diese Verbräuche sachlich der Kennzahl Eigenerzeugung Strom und Wärme (Scope 1) zuzuordnen sind. Die frühere Zuordnung erfolgte historisch gewachsen. Es handelt sich um eine reine Verschiebung innerhalb von Scope 1. Ohne die technischen Anlagen hätte der Wert für Kraftstoffverbrennung (Scope 1) 2024 bei 0,02 Mio t CO₂e gelegen.

4 Die Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung sind wie folgt unterteilt: in Emissionen aus Anlagen, die sich im Besitz von E.ON befinden und von E.ON betrieben werden (Scope 1), und Emissionen aus Anlagen, die an Kunden verpachtet sind und von diesen betrieben werden oder um Anlagen, bei denen der Kunde die Produktionsleistung anhand seiner Anforderungen (basierend auf seiner Produktionsplanung) definiert und somit die operative Kontrolle besitzt (Scope 3).

5 Das Greenhouse Gas Protocol und das DESNZ schreiben derjenigen Energie, die in Anlagen für erneuerbare Energien und Kernkraftwerken erzeugt wird, keine direkten CO₂-Emissionen zu.

6 Für die Ermittlung der flüchtigen Emissionen im Zusammenhang mit den Gasverteilnetzen wird ein Berechnungstool eingesetzt, das auf anerkannten technischen Bilanzierungsmethoden basiert und definierte Annahmen berücksichtigt, die in Teilen auf Schätzungen beruhen können. Das Tool wird jährlich weiterentwickelt; die zugrunde liegenden Annahmen werden zunehmend durch empirisch ermittelte Daten ergänzt.

7 Zur Beheizung von Gebäuden.

8 Auf Basis der Emissionsfaktoren von nationalen Strommischen für bestimmte geografische Regionen (Quelle: IEA).

9 Auf Basis der Emissionsfaktoren von nationalen Residualmischen für bestimmte geografische Regionen. Der Residualmix-Emissionsfaktor eines Landes bildet die Emissionen und die Erzeugung ab, die verbleiben, nachdem Zertifikate, Verträge und lieferantenspezifische Faktoren in Anspruch genommen und aus der Berechnung entfernt wurden (Quelle: AIB).

10 Die Stromverteilungsverluste in Schweden wurden fast vollständig durch den Bezug von Ökostrom ausgeglichen.

11 Scope-3-Emissionen aus eingekauftem Strom und der Verbrennung von Erdgas, das an Endverbraucherinnen und Endverbraucher verkauft wird (an unsere Privat- und B2B-Kundinnen und -Kunden verkaufte Energie), gemäß dem GHG-Scope-3-Protokoll. Die Emissionen aus den Verteilungsverlusten der an Vertriebspartner und den Großhandelsmarkt verkauften Energie werden entsprechend unter unseren Scope-1- und Scope-2-Emissionen verbucht.

12 Beinhaltet den Bezug von Strom an E.ON-eigenen und öffentlich zugänglichen Ladestationen.

13 Einschließlich Investitionsgütern. Die Kennzahl basiert auf E.ON-spezifischen Einkaufsdaten sowie auf ergänzenden Daten aus sekundären Quellen.

14 Der Anstieg ergibt sich aus Aktualisierungen der Berechnungsparameter.

15 In dieser Zahl ist eine Kompensation von etwa 1,41 Tonnen CO₂e enthalten, die nicht von dem angegebenen Wert abgezogen wurde.

16 In dieser Zahl ist eine Kompensation von etwa 814 Tonnen CO₂e enthalten, die nicht von dem angegebenen Wert abgezogen wurde.

Die Emissionsintensität (standortbasiert), ebenfalls bezogen auf die Netto-Umsatzerlöse, liegt dabei bei 0,82 t CO₂e/Tausend € (2024 0,88 t CO₂e/Tausend €), die marktbasierte Emissionsintensität bei 0,85 t CO₂e/Tausend € (2024: 0,85 t CO₂e/Tausend €).¹⁵ Die Umsatzerlöse entsprechen dem Nettoumsatz ohne Strom- und Energiesteuern entsprechend der Gewinn- und Verlustrechnung →.

Weitere Details zum Fortschritt bei der Erreichung unserer Klimaziele, insbesondere zu Anwendungsanforderung 48 in Bezug auf Angabepflicht E1-6, sind im Anhang zum Nachhaltigkeitsbericht → zu finden.

¹⁵ Im Geschäftsjahr 2024 kam es zu einer fehlerhaften Zuordnung der standort- und marktbasierten Werte. Die Darstellung wurde im Geschäftsjahr 2025 berichtigt.

Energieverbrauch und Energiemix

E.ON verbrauchte im Jahr 2025 16 Mio MWh Energie, davon 45 Prozent aus erneuerbaren Energien. Entsprechend dem Geschäftsmodell von E.ON sind dabei alle Konzernaktivitäten dem als im Sinne der ESRS definierten Sektor mit hohen Klimaauswirkungen, Energieversorgung, zuzuordnen, da E.ON mit seinen drei Geschäftsfeldern in der Verteilung, dem Vertrieb und der Erzeugung von Energie tätig ist. Darüber hinaus hat E.ON Aktivitäten im Bereich der Wasserversorgung, welcher ebenfalls als Sektor mit hohen Klimaauswirkungen definiert ist. Die Energieintensität bezogen auf die Netto-Umsatzerlöse liegt dabei bei 0,20 MWh/Tausend € (2024: 0,21 MWh/Tausend €).

Mit den eigenen Erzeugungsanlagen konnte E.ON im Jahr 2025 insgesamt 13 Mio MWh Energie produzieren (2024: 13 Mio MWh), 6 Mio MWh davon erneuerbare Energie (2024: 6 Mio MWh).

Energieverbrauch und Energiemix¹

Millionen Megawattstunden	2025	2024
Brennstoffverbrauch aus Kohle und Kohleerzeugnissen	0,39	0,43
Brennstoffverbrauch aus Rohöl und Erdölerzeugnissen	0,17	0,21
Brennstoffverbrauch aus Erdgas	5,63	6,02
Brennstoffverbrauch aus sonstigen fossilen Quellen	2,25	2,35
Verbrauch aus erworbenen oder enthaltenen Strom, Wärme, Dampf und Kälte aus fossilen Quellen	0,44	0,48
Gesamtverbrauch fossiler Energie	8,88	9,49
<i>Anteil fossiler Quellen am Gesamtenergieverbrauch (%)</i>	<i>55</i>	<i>57</i>
Verbrauch aus nuklearen Quellen	0,02	0,03
<i>Anteil nuklearer Quellen am Gesamtenergieverbrauch (%)</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
Brennstoffverbrauch für erneuerbare Quellen einschließlich Biomasse	7,04	6,94
Verbrauch aus erworbenen oder enthaltenen Strom, Wärme, Dampf und Kälte aus fossilen Quellen	0,11	0,10
Verbrauch selbst erzeugter erneuerbarer Energie, bei der es sich nicht um Brennstoffe handelt	0,00	0,01
Gesamtverbrauch erneuerbarer Energie	7,15	7,05
<i>Anteil erneuerbarer Quellen am Gesamtenergieverbrauch (%)</i>	<i>45</i>	<i>43</i>
Gesamtenergieverbrauch	16,06	16,56

1 Die Kennzahlen basieren teilweise auf Vorjahreswerten, die als Näherungswerte für das Berichtsjahr genutzt werden.

Carbon Credits

Wie bereits beschrieben finanziert E.ON Maßnahmen zur Vermeidung oder Entfernung von Emissionen durch den Kauf von freiwilligen CO₂-Zertifikaten. Angesichts der strategischen Bedeutung der freiwilligen Kohlenstoffmärkte hat E.ON ab 2021 eine Strategie für den Bezug von freiwilligen CO₂-Zertifikaten entwickelt. Dazu gehört unter anderem ein Mindestqualitätsstandard für den Kauf von Zertifikaten, den wir regelmäßig überprüfen und aktualisieren. Der Standard umfasst beispielsweise Richtlinien für Verifizierungsmechanismen, Zertifikatsalter und Projekttypen. Um den Fokus auf die Qualität der Zertifikate weiter zu verstärken, hat E.ON im Jahr 2024 begonnen, mit dem Emissions-Datenplattform- und Due-Diligence-Anbieter Sylvera zusammenzuarbeiten.

Aktuelle Projekte sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen. Diese bietet einen Überblick über im Berichtsjahr genutzte („stillgelegte Carbon Credits“) und zukünftig zu nutzende Carbon Credits, die bereits gekauft wurden („noch stillzulegende Carbon Credits“). Stilllegung von Zertifikaten bedeutet die Kennzeichnung von deren Nutzung im zugehörigen öffentlichen Carbon-Credit-Register.

Carbon Credits

Gesamt CO ₂ -Äquivalente in Tonnen (Tausend)	2025	2024
Im Berichtsjahr stillgelegte Carbon Credits	3.167,68	672,06
Anteil von Removalprojekten (%)	0	0
Anteil von Reduktionsprojekten (%)	100	100
<i>Anteil „Gold-Standard“ (%)</i>	73	82
<i>Anteil „Plan Vivo“ (%)</i>	0	0
<i>Anteil „Verra“ (%)</i>	22	18
<i>Andere Zertifizierungsmechanismen (%)</i>	5	0
Anteil von Projekten innerhalb der EU (%)	0	0
Ausblick		
Noch stillzulegende Carbon Credits	420,61	925,07

Für stillgelegte Credits wird außerdem die Projektart transparent gemacht, auf der die Credits basieren. Hier unterscheidet man zwischen Reduktions- und Removalprojekten: Removalprojekte entziehen der Atmosphäre aktiv Emissionen. Im Unterschied dazu vermeiden Reduktionsprojekte die Entstehung von Emissionen im Vergleich zu einem alternativen Szenario, in dem das Projekt nicht durchgeführt wird. Reduktionsprojekte, wie zum Beispiel Waldschutzprojekte, bilden mit Abstand den größten Anteil am freiwilligen Carbon-Credit-Markt. E.ON bezieht aktuell einen höheren Anteil an Reduktionsprojekten gegenüber Removalprojekten. Weiterhin werden die Reduktionsprojekte nach den Zertifizierungsmechanismen unterteilt, die ihnen zugrunde liegen. Die Mechanismen verfolgen unterschiedliche Validierungs- und Zertifizierungsstandards für Carbon-Credit-Projekte.



E.ON erwirbt kleinere Mengen an Removal Credits und verzeichnet keine Carbon Removals aus Projekten aus der eigenen Wertschöpfungskette. Außerdem können am Markt Carbon Credits mit einer Corresponding-Adjustment-(CA)-Kennzeichnung erworben werden. Ein CA ist ein Mechanismus, um Doppelzählungen von Emissionsreduktionen und -removals bei internationalen Übertragungen von Carbon Credits in der Bilanz des Herkunftslandes und der kaufenden Organisation zu verhindern. Der Markt von CA-Credits ist noch im Frühstadium, weshalb E.ON noch keine Carbon Credits mit CA eingekauft hat. Innerhalb der gekauften Projekte gab es im Berichtsjahr keine Umkehrungen (Fälle, bei denen die Kohlenstoffsenke des Projekts zur Emissionsquelle würde, beispielsweise Waldbrand), von denen E.ON Kenntnis erlangt hat.

Interner CO₂-Preis

Um die Geschäftsaktivitäten nachhaltiger zu gestalten und den Weg zur Treibhausgasneutralität voranzutreiben, bietet sich eine monetäre Bewertung zukünftiger Treibhausgasemissionen oder -vermeidungen an. Dies wird als "Internal Carbon Pricing" (ICP) bezeichnet und ermöglicht die Bewertung zukünftiger Projekte hinsichtlich ihrer finanziellen Auswirkungen auf das Ziel der Treibhausgasneutralität und die Förderung nachhaltiger Maßnahmen. Dazu gehören der Schattenpreis, die Kohlenstoffsteuer, der interne Emissionshandel und der implizite Preis. Dies ermöglicht die Bewertung von Kosten im Zusammenhang mit Treibhausgasemissionen und die Förderung von kohlenstoffarmen Alternativen.

Aufgrund der Vielfalt der Geschäftsmodelle bei E.ON wird keine konzernweite interne CO₂-Bepreisung verwendet. Im Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions wird beispielsweise ein sogenannter Schattenpreis bei Investitionsentscheidungen für neue Energieinfrastrukturanlagen eingesetzt. Dies betrifft Projekte, die den Aufbau und Betrieb von Strom-, Wärme- und Kälteanlagen umfassen. Energy Infrastructure Solutions strebt an, als Vorreiter für Dekarbonisierungslösungen wahrgenommen zu werden. Daher investiert Energy Infrastructure Solutions vor allem in nachhaltige Neuanlagen. Nichtnachhaltige Vermögenswerte können ein Risiko darstellen, da sie aufgrund von regulatorischen Änderungen oder Veränderungen der Nachfrage möglicherweise vor dem Ende ihrer technischen oder vertraglichen Lebensdauer stillgelegt werden müssen. Daher müssen Investitionen des Geschäftsfelds Energy Infrastructure Solutions bestimmte Nachhaltigkeitskriterien erfüllen. Wenn diese Kriterien nicht oder nur teilweise erfüllt sind, bedarf es einer Genehmigung durch den Vorstand des Geschäftsfelds.

Bei der Berechnung der Kapitalkosten und internen Renditeanforderungen spielen Nachhaltigkeitskriterien eine bedeutende Rolle. Es wird eine Priorisierungslogik angewendet, bei der Projekte, die auf erneuerbare oder hybride Anlagen setzen, bevorzugt werden. Lösungen mit weniger nachhaltigen Eigenschaften unterliegen erhöhten Mindestrenditeanforderungen, die mithilfe eines Mark-up-Faktors eingepreist werden. Die beschriebenen Lösungen können insbesondere den Scope 1- und 3-Kategorien zur Strom- und Wärmeerzeugung zugeordnet

werden. Diese umfassten im Berichtsjahr 1,74 Mio t CO₂e (93 Prozent der Scope 1-Emissionen) beziehungsweise 1,53 Mio t CO₂e (3 Prozent der marktbasieren Scope 3-Emissionen).

Vermiedene Emissionen

Vermiedene Emissionen sind theoretisch berechnete Treibhausgasreduktionen, die außerhalb der eigenen Bilanzierungsgrenzen eines Unternehmens entstehen (also nicht in Scope 1–3), weil Produkte, Dienstleistungen oder Lösungen des Unternehmens eine Emissionsminderung ermöglichen. Sie beschreiben die durch die Nutzung dieser Lösungen erzielte emissionsmindernde Wirkung im Vergleich zu einer Referenzsituation (Baseline). Im Jahr 2025 beliefen sich die vermiedenen CO₂-Emissionen auf 117 Mio t CO₂ (2024: 119 Mio t CO₂). Unter Anwendung der aktualisierten Methodik hätte der Wert für das Jahr 2024 statt der ursprünglich berichteten 119 Mio. t CO₂e bei 97 Mio. t CO₂e gelegen, was einer Differenz von 22 Mio. t CO₂e entspricht. Da die neue Methodik rückwirkend anwendbar ist, kann dieser rechnerische Vergleichswert dargestellt werden, auch wenn die veröffentlichte Vorjahreszahl im Bericht unverändert bleibt. Die Veränderung des Leistungsindikators gegenüber dem Vorjahr ist auf eine Anpassung des KPI-Scopes zurückzuführen. Dabei werden nur noch Kategorien berücksichtigt, die unter die EU-Taxonomie-Tätigkeit 4.9 („Übertragung und Verteilung von Elektrizität“) fallen. Die Definitionen der verbleibenden Kategorien bleiben unverändert, es wurden lediglich die berücksichtigten Kategorien reduziert. Diese Anpassung wurde im Austausch mit dem World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) vorgenommen und zusätzlich mit dem Green Financing Framework harmonisiert. Damit stellen wir sicher, dass die KPI sowohl den Anforderungen anerkannter Rahmenwerke als auch den Anforderungen an grüne Finanzierungsinstrumente entspricht.

Anteil der Anschlussleistung der Erneuerbaren-Energien-Anlagen am Stromnetz von E.ON

Der Leistungsindikator „Anteil der angeschlossenen erneuerbaren Erzeugungskapazität“ misst den Anteil der installierten Leistung erneuerbarer Energien an der insgesamt an das E.ON-Stromnetz angeschlossenen Erzeugungskapazität. Sie zeigt, wie E.ON zur Integration erneuerbarer Energien in die Netzinfrastruktur beiträgt. Im Jahr 2025 stieg der Anteil der angeschlossenen Erneuerbaren-Energien-Anlagen-Kapazität auf 88 Prozent (2024: 86 Prozent) weiter an. Der Zuwachs resultiert vor allem aus zusätzlichen Netzanschlüssen für Wind- und Photovoltaikanlagen sowie aus Investitionen in intelligente Netze.

Grünstromanteil

Der Grünstromanteil misst den Anteil des verkauften Stroms, der aus erneuerbaren Energiequellen stammt, am Stromabsatz von E.ON an Endkundinnen und Endkunden. Im Jahr 2025 lag der Anteil der verkauften grünen Energie bei 47 Prozent (2024: 49 Prozent). Der Rückgang ist vor allem auf Portfolioeffekte im britischen B2B-Geschäft sowie geringere Absatzmengen im deutschen B2C-Geschäft zurückzuführen.

EU-Taxonomie

Allgemeine Grundsätze

Um den Beitrag von E.ON zu den Umweltzielen der Europäischen Union aufzuzeigen, berichten wir die taxonomiekonformen und -fähigen Anteile der für E.ONs Geschäftsmodell wesentlichen EU-Taxonomie-Kennzahlen. Als ökologisch nachhaltig gelten dabei taxonomiefähige Wirtschaftstätigkeiten, die einen wesentlichen Beitrag zu mindestens einem der sechs Umweltziele leisten („substantial contribution“) und gleichzeitig die Erreichung der fünf weiteren EU-Umweltziele nicht erheblich beeinträchtigen („do no significant harm“ – DNSH). Darüber hinaus hält E.ON die Rahmenwerke zum Mindestschutz („minimum safeguards“) ein, die sich unter anderem auf die Achtung der Menschenrechte sowie Antikorruption beziehen. Die sechs Umweltziele sind:

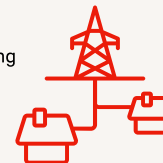
1. Klimaschutz
2. Anpassung an den Klimawandel
3. Nachhaltige Nutzung und Schutz von Wasser- und Meeresressourcen
4. Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung
5. Übergang zu einer Kreislaufwirtschaft
6. Schutz und Wiederherstellung der Biodiversität und der Ökosysteme

Die Ermittlung der Kennziffern für taxonomiefähige Wirtschaftstätigkeiten erfolgte unter Beachtung der EU-Taxonomie-Verordnung (Verordnung (EU) 2020/852), der delegierten Rechtsakte in der aktuellen Fassung¹⁶ sowie von FAQ-Dokumenten. Die hierin enthaltenen Bestimmungen, Formulierungen und Begriffe unterliegen jedoch noch Auslegungsunsicherheiten. Für 2025 wendet E.ON den delegierten Rechtsakt (EU) 2026/73 bereits an. Auf dieser Basis wurden im Geschäftsjahr die taxonomiebezogenen Meldebögen angepasst und ein Wesentlichkeitsgrundsatz eingeführt.

Aus allen für E.ON relevanten Tätigkeiten sind die folgenden Aktivitäten von besonderer Bedeutung, da sie entscheidend dazu beitragen, dass der Konzern einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz leisten kann:

4.9

Übertragung und Verteilung von Elektrizität



4.14

Fernleitungs- und Verteilernetze für erneuerbare und CO₂-arme Gase



8.2

Datenbasierte Lösungen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen



7.5

Installation, Wartung und Reparatur von Geräten für die Messung, Regelung und Steuerung der Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden



E.ON berichtet dabei über Aktivitäten, welche direkt zu den Umweltzielen beitragen oder in Bezug auf das Umweltziel „Klimaschutz“ ermöglichende Aktivitäten oder Übergangsaktivitäten darstellen. Die taxonomiefähigen beziehungsweise taxonomiekonformen Wirtschaftstätigkeiten werden bei E.ON in den Geschäftsfeldern Energy Networks, Energy Infrastructure Solutions und Energy Retail ausgeübt. Als Energieunternehmen sind E.ONs Tätigkeiten in diesen Geschäftsfeldern umfassend von den in der EU-Taxonomie genannten Wirtschaftsaktivitäten abgedeckt.

Ab 2025 berichtet E.ON entsprechend dem delegierten Rechtsakt (EU) 2026/73 nicht mehr umfassend über unwesentliche Wirtschaftsaktivitäten, die kumuliert weniger als 10 Prozent zur jeweiligen EU-Taxonomie-Kennzahl beitragen, und weist die entsprechenden Beträge als nicht bewertet aus.

Bei E.ON ist ein regulärer Prozess etabliert, der gewährleistet, dass alle Taxonomie-Anforderungen in Bezug auf die sechs EU-Umweltziele angemessen beurteilt werden können. Die E.ON-Wirtschaftsaktivitäten werden kontinuierlich den relevanten Taxonomie-Kriterien zugeordnet. Hierbei betrachten wir den Umsatz als führend, das heißt, E.ONs Aktivitäten werden der Taxonomie-Wirtschaftsaktivität zugeordnet, mit welcher ein Umsatz erwirtschaftet wird oder

¹⁶ Delegierte Rechtsakte 2021/2178 (Disclosure Delegated Act), 2021/2139 (Umweltziele 1 bis 2), 2022/1214 (Gas- und Nuklearenergie), 2023/2486 (Umweltziele 3 bis 6); 2023/2485 (Anpassung Umweltziele 1 bis 2).



werden soll. Daraufhin wird im Rahmen von Interviews, Expertengesprächen oder Workshops mit den jeweiligen operativen Ansprechpartnerinnen und Ansprechpartnern sowie Expertinnen und Experten aus den Fachbereichen der Geschäftsfelder und Geschäftseinheiten sowie wesentlicher Konzerngesellschaften analysiert und geprüft, ob entsprechende Taxonomie-Kriterien für die Wirtschaftstätigkeiten tatsächlich erfüllt werden (Alignment-Prüfung). Insofern taxonomiefähige Wirtschaftstätigkeiten vorliegen, werden diese Ergebnisse dokumentiert. Diese Dokumentation erfolgt zentral für alle Gesellschaften verbindlich in einem EU-Taxonomie-Handbuch. Anhand dieser Vorgaben belegen die Gesellschaften, inwiefern die Wirtschaftstätigkeiten des Geschäftsbereichs die technischen Bewertungskriterien der Taxonomie tatsächlich erfüllen, und schaffen hierfür geeignete Belegführungen.

Bei der Analyse der Taxonomiekonformität wird bei E.ON im Detail wie folgt vorgegangen:

- **Prüfung des wesentlichen Beitrags („substantial contribution“):** Die Einhaltung der technischen Bewertungskriterien wird grundsätzlich individuell für jede Wirtschaftstätigkeit und bei den Gesellschaften dezentral geprüft und belegt. Sehen die Kriterien Erleichterungen vor, sodass die Einhaltung der Kriterien auf der Ebene der gesamten Wirtschaftstätigkeit, eines operativen Geschäftsfelds oder für den Gesamtkonzern eingeschätzt werden kann, macht E.ON davon Gebrauch.
- **Prüfung der Vermeidung wesentlicher Beeinträchtigungen („do no significant harm“ – DNSH):** Die DNSH-Kriterien beziehen sich überwiegend auf die Einhaltung gesetzlicher Vorgaben beziehungsweise beim Ziel „Kreislaufwirtschaft“ auf grundlegende Aspekte der Wirtschaftstätigkeit. Vor diesem Hintergrund ist regelmäßig eine Einschätzung der DNSH-Konformität auf der Ebene der Wirtschaftstätigkeit sachgerecht. Die DNSH-Konformität bezüglich EU-Umweltziel 2 „Anpassung an den Klimawandel“ wird im Rahmen des bei E.ON etablierten Risikomanagementprozesses identifiziert und beurteilt. Hierbei greifen wir auf bestehende Systeme und Prozesse zur finanziellen und nichtfinanziellen Risikosteuerung zurück, welche E.ON um Belange der EU-Taxonomie erweitert hat. Details hierzu finden sich im [Risiko- und Chancenbericht →](#).
- **Prüfung der Mindestschutzvorschriften („minimum safeguards“):** Bei der Prüfung und Einhaltung der Mindestschutzvorschriften bedient sich E.ON etablierter Prozesse und Dokumentationen auf Konzernebene. Über geeignete Richt- und Leitlinien und die damit verbundenen Schulungs- und Überwachungsmaßnahmen stellt der Konzern sicher, dass die Anforderungen der EU-Taxonomie diesbezüglich vollumfänglich erfüllt werden. Die Gesellschaften sind angehalten, derartige Richt- und Leitlinien verbindlich umzusetzen. Die Verantwortung für die Einhaltung liegt bei den jeweiligen Gesellschaften.

Taxonomiekonforme Wirtschaftsaktivitäten

Im Rahmen dieser Analysen wurden Wirtschaftsaktivitäten identifiziert, mit denen E.ON einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz leistet und welche die in Art. 3 EU-Taxonomie genannten Kriterien erfüllen. Die dem Umweltziel 1 „Klimaschutz“ zugeordneten und anteilig als taxonomiekonform bewerteten Wirtschaftsaktivitäten sind in der Übersichtsgrafik auf der vorherigen Seite dargestellt. Es wurden bei E.ON im Jahr 2025 keine Wirtschaftstätigkeiten identifiziert, die einen wesentlichen Beitrag zu den Umweltzielen 2 bis 6 leisten.

Wesentlicher Beitrag zum Klimaschutz

Die E.ON-Stromnetze leisten einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz im Sinne der Taxonomie-Vorgaben, da sie als nachgelagerte Verteilnetze Bestandteil des Europäischen Verbundnetzes sind.

Bei den Gasnetzen werden insbesondere Investitionen in die bestehende Infrastruktur als taxonomiekonform berücksichtigt, die die Möglichkeit der Beimischung von Wasserstoff und anderen CO₂-armen Gasen erhöhen. Pilotprojekte zum Aufbau einer reinen Wasserstoff-Infrastruktur werden ebenfalls als taxonomiekonform bewertet. Dies gilt ebenso für Investitionen im Zusammenhang mit der Ortung beziehungsweise Vermeidung von Methangas-Leckagen.

Tätigkeiten wie die Installation von LED-Systemen sowie die Ausstattung mit Smart Metern fallen unter Maßnahmen zur Messung, Regelung und Steuerung der Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden. Sie tragen zur Reduktion des Energieverbrauchs bei und unterstützen Kundinnen und Kunden bei der nachhaltigen Optimierung ihrer Gebäudeinfrastruktur.

Investitionen in den Ausbau einer Breitband-Dateninfrastruktur werden als taxonomiekonform bewertet, da die hierdurch bereitgestellten Daten und Analysen unmittelbar zur Verringerung von Treibhausgasemissionen bei E.ON oder unseren Kundinnen und Kunden führen.

Vermeidung erheblicher Beeinträchtigungen

Der Schutz von E.ONs Anlagen gegen physische Folgen des Klimawandels („Anpassung an den Klimawandel“) ist für E.ON ökonomisch relevant und wird daher in Investitionsentscheidungen berücksichtigt. Ferner werden klimabezogene Risiken und Chancen im E.ON-Risikomanagement erfasst. Weitere Informationen sind im [Risiko- und Chancenbericht →](#) enthalten. Die Kriterien für das EU-Umweltziel 3 „Nachhaltige Nutzung und Schutz von Wasser- und Meeresressourcen“ referenzieren im Wesentlichen auf gesetzliche und behördliche Vorgaben in der Energiebranche, deren Einhaltung Voraussetzung für Bau- und Betriebsgenehmigungen ist. Dasselbe gilt grundsätzlich für die Vorgaben bezüglich des EU-Umweltziels 5 „Verminderung beziehungsweise Vermeidung der Umweltverschmutzung“.



Im Hinblick auf das Umweltziel 4 „Übergang zu einer Kreislaufwirtschaft“ bestehen generelle Vorgaben wie insbesondere hohe Haltbarkeit, einfache Demontage oder Reparierbarkeit. Der überwiegende Teil der Komponenten ist auf eine sehr lange Lebensdauer ausgelegt, ist recyclingfähig und hat am Ende der Nutzungsdauer noch einen ökonomischen Wert (zum Beispiel Stahl, Aluminium, Kupfer). Die entsprechenden Bestandteile der Anlagen können sowohl im E.ON-Konzern verwertet als auch an Dritte zur weiteren Verwendung weiterveräußert werden.

Bezüglich des EU-Umweltziels 6 „Schutz und Wiederherstellung der Biodiversität und der Ökosysteme“ werden Umweltverträglichkeitsprüfungen und vergleichbare Prüfungen als zentrale Voraussetzung für die Erlangung von Genehmigungen zum Bau und Betrieb der Anlagen durchgeführt, soweit ein entsprechendes Erfordernis besteht. Ferner ist es eine Zielsetzung von E.ON, beispielsweise die Bewirtschaftung ihrer oberirdischen Stromtrassen auf ökologische und nachhaltige Art und Weise durchzuführen oder darauf umzustellen.

Einhaltung der Mindestschutzvorschriften

Zu unserer unternehmerischen Verantwortung gehört es, die Achtung der Menschenrechte sowohl in allen Belangen unseres eigenen Geschäfts als auch in der Lieferkette zu gewährleisten. E.ON nimmt ihre Verantwortung ernst und verpflichtet sich daher, ihre Geschäfte im Einklang mit Compliance-Anforderungen zu tätigen. Dazu zählt, Menschenrechte zu respektieren, die Umwelt zu schützen und angemessene Arbeitsbedingungen zu gewährleisten. Um Menschenrechtsverletzungen vorzubeugen, hält E.ON sich an externe Standards und setzt auf eigene Richt- und Leitlinien. E.ONs Grundsatzerklärung zur Achtung der Menschenrechte erkennt die Internationale Menschenrechtscharta sowie die Erklärung über grundlegende Prinzipien und Rechte bei der Arbeit der Internationalen Arbeitsorganisation der Vereinten Nationen und deren grundlegende Konventionen ausdrücklich an und verweist auf E.ONs eigene Richtlinien, wie den Verhaltenskodex für Lieferanten, aber auch für Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. Die Standards für Menschenrechte, Arbeitsbedingungen, Umweltschutz und rechtskonforme, integre Geschäftspraktiken, die E.ON von ihren Lieferanten verlangt, sind im Verhaltenskodex für Lieferanten spezifiziert.

Die Durchführung einer regelmäßigen Risikobeurteilung zeigt mögliche Gefahren auf. Die Einhaltung von E.ONs Standards und die Minimierung möglicher Gefahren unterstützt E.ON mit zahlreichen Maßnahmen und Prozessen. Im eigenen Geschäft liegt der Fokus dieser Aktivitäten insbesondere auf Arbeitssicherheit und fairen Arbeitsbedingungen.

Definition der EU-Taxonomie-Kennzahlen

Die Berichterstattung erfolgt anhand der in Art. 8 der Taxonomie-Verordnung definierten Kennzahlen für taxonomiefähige beziehungsweise taxonomiekonforme Investitionen,

Umsatzerlöse und Betriebsausgaben. Alle bei E.ON identifizierten Geschäftstätigkeiten werden dabei exakt einer Wirtschaftsaktivität der EU-Taxonomie zugeordnet; so werden Doppelzählungen vermieden, außer sie werden im Falle der Zuordnung von Geschäftsaktivitäten zu mehreren Umweltzielen von der Taxonomie-Verordnung verlangt.

E.ON gibt die folgenden Kennzahlen für Investitionen und Umsatzerlöse an:

- taxonomiefähige Aktivitäten in Bezug auf die Gesamtwerte im IFRS-Konzernabschluss
- taxonomiekonforme Aktivitäten in Bezug auf die Gesamtwerte im IFRS-Konzernabschluss
- taxonomiekonforme Aktivitäten in Bezug auf taxonomiefähige Aktivitäten
- nicht bewertete Aktivitäten, die kumuliert weniger als 10 Prozent zur jeweiligen EU-Taxonomie-Kennzahl beitragen

Investitionen wurden auf Bruttobasis berechnet, also ohne Berücksichtigung von Neubewertungen beziehungsweise planmäßigen oder außerplanmäßigen Abschreibungen. Sie umfassen Investitionen in langfristige materielle und immaterielle Vermögenswerte (Anlagevermögen) inklusive Vermögenswerten, die im Rahmen von Asset Deals (unmittelbar erkennbar) oder von Share Deals (Ermittlung von Investitionen im Rahmen der Kaufpreisallokation) erworben wurden. Dies sind im Detail:

- Sachanlagen gemäß IAS 16.73 (e) (i) und (iii)
- immaterielle Vermögenswerte gemäß IAS 38.118 (e) (i)
- als Finanzinvestition gehaltene Immobilien gemäß IAS 40.76 (a) und (b), IAS 40.79 (d) (i) und (ii)
- Landwirtschaft gemäß IAS 41.50 (b) und (e)
- Leasing gemäß IFRS 16.53 (h)

Die Konzern-Investitionen (Nenner) ergeben sich aus den Zugängen im Anlagespiegel zuzüglich der Zugänge an Sachanlagen und immateriellen Vermögenswerten aus Unternehmenszusammenschlüssen, die in **Textziffer 14 →** des Konzernanhangs dargestellt werden. Für den Zähler ist der Anteil der taxonomiefähigen beziehungsweise -konformen Angaben zu berücksichtigen.



Von den taxonomiefähigen Investitionen entfallen 6.385 Mio € auf Sachanlagen, 489 Mio € auf immaterielle Vermögenswerte und 438 Mio € auf Nutzungsrechte. Der Zähler der zu berücksichtigenden taxonomiekonformen Investitionen setzt sich wie folgt zusammen:

Zusammensetzung des Investitionen-Zählers

in Mio €	Wirtschafts- aktivität 4.9	Weitere Wirtschafts- aktivitäten	Gesamt
Sachanlagen	5.712	654	6.366
Immaterielle Vermögenswerte	351	138	489
Als Finanzinvestitionen gehaltene Immobilien	-	-	-
Nutzungsrechte	369	69	438
E.ON-Konzern	6.431	861	7.292

Gemäß Taxonomie-Vorgaben berücksichtigt E.ON auch nicht zahlungswirksame Investitionen, wohingegen Zugänge zum Finanzanlagevermögen nicht berücksichtigt werden. Da die Investitions-Definition gemäß EU-Taxonomie-Verordnung daher von E.ONs interner Steuerungsgröße (zahlungswirksame Investitionen) abweicht, leitet E.ON den Gesamtwert der Investitionen gemäß EU-Taxonomie zu den Investitionen im Kapitel **Finanzlage** → über:

Überleitung Investitionen

in Mio €	Q1–Q4 2025
EU-Taxonomie-Investitionen	9.308
./. Nutzungsrechte	-782
./. nichtzahlungswirksame Investitionen	-386
+ zahlungswirksame Investitionen in Finanzanlagen	569
./. Investitionszuschüsse	-200
Zahlungswirksame Investitionen	8.509

Bei E.ON fallen sämtliche Investitionen des Geschäftsjahres 2025 unter Kategorie a) des Anhangs der Taxonomie-Verordnung. Ein Investitionsplan gemäß Kategorie b) oder Investitionen gemäß Kategorie c) liegen bei E.ON nicht vor.

Die Umsatzerlöse entsprechen dem Nettoumsatz ohne Strom- und Energiesteuern entsprechend der **Gewinn- und Verlustrechnung** → des Geschäftsberichts. Diese Angaben werden im Nenner berücksichtigt, während im Zähler die entsprechenden taxonomiefähigen beziehungsweise taxonomiekonformen Umsatzerlöse dargestellt werden.

Bei der Kennzahl Betriebsausgaben ist bereits der Nenner entsprechend den Taxonomie-Vorgaben zu spezifizieren. Ökologisch nachhaltige Betriebsausgaben haben einzeln zurechenbare, nichtaktivierte Aufwendungen für Forschung und Entwicklung, Gebäuderenovierungen, kurzfristiges Leasing, Instandhaltung und Reparaturen, andere direkte Ausgaben im Zusammenhang mit der Wartung von Vermögenswerten und weitere für die Aufrechterhaltung ökologisch nachhaltiger Wirtschaftsaktivitäten betriebsnotwendige Aufwendungen zu umfassen. Dies betrifft bei E.ON im Wesentlichen externe Reparatur- und Instandhaltungsaufwendungen innerhalb des Materialaufwands sowie des sonstigen betrieblichen Aufwands. Da E.ON die Betriebsausgaben im Sinne der EU-Taxonomie als nicht wesentlich für das Geschäftsmodell klassifiziert, wird ab 2025 nur noch der Nenner ausgewiesen. Die Energiebranche ist eher kapitalintensiv statt forschungs- und entwicklungsgetrieben. Im Verhältnis zu den Investitionen und den externen Umsatzerlösen sind die Betriebskosten entsprechend gering und stellen – gemäß EU-Taxonomie-Definition – lediglich 2 Prozent der Umsatzerlöse dar.

Entwicklung der EU-Taxonomie-Kennzahlen

Anteil der Investitionen, der Umsatzerlöse und der Betriebskosten aus Produkten oder Dienstleistungen, die mit taxonomiefähigen oder taxonomiekonformen Wirtschaftstätigkeiten in Verbindung stehen

Wirtschaftsjahr 2025

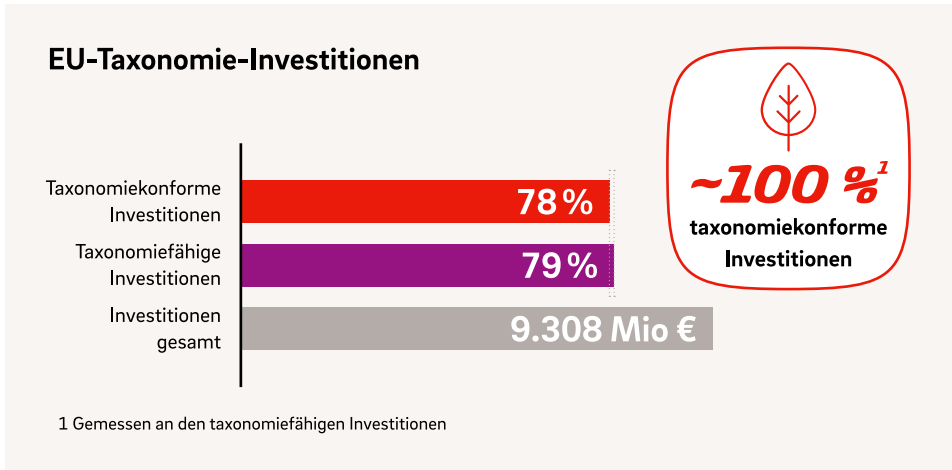
Aufschlüsselung der taxonomiekonformen Aktivitäten nach Umweltzielen

Kennzahl	Gesamt	Anteil taxonomie- fähiger Aktivitäten	Taxonomie- konforme Aktivitäten	Anteil taxonomie- konformer Aktivitäten	bewertete										Anteil taxonomie- konformer Aktivitäten 2024
					Klimaschutz	Klimawandel	Wasser	Kreislauf- wirtschaft	Umweltver- schmutzung	Biologische Vielfalt	Anteil ermög- lichender Tätigkeit	Übergangs- tätigkeit	Tätigkeiten, die als unwesentlich eingestuft werden	Taxonomie- konforme Aktivitäten 2024	
	in Mio €	%	in Mio €	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	in Mio €	%
Investitionen	9.308	79	7.292	78	78	-	-	-	-	-	-	-	7	6.583	80
Umsatzerlöse	78.704	28	21.875	28	28	-	-	-	-	-	-	-	6	21.205	26
Betriebsausgaben	1.608	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100	940	65

Die Kennzahlen für das Geschäftsjahr 2025 wurden gemäß den neuen Vorgaben des delegierten Rechtsaktes (EU) 2026/73 berechnet. Aufgrund der Änderungen durch den neuen delegierten Rechtsakt unterscheiden sich Berechnungsmethoden und Bezugsgrößen gegenüber dem Vorjahr, sodass die Kennzahlen für 2025 nicht unmittelbar mit denen des Geschäftsjahres 2024 vergleichbar sind.

Investitionen

Für das Berichtsjahr 2025 waren 79 Prozent der Investitionen im Gesamtkonzern im Anwendungsbereich der EU-Taxonomie (taxonomiefähig). Von den taxonomiefähigen Investitionen entfielen 100 Prozent auf taxonomiekonforme Aktivitäten.



Den wesentlichen Beitrag lieferte das Geschäft mit Energienetzen. Rund 6,4 Mrd € taxonomiekonforme Investitionen entfielen auf E.ONs Stromverteilnetz als Bestandteil des europäischen Verbundsystems. Durch den kontinuierlichen Anschluss von erneuerbaren Erzeugungsanlagen ermöglicht das Stromnetz die Energiewende in Europa und verbindet die Kunden mit nachhaltig produzierter Energie. E.ON hat im Vergleich zum Vorjahr erneut deutlich mehr in taxonomiekonforme Stromnetze investiert. Unterstützt wird diese Entwicklung durch die digitale Weiterentwicklung der Netze im Zuge des Ausbaus von Glasfaser- und Breitband-Technologie. Hier investierte E.ON im Berichtsjahr 256 Mio €. Ebenso fielen Investitionen in die Gasnetze in Höhe von 420 Mio € als konform unter die EU-Taxonomie-Verordnung und sind somit im Vergleich zum Vorjahr gestiegen.

Im Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions fielen 185 Mio € taxonomiekonforme Investitionen in den Geschäftsfeldern für die Installation, Wartung und Reparatur von Geräten für die Messung, Regelung und Steuerung der Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden an.

Die Beschaffung und der Vertrieb von Strom und Gas sind weiterhin nicht durch die EU-Taxonomie abgedeckt. Im Geschäftsfeld Energy Retail gibt es aufgrund des Schwerpunkts des Verkaufs von Strom und Gas an Endkundinnen und Endkunden keine wesentlichen Vermögenswerte, daher fallen die EU-Taxonomie-Investitionen vergleichsweise gering aus. Im Bereich Corporate Functions/Other fielen die Investitionen nicht in den Anwendungsbereich der EU-Taxonomie.

Insgesamt liegen die Anteile sowohl der jeweiligen taxonomiekonformen als auch taxonomiefähigen Investitionen je Wirtschaftsaktivität auf dem Niveau des Vorjahres, während die absoluten Investitionen und somit auch die absoluten taxonomiekonformen beziehungsweise -fähigen Investitionen insbesondere aufgrund der Investitionen in das Stromverteilnetz im



Vergleich zu 2024 gestiegen sind. 0,6 Mrd € weist E.ON aufgrund ihres geringen Beitrags zu den Investitionen als nicht bewertet im Sinne der EU Taxonomie aus. Dies umfasst Aktivitäten aus den Sektoren Energie, Wasserversorgung, Abwasser- und Abfallentsorgung und Beseitigung von Umweltverschmutzungen, Verkehr, Baugewerbe und Immobilien sowie Information und Kommunikation und Erbringung von freiberuflichen, wissenschaftlichen und technischen Dienstleistungen.

Umsatzerlöse

Einen überwiegenden Teil der Außenumsätze erwirtschaftete E.ON – wie bereits im Vorjahr – im Geschäftsjahr 2025 im Geschäftsfeld Energy Retail. Der Umsatz aus dem Verkauf von Strom und Gas an Endkundinnen und Endkunden ist jedoch nicht von der EU-Taxonomie erfasst. Erwartungsgemäß waren daher nur 28 Prozent der externen Umsatzerlöse taxonomiefähig.

Von den taxonomiefähigen Umsätzen waren nahezu alle auch taxonomiekonform, wobei der überwiegende Anteil davon mit 21,9 Mrd € auf Entgelte für die Durchleitung von Strom in E.ONs Verteilnetzen entfällt. Davon weist E.ON 17,6 Mrd € als taxonomiekonforme externe Umsatzerlöse im Geschäftsfeld Energy Networks aus und 4,2 Mrd € im Geschäftsfeld Energy Retail aus Erlösen des Vertriebs für Netzentgelte, insofern diese auf das E.ON-eigene Verteilnetzgebiet entfielen. Damit bewegen sich auch die Anteile der taxonomiekonformen wie auch taxonomiefähigen Umsatzerlöse je Wirtschaftsaktivität auf dem Niveau des Vorjahres.

Aufgrund ihres geringen Beitrags zum Gesamtumsatz weist E.ON rund 6 Prozent als nicht bewertet im Sinne der EU-Taxonomie aus. Dies betrifft Aktivitäten aus den Sektoren Energie, Wasserversorgung, Abwasser- und Abfallentsorgung und Beseitigung von Umweltverschmutzungen, Verkehr, Baugewerbe und Immobilien sowie Information und Kommunikation und Erbringung von freiberuflichen, wissenschaftlichen und technischen Dienstleistungen.

Bezogen auf Angabepflicht ESRS 2 SBM-1 Tz. 40d i. erwirtschaftete E.ON im Jahr 2025 rund 20,3 Mrd € Umsatzerlöse aus Geschäftstätigkeiten in den Bereichen Gasverteilnetze und Gasabsatz (siehe auch **Textziffer 34** → des Konzernanhangs) (2024: 19,89 Mrd €). E.ON weist keine taxonomiekonformen Umsatzerlöse aus fossilem Gas aus.

EU-Taxonomie-Kennzahlen im Kontext grüner Finanzierungsinstrumente

E.ON hat den Rahmen ihres sogenannten Green Financing Frameworks für grüne Finanzierungsinstrumente, deren Emissionserlöse zur Finanzierung grüner Investitionsprojekte dienen, unter anderem auch auf die EU-Taxonomie abgestellt. Durch die begebenen grünen Anleihen wurden 31 Prozent der taxonomiekonformen Investitionsausgaben des Jahres 2025 finanziert. Eine Zuordnung der Umsatzerlöse zu den durch grüne Finanzierungsinstrumente finanzierten Anlagen ist nicht einzeln möglich, sodass keine Angabe dazu erfolgen kann, in welcher Höhe die Umsatz-KPI durch die begebenen grünen Anleihen finanziert wurden.



EU-Taxonomie-Investitionen

Wirtschaftsjahr 2025

Wirtschaftstätigkeiten	Code ¹	Umweltziel der taxonomischen Aktivitäten											Anteil taxonomie- konform von taxonomie- fähig
		Anteil taxonomie- fähiger CapEx	Taxonomie- konformer CapEx	Anteil taxonomie- konformer CapEx	Anpassung an den Klimawandel		Wasser	Kreislauf- wirtschaft	Umweltver- schmutzung	Biologische Vielfalt	Ermögl- ichende Tätigkeit ²	Übergangs- tätigkeit ²	
		%	in Mio €	%	Klimaschutz	%	%	%	%	%	E/-	T/-	%
Übertragung und Verteilung von Elektrizität	CCM 4.9	69	6.431	69	69	-	-	-	-	-	E	-	100
Fernleitungs- und Verteilernetze für erneuerbare und CO ₂ -arme Gase	CCM 4.14	5	420	5	5	-	-	-	-	-	-	-	96
Installation, Wartung und Reparatur von Geräten für die Messung, Regelung und Steuerung der Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden	CCM 7.5	2	185	2	2	-	-	-	-	-	E	-	100
Datenbasierte Lösungen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen	CCM 8.2	3	256	3	3	-	-	-	-	-	E	-	100
Taxonomiekonform je Umweltziel					78	-	-	-	-	-			
GESAMT		79	7.292	78	78	-	-	-	-	-	74	-	100

1 Klimaschutz: CCM (Climate Change Mitigation); Anpassung an den Klimawandel: CCA (Climate Change Adaptation); Wasser- und Meeresressourcen: WTR (Water); Kreislaufwirtschaft: CE (Circular Economy); Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung: PPC (Pollution Prevention and Control); Biologische Vielfalt und Ökosysteme: BIO (Biodiversity and Ecosystems).

2 E: Ermöglichende Tätigkeit; T: Übergangstätigkeit.

EU-Taxonomie-Umsatzerlöse

Wirtschaftsjahr 2025

Wirtschaftstätigkeiten	Code ¹	Umweltziel der taxonomischen Aktivitäten											Anteil taxonomie- konform von taxonomie- fähig
		Anteil taxonomie- fähiger Umsatzerlöse	Taxonomie- konforme Umsatzerlöse	Anteil taxonomie- konformer Umsatzerlöse	Anpassung an den Klimawandel		Wasser	Kreislauf- wirtschaft	Umweltver- schmutzung	Biologische Vielfalt	Ermögl- ichende Tätigkeit ²	Übergangs- tätigkeit ²	
		%	in Mio €	%	Klimaschutz	%	%	%	%	%	E/-	T/-	%
Übertragung und Verteilung von Elektrizität	CCM 4.9	28	21.875	28	28	-	-	-	-	-	E	-	100
Taxonomiekonform je Umweltziel					28	-	-	-	-	-			
GESAMT		28	21.875	28	28	-	-	-	-	-	28	-	100

1 Klimaschutz: CCM (Climate Change Mitigation); Anpassung an den Klimawandel: CCA (Climate Change Adaptation); Wasser- und Meeresressourcen: WTR (Water); Kreislaufwirtschaft: CE (Circular Economy); Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung: PPC (Pollution Prevention and Control); Biologische Vielfalt und Ökosysteme: BIO (Biodiversity and Ecosystems).

2 E: Ermöglichende Tätigkeit; T: Übergangstätigkeit.

Biodiversität

ESRS E4: Wesentliche Auswirkungen, Risiken und Chancen



Flächenverbrauch durch Neubau und Erweiterungsmaßnahmen

E.ON baut kontinuierlich die für die Energiewende erforderlichen Netze aus. Dabei wird teils bislang unbebautes Land in Anspruch genommen, wodurch es während der Bauphase zu Zerschneidungseffekten und Störungen von Ökosystemen kommen kann.

🕒 kurzfristig



Ökologisches Management von Bestandsflächen

E.ON setzt für bestehende Trassen und Standorte gezielte ökologische Managementpläne um. Diese steigern über die Bereiche der Trassen hinaus die lokale Biodiversität, verbessern die Konnektivität von Ökosystemen und bieten heimischen Arten zusätzlichen Lebensraum.

🕒 kurzfristig



Tatsächliche positive Auswirkung
 Tatsächliche negative Auswirkung
 Zeithorizont
 Vorgelagerte Wertschöpfungskette
 Eigene Geschäftstätigkeit
 Nachgelagerte Wertschöpfungskette

Strategie

E.ON betrachtet Biodiversität und funktionierende Ökosysteme als zentrale Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende und damit für den langfristigen Erfolg des Unternehmens. Sie unterstützen die natürlichen Grundlagen für den Ausbau und den Betrieb der Energieinfrastruktur, stärken die Resilienz gegenüber Klimarisiken und sind entscheidend für gesellschaftliche Akzeptanz, behördliche Genehmigungsfähigkeit und Versorgungssicherheit. Genehmigungsfähigkeit setzt voraus, dass Projekte mit geltenden Umwelt- und Naturschutzauflagen vereinbar sind. Intakte Ökosysteme und ein verantwortungsvolles Management schaffen diese Grundlage.

E.ON ist entschlossen, seinen positiven Einfluss auf die Artenvielfalt und die Ökosysteme in eigenen Geschäftsbereichen und darüber hinaus zu erhöhen. Dazu hat E.ON mit der Nature-Strategie "Nature.ON" einen konzernweiten Rahmen etabliert, der neben Klimaschutz auch die Themen Ökosysteme und Biodiversität integriert. Sie konkretisiert den Anspruch, negative Auswirkungen auf die Natur systematisch zu verringern und positive Beiträge gezielt zu skalieren – mit dem Ziel, insgesamt eine nettopositive Wirkung auf die Natur zu erzielen.

E.ON betreibt und baut Verteilnetze in mehreren europäischen Ländern. Dieser Ausbau ist eine Grundvoraussetzung für die Dekarbonisierung der Energieversorgung. Gleichzeitig ist der Infrastrukturausbau mit Eingriffen in Natur und Landschaft verbunden. Im Rahmen der Wesentlichkeitsanalyse (siehe Kapitel [Allgemeine Informationen](#) →) hat E.ON identifiziert, dass es während der Bau- und Erweiterungsphasen zu Landverbrauch und dadurch zu Zerschneidungen sowie temporären Störungen von Lebensräumen kommen kann. Umweltschutz als Bestandteil der Dekarbonisierung ist daher ein Kernelement der Strategie von E.ON.

Auf Bestandsflächen eröffnen die Netzkorridore zugleich Chancen für die Biodiversität. Unter und entlang von Hochspannungsfreileitungen entwickeln sich Flächen zu artenreichen Sukzessionsflächen, die sich weitgehend natürlich regenerieren können. Diese fungieren als sogenannte Trittsteine zur Vernetzung von Lebensräumen, deren positive Auswirkungen über die Bereiche der E.ON-Trassen hinauswirken. Neben diesen positiven Auswirkungen begünstigen intakte Ökosysteme auch das Geschäft von E.ON: So sind Flut- und Sturmschutz besonders relevant, um eigene Anlagen und damit die allgemeine Versorgung zu schützen. In Bereichen mit Wassernutzung – etwa bei der Wasserkraft – sind die Abhängigkeiten von intakten Ökosystemen erhöht. Produktionsprozesse mit vergleichsweise höherem Einfluss auf die Natur sind Biomasse, Wasserkraft und Wärmekraftwerke.

Management der Auswirkungen, Risiken und Chancen

Zur Entwicklung der „Nature“-Strategie hat E.ON 2024 analysiert, inwieweit die Biodiversität das Geschäftsmodell beeinflusst. Die Analyse berücksichtigte die Rahmenwerke des Science Based Targets Network (SBTN) und der Taskforce on Nature-Related Financial Disclosures (TNFD). Vorbereitend führte E.ON hierzu zusätzlich ein Impact Assessment für Biodiversität durch. In diesem Rahmen wurden der Einfluss sowie die Abhängigkeiten von mehr als 100 eigenen Anlagen untersucht sowie zusätzlich relevante Lieferanten in die Analyse einbezogen. Methodisch beruht die Untersuchung auf Geodaten und standardisierten Industriedaten innerhalb der ENCORE-Plattform¹⁷. Die Ergebnisse wurden den Abhängigkeiten und Einflüssen auf Ökosystemleistungen je Geschäftsaktivität zugeordnet. Vor diesem Hintergrund erkennt E.ON an, dass der Betrieb von Energieinfrastruktur unvermeidbare Auswirkungen auf umliegende Ökosysteme verursachen kann – insbesondere an Standorten in oder in der Nähe von Gebieten mit schutzbedürftiger Biodiversität. Dies gilt demnach auch für Standorte von E.ON als größtem Verteilnetzbetreiber Europas und wurde in der Analyse entsprechend berücksichtigt. Biodiversität und Ökosysteme sind integraler Bestandteil von E.ONs Nachhaltigkeitsbemühungen und

¹⁷ ENCORE (Exploring Natural Capital Opportunities, Risks and Exposure) ist eine webbasierte Plattform zur Analyse von Abhängigkeiten und Auswirkungen wirtschaftlicher Aktivitäten auf Naturkapital.

unterliegen kontinuierlicher Beobachtung von Fachexpertinnen und Fachexperten. Ergänzend erfolgte der Austausch mit betroffenen Gemeinschaften und lokalen Stakeholdern.

Leitlinien im Zusammenhang mit Biodiversität

Die „Nature“-Strategie wird von der 2024 aktualisierten Umweltschutzleitlinie flankiert, die fünf Verpflichtungen festlegt: Ökosysteme schützen, die Organisation zum Wohl von Ökosystemen steuern, größtmögliche Wirkung entfalten, klare Ziele setzen und Engagement für Umweltschutz vertiefen. 2025 wurden diese Entwicklungen weiter vorangetrieben. So soll beispielsweise unsere ökologische Baubegleitung bei unserer deutschen Geschäftseinheit VSE sicherstellen, dass die Natur um unsere Baustellen nicht oder nur minimal beeinträchtigt wird. Dabei vermitteln wir naturschutzfachliche Inhalte an alle Baubeteiligten mit dem Ziel, unsere Wirksamkeit über unsere Organisation hinaus zu erhöhen.

Sowohl bei der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle als auch im bestehenden Geschäft verfolgen wir das Prinzip der Vermeidungshierarchie („Mitigation Hierarchy“). Dieses besagt, dass alle Versuche unternommen werden müssen, um negative ökologische Auswirkungen entlang der Wertschöpfungskette zu vermeiden, zu minimieren oder, falls notwendig, durch passende Ausgleichsmaßnahmen zu kompensieren.

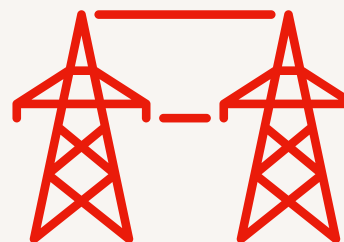
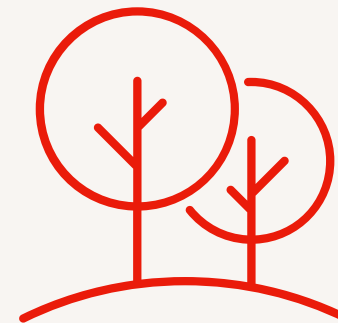
Die strategische Verankerung erfolgt über etablierte Gremien wie das Sustainability Council und den Innovations- und Nachhaltigkeitsausschuss (weitere Informationen befinden sich im Kapitel **Allgemeine Informationen** →). 2024 wurde unter anderem der Fortschritt beim Thema Biodiversität in beiden Gremien thematisiert und weiterverfolgt. Im Zuge der Aktualisierung der Wesentlichkeitsanalyse wurde das Thema Biodiversität erstmalig als wesentlich eingestuft. Die Perspektiven maßgeblicher Stakeholder – von Kundinnen und Kunden über Kommunen bis hin zu Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern – werden systematisch in die Strategiearbeit eingebunden. Die Umsetzungsverantwortung liegt bei den Geschäftseinheiten und Regionalgesellschaften, sodass lokale Besonderheiten und Bedürfnisse adressiert werden können.

Maßnahmen

Im Sinne der Vermeidungshierarchie verpflichtet sich E.ON, Ökosysteme aktiv zu schützen, indem das Unternehmen Tätigkeiten in biologisch sensiblen Gebieten und Gebieten mit hoher Artenvielfalt wie beispielsweise Mooren sowie die Ressourcennutzung dort vermeidet. Bei Projekten zur Errichtung neuer Stromleitungen, Gasnetze und anderer großer Industrieanlagen mit erwartbaren Umweltauswirkungen führt E.ON in der Entwicklungsphase eine Umweltverträglichkeitsprüfung durch, um Bau- und Betriebsgenehmigungen zu erhalten. Ergänzend erfolgt die Überwachung des Betriebs von Anlagen, um zu prüfen, ob die vorangegangenen Bewertungen korrekt waren. Darüber hinaus pflegt E.ON einen kontinuierlichen Dialog mit lokalen Stakeholdern und interessierten Parteien über zahlreiche

Fünf Grundsätze für ökologisches Trassenmanagement (ÖTM)

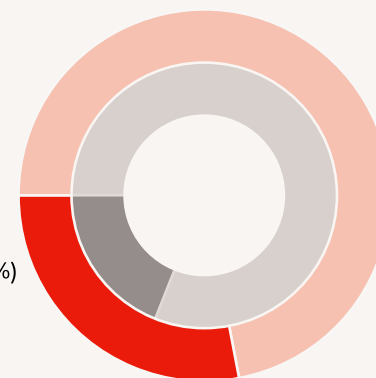
- Das ÖTM von E.ON soll nachhaltig stabile Biotopstrukturen schaffen, Artenschutz und Biodiversität fördern und so wertvolle Lebensräume verknüpfen.
- Das ÖTM von E.ON reduziert die Wachstumsrate von Gehölzen, indem schnell wachsende Baum- und Straucharten verdrängt und langsam wachsende Baum- und Straucharten gefördert werden.
- Das ÖTM von E.ON verzichtet in der Regel auf das Beschneiden von Kronen oder Bepflanzung.



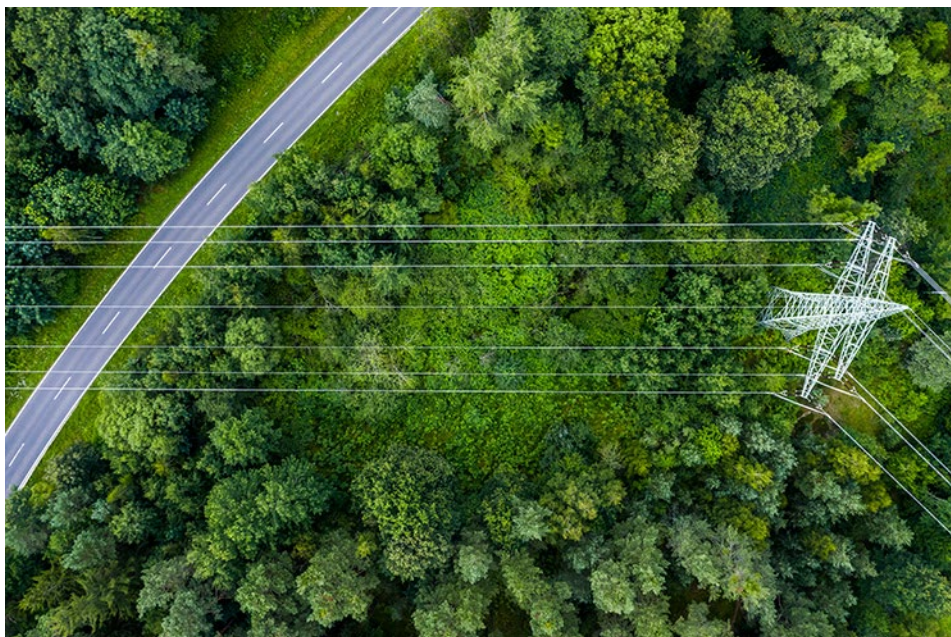
- Das ÖTM von E.ON kann auch dazu beitragen, Kosten zu senken, indem es sie auf ein ökologisches und wirtschaftliches Niveau senkt und so die Widerstandsfähigkeit und die Sicherheit der Leitungen erhöht.
- Das ÖTM von E.ON bedeutet eine kontinuierliche, umfangreiche (konfliktarme) Trassenpflege anstelle einer unregelmäßigen intensiven (konfliktintensiven) Trassenpflege.

Fortschritt¹ des ÖTM entlang der E.ON-Hochspannungsnetze

28 % (19 %)



¹ In Prozent der relevanten Flächen gegenüber dem Vorjahr.



Umwelthemen, beispielsweise in Form von Bürgersprechstunden oder im Rahmen von gemeinsamen Informationsveranstaltungen mit kommunalen Entscheidungsträgern.

E.ON hat ein Konzept für Ökologisches Trassenmanagement (ÖTM) entwickelt und dieses seit dem Jahr 2023 konzernweit als Standard zur Pflege der Vegetation in allen Flächen mit grundsätzlichem ÖTM-Potenzial unter und in der Nähe von 110-kV-Hochspannungsfreileitungstrassen eingeführt. Wir beabsichtigen, die Realisierung des ÖTM bei allen konzerneigenen Verteilnetzbetreibern in Europa bis zum Ende der Dekade abzuschließen. Mit dem ökologischen Trassenmanagement leistet E.ON einen Beitrag zur Schaffung und Erhaltung nachhaltig stabiler Biotope und Strukturen, um den Artenschutz, die Artenvielfalt und die Vernetzung wertvoller Lebensräume zu fördern. Unser ÖTM-Konzept wurde auch außerhalb von E.ON anerkannt und von der Renewables Grid Initiative (RGI) im Jahr 2023 mit dem Award in der Kategorie „Umweltschutz“ ausgezeichnet.

Außerdem arbeitet E.ON mit dem Umweltprogramm der Vereinten Nationen (UNEP) zusammen und unterstützt die UN-Dekade zur Wiederherstellung von Ökosystemen. Weiterhin ist E.ON seit 2021 Teil der LEAF-Koalition (Lowering Emissions by Accelerating Forest Finance), die sich für Biodiversität und den Schutz von Tropenwäldern einsetzt.

Innerhalb unserer eigenen Belegschaft unterstützen wir das Engagement unserer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, indem wir unsere Nachhaltigkeitskultur mit Schwerpunkt auf Klimawandel, Biodiversität, Ressourceneffizienz und Wiederherstellung von Ökosystemen stärken. Extern engagieren wir uns im Rahmen unserer Möglichkeiten in nationalen und europäischen Verbänden und Gremien für diese Themen. Mit NGOs kooperieren wir, um gemeinsam Studien und Projekte voranzutreiben mit dem Ziel, lokale Interessen einzubinden und folglich den Umweltschutz zu stärken. Darüber hinaus fördern wir diese dringenden Angelegenheiten gegenüber unseren Kundinnen und Kunden, unseren Partnerorganisationen und Gemeinden sowie im Rahmen unserer Corporate-Citizenship-Aktivitäten.

Ziele und Kennzahlen

E.ONs zentrales Ziel für die positive Beeinflussung der Umwelt ist der Rollout des Ökologischen Trassenmanagements über alle Hochspannungsnetze bis zum Jahr 2030. Bereits bis 2029 planen wir hierfür Investitionen in zweistelliger Millionenhöhe und die Umsetzung des Ökologischen Trassenmanagements entlang von 13.000 Kilometern Hochspannungsleitungen. Zur Erfolgsmessung positiver Beiträge zur Biodiversität erfasst E.ON den Fortschritt beim konzernweiten Rollout des ökologischen Trassenmanagements. Im Jahr 2025 umfasste das ökologische Trassenmanagement bereits 28 Prozent der relevanten Flächen (Vorjahr: 19 Prozent).

Zur Beobachtung und Steuerung potenzieller negativer Auswirkungen auf die Biodiversität während der Bauphase neuer Umspannwerkprojekte erhebt E.ON systematisch die Anzahl der laufenden Bauvorhaben. Im Berichtsjahr 2025 wurden konzernweit insgesamt 216 Projekte initiiert, differenziert in 75 Neubauten sowie 141 Ersatz- oder Umbaumaßnahmen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass insbesondere Neubauten von Umspannwerken in der Regel mit einem höheren Flächenverbrauch einhergehen als Umbauten oder Ersatzmaßnahmen. Diese Differenzierung ermöglicht eine gezielte Bewertung der potenziellen Eingriffe in natürliche Lebensräume.

Im Zuge der Umsetzung der „Nature“-Strategie „Nature.ON“ und des damit verbundenen strategischen Fokus auf naturbezogene Themen ist E.ON bestrebt, die Datentiefe und -qualität in den kommenden Jahren sukzessive zu erhöhen.

Soziales

Gesundheit und Arbeitssicherheit

ESRS S1: Wesentliche Auswirkungen, Risiken und Chancen



Arbeitssicherheit im Energiesektor

Im Energiesektor gehen viele Tätigkeiten mit erheblichen Arbeitssicherheitsrisiken einher. Diese können sowohl bei Mitarbeitenden von E.ON als auch bei Vertragspartnern zu schweren Verletzungen oder gesundheitlichen Beeinträchtigungen führen – selbst in vermeintlich weniger gefährlichen Arbeitsbereichen.

🕒 **kurzfristig**



Potenzielle negative Auswirkung



Zeithorizont



Vorgelagerte Wertschöpfungskette



Eigene Geschäftstätigkeit



Nachgelagerte Wertschöpfungskette

Die Energiewende kann E.ON nur gemeinsam mit der Innovationskraft und fachlichen Expertise ihrer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter erfolgreich gestalten. Deshalb setzt E.ON auf ein attraktives und sicheres Arbeitsumfeld, das Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter unterstützt, wertschätzt und fördert. Insbesondere die Sicherheit und Gesundheit unserer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sowie von Vertragspartnern haben für uns einen sehr hohen Stellenwert und sind als fester Bestandteil in unserer Unternehmensstrategie verankert. Präventive Maßnahmen, moderne Arbeitsschutzlösungen und kontinuierliche Verbesserungsprozesse bilden die Grundlage unseres Handelns. Dennoch geschehen trotz aller Vorsicht in unserem Arbeitsumfeld Unfälle, darunter auch schwerwiegende oder in seltenen Fällen auch tödliche. Ferner ereignen sich auch berufsbedingte Erkrankungen von Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, die bei schweren Verläufen ernsthafte Folgen haben können. Diese Ereignisse gilt es, konsequent zu verhindern. Mit unserer „Vision 0“ bekräftigen wir daher unseren Anspruch, schwere und tödliche Arbeitsunfälle sowie Berufskrankheiten vollständig zu vermeiden und damit unserer Verantwortung gegenüber Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, Vertragspartnern und der Gesellschaft umfassend gerecht zu werden.

Vision 0 und Health-&-Safety-Roadmap

Sicherheits- und Gesundheitsbelange haben für E.ON – insbesondere auch für den Vorstand – bereits seit vielen Jahren einen hohen Stellenwert. E.ON hat in der Vergangenheit eine unzureichende Gesundheits- und Sicherheitskultur als Hauptursache für E.ONs Unfallzahlen

identifiziert. Darüber hinaus ist eine eingeschränkte Kontrolle über Vertragspartner (einschließlich ihrer Unternehmenskultur) ein weiterer wichtiger Faktor, der Einfluss auf die Gesundheits- und Sicherheitskultur nimmt.

E.ON verfolgt mit der Vision 0 das Ziel, Arbeitsunfälle zu vermeiden und die Gesundheit sowie das Wohlbefinden aller Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter – einschließlich der Beschäftigten von Partnerfirmen – nachhaltig zu fördern. Im Zentrum steht dabei die Entwicklung einer fürsorglichen Unternehmenskultur, die physische und psychische Sicherheit als integrale Bestandteile eines verantwortungsvollen Arbeitsumfelds begreift. Ob bei risikoreichen Tätigkeiten an Energienetzen oder in administrativen Bereichen: E.ON setzt auf strikte Sicherheitsstandards, präventive Maßnahmen und kontinuierliche Schulungen, um Gefährdungen frühzeitig zu erkennen und zu vermeiden. Die Vision 0 ist Ausdruck unseres Selbstverständnisses als verlässlicher Partner für unsere Beschäftigten und die Gesellschaft – mit dem Anspruch, Gesundheit und Sicherheit nicht nur zu gewährleisten, sondern aktiv zu gestalten.





Um die Vision 0 realistisch erreichen zu können, wurde die sogenannte Health-&-Safety-Roadmap 2025 entwickelt. Dafür wurden die für das Unternehmen maßgeblichen Geschäftsaktivitäten sowie die daraus folgenden Kernthemen mit Stakeholdern und den Health-&-Safety-Managern gemeinsam ausführlich diskutiert und analysiert. Die daraus abgeleitete Roadmap wurde vom Health-&-Safety-Council zur Umsetzung in den Einheiten und auf Gruppenebene ab 2025 freigegeben. Das Health-&-Safety-Council besteht aus dem Vorstandsvorsitzenden sowie aus Vertretern und Vertreterinnen aus verschiedenen E.ON-Geschäftsbereichen und Zentralfunktionen, die über Expertise in Health-&-Safety-Fragen verfügen. Das Health-&-Safety-Council dient insbesondere zum Informationsaustausch, zur Diskussion über erzielte Fortschritte bei der Erreichung unserer Health-&-Safety-Ziele und zur Identifizierung neuer Herausforderungen. Das Council tagt mindestens zweimal jährlich. Neben der Erreichung der Vision 0, zielt die Health-&-Safety-Roadmap darauf ab, E.ON als ein führendes Unternehmen im Bereich Health & Safety zu positionieren.

Management der Auswirkungen, Risiken und Chancen

Leitlinien im Zusammenhang mit den eigenen Mitarbeitern

Konzernweiter Ansatz und Steuerung von Arbeitssicherheit und Gesundheit

Zur Förderung eines sicheren und gesunden Arbeitsumfelds für alle Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter bilden klare und verbindliche Leitlinien die Grundlage unseres konzernweiten Health-&-Safety-Ansatzes. Die Health-&-Safety-Standards von E.ON sind Bestandteil der Konzernfunktionsrichtlinie und gelten für die Gesellschaften und Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des E.ON-Konzerns. Die Standards enthalten unter anderem auch Anforderungen an Partnerfirmen, die durch die Gesellschaften von E.ON umzusetzen sind. Damit verfolgen wir den Anspruch, sowohl E.ON Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern als auch Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter von Partnerfirmen ein sicheres Arbeitsumfeld und einheitliche Sicherheitsstandards zu bieten.

Aufgrund der Wichtigkeit des Themas Health & Safety ist der Bereich direkt unter dem Vorstandsvorsitzenden angesiedelt. Der Vorstand von E.ON und die Unternehmensführungen der E.ON Einheiten tragen die Verantwortung für Health & Safety. Sie legen die strategischen Ziele fest und geben Standards und Richtlinien vor, um kontinuierliche Verbesserungen zu erzielen. Unterstützt und beraten werden sie dabei durch die Health-&-Safety-Abteilungen in der Konzernzentrale beziehungsweise in den Einheiten. Maßgeblich für die Diskussion und Entscheidung zentraler Vorgaben ist das Health & Safety Council. Auch in den verschiedenen Einheiten sind dem Health-&-Safety Council vergleichbare Gremien und Expertenteams aktiv, die sich ebenfalls mehrfach jährlich treffen. Sie definieren die Health-&-Safety-Anforderungen für ihre jeweiligen Einheiten und erarbeiten Pläne zu deren Umsetzung. Dabei gilt es dreierlei sicherzustellen: Jede Einheit muss E.ONs Health-&-Safety-Standards umsetzen, am lokalen

Bedarf orientierte Health-&-Safety-Pläne entwickeln und realisieren sowie die Vorgaben der H&S-Roadmap 2025 von E.ON umsetzen. In der Roadmap sind Maßnahmen wie zum Beispiel die Umsetzung von Sicherheitskonzepten, verbessertes Vorfalldmanagement, kulturelle Veränderungen und Partnerfirmensicherheit hinterlegt. Um dies zu gewährleisten, arbeiten über 400 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter im E.ON-Konzern mit Bezug zu Health & Safety. Zur Sicherstellung der Umsetzung der Standards in den Einheiten werden zum Beispiel interne Audits, und Selbstbewertungen durchgeführt. Darüber hinaus werden die Betriebsräte, der Konzernbetriebsrat (KBR), der KBR-Ausschuss für Health & Safety sowie der Prüfungs- und Risikoausschuss und der Aufsichtsrat regelmäßig über H&S-Themen informiert und in Projekten mit einbezogen.

Arbeitssicherheit im Kontext internationaler Initiativen

E.ON verpflichtet sich konzernweit zu einer Präventionskultur. Um dies zu bekräftigen, haben wir 2009 sowohl das „Düsseldorfer Statement“ der „Erklärung von Seoul über Sicherheit und Gesundheit am Arbeitsplatz“ als auch die „Luxemburger Deklaration zur betrieblichen Gesundheitsförderung“ unterschrieben. Die Luxemburger Deklaration bekräftigt verstärkten Einsatz für Sicherheit und Gesundheitsschutz am Arbeitsplatz, die Erklärung von Seoul betont Arbeitsschutz als grundlegendes Menschenrecht und integralen Bestandteil nachhaltiger Unternehmensführung und sozialer Verantwortung.

Grundsatzerklärung, Verhaltenskodex und Lieferantenkodex

E.ONs Grundsatzerklärung zur Achtung der Menschenrechte erkennt die Internationale Menschenrechtscharta sowie die Erklärung über grundlegende Prinzipien und Rechte bei der Arbeit der Internationalen Arbeitsorganisation (ILO) der Vereinten Nationen (UN) und deren grundlegende Konventionen ausdrücklich an. E.ON orientiert sich zudem an der Europäischen Konvention zum Schutz der Menschenrechte sowie den Prinzipien des UN Global Compact der Vereinten Nationen (UNGC). Die Verpflichtung zu diesen Werten unterstreicht E.ON durch die aktive Teilnahme am UNGC-Netzwerk Deutschland seit 2005. Die Grundsatzerklärung gibt einen Überblick über unsere Risiken sowie ergriffene Maßnahmen und verweist auf E.ONs eigene Leit- und Richtlinien, die in der Verantwortung der einzelnen Fachbereiche liegen und die Umsetzung geeigneter Präventionsmaßnahmen, inklusive H&S-Bereich, unterstützen. Zum Beispiel wird dort auch der Verhaltenskodex genannt, der alle Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter verpflichtet, einen Beitrag zu einem diskriminierungsfreien und sicheren Arbeitsumfeld zu leisten und die Menschenrechte zu achten. Des Weiteren stellt die Grundsatzerklärung klar, dass E.ON Kinderarbeit, Zwangs- oder unfreiwillige Arbeit jeglicher Art entsprechend den ILO-Übereinkommen im eigenen Geschäftsbereich und in der Lieferkette nicht duldet. E.ONs Grundsatzerklärung zur Achtung der Menschenrechte ist auf der E.ON-Website veröffentlicht.



Viele der hier beschriebenen Leit- und Richtlinien, wie zum Beispiel die Grundsatzerklärung zur Achtung der Menschenrechte oder die Grundsatzerklärung für Gesundheit, Sicherheit, Umwelt und Klimaschutz, werden gemeinsam vom Vorstand und vom Betriebsrat unterzeichnet.

Unser Verhaltenskodex und unser Lieferantenkodex, die in den Landessprachen aller Nationen, in denen wir geschäftlich tätig sind, verfügbar sind, setzen auf das Leitprinzip „Doing the right thing“. Sie bieten leicht verständliche Leitlinien zu allen Compliance-Themen, die für E.ON relevant sind. Dazu gehören Menschenrechte, Korruptionsbekämpfung, fairer Wettbewerb sowie regel- und gesetzeskonforme Beziehungen zu Geschäftspartnern. Der E.ON-Verhaltenskodex enthält abschließend auch einen Integritätstest. Mit ihm können unsere Beschäftigten anhand weniger Fragen überprüfen, ob sie das Richtige tun. Jede und jeder unserer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter ist arbeitsvertraglich verpflichtet, sich im Einklang mit den Regeln des Verhaltenskodex zu verhalten.

Richtlinien und Managementsysteme für Gesundheit und Arbeitssicherheit

Die für Health-&-Safety relevante Funktionsrichtlinie definiert die Rollen, Verantwortlichkeiten, Managementexpectations und Berichtswege im Bereich Health and Safety. Sie legt Mindestanforderungen und Management-Werkzeuge fest, damit physische und psychische Schäden am Arbeitsplatz verhindert werden können. Sie verpflichtet außerdem alle Einheiten (ausgenommen sehr kleine und solche ohne signifikante Risiken und potenzielle Auswirkungen), extern zertifizierte Arbeitssicherheits- und Gesundheitsschutz-Managementsysteme gemäß einem internationalen Standard wie ISO 45001 einzuführen und kontinuierlich zu verbessern.

Bei E.ON werden mehrere Gesellschaften in einem gemeinsamen, integrierten Managementsystem in einem Multisiteverfahren zertifiziert: mittlerweile werden über 50 Gesellschaften in Deutschland in dieser „E.ON-Matrixzertifizierung“ nach den Normen ISO 45001 (Arbeitsschutz), 14001 (Umweltschutz) und 50001 (Energiemanagement) zertifiziert. Bei den Gesellschaften handelt es sich im Wesentlichen um die Netzgesellschaften mit ihren Tochtergesellschaften, Vertriebsgesellschaften und Gesellschaften, die integrierte Energieinfrastrukturleistungen anbieten. Dies ist ein weiterer Schritt, um diese Gesellschaften aus Sicht der Arbeitssicherheit und des Gesundheitsschutzes zu steuern, Synergien zu nutzen und Prozesse zu harmonisieren.

Darüber hinaus vermittelt die Health-&-Safety-Richtlinie für Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter die H&S-Ambitionen von E.ON sowie die Erwartung, dass alle Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter H&S-Belange bei ihrer Arbeit berücksichtigen. Sie enthält zusätzliche Aufgaben für Führungskräfte, da sie unter anderem im Umgang mit H&S-Belangen als Vorbilder für ihr Team fungieren.

E.ON verfügt über eine Konzernbetriebsvereinbarung „Gesundheit“ für alle Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in Deutschland. Ihr Ziel ist es, ein gesundes Arbeitsumfeld zu schaffen und die Gesundheit aller Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter zu fördern. Sie definiert vier Handlungsfelder: betriebliches Gesundheitsmanagement, Suchtprävention und -intervention, betriebliches Eingliederungsmanagement und Mitarbeiterberatung.

Die veröffentlichte Grundsatzerklärung für Gesundheit, Sicherheit, Umwelt und Klimaschutz hat E.ON zuletzt aktualisiert, um sie für E.ONs Sicherheitsziele sowie für ihre Klima- und Umweltambitionen im Kontext der EU-Taxonomie anzugleichen.

Risikomanagement und Vorfalldmanagement im eigenen Umfeld und der Lieferkette

Der im Unternehmen übergreifende Standard für das Risikomanagement von Gesundheit, Arbeits- und Umweltschutz definiert Mindestanforderungen, um Health & Safety sowie andere nachhaltigkeitsbezogene Gefahren und Chancen identifizieren, bewerten und bewältigen sowie überwachen zu können. Die Anforderungen des Standards werden auch durch IT-Lösungen unterstützt, die hauptsächlich der Erstellung von Risikobewertungen beziehungsweise -registern sowie von tätigkeitsbezogenen Gefährdungsbeurteilungen dienen. Unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter haben die Möglichkeit, für sie relevante Gefährdungsbeurteilungen und abgeleitete Schutzmaßnahmen einzusehen.

Der Konzernstandard für das Vorfalldmanagement, der auch für E.ONs Vertragspartner gilt, wurde zum 1.1.2025 aktualisiert. Dieser legt einheitlich fest, wie H&S-Vorfälle bei E.ON und ihren Vertragspartnern klassifiziert, untersucht und gemeldet werden; auch regelt er den Austausch von Erkenntnissen.

Um sicher zu stellen, dass E.ONs H&S-Mindestanforderungen eingehalten werden, arbeitet der H&S-Bereich, das Human Rights Center of Expertise und Supply Chain Excellence, die die Einhaltung der Menschenrechte in der Lieferkette verantworten, eng zusammen. Sie entwickeln Beschaffungsrichtlinien und -standards weiter und untersuchen ihre Effizienz. Das Verankern von weiteren H&S-Themen im Beschaffungsprozess, zum Beispiel der Umgang mit kleineren Lieferanten, wurde ebenfalls im Rahmen der Zusammenarbeit weiterentwickelt. Für alle deutschen E.ON-Gesellschaften gelten einheitliche H&S-Mindestanforderungen für deren Vertragspartner, die von den Gesellschaften in Abhängigkeit von den zu beauftragenden Dienstleistungen um Zusatzbedingungen erweitert werden.



Dialog mit der Belegschaft und Beschwerdemechanismen

E.ON fördert eine offene und konstruktive Dialogkultur, in der Beschäftigte ihre Anliegen sowohl direkt mit Führungskräften als auch über etablierte Arbeitnehmervertretungen wie Betriebsräte, Konzernbetriebsrat oder Gewerkschaften einbringen können. Themen wie Gesundheit und Sicherheit, Arbeitszeitgestaltung, Gleichstellung oder Weiterentwicklung werden regelmäßig in gemeinsamen Gremien diskutiert und in strategische Entscheidungen eingebunden. Die Beteiligung erfolgt auf nationaler, europäischer und internationaler Ebene – stets mit dem Ziel, die Interessen der Beschäftigten wirksam zu vertreten und gemeinsam Lösungen zu entwickeln. Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sowie Führungskräfte, die Fragen oder Bedenken bezüglich ihrer körperlichen oder mentalen Gesundheit haben, können sich an das Employee Assistance Programme (EAP) wenden. Dieser kostenlose Beratungsdienst unterstützt sie in verschiedenen Lebenslagen und ist mehrsprachig in Deutschland, dem Vereinigten Königreich, Schweden, Italien, Tschechien, der Slowakei und Ungarn verfügbar. In weiteren Ländern bestehen vergleichbare Programme. Zusätzlich bietet E.ON individuelle psychosoziale Beratung an, um Beschäftigte gezielt zu unterstützen.

Darüber hinaus können Hinweise auf potenzielle Regel- und Rechtsverstöße, aus dem Bereich Arbeitssicherheit, über unser konzernweites IT-Tool PRISMA (Details unter „Maßnahmen“) und die E.ON Whistleblowing Kanäle gemeldet werden (Details siehe unten). Die Hinweise werden in einem standardisierten Verfahren durch die jeweils zuständige H&S-Abteilung geprüft. Erkenntnisse aus der Prüfung werden bei Bedarf an Vorstand und Aufsichtsrat weitergeleitet. Durch diesen mehrschichtigen Beteiligungsansatz – bestehend aus direktem Dialog, institutionalisierter Mitbestimmung, psychosozialer Unterstützung und sicheren Meldewegen – stärkt E.ON nicht nur die Mitbestimmung, sondern auch das Vertrauen in eine verantwortungsvolle und sichere Arbeitsumgebung.

Mögliche Verstöße gegen Menschenrechte können über die E.ON Whistleblowing-Kanäle gemeldet werden. Diese bestehen aus einem softwarebasierten Online-Eingabeformular (Whistleblowing System), einer Hotline, über die Meldungen per Sprachnachricht abgegeben werden können (Whistleblowing Hotline) und einem E-Mail Postfach (Whistleblowing Mail). Über das Whistleblowing System und die Whistleblowing Hotline können Meldungen jederzeit, anonym und in den Amtssprachen aller Länder, in denen E.ON tätig ist, abgegeben werden. Diese beiden Kanäle ermöglichen zudem eine anonyme wechselseitige Kommunikation mit hinweisgebenden Personen. Beide Kanäle sind für E.ON Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sowie Externe zugänglich. Sie werden E.ON Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern sowie Geschäftspartnern regelmäßig kommuniziert. E.ON Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter können zusätzlich hierzu auch Meldungen an interne Meldekanäle, zum Beispiel Menschenrechtsbeauftragte und Compliance Beauftragte, abgeben.

Diese Beschwerde- und Meldeverfahrensordnung beschreibt wie E.ON Verstöße gegen Gesetze, den E.ON Verhaltenskodex oder E.ON Richtlinien untersucht und darauf reagiert. Die Untersuchung von Hinweisen aus den Meldekanälen wird in einer internen Richtlinie geregelt. Für Externe werden die wesentlichen Regelungen der Richtlinie in einfach aufbereiteter Form im Whistleblowing Tool zur Verfügung gestellt.

Hinweise werden durch eine zentrale Stelle innerhalb der Abteilung Group Compliance gesichtet, initial bewertet und an den für die Untersuchung zuständigen Bereich weitergeleitet. Der zuständige Bereich entscheidet auf Einzelfallbasis und in Abstimmung mit der Compliance Funktion, welche Maßnahmen zur Bearbeitung des Hinweises, Abstellung eines Menschenrechtsverstosses und Schutz der Betroffenen notwendig sind. Abhängig von der Art und Schwere des potenziellen Verstoßes wird zeitnah der Menschenrechtsbeauftragte informiert. Hinweisgebende Personen werden nach unseren Richtlinien vor Repressalien aufgrund ihrer Meldung geschützt.

Um sicherzustellen, dass das Verfahren für alle Stakeholder gut verständlich und zugänglich ist, wurde vor der Implementierung ein interner Workshop veranstaltet, in dem Expertinnen und Experten aus verschiedenen Fachbereichen die Sicht ihrer Stakeholder vertreten haben und der Zugang zu den E.ON Whistleblowing Kanälen betrachtet wurde. Zusätzlich wird jährlich eine konzernweite Umfrage bei eigenen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern zur Vertrautheit mit dem Verfahren und zur Zufriedenheit mit der Bearbeitung durchgeführt. Die Ergebnisse in dieser Umfrage zeigen, dass die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter die Whistleblowing Kanäle kennen und den Eindruck haben, dass die Meldungen ernst genommen und angemessen bearbeitet werden.

Maßnahmen

Im Jahr 2025 standen vor allem Partnerfirmenmanagement, Digitalisierung sowie die Optimierung unseres Vorfallmanagements im Vordergrund. Um noch schneller zu sichtbaren Ergebnissen zu kommen und schwere Unfälle zu vermeiden, wurde zusätzlich eine Taskforce initiiert. Diese behandelt neben den vorgenannten Handlungsfeldern insbesondere die Themen technische Sicherheit, Sicherheit der Partnerfirmen, Einbeziehung der Führungskräfte und Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sowie generell zu E.ONs „Führungsanspruch“ bei Sicherheit und Gesundheit. Darüber hinaus wurden weitere, zum Teil gesellschaftsspezifische Maßnahmen anhand eines Review Programms zur Verbesserung der H&S-Prozesse festgelegt.



H&S-Vorfallmanagement

E.ON versteht sich als lernendes Unternehmen mit einer konstruktiven Fehlerkultur. Vorfälle werden auf Grundlage eines konzernweiten Standards mittels Root Cause Analyses (RCA) systematisch untersucht, um Ursachen zu verstehen, Maßnahmen für die Vermeidung zu ergreifen und Risiken zu identifizieren. Zur Sicherstellung eines standardisierten Vorgehens bietet E.ON Schulungen zu Analysemethoden und Kommunikation sowie ein internationales Train-the-Trainer-Programm zur Qualifizierung von Expertinnen und Experten für Root Cause Analyses an. Während eine vollständige Unfalluntersuchung von kritischen Vorfällen bislang durchschnittlich drei bis vier Monate in Anspruch nahm, konnte die Bearbeitungsdauer im Jahr 2025 auf sechs Wochen reduziert werden. Dies ermöglicht eine deutlich schnellere Umsetzung präventiver Maßnahmen sowie eine zeitnahe konzernweite Kommunikation der gewonnenen Erkenntnisse. Die beschleunigten Prozesse stellen einen weiteren wesentlichen Schritt dar, E.ON als lernende Organisation kontinuierlich weiterzuentwickeln. Wenn Unfalldaten darauf hindeuten, dass eine Einheit die E.ON-Standards nicht erfüllt, unterstützt die H&S-Abteilung diese bei der Optimierung. Darüber hinaus kann die Konzernrevision bei der Einheit eine H&S-Prüfung durchführen.

Zentral für E.ONs H&S-Vorfallmanagementsystem ist die integrierte IT-Lösung PRISMA (Platform for Reporting on Incident and Sustainability Management and Audits). Sie unterstützt die Berichterstattung und das Management von H&S-Vorfällen und wird von allen E.ON-Einheiten genutzt. Mit ihrer Hilfe können wir viele Nutzerinnen und Nutzer erreichen, Daten melden und verwalten sowie eine hohe Transparenz gewährleisten. Vorfalluntersuchungen werden direkt in PRISMA erstellt und hinterlegt. Dadurch verfügen alle Gesellschaften und die Konzernzentrale stets über die gleiche Datenbasis. Die Vorfallmeldung erfolgt ohne Zeitverzug. All dies soll dazu beitragen, Vorfälle zu vermeiden. Dabei unterscheidet E.ON fünf Kategorien: von 0 (marginal) bis 4 (kritisch). Gemäß dem Health-&-Safety-Standard für das Vorfallmanagement sind die Einheiten verpflichtet, Vorfälle der Kategorie 4 innerhalb von 24 Stunden über PRISMA an die H&S-Abteilung in der Konzernzentrale zu melden; außerdem leiten die Einheiten die Informationen zeitnah an den Vorstand. Die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter müssen sämtliche Vorfälle, unabhängig von ihrem Schweregrad, über PRISMA melden. Hierfür haben sie keine Nachteile zu befürchten. Darüber hinaus sind ihre persönlichen Daten geschützt und können nur von begrenzten Benutzergruppen eingesehen werden. E.ON analysiert alle Vorfälle. Wenn sich E.ON-Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter oder die von Vertragspartnern in einer Situation befinden, die sie für potenziell gefährlich halten, haben sie klare Anweisungen, die Arbeit sofort einzustellen und gegebenenfalls den Bereich zu verlassen. Sie sind auch angewiesen, ihre Kolleginnen und Kollegen auf potenziell gefährliche Situationen aufmerksam zu machen.

Digitalisierung von H&S-Prozessen

Im Berichtsjahr 2025 wurde die Digitalisierung der H&S-Prozesse konsequent vorangetrieben. Ein wesentlicher Fortschritt war die vollständige End-to-End-Abbildung und -Dokumentation aller Schritte der Unfalluntersuchung (Root Cause Analysis) im konzernweiten H&S-IT-Tool PRISMA. Darüber hinaus wurden Anwendungen auf Basis künstlicher Intelligenz (KI) entwickelt. Die konzernweite H&S-App wurde weiterentwickelt – mit Fokus auf Benutzerfreundlichkeit und innovativen Funktionalitäten. Ziel dieser Maßnahmen ist es, unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern moderne, intuitive Werkzeuge zur Verfügung zu stellen, um damit beizutragen unsere Vision 0 zu erreichen.

Sicherheitsbegehungen

Um ihre Verantwortung als Vorreiter im Bereich Gesundheit und Sicherheit wahrzunehmen, begeben sich E.ONs Führungskräfte auf Sicherheitsbegehungen und in den Dialog mit den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Bei Managementbegehungen – sogenannten Gemba Walks – verschaffen sie sich einen Eindruck über die operativen Arbeitsbedingungen und tauschen sich mit den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern über H&S-Belange und -Risiken aus.

Evaluation der Sicherheitskultur

Der Bereich H&S führt sogenannte „Quick Checks“ durch, um den Reifegrad der Sicherheitskultur bei E.ON-Einheiten mit operativem Geschäft auf der Bradley Curve einzustufen und Risiken zu identifizieren und zu minimieren. Die Bradley Curve unterscheidet vier Level der Sicherheitskultur: von einer reaktiven Haltung, in der vor allem nach Vorfällen gehandelt wird, über eine stärker regelgebundene abhängige Phase bis hin zu einem unabhängigen Level, in dem Beschäftigte selbst Verantwortung für sicheres Verhalten übernehmen sollen. Das höchste Level – die unterstützende Kultur – ist erreicht, wenn Teams aktiv füreinander Verantwortung übernehmen und Sicherheit als gemeinsamer Wert gelebt wird. Die Bradley Curve beschreibt, wie sich Einstellungen, Verhalten und Verantwortung von Führungskräften sowie Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern auf die Anzahl von Unfällen auswirken. Mit zunehmender kultureller Reife sollte die Unfallhäufigkeit deutlich sinken. Bis Ende 2025 wurden bereits 25 Einheiten bewertet. Dabei wurden in diesem Jahr zusätzlich auch die administrativ Beschäftigten der bewerteten Einheiten eingebunden sowie die Konzernzentrale E.ON SE. Für 2026 ist die weitere Standardisierung und Ausweitung des Konzeptes auf weitere Gesellschaften vorgesehen.



Die Ergebnisse der im Jahr 2025 abgeschlossenen Vorfalldurchuntersuchungen und H&S-Prüfungen in den Einheiten lassen erkennen, dass die H&S-Managementsysteme weitgehend greifen, in einzelnen Bereichen allerdings noch Handlungsbedarf besteht. Aus den Empfehlungen der Prüferinnen und Prüfer haben die Einheiten in der Regel korrigierende und präventive Maßnahmen abgeleitet. Allerdings wurde auch deutlich, dass das Sicherheitsbewusstsein der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter nicht in allen Teams einheitlich ausgeprägt ist. So bleibt es äußerst wichtig, den E.ON-Mitarbeiterinnen und -Mitarbeitern und den Beschäftigten von Vertragspartnern alle Anforderungen des H&S-Managements und die eigene Verantwortung laufend zu verdeutlichen: Sie müssen auf sich selbst und ihre Kolleginnen und Kollegen achten und ein potenzielles Sicherheitsrisiko sofort melden, wenn sie es bemerken. Insgesamt beobachtet E.ON seit einigen Jahren, dass sich die Arbeitssicherheit in ihren Einheiten kontinuierlich verbessert.

H&S-Community: Konzernweite Zusammenarbeit für mehr Sicherheit

E.ON betreibt eine konzernweite H&S-Community, die den Wissens- und Erfahrungsaustausch fördert und regelmäßig in Fachgruppen zu Themen der Unfallprävention zusammenkommt. 2025 standen dabei das „Umspannwerk der Zukunft“ und Aspekte der Technical Safety im Mittelpunkt, mit dem Ziel, innovative Lösungen zur Verbesserung der Arbeitssicherheit zu entwickeln. Zu Beginn des Jahres 2024 wurden konzernweit einheitliche lebensrettende Regeln eingeführt. Durch diese „Life Saving Rules“ soll das Bewusstsein für die Hauptrisiken, denen sich Mitarbeiter und Mitarbeiterinnen gegenübersehen, geschärft werden. Durchgeführte Unfallanalysen zeigen, dass viele Ereignisse mit Regelabweichungen verbunden sind. Im Jahr 2025 wurde die Kommunikation hierzu ausgeweitet und um die Regeln für Büroarbeitsplätze ergänzt.

Schulungen & Trainings

Die H&S-Abteilung betreut strategische Schulungen zu Gesundheit und Sicherheit. Darunter fallen Schulungen für E.ONs Top-100-Führungskräfte und Programme für leitende Angestellte im operativen Geschäft, außerdem Trainings für Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. E.ONs Einheiten führen im Zusammenhang mit der H&S-Roadmap jeweils eigene operative Gesundheits- und Sicherheitsschulungen, Programme zur Verbesserung der H&S-Kultur und gesetzlich vorgeschriebene Schulungen durch, die im Jahr wiederkehrend oder anlassbezogen durchgeführt werden.

Das Angebot zum Mental Health First Aid Training (MHFA) dient dazu, psychische Gesundheitsprobleme frühzeitig zu erkennen, diese zu verstehen und angemessen darauf zu reagieren. In zwölf Kursstunden werden Kenntnisse über verschiedene psychische Störungen wie Depressionen, Angststörungen, Suchterkrankungen und Suizidalität vermittelt. Außerdem wird gezeigt, wie Warnsignale bei Betroffenen erkannt werden können, wie mit betroffenen Personen kommuniziert und wie ihnen Unterstützung und Hilfe angeboten werden kann. Ziel von MHFA ist

es, das Stigma der psychischen Erkrankungen zu reduzieren, das Bewusstsein für psychische Gesundheit zu fördern und Betroffenen passende Hilfsmöglichkeiten aufzuzeigen.

Darüber hinaus wird im jährlichen Webtraining zu Menschenrechten, Compliance, Kartellrecht sowie Cybersicherheit- und Datenschutz auf sicheres Arbeiten und die E.ON Whistleblowing-Kanäle hingewiesen.

Beratungsangebote und Gesundheitsbenefits

Außerdem gibt es bei E.ON Sozial- und Suchtberatung, spezifische Präventionsmaßnahmen (zum Beispiel Ernährungsberatung und Darmkrebs-Screening), Betriebsärztinnen und -ärzte sowie Zugang zu vielfältigen Gesundheits- und Fitnessangeboten für Mitarbeitende. Wenn E.ON-Mitarbeiterinnen und -Mitarbeiter schwer oder sogar tödlich verletzt werden, greifen in der Regel zunächst Versicherungen, um die Genesung zu gewährleisten oder auch die Hinterbliebenen zu unterstützen. Es können zudem Unit-spezifische, individuelle Maßnahmen erfolgen. Zum Beispiel unterstützt E.ON dabei, verunfallte Kolleginnen und Kollegen bei Bedarf in andere Krankenhäuser zu bringen, um die bestmögliche Versorgung zu gewährleisten. Ein weiteres Beispiel ist die Bereitstellung eines Sparfonds, um die Ausbildung der Kinder eines verstorbenen Mitarbeiters sicherzustellen. Nach längerer Abwesenheit aufgrund von Krankheit ist die sukzessive betriebliche Wiedereingliederung möglich.

Ziele und Kennzahlen

Vision 0 und Unfallstatistik

Ziele

Mit der Vision 0 verfolgt E.ON das Ziel, eine Health-&-Safety-Kultur zu entwickeln, für die sich alle Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter (inklusive Vertragspartner) verantwortlich fühlen. Durch die konsequente Einhaltung der lebensrettenden Regeln sollen Unfälle jeglicher Art, insbesondere tödliche oder schwere, vermieden werden.

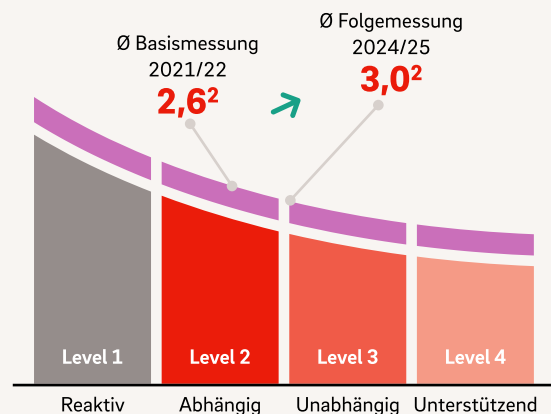
Um dies zu erreichen, hat E.ON für jede Einheit quantitative Ziele für 2025 definiert: die Lost Time Injury Frequency kombiniert für eigene Mitarbeitende und Vertragspartner (LTIF combined) soll um 20 Prozent p. a. im Vergleich zum 3-Jahres-Durchschnitt 2022-2024 reduziert werden und der Score auf der Bradley Curve um 0,5 pro Zyklus (2 Jahre) steigen beziehungsweise über 4,0 erreichen.

Im Jahr 2025 konnte eine Reduktion des LTIF kombiniert gegenüber 2024 von 13 Prozent erzielt werden. Zwischen der Basismessung 2021/22 und der Folgemessung 2024/25 verbesserte sich der durchschnittliche Bradley Curve Score um 0,4 Punkte. E.ON beabsichtigt, diese Ziele auch



Health-&-Safety-Ziele

Entwicklung der Sicherheitskultur entlang der Bradley Curve um 0,5¹



1 pro Zyklus (2 Jahre)

2 Berücksichtigt sind nur Geschäftseinheiten mit wiederholter Durchführung des Quick Checks.

3 im Vergleich zum 3-Jahres-Durchschnitt

Reduktion des LTIF kombiniert um 20 Prozent³



Kennzahlen

Bei der folgenden Berichterstattung zur Unfallstatistik unterscheiden wir zwischen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern sowie Vertragspartnern, die in Summe die eigene Belegschaft im Sinne der ESRS darstellen. Dabei betrachten wir E.ONs Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter als angestellte Beschäftigte und Vertragspartner als nicht angestellte Beschäftigte. Alle Kennzahlen werden für Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sowie Vertragspartner getrennt und kombiniert ausgewiesen.

Alle Unfälle wurden wie durch die oben genannten Prozesse beschrieben untersucht – sowohl einzeln als auch im Vergleich. So konnten wir teilweise Muster oder mehrere vorherrschende Ursachen feststellen und direkt darauf reagieren, zum Beispiel durch die Einrichtung von Arbeitsgruppen.

Die Verbesserung der Sicherheitskennzahlen Serious Incidents and Fatalities (SIF), Lost Time Injury Frequency (LTIF) und Total Recordable Injury Frequency (TRIF) ist im Wesentlichen auf den Rückgang schwerer Unfälle um rund 70 Prozent sowie die Reduzierung von Vorfällen mit hohem Potenzial um 40 Prozent zurückzuführen. Der SIF misst schwere und tödliche Arbeitsunfälle, LTIF erfasst die Häufigkeit von Unfällen mit Ausfallzeiten und TRIF umfasst alle meldepflichtigen arbeitsbedingten Unfälle und akuten Verletzungen, jeweils normiert auf eine Million geleistete Arbeitsstunden.

2026 weiterzuverfolgen und im Rahmen der Roadmap 2026 gegebenenfalls weitere Maßnahmen zur Zielerreichung zu definieren.

Darüber hinaus enthält die Health-&-Safety-Roadmap grundlegende Ziele für die operativen Einheiten und die jeweiligen Geschäftsführungen. Mit ihrer Hilfe soll die Häufigkeit von schwerwiegenden Vorfällen und Todesfällen („Serious Incidents and Fatalities“ – SIF) weiter reduziert werden, sodass langfristig keine schweren und tödlichen Vorfälle passieren. Darüber hinaus soll der Vorstand jederzeit umfassend über alle schweren und tödlichen Unfallereignisse, über Entwicklungen im Unfallgeschehen sowie über relevante Programme und Initiativen informiert sein. Dieses Ziel wird durch regelmäßige Berichterstattung des Bereichs H&S und den kontinuierlichen Austausch mit der H&S-Leitung unterstützt. Zudem soll sichergestellt werden, dass tödliche oder lebensbedrohende Vorfälle innerhalb von 24 Stunden direkt an den Vorstand gemeldet werden.

Bei der Festlegung der E.ON-Vorstandsvergütung wird ebenfalls das Erreichen von SIF-Zielwerten berücksichtigt.



H&S-Kennzahlen

	2025	2024
SIF ^{1,2} Mitarbeiter	0,02 [+]	0,03 [+]
SIF ^{1,2} Vertragspartner	0,04	0,12
SIF^{1,2} kombiniert	0,03	0,07
LTIF ^{2,3} Mitarbeiter	2,16 [+]	2,46 [+]
LTIF ^{2,3} Vertragspartner	1,52	1,76
LTIF^{2,3} kombiniert	1,86	2,14
TRIF ^{2,4} Mitarbeiter	3,10	3,24 [+]
TRIF ^{2,4} Vertragspartner	1,87	2,08
TRIF^{2,4} kombiniert	2,52	2,71
TRI ⁵ Mitarbeiter	447	443
Arbeitsbedingte Todesfälle Mitarbeiter	0	1
Arbeitsbedingte Todesfälle Vertragspartner	2	0
Anzahl der arbeitsbedingten Erkrankungen ⁶ Mitarbeiter	43	47
Ausfalltage ⁷ Mitarbeiter	6.711	-
Prozentsatz der Mitarbeiter, die vom Arbeitsschutzmanagementsystem abgedeckt sind ⁸	100	99

1 Mit dem Indikator SIF („Serious Incidents and Fatalities“) misst E.ON diejenigen Unfälle und Zwischenfälle, die zu schweren oder tödlichen Verletzungen geführt haben und die einen definierten Schweregrad überschreiten.

2 Arbeitsstunden (Nenner) basieren auf Ist-Stunden-Erfassung und Hochrechnung für Mitarbeiter-Kennzahlen, Hochrechnung auf Basis des Auftragsvolumens der Vertragspartner für Vertragspartner-Kennzahlen.

3 Der Indikator „Häufigkeit von Unfällen mit Ausfallzeiten“ („Lost Time Injury Frequency“ – LTIF) misst arbeitsbedingte Unfälle pro Million Arbeitsstunden, die zu Ausfallzeiten führen. Unfälle und Zwischenfälle pro eine Million Arbeitsstunden, die zu schweren oder tödlichen Verletzungen geführt haben und einen definierten Schweregrad überschreiten.

4 „Total Recordable Injury Frequency“ (TRIF) ist einer von E.ONs Leistungsindikatoren für Sicherheit. Er misst die Gesamtzahl aller gemeldeten arbeitsbedingten Unfälle und (akuten) Verletzungen, normiert auf eine Million geleistete Arbeitsstunden. E.ON berechnet ihn seit 2010 (TRIF Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter) und bezieht seit 2011 auch die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter von Vertragspartnern mit ein (TRIF kombiniert). Die Häufigkeit von Unfällen mit Ausfallzeiten misst arbeitsbedingte Unfälle, die zu Ausfallzeiten pro Million Arbeitsstunden führen.

5 Die TRI-relevanten Vorfälle umfassen die gemeldeten arbeitsbedingten Todesfälle, Arbeitsunfälle und Verletzungen, die zu Ausfallzeiten geführt haben oder eine medizinische Behandlung, eingeschränkte Arbeit oder Arbeit an einem Ersatzarbeitsplatz nach sich zogen.

6 E.ON liegen keine vollumfänglichen Daten bezüglich arbeitsbedingter Erkrankungen von Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern vor. Daten werden über eine konzerninterne Abfrage sowie eine Abfrage bei der zuständigen deutschen Berufsgenossenschaft erhoben.

7 Ausfalltage aufgrund von Arbeitsunfällen (6.711) und arbeitsbedingten Erkrankungen (0). Erstmalige Berichterstattung in 2025.

8 Bezogen auf den Stichtag 31.12.2025.

Tödliche Arbeitsunfälle

Bedauerlicherweise starben 2025 zwei Mitarbeiter von Partnerfirmen aufgrund von Arbeitsunfällen bei elektrischen Arbeiten. Im Mai 2025 kam ein Mitarbeiter einer Partnerfirma bei Demontearbeiten an einer Mittelspannungs-Turmstation mit spannungsführenden Anlagenteilen in Kontakt. Der Unfall hatte einen tödlichen Ausgang. Im Juni 2025 führte ein Mitarbeiter einer Partnerfirma Arbeiten an einer unter Spannung stehenden Niederspannungsfreileitung aus einem Arbeitskorb durch. Dabei kam es zu einer elektrischen Körperdurchströmung und der Verunfallte erlag seinen Verletzungen.

Jeder tödliche Unfall wird, wie durch die oben genannten Prozesse beschrieben, untersucht, um den genauen Hergang nachvollziehen zu können. Die Ermittlung der zugrunde liegenden Ursachen soll E.ON befähigen, vergleichbare Unfälle in Zukunft zu verhindern. Gleichwohl kommt es nach wie vor zu schweren und auch zu tödlichen Unfällen. E.ON kann und will sich hiermit nicht abfinden und hat ihre Anstrengungen zur Vorbeugung von Unfällen weiter intensiviert. Beispiele hierfür sind zum Beispiel die konzernweite Einführung der „Life Saving Rules“ oder die Initiierung des Projektes Contractor Safety @ Energy Networks. Hier wird der Fokus auf die Partnerfirmenmitarbeiter im Netzbereich gelegt, mit dem Ziel, schwere und tödliche Vorfälle zukünftig zu verhindern. Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter von E.ON erlitten keine tödlichen Unfälle.

Weitere mitarbeiterbezogene Kennzahlen

Angaben zu Merkmalen der Beschäftigten des Unternehmens gemäß S1-6 Tz. 50 a-b, d-f sind im Abschnitt „Die Entwicklung der Anzahl der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter im Vorjahresvergleich“ des Kapitels **Unsere Erfolgsfaktoren** → enthalten. Die Fluktuationsrate lag 2025 mit 7.651 Austritten bei 9,1 Prozent (2024: 8.199, 10,1 Prozent). Dabei werden die arbeitnehmerinduzierten Kündigungen (freiwillige Fluktuation) sowie die arbeitgeberinduzierten Kündigungen, Renteneintritte, auslaufenden Befristungen und Todesfälle ins Verhältnis zur durchschnittlichen Mitarbeiteranzahl gesetzt. Die freiwillige Fluktuationsrate, die für uns die maßgebliche Kennzahl ist, lag 2025 mit 2.509 Austritten bei 3,0 Prozent (2024: 3.016, 3,7 Prozent).



Bezahlbare Energie

Unternehmensspezifisches Thema

Wesentliche Auswirkungen, Risiken und Chancen



Bezahlbares und zukunftsfähiges Energiesystem

E.ON fördert die Transformation des Energiesystems hin zu erneuerbaren Energien durch innovative Lösungen, die auf skalierbare Hebel wie Elektrifizierung, Digitalisierung und Flexibilität setzen, um langfristig ein stabiles Energiesystem zu ermöglichen, das wirtschaftlich tragfähig ist, einen gesamtgesellschaftlichen Nutzen stiftet und für die Nutzerinnen und Nutzer bezahlbar bleibt.

🕒 kurz-, mittel- und langfristig



Tatsächliche positive Auswirkung



Zeithorizont



Vorgelagerte Wertschöpfungskette



Eigene Geschäftstätigkeit



Nachgelagerte Wertschöpfungskette

Bezahlbare Energie ist eine der zentralen Herausforderungen der europäischen Energiewende. Die Energiekrise hat Haushalte, Unternehmen und energieintensive Industrien stark belastet, während gleichzeitig erhebliche Investitionen erforderlich sind, um die Klimaziele zu erreichen. Bis 2030 müssen die jährlichen Investitionen in das Energiesystem EU-weit mehr als verdoppelt werden. Wenngleich all dies erforderlich ist, um zukünftig eine nachhaltige und stabile Energieinfrastruktur zu gewährleisten, darf dies nicht zu Lasten der Verbraucherinnen und Verbraucher gehen. So erfolgt der Ausbau erneuerbarer Energien teils losgelöst von der Energienachfrage und ruft so unmittelbar hohe Investitionsvolumina hervor. Die Netznachfrage und den Ausbau erneuerbarer Anlagen integriert zu planen, ermöglicht hingegen, Investitionen zeitlich zu strecken und auf diese Weise die Energiewende maßvoller zu gestalten. Zudem findet der Ausbau erneuerbarer Energien stellenweise in Regionen statt, in denen die notwendige Netzinfrastruktur fehlt oder nicht mehr ausreichend Kapazität hat. Der nachträgliche Netzausbau verursacht Mehrkosten, die letztlich über die Netzentgelte von Verbraucherinnen und Verbrauchern zu tragen sind. Hierbei handelt es sich um Faktoren, die derzeit die Bezahlbarkeit von Energie einschränken. Damit die Transformation gelingen kann, braucht es einen strukturierten, zukunftsorientierten Ansatz, der Kosten senkt, Preisschwankungen begrenzt und gleichzeitig die notwendigen Investitionen ermöglicht.

Mit dem „Energy Playbook“ legt E.ON einen konkreten Aktionsplan dafür vor, wie Europa Klimaneutralität bis 2050 erreichen und gleichzeitig die Kosten aufgrund von Optimierungen des Ausbaus senken kann. E.ONs strategischer Ansatz setzt auf skalierbare Hebel wie Elektrifizierung, Digitalisierung und Flexibilität. Diese Maßnahmen sind entscheidend, um ein stabiles und effizientes Energiesystem zu schaffen, das langfristig wirtschaftlich tragfähig ist und einen gesamtgesellschaftlichen Nutzen stiftet. Elektrifizierung gilt dabei als kosteneffizienteste Form

der Dekarbonisierung, während digitale Lösungen die Grundlage für intelligente Netze und Energiemanagement schaffen, die Verbrauch und Erzeugung in Einklang bringen und so kostenintensive Lastspitzen reduzieren.

Um diese Ziele zu erreichen, ist ein enger politischer Dialog unerlässlich. Dabei setzt sich E.ON insbesondere dafür ein, dass der Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten, der wachsende Energieverbrauch und die verfügbaren Netzkapazitäten besser aufeinander abgestimmt werden und durch Speichertechnologien sowie digitale und flexible Lösungen ergänzt werden.

Management der Auswirkungen, Risiken und Chancen

Maßnahmen

Energy Playbook

Das „Energy Playbook“ wurde von E.ON verfasst und präsentiert konkrete Empfehlungen, um Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen und gleichzeitig die wirtschaftliche Tragfähigkeit für Haushalte, Unternehmen und Volkswirtschaften zu sichern. Das Dokument richtet sich an politische Entscheidungsträger, Branchenvertreter und die interessierte Öffentlichkeit und soll Impulse für eine effiziente, bezahlbare und gesellschaftlich akzeptierte Transformation des Energiesystems geben.

E.ON beschreibt im „Energy Playbook“, wie durch zeitliche Streckung einiger Investitionen und Priorisierung der Dekarbonisierungsmaßnahmen anhand von Vermeidungskosten über die nächsten 15 Jahre ein signifikanter Teil der erforderlichen Investitionen eingespart werden kann. Eine bedarfsgerechte Dimensionierung des Energiesystems ist dabei ein entscheidender Faktor.

E.ON setzt auf drei Grundprinzipien: Priorisierung nach Vermeidungskosten, Technologieoffenheit und marktorientierte Steuerung.

Nähere Informationen zu unseren Aktivitäten im Zusammenhang mit Vertreterinnen und Vertretern aus Politik und Wirtschaft können Sie dem Kapitel **Politischer Dialog** → entnehmen.

Neben den im „Energy Playbook“ beschriebenen strategischen Ansätzen sieht E.ON die Möglichkeit, einen eigenen Beitrag zur effizienten und kundenorientierten Umsetzung der Energiewende zu leisten. Dazu gehören Investitionen in den Ausbau erneuerbarer Energien, die Digitalisierung der Netze sowie die Einführung intelligenter Technologien wie Smart Meter. Diese Maßnahmen schaffen die Grundlage für eine sichere, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Die konkreten Maßnahmen und Projekte, mit denen E.ON diese Ziele umsetzt – von intelligenten Netzen über digitale Lösungen bis hin zur Infrastruktur für Elektromobilität –, sind in den folgenden Abschnitten dargestellt. Weitere Details zu Investitionsvolumen und

Steuerungsmechanismen finden Sie in den Kapiteln **Klimaschutz →**, **Versorgungssicherheit →** und **EU-Taxonomie →**, Einblicke in die Erprobung neuer Technologien im Kapitel **Versorgungssicherheit →**.

Intelligente Netze

Um in einer zukünftigen Energiewelt sichere und stabile Netze zu betreiben und ihren Kundinnen und Kunden eine zuverlässige Strom- und Gasversorgung zu vertretbaren Kosten zu bieten, setzt E.ON auf intelligente Netze: Wir statten sie mit Sensorik und Leittechnik aus, erhöhen den Automatisierungsgrad und erweitern sie um eine digitale Ebene. Dadurch können die Energieflüsse bedarfsgerecht gesteuert und die Netze in Echtzeit und mit größerer Granularität als heute überwacht werden. Zudem ermöglicht die Smart-Grid-Technologie, den Netzausbau teilweise zu vermeiden oder über einen längeren Zeitraum zu verteilen.

Intelligente Netze werden als Plattform für neuartige Technik und neue Geschäftsmodelle dienen, die zum Erfolg der Energiewende beitragen. Hierzu gehören beispielsweise

- flexible Tarifmodelle im B2C-Bereich, die über Preisanreize die Nachfrage steuern und so helfen, die Netze zu stabilisieren;
- Zusammenschlüsse vieler dezentraler Stromerzeuger zu „virtuellen Kraftwerken“, die dynamisch auf Verbrauchsänderungen reagieren;
- Peer-to-Peer-Sharing-Lösungen in Form eines lokalen Energiemarktplatzes zum Beispiel für private Haushalte oder Gewerbe;
- schwankungstolerante lokale Energiesysteme mit Batterie-, Gas- oder Wärmespeichern und einander ergänzenden Erzeugungsanlagen.

Digitale Lösungen

Digitale Lösungen entlang der gesamten Energiewertschöpfungskette sind ein entscheidender Hebel, um die Herausforderungen der Energiewende zu meistern und gleichzeitig Energie bezahlbar zu halten. Sie ermöglichen eine effizientere Nutzung vorhandener Ressourcen, senken den Energieverbrauch und reduzieren damit Kosten für Unternehmen und Endkunden. Das Portfolio umfasst unter anderem Netzanschlusslösungen, cloudbasierte Systeme für aktives Energiemanagement, intelligente Heizungssteuerungen, Datenmanagement-Tools sowie Nachrüstlösungen zur Digitalisierung bestehender Komponenten. Ergänzt wird dies durch digitale Zwillinge für Energienetze und Plattformen für das Management dezentraler Energieressourcen. Durch diese Technologien können Energieflüsse optimiert, Lastspitzen vermieden und Betriebskosten gesenkt werden – ein direkter Beitrag zur Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit der Energieversorgung.



Smart Energy Meter sind ein zentraler Baustein für die Flexibilisierung des Energiesystems, da sie die Voraussetzung schaffen, um Verbrauch und Erzeugung in Echtzeit zu erfassen, zu steuern und in digitale Energiemanagementlösungen zu integrieren. E.ON erhebt jeweils zum Ende des Berichtsjahres den Bestand der installierten intelligenten Energiezähler pro Unit. Die Verteilnetzbetreiber in ganz Europa, die zu E.ONs Geschäftsfeld Energienetze gehören, sind für die Installation von Smart Energy Metern in ihren Versorgungsgebieten zuständig. Eine Ausnahme bildet das Vereinigte Königreich: Hier stellt die Vertriebs Einheit ihren Kundinnen und Kunden die Smart Energy Meter zur Verfügung. Der deutsche Gesetzgeber hat zwei Rollen für die Bereitstellung von Smart Energy Metern geschaffen: Der „grundzuständige Messstellenbetreiber“ ist für den flächendeckenden Rollout der gesetzlich vorgeschriebenen Smart Energy Meter im Verteilnetz verantwortlich. In den überwiegenden Fällen übernimmt der örtliche Verteilnetzbetreiber die Rolle des grundzuständigen Messstellenbetreibers. Die zweite gesetzlich festgelegte Rolle ist die der „wettbewerblichen Messstellenbetreiber“. Diese treten miteinander in den Wettbewerb und bieten neben dem Standard-Smart-Energy-Meter weitere Lösungen an, die auf Smart Energy Metern basieren.

Infrastrukturen für Elektromobilität

In der Energiewende spielt auch Elektromobilität (E-Mobilität) eine bedeutende Rolle. Um ein wirtschaftliches und gleichzeitig klimaverträgliches Laden zu ermöglichen, bietet E.ON umfangreiche Infrastrukturlösungen an. Unter der Marke E.ON Drive plant und errichtet E.ON Ladestationen und schließt sie ans Stromnetz an. Weiterhin übernimmt E.ON die Energielieferung und den Betrieb der Anlagen. In unserem E-Mobilitäts-Geschäft konzentrieren wir uns unverändert auf drei Bereiche: E.ON Drive Solutions ist für private und geschäftliche Nutzerinnen und Nutzer tätig. Im Fokus stehen Angebote für das Laden am Arbeitsplatz, unterwegs und zu Hause, die verschiedene Wallboxen sowie passende Installations- und Energieservices umfassen. Daneben kümmert sich E.ON Drive eTransport um Ladelösungen für die Elektrifizierung von Nutzfahrzeugen. E.ON Drive Infrastructure ist als Betreiber von Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum (CPO) tätig.

Vorausschauender Netzausbau für Elektrifizierung und erneuerbare Energien

Im Bereich Wärme setzt E.ON auf einen vorausschauenden Netzausbau, um die wachsende Elektrifizierung von Wärme, Verkehr und Industrie sowie den Ausbau erneuerbarer Energien zu ermöglichen. Dabei arbeitet E.ON eng mit politischen Entscheidungsträgern zusammen, um die regulatorischen Rahmenbedingungen weiterzuentwickeln. Weitere Maßnahmen und Hintergründe zur Sicherstellung einer bezahlbaren und zukunftsfähigen Energieversorgung finden Sie im Kapitel [Politischer Dialog](#) →.

Kennzahlen

Die Anzahl der installierten Smart Energy Meter erhöhte sich im Geschäftsjahr 2025 um 1,85 Mio auf 17,70 Mio. Der fortlaufende Smart Energy Meter-Rollout führt in allen Einheiten zu einem Zuwachs der Installationen. Insbesondere zeigt sich ein stetiger Anstieg der Gesamtzahl der Smart Energy Meter-Installationen, der im aktuellen Zeitraum bei rund 12 Prozent liegt und damit den kontinuierlichen Fortschritt des Rollouts unterstreicht. Dieser Wachstumstrend ist auf die laufenden Implementierungsmaßnahmen zurückzuführen. Der Rollout erfolgt gemäß der EU-Richtlinie aus dem Jahr 2021, die vorsieht, dass alle Verbraucherinnen und Verbraucher einen intelligenten Zähler erhalten, soweit technisch und finanziell realisierbar.

Installierte Smart Energy Meter

Tausend	2025	2024
Rollout-Regionen		
Großbritannien	6.970	6.435
Deutschland ¹	7.730	6.909
Schweden	1.061	1.050
Pilotregionen		
Rumänien	651	545
Ungarn	576	517
Tschechien	166	36
Polen	550	361
Gesamt	17.705	15.854

1 Einschließlich digitaler Messgeräte.

Versorgungssicherheit

ESRS S3: Wesentliche Auswirkungen, Risiken und Chancen



Sichere Energieversorgung durch stabile Netzinfrastruktur

Als Energieunternehmen und Verteilnetzbetreiber trägt E.ON zur sicheren Energieversorgung der Gesellschaft bei. Durch stabile und intelligente Netze werden Unterbrechungen im Stromnetz reduziert, wodurch die Versorgungssicherheit für Kundinnen und Kunden nachhaltig gestärkt wird.

🕒 **kurzfristig**



Tatsächliche positive Auswirkung



Zeithorizont



Vorgelagerte Wertschöpfungskette



Eigene Geschäftstätigkeit



Nachgelagerte Wertschöpfungskette

Als Energieunternehmen und Verteilnetzbetreiber hat das zuverlässige und risikofreie Bereitstellen von Energie, wie Strom, Gas und Wärme, höchste Priorität bei E.ON. Dabei geht es um mehr als nur technische Herausforderungen zu bewältigen. Energie ist eine unverzichtbare Grundlage für das tägliche Leben, die wirtschaftliche Entwicklung und die gesellschaftliche Stabilität. E.ON versteht Versorgungssicherheit als einen Bestandteil der Daseinsvorsorge. Aus diesem Grund sehen wir Versorgungssicherheit als Fundament unserer strategischen Ausrichtung, auf dem unser Anspruch ruht, in jeder Situation ein verlässlicher Partner für Haushalte, Unternehmen und Kommunen zu sein.

Um dies zu erreichen, setzen wir auf eine stabile und intelligente Netzinfrastruktur, die Risiken wie ungeplante Ausfälle minimieren und gleichzeitig flexibel auf gegenwärtige Entwicklungen in der Gesellschaft reagieren soll. Der Energiebedarf steigt, gleichzeitig entstehen durch die hohe Komplexität zunehmend dezentraler Energiesysteme und der fortschreitenden Digitalisierung neue Anforderungen an den sicheren Betrieb und die Resilienz der Infrastruktur.

E.ON begegnet diesen Herausforderungen mit gezielten Investitionen in den Ausbau und die Digitalisierung unserer Netze und Systeme. Unser Ziel ist es, die wirtschaftliche Effizienz unserer Investitionen und damit die Bezahlbarkeit der Energie für die Gesellschaft im Blick zu behalten – denn Versorgungssicherheit muss nicht nur technisch, sondern auch wirtschaftlich gewährleistet sein. Gleichzeitig verfolgen wir den Anspruch, intelligente Systeme sicher und verantwortungsvoll einzusetzen. Für mehr Informationen zur Cybersicherheit verweisen wir auf das Kapitel

[Cybersicherheit →](#).

Mit unseren Maßnahmen versuchen wir einen entscheidenden Beitrag zur Energiewende zu leisten und die Grundlage für eine zukunftsfähige, klimafreundliche und insbesondere auch verlässliche Energieversorgung zu schaffen.

Management der Auswirkungen, Risiken und Chancen

Leitlinien im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit

Für den sicheren und zuverlässigen Betrieb der Verteilnetze sind die regionalen Netzgesellschaften von E.ON verantwortlich. Dort steuert die Netzleitstelle den operativen Netzbetrieb. Sie ist auch dafür zuständig unvorhersehbare Ausfälle in der jeweiligen Region zu beheben. Sollte es eine flächendeckende Großstörung geben, regelt das Krisenmanagement von E.ON die Zuständigkeiten und Abläufe. Die Konzernrichtlinie „Business Resilience & Security“ macht dazu entsprechende Vorgaben. Der Chief Operating Officer – Networks (COO-N) verantwortet den Bereich Energienetze. Unter seiner Leitung steuern drei Abteilungen (Energy Networks Europe, Energy Networks Germany und Energy Networks Technology & Innovation) in der Konzernzentrale die regionalen Einheiten des Konzerns. Zu ihren Aufgaben gehören unter anderem die strategische Entwicklung des Netzgeschäfts, die Investitionsplanung und das Assetmanagement. Die Digitalisierung der Netzinfrastruktur ist ein zentrales Element der E.ON-Strategie zur aktiven Gestaltung der Energiewende. Ziel ist es, die Mittel- und Niederspannungsebene durch intelligente Technologien steuerbar und beobachtbar zu machen. So können Netzingpässe frühzeitig erkannt und durch automatisierte Eingriffe vermieden werden.

Die Versorgungssicherheit bei Strom und Gas in Deutschland wird durch verschiedene gesetzliche Regelungen wie das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) gewährleistet. Dieses Gesetz stellt sicher, dass ausreichende Erzeugungskapazitäten vorhanden sind und die Strom- und Gasnetze stabil bleiben. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) überwacht die Einhaltung dieser Vorgaben. In Notfallsituationen regeln das Energiesicherungsgesetz (EnSiG) und die Gassicherungsverordnung (GasSV) die Deckung des Gasbedarfs, um die Versorgungssicherheit auch in Krisenzeiten zu gewährleisten. Diese gesetzlichen Rahmenbedingungen tragen dazu bei, dass die Versorgungssicherheit in Deutschland auch in Krisenzeiten gewährleistet ist.

Ebenso verfolgt E.ON eine Wachstumsstrategie, um die Versorgungssicherheit und sektorenübergreifende Dekarbonisierung voranzutreiben. Dabei ist die Balance zwischen Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit zentral. Dies umso mehr, als unsere Kunden nach wie vor eine sichere Energieversorgung zu bezahlbaren Preisen erwarten.

Einbeziehung betroffener Gemeinschaften

E.ON ist bestrebt, die Sichtweisen und Anliegen betroffener Gemeinschaften in ihre Entscheidungen und Tätigkeiten einzubeziehen. Dies geschieht durch verschiedene Formen der Zusammenarbeit, wie Bürgerdialoge, Austausche auf industrieller und auf regulatorischer Ebene sowie Gespräche mit der Bundesnetzagentur.



E.ON ist sich des Sicherheitsrisikos im Zusammenhang mit der Versorgung von betroffenen Gemeinschaften mit Strom und Gas bewusst. Daher wird die Öffentlichkeit über die Gefahren, die im Umgang mit Strom und Gas entstehen können, aufgeklärt. Dies erfolgt zum Beispiel mit Flyern, Sicherheitshinweisen oder über Informationen auf Webseiten oder Artikeln in Fachzeitschriften. Es bestehen zudem Kooperationen mit den örtlichen Feuerwehren oder Technischen Hilfswerken, um diese insbesondere im Umgang mit elektrischen Anlagen zu schulen. Ebenso wird bei Krisenübungen unterstützt.

Aufgrund der gesellschaftlichen Relevanz der Versorgungssicherheit fungiert der Gesetzgeber als Interessenvertreter für die verschiedenen Gruppen und übt diese Funktion in Form unterschiedlicher regulatorischer Anforderungen aus. Industriekunden, die eine hochpräzise industrielle Fertigung betreiben, sind etwa auf eine konstante Netzfrequenz angewiesen. Ist diese nicht gewährleistet, können Maschinen ausfallen und dadurch zusätzliche Kosten entstehen. Eine vollständige Unterbrechung der Stromversorgung kann nicht nur für Industriekunden schwerwiegende Folgen haben: Die meisten Vorgänge in Unternehmen, dem öffentlichen Dienst und privaten Haushalten funktionieren nicht ohne Strom. E.ON tritt mit Bewohnerinnen und Bewohnern sowie mit Kundinnen und Kunden vor Ort in den Dialog, um sich mit deren Erwartungen sowie Sorgen um Risiken in Bezug auf die Versorgungssicherheit auseinanderzusetzen.

Die Einbeziehung der betroffenen Gemeinschaften erfolgt in verschiedenen Phasen, abhängig von den jeweiligen Entscheidungsprozessen und Tätigkeiten. Dies kann bereits in der Planungsphase beginnen und sich über die Umsetzung und den Betrieb erstrecken. Die Art und Häufigkeit der Einbeziehung wird entsprechend den Bedürfnissen und Anforderungen der Gemeinschaften festgelegt.

Die operative Verantwortung für die Einbeziehung liegt bei den für das jeweilige Geschäft zuständigen Funktionen. Die Funktionen sind je nach Organisation unterschiedlich angesiedelt. Sie tragen dafür Sorge, dass die Ergebnisse der Zusammenarbeit in das Unternehmenskonzept einfließen. Dadurch soll sichergestellt werden, dass die Anliegen der Gemeinschaften angemessen berücksichtigt werden. Ein Beispiel für einen aktiven Dialog einer Netzgesellschaft ist bei der Schleswig-Holstein Netz zu finden. Dort werden jährlich ein Energiedialog und ein Netzbetreiberforum durchgeführt, um den aktiven Dialog mit Kunden und Interessierten zu fördern.

Verbesserung negativer Auswirkungen und Kanäle zur Äußerung von Bedenken

E.ON legt großen Wert darauf, dass alle Kundinnen und Kunden sowie weitere betroffene Stakeholder Anregungen oder Bedürfnisse schnell und einfach äußern können. Dazu stehen zahlreiche Kanäle wie zum Beispiel Brief, Fax, Telefon, Online-EnergiePortal, die sozialen Medien oder Kundenbüros zur Verfügung. Außerdem ist beispielsweise für den Fall einer Störungsmeldung ein Hinweisschild mit der jeweiligen Störungshotline auf allen Assets angebracht.

Für eine schnelle und unkomplizierte schriftliche Kontaktaufnahme steht ein Formular auf der Webseite der Netzbetreiber zur Verfügung. Durch die eingegebenen Daten erfolgt eine automatische Zuordnung zur richtigen Abteilung. Ein betroffener Kunde erhält innerhalb von 24 Stunden eine Antwort. Für Termine zur kostenfreien, persönlichen, fachkundigen und umfassenden Beratung stehen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter innerhalb der Öffnungszeiten der Kundenzentren unserer Netzbetreiber zur Verfügung – nach Absprache auch außerhalb der Öffnungszeiten. Ebenso können individuelle Vor-Ort-Termine genutzt werden, um Anliegen zu äußern. Auf Wunsch einer Gemeinde im Netzgebiet kann ebenso ein Rathaussprechtag durchgeführt werden. Eine Mitarbeiterin oder ein Mitarbeiter berät dann die Einwohnerinnen und Einwohner bei allen Themen rund um die Energieversorgung direkt im Rathaus.





Im Planfeststellungsverfahren im Rahmen von Netzerweiterungen werden Antragsunterlagen für einen Monat in den Rathäusern der Städte und Gemeinden ausgelegt. Dies wird vorher öffentlich bekannt gegeben. Im Rahmen der Auslegung können alle Bürgerinnen und Bürger zudem Anregungen und Bedenken zu der konkreten Planung äußern.

Durch die konzernweite Organisation soll sichergestellt werden, dass Kunden Zugang zu qualifizierten Ansprechpartnern, IT-gestützten Prozessen und regionalen Serviceangeboten haben. Kommunalbetreuer vor Ort organisieren Informationsveranstaltungen im kommunalen Umfeld, um Gemeinden und Interessierte über aktuelle Themen und Entwicklungen im Energiebereich auf dem Laufenden zu halten. Bei Anregungen und Beschwerden kümmern sie sich um eine zeitnahe Bearbeitung und ziehen dazu Fachleute aus dem Unternehmen hinzu.

Maßnahmen

Im Rahmen von Investitions- und Instandhaltungsprogrammen baut E.ON ihre Netze aus und hält sie instand. Auf diese Weise wollen wir sicherstellen, dass alle unsere Netzkundinnen und Netzkunden daran angeschlossen sind und zuverlässig mit Energie versorgt werden. Weitere Informationen zu nachhaltigen Investitionen befinden sich im Kapitel

Klimaschutz →.

Die auf ein oder mehrere Jahre ausgelegten Maßnahmen werden von den regionalen Netzgesellschaften eigenverantwortlich umgesetzt. Im Jahr 2025 hat E.ON rund 7,0 Mrd € in den Ausbau der Netze investiert (2024: 5,8 Mrd €). Ein Teil des Investitionsbudgets wurde für den schrittweisen Ausbau intelligenter Netze genutzt: E.ONs Netzstruktur wird progressiv mit Sensorik, Steuerungs- und Leittechnik ausgestattet, automatisiert und digital vernetzt. Dabei ermöglicht der zunehmende Einsatz von Smart-Grid-Technologien, kostenintensive Investitionen in den klassischen Netzausbau zu vermeiden oder zu verzögern – zum Beispiel, indem bestehende Freileitungen mit neuer Technologie besser ausgelastet werden können. Neben der Versorgungssicherheit steht bei Investitionsentscheidungen immer auch die Effizienz der Maßnahmen im Fokus. Das heißt, E.ON entscheidet sich für diejenigen Lösungen, die technisch und wirtschaftlich unter den gegebenen Rahmenbedingungen am sinnvollsten sind. Ein Baustein zur Systematisierung der Entscheidungsfindung ist die Einführung eines Asset Management Systems im Sinne der ISO 55001. Kernziel ist es, bestehende Ressourcen (insbesondere Budgets, Materialien und Personal) optimal einzusetzen. Dazu erfolgt eine Bewertung der Projekte nach Kriterien wie Wirtschaftlichkeit, Machbarkeit und Auswirkungen auf die Umwelt und die Gemeinschaft.

Zum Management der Auswirkungen stellt E.ON gemeinsam mit ihren Netzgesellschaften die dafür notwendigen personellen, technischen und finanziellen Ressourcen zur Verfügung. Beschäftigte in der regionalen Öffentlichkeitsarbeit übernehmen beispielsweise bei Netzausbauprojekten die gesamte Kommunikation mit allen Beteiligten und begleiten die Projekte, zum Beispiel mit Pressemitteilungen oder Vor-Ort-Terminen. Dazu stehen ihnen alle notwendigen technischen Ressourcen wie zum Beispiel ein vollständig ausgestatteter (mobiler) Arbeitsplatz zur Verfügung.

Ziele und Kennzahlen

Mit konkreten Zielen für den Roll-out digitaler Ortsnetzstationen (digiONS) und dem Hochlauf von Smart Metern schafft E.ON die Voraussetzungen für ein dynamisches, flexibles Netzmanagement. Diese Maßnahmen sollen es ermöglichen, auch bei stark wachsendem Anschlussbedarf – etwa durch erneuerbare Energien, Wärmepumpen oder Ladeinfrastruktur – eine stabile, effiziente und bezahlbare Versorgung sicherzustellen. E.ONs Ziele für den Einsatz intelligenter Technologien variieren von Land zu Land und gehen in bestimmten Ländern über die Vorgaben der jeweiligen Regulierungsbehörde hinaus.

Durch den regelmäßigen Austausch und die Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur ist es E.ONs Ziel sicherzustellen, dass die Strom- und Gasversorgung den gesetzlichen Anforderungen entspricht und den Bedürfnissen der betroffenen Gruppen gerecht wird. In dem stark regulierten Gebiet der Versorgungssicherheit setzt sich E.ON keine quantitativen Ziele, sondern fokussiert sich auf die Erfüllung regulatorischer Anforderungen.

Dennoch wird die Leistung der Stromversorgung durch zusätzliche Kennzahlen nachverfolgt. Eine zentrale Kennzahl stellt dabei der SAIDI („System Average Interruption Duration Index“) dar. Der SAIDI gibt die durchschnittliche Unterbrechungsdauer je versorgte Verbraucherin und versorgten Verbraucher pro Jahr an. Er dient als Indikator für die Zuverlässigkeit der Stromversorgung und ermöglicht es E.ON, die Leistung kontinuierlich zu verbessern und die Versorgungszuverlässigkeit weiter zu erhöhen.

Als Basis dienen alle geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen in den Strom- Verteilnetzen der regionalen, vollkonsolidierten Netzgesellschaften von E.ON.

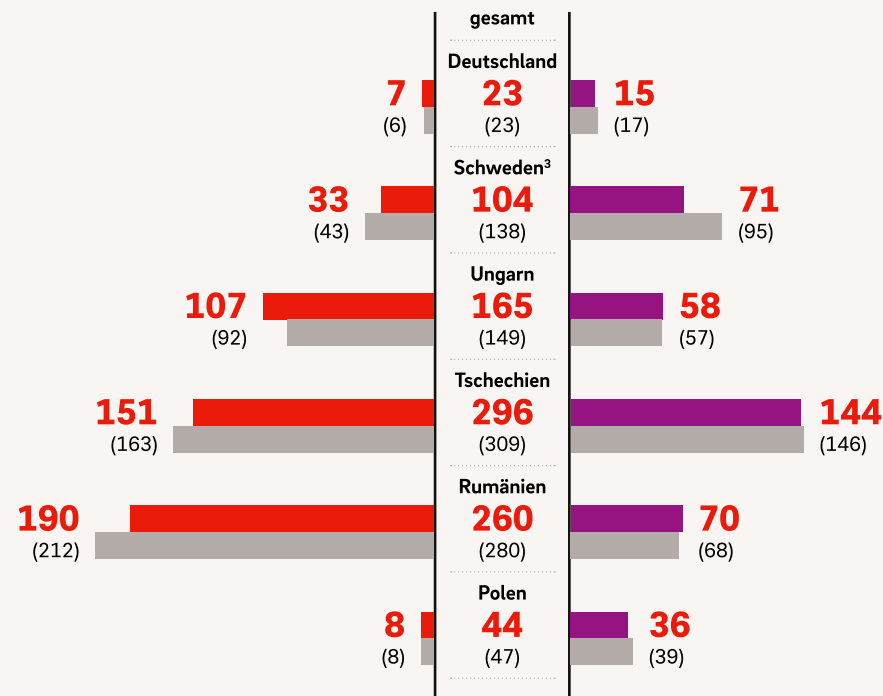
Die Werte für Deutschland ergeben sich aus dem gewichteten Durchschnitt der dort vollkonsolidierten Netzgesellschaften. Berechnet werden sie nach der von der Bundesnetzagentur vorgeschriebenen Methodik. Die Berechnungen basieren auf Versorgungsunterbrechungen, die auch von der BNetzA verifiziert sind. In allen Ländern, in denen E.ON Netze betreibt, gibt es ähnliche Qualitätsvorschriften. Auf deren Basis prüft und validiert die jeweilige nationale Regulierungsbehörde die gemeldeten Versorgungsunterbrechungen der Netzbetreiber. Die SAIDI-Werte für ein bestimmtes Land spiegeln daher die von der jeweiligen Regulierungsbehörde vorgegebene Methodik wider.

Bis zum Ende der Datenerfassung in 2025 hatte keine Regulierungsbehörde den Prozess der Validierung der Versorgungsunterbrechungen für 2025 abgeschlossen. Da dieser Bericht endgültige, behördlich geprüfte Zahlen zur Versorgungszuverlässigkeit enthalten soll, werden nachfolgend die landesspezifischen Vorjahreswerte offengelegt.

Der SAIDI und weitere interne Steuerungskennzahlen, wie zum Beispiel Netzverluste, werden regelmäßig durch die Netzbetreiber an das für den Netzbetrieb zuständige E.ON-Vorstandsmitglied zur Steuerung der Versorgungszuverlässigkeit berichtet. Nähere Informationen zu den Netzverlusten befinden sich im Kapitel [Segmentinformationen](#) →.

Bei den nachfolgend dargestellten SAIDI-Werten haben wir bei der Einordnung störungsbedingter Unterbrechungen für verschiedene Länder aufgrund divergenter Vorgaben des jeweiligen nationalen Regulators unterschiedliche Störungsanlässe berücksichtigt. Grundsätzlich werden die SAIDI-Werte ohne Unterbrechungen, die auf den Einfluss höherer Gewalt zurückzuführen sind, ausgewiesen; Ausnahmen werden entsprechend kenntlich gemacht. Wir weisen den SAIDI sowohl als Gesamtwert als auch aufgeteilt in geplante und ungeplante Versorgungsunterbrechungen differenziert nach Ländern aus.

SAIDI Strom^{1, 2} (Minuten pro Kunde)



1 Mögliche Abweichungen in der Summenbildung können durch Rundung der Zahlen auftreten.

2 Die Kennzahlen basieren jeweils auf Vorjahreswerten.

3 Inklusive Einfluss höherer Gewalt.

● geplant ● ungeplant ● Vorjahreswerte

Cybersicherheit

Unternehmensspezifisches Thema

Wesentliche Auswirkungen, Risiken und Chancen



Cybersicherheit als Grundlage zuverlässiger digitaler Infrastruktur

Die Ausweitung digitaler Systeme in der kritischen Infrastruktur von E.ON muss so gestaltet werden, dass interne Nutzerinnen und Nutzer, Kundinnen und Kunden sowie Lieferanten den digitalen Systemen vertrauen können. Dabei sind negative Effekte durch Cyberangriffe auf die technische Verfügbarkeit unserer Systeme und Netze zu vermeiden.

🕒 kurzfristig



Potenzielle negative Auswirkung



Zeithorizont



Vorgelagerte Wertschöpfungskette



Eigene Geschäftstätigkeit



Nachgelagerte Wertschöpfungskette

Cybersicherheit ist ein unverzichtbarer strategischer Eckpfeiler unserer digitalen Zukunft. Mit der zunehmenden Digitalisierung und Vernetzung kritischer Infrastrukturen und Systeme wächst auch das Risiko von Cyberangriffen. Als Resultat können Verfügbarkeit, Integrität und Vertraulichkeit der Systeme gefährdet und die Versorgungssicherheit beeinträchtigt werden.

Für E.ON bedeutet das: Cybersicherheit ist nicht nur eine technische Notwendigkeit, sondern ein essenzieller Bestandteil für das Energiesystem und E.ONs Vertrauensversprechen gegenüber allen Anspruchsgruppen. E.ONs Ziel ist es, ihre Systeme so sicher zu gestalten, dass interne Nutzerinnen und Nutzer, Kundinnen und Kunden sowie Lieferanten diesen jederzeit vertrauen können.

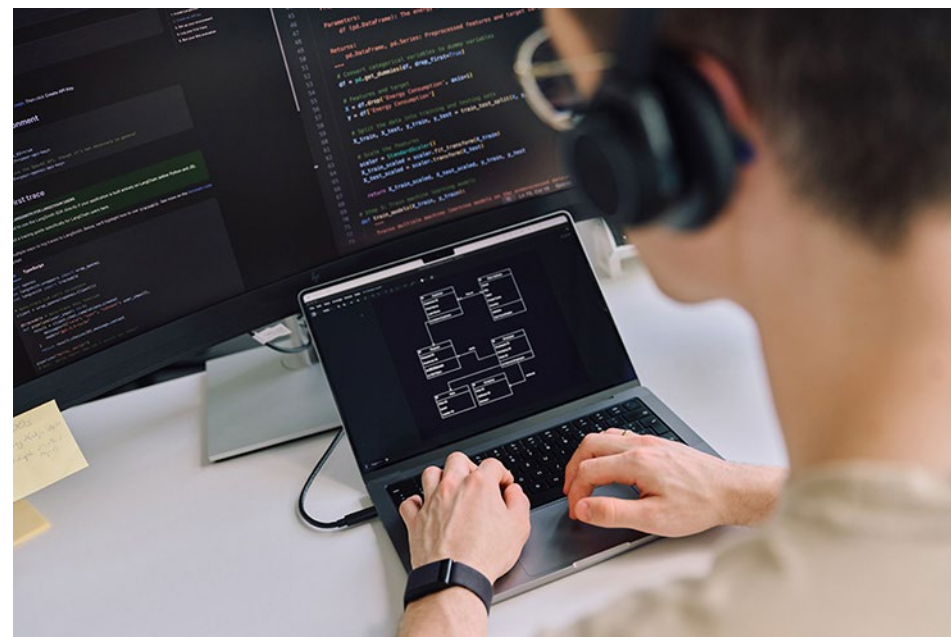
Dabei wächst die Komplexität der Herausforderung mit der Zahl der Akteure, die sich mit E.ONs Systemen verbinden. Um dem angemessen zu begegnen, arbeitet E.ON kontinuierlich an dem Aufbau eines umfassenden Cybersicherheitssystems, das Technik und Mensch gleichermaßen berücksichtigt. Vorausschauende Maßnahmen und innovative Lösungen sollen hier die Grundlage für ein resilientes und vertrauenswürdiges Energiesystem schaffen, das den wachsenden Anforderungen einer digitalisierten und dezentralen Energiewelt gewachsen ist.

Management der Auswirkungen, Risiken und Chancen

Leitlinien im Zusammenhang mit Cybersicherheit

E.ON verfolgt einen ganzheitlichen Sicherheitsansatz, der physische, organisatorische und digitale Schutzmaßnahmen für die eigenen kritischen Infrastrukturen berücksichtigt.

E.ON verfügt über eine etablierte Cybersicherheitsorganisation, die den Schutz von Systemen und Daten über die relevanten Zugriffs- und Verarbeitungsumgebungen berücksichtigt. Bei der Ausweitung digitaler Systeme in den kritischen Infrastrukturen von E.ON gilt der Anspruch, dass interne und externe Anspruchsgruppen Vertrauen in diese Systeme entwickeln können und Risiken wie Ausfälle möglichst vermieden werden.



E.ON verfolgt einen systematischen Ansatz zur Sicherstellung der Zuverlässigkeit und Widerstandsfähigkeit der Energieversorgung. Neben physischen und organisatorischen Maßnahmen ist Cybersicherheit integraler Bestandteil unserer Resilienzstrategie. Wir arbeiten kontinuierlich daran, unsere Infrastruktur und unsere Kundenlösungen sowohl gegen physische als auch gegen digitale Bedrohungen abzusichern und Betriebsunterbrechungen zu vermeiden. In Krisensituationen – ob durch Naturereignisse, technische Störungen oder Cyberangriffe – ist es unser Ziel, schnell und professionell zu reagieren.

Die Funktion Cyber Security ist dafür verantwortlich, Risiken für E.ONs Technik und Informationen zu adressieren, die negative Auswirkungen auf das Geschäft oder das Vertrauen in E.ONs Kundenlösungen verursachen könnten. Zu den Aufgaben gehört es, eine konzernweite Cybersicherheitsstrategie zu entwickeln, deren Umsetzung zu überwachen und die



Cybersicherheitsorganisation bei E.ON zu koordinieren. E.ONs Chief Information Security Officer (CISO) steuert die gruppenweite Organisation, die dem Vorstandsbereich Digital zugeordnet ist. Zur gruppenweiten Cybersicherheitsorganisation gehören Information Security Officers (ISOs), die durch die Geschäftseinheiten ernannt werden. Sie berichten dem CISO sowie dem Vorstand ihrer Einheit über relevante Sachverhalte in ihren Organisationen. Der CISO berichtet regelmäßig – sowie ad hoc bei schwerwiegenden Sicherheitsvorfällen – an den Konzernvorstand und den Aufsichtsrat. Diese vertikalen und horizontalen Berichtslinien sollen eine transparente und konsistente Berichterstattung gewährleisten.

Die Cybersicherheitsstrategie wird jährlich aktualisiert und die internen Regeln fortwährend angepasst, um Cyberangriffen auf Basis neuer Technologien und Angriffsszenarien zu begegnen. Der Anwendungsbereich des entsprechenden Governance-Rahmenwerks gilt für die gesamte E.ON-Gruppe und umfasst die relevanten Aspekte der Cybersicherheit. Es beinhaltet eine Funktionsrichtlinie sowie eine Mitarbeiterrichtlinie und weitere, spezifische Regeln und Anforderungen für Cybersicherheit, die sich in internen Standards und Direktiven finden. Diese Dokumente sind für alle Beschäftigten in unserem Intranet zugänglich. Zudem widmet sich E.ON einer Verbesserung der Sicherheitskultur, des Identitäts- und Zugriffsmanagements sowie der Cloud-Sicherheit und neuen Erkennungs- und Präventionsfunktionen insbesondere von Softwareschwachstellen.

Maßnahmen

Der Schutz aller Unternehmensinformationen – in mündlicher, schriftlicher und digitaler Form – ist entscheidend, um Schäden an E.ONs Wettbewerbsposition, der Marke und ihrem Ruf zu verhindern. Hierzu hat E.ON ein Informationssicherheitsmanagementsystem (ISMS) eingerichtet, das auf den Standards der ISO-270xx-Reihe basiert, einer international anerkannten Norm für Informationssicherheit. Auf dieser Basis können E.ONs Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter neue Lösungen mit dem erforderlichen Maß an Cybersicherheit entwickeln und betreiben. Dabei ist es E.ON wichtig, dass Technik und Daten sowie Kundinnen und Kunden, kritische Infrastruktur und die Gesellschaft vor negativen Auswirkungen geschützt werden. Das ISMS ist in den Bereichen, in denen es gesetzlich oder regulatorisch vorgeschrieben ist, zertifiziert.

Cyberangriffe zählen zu den zentralen Bedrohungen im Bereich Krisen- und Kontinuitätsmanagement sowie Notfallvorsorge. Daher ist hier eine enge Zusammenarbeit mit der Funktion Business Resilience & Security Management notwendig. Cyber Security ist daher Teil der gruppenweiten Krisenorganisation, die Übungen regelmäßig durchführt. Diese Strukturen und Prozesse werden kontinuierlich neuen Bedrohungslagen angepasst, und wir legen besonderen Wert darauf, sämtliche bestehenden Sicherheits- und Resilienzmaßnahmen dauerhaft zu stabilisieren und weiter zu festigen. Diese Maßnahmen sollen dazu beitragen, E.ON auf digitale wie physische Krisen vorzubereiten.

E.ON arbeitet daran, die Vertraulichkeit, Verfügbarkeit und Integrität aller Informationsressourcen zu gewährleisten und aufrechtzuerhalten. Dazu gehört es, die Infrastruktur, Schwachstellen und Bedrohungen zu überwachen sowie Sicherheitsvorfälle wie Cyberangriffe zu erkennen und auf sie zu reagieren. Hierzu führen wir regelmäßig interne und externe Sicherheitstests der Systeme durch.

Mithilfe von E-Learnings, Phishing-Simulationen und internen Workshops wie Live-Hacking-Vorführungen sensibilisiert E.ON ihre Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter für Cybersicherheitsrisiken. Damit die Beschäftigten vertrauliche Unternehmensinformationen sicher handhaben können, nutzt E.ON eine elektronische Dokumentenkennzeichnung, an die auch Zugriffs- und Verschlüsselungsmechanismen gebunden sind. Im Rahmen der fortlaufenden Phishing-Sensibilisierungskampagne werden mehrfach im Monat simulierte Phishing-E-Mails an die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter verschickt. Zusätzlich nimmt E.ON regelmäßig Penetrationstests für wichtige Dienste vor, um diese noch besser gegen Cyberangriffe zu schützen.

Neben der Sensibilisierung der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter ist Cybersicherheit ein wesentlicher Bestandteil unseres Energiesystems, dessen Bedeutung mit der Digitalisierung der Infrastruktur sowie der Integration neuer innovativer Komponenten wächst. Denn je mehr Akteure sich mit unserer Infrastruktur verbinden und aktiv am Energiesystem teilnehmen, desto komplexer wird es.

E.ON bewertet den Reifegrad des ISMS anhand von Leistungskennzahlen regelmäßig und berichtet dem Cyber Security and Data Protection Council vierteljährlich davon. Werden Defizite oder Verbesserungsmöglichkeiten festgestellt, reagiert Cyber Security durch entsprechende Maßnahmen. Diese Anpassungen erfolgen insbesondere im Hinblick darauf, möglichen negativen Auswirkungen auf Systeme, Energienetze und Energieanlagen zu begegnen.

Die kontinuierliche Sensibilisierung für Sicherheits- und Resilienzthemen sowie der kooperative Austausch innerhalb der Organisation stärken die Widerstandsfähigkeit von E.ON gegenüber physischen und digitalen Risiken.



Governance

Politischer Dialog

ESRS G1: Wesentliche Auswirkungen, Risiken und Chancen



Dialog für ein nachhaltiges Energiesystem

E.ON engagiert sich im Dialog mit Politik, Verwaltungen, Branchennetzwerken, Verbänden und Kundinnen und Kunden, um ein nachhaltiges Energiesystem zu entwickeln, das die Menschen aktiv in die Energiewende einbezieht.

kurz- und mittelfristig



Tatsächliche positive Auswirkung



Zeithorizont



Vorgelagerte Wertschöpfungskette



Eigene Geschäftstätigkeit



Nachgelagerte Wertschöpfungskette

Politische und regulatorische Rahmenbedingungen sind entscheidend für den Aufbau einer bezahlbaren, klimafreundlichen und zugleich sicheren Energieversorgung. Sie schaffen die Leitplanken, innerhalb derer Innovationen, Investitionen und die Transformation des Energiesystems stattfinden können. Unser Ziel ist es, den politischen Dialog zu nutzen, um ein nachhaltiges, Energiesystem zu fördern, das neben ökologischen Aspekten insbesondere die wirtschaftlichen Bedürfnisse von Verbraucherinnen und Verbrauchern sowie Unternehmen in den Mittelpunkt stellt und diese aktiv in die Energiewende einbezieht. Um das zu gewährleisten, steht E.ON im Austausch mit Politik, Verwaltung, Verbänden sowie ihren Kundinnen und Kunden.

Dabei setzen wir uns unter anderem für eine effiziente sowie vorausschauend gestaltete und damit bezahlbare Energiewende ein. Der Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten muss mit dem Ausbau der Netzinfrastruktur synchronisiert werden. So führt beispielsweise der isolierte Bau von Windparks in Regionen ohne ausreichende Netzkapazität zu Ineffizienzen und erhöhten Kosten, die dann auf die Verbraucherinnen und Verbraucher umgelegt werden. Jede neue Anlage löst Investitionsbedarfe auch für den Netzanschluss aus. Eine zeitliche Streckung und bessere Koordinierung mit dem Netzausbau kann helfen, die Energiewende insgesamt effizienter und somit kostengünstiger zu gestalten.

Eine weitere zentrale Herausforderung stellen die aktuellen und zukünftigen Regelungen der Anreizregulierung dar. Um die für den Netzausbau notwendigen Investitionsmittel beschaffen zu können, bedarf es attraktiver und verlässlicher wirtschaftlicher Rahmenbedingungen. Wir setzen uns daher weiterhin für Rahmenbedingungen ein, die Investitionen in die Netzinfrastruktur

attraktiver machen und damit das Gelingen der Energiewende ermöglichen. So möchten wir unserer Rolle als „Playmaker der Energiewende“ aktiv nachkommen.

Management der Auswirkungen, Risiken und Chancen

Leitlinien im Zusammenhang mit dem politischen Dialog

Im E.ON-Konzern repräsentiert insbesondere der CEO das Unternehmen und vertritt die Positionen und Interessen gegenüber den Stakeholdern. Der Vorstand wird dabei vom Aufsichtsrat gemäß den geltenden rechtlichen Regelungen kontrolliert. Im Ressort des Vorstandsvorsitzenden koordiniert der Bereich Communications and Political Affairs die politische Arbeit. Für die Kontakte zu Politik, Verbänden und anderen Stakeholdern in Berlin und Brüssel unterhält E.ON in beiden Städten Büros.

Die Political-Affairs-Abteilung analysiert in enger Abstimmung mit den Expertinnen und Experten der betroffenen Einheiten die möglichen Auswirkungen neuer Gesetzesvorhaben und entwickelt in Zusammenarbeit mit dem juristischen Fachbereich entsprechende Positionen, die gegenüber politischen Stakeholdern kommuniziert werden.

Unsere energiepolitische Ausrichtung und die Positionen in den für uns wesentlichen Themen veröffentlichen wir regelmäßig auf unserer Unternehmenswebsite.

Maßnahmen

E.ON beteiligt sich aktiv an den politischen Debatten zu Themen, die das Unternehmen betreffen. Hierfür nutzen wir verschiedene Formate wie beispielsweise Medieninterviews, öffentliche Auftritte von Führungskräften oder Informationsveranstaltungen. E.ON wird von politischen Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträgern sowie Regulierungsbehörden aufgefordert, ihr technisches und energiepolitisches Fachwissen in Entscheidungsprozesse einzubringen. Das Unternehmen bietet seine Expertise zudem aktiv an. Diese Form der Interessenvertretung ist wichtig, da politische und regulatorische Entscheidungen den Energiesektor maßgeblich beeinflussen.

In den politischen Diskussionen über Energiethemen in Brüssel und Berlin standen im Jahr 2025 die finanziellen und regulatorischen Voraussetzungen für das Gelingen und die breite Akzeptanz der Energiewende, ihre Bezahlbarkeit für private Verbraucherinnen und Verbraucher und die Industrie sowie der notwendige Infrastrukturausbau im Fokus.

E.ON trägt aktiv zur Debatte über die Zukunft der Energiewende bei. Zu Beginn der Amtszeit der neuen Europäischen Kommission, die sich die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit Europas zum Ziel gesetzt hat, haben wir das E.ON Energy Playbook als kosteneffiziente Strategie zum Erreichen der Klimaneutralität vorgestellt. Gemeinsam mit politischen Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträgern sowie Interessengruppen suchen wir nach Lösungen, um den Weg Europas zur Nettonull-Emissionswirtschaft zukunftsicher zu gestalten und gleichzeitig die Versorgungssicherheit, die Widerstandsfähigkeit des Energiesystems und bezahlbare Energielösungen zu gewährleisten.

In Deutschland hat E.ON sich in die energiepolitische Debatte rund um die Bundestagswahl eingebracht. Im Fokus standen dabei die Themen Kosteneffizienz und Bezahlbarkeit der Energiewende, etwa durch eine Senkung der Stromsteuer und einen Bundeszuschuss zu den Netzentgelten. Weitere Aspekte sind die Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien und nachfrageseitiger Flexibilitäten sowie die Einführung eines Kapazitätsmarkts zur Absicherung der Versorgungssicherheit.

Eine wesentliche Aufgabe im Rahmen der Energiewende ist es, dass der Ausbau der Stromnetzinfrastruktur mit den Entwicklungen sowohl auf Einspeise- als auch Abnehmerseite Schritt hält. Zu diesen Entwicklungen gehört zum Beispiel auf Verbrauchsseite die insgesamt stärkere Elektrifizierung der Sektoren Verkehr, Wärme und Industrie und auf Erzeugungsseite ein starker Zuwachs von erneuerbaren Energien. Um die vorgenannten künftigen Entwicklungen abbilden zu können, messen wir dem antizipativen Netzausbau hohe Bedeutung bei. Dabei geht es darum, unsere Netze mit Blick auf das Zielsystem 2045, also jenes Jahr, in dem nahezu keine Treibhausgase mehr emittiert werden dürfen, auszubauen. Dieser am Ziel ausgerichtete Netzausbau ist derzeit noch nicht ausreichend regulatorisch geregelt. Hier sind wir sowohl auf europäischer als auch nationaler Ebene mit Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträgern aus Politik und Verwaltung im Austausch. Wir gehen davon aus, dass dadurch die richtig bemessene Infrastruktur letztlich schneller und kostengünstiger bereitstehen wird, was eine effiziente Nutzung von Ressourcen auf Seiten von E.ON bedeutet und den Verbraucherinnen und Verbrauchern eine preisgünstige Stromversorgung sichern wird.

E.ON unterstützt die weitere Elektrifizierung auf dem Weg zur Klimaneutralität. Eine wesentliche Voraussetzung dafür sind der weitere Ausbau und die Modernisierung der Stromnetzinfrastruktur. In allen Szenarien zur Zielerreichung besteht ein erheblicher Bedarf an Investitionen in die Stromnetze. Deshalb setzt sich E.ON auf europäischer wie auch auf nationaler Ebene gegenüber politischen Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträgern sowie Behörden für verlässliche Rahmenbedingungen ein, die private Investitionen in die Netze fördern.



Ziele und Kennzahlen

Die politische Arbeit ist durch eine hohe Transparenz gekennzeichnet; handelnde Personen, Themen und finanzielle Mittel sind im European Transparency Register unter der Identification Number 72760517350-57 und im Lobbyregister des Deutschen Bundestags unter der Registernummer R002309 zu finden. In diesen Einträgen sind die Kosten für die politische Arbeit transparent aufgeführt. Direkte oder indirekte Zahlungen an politische Parteien oder parteinahe Organisationen leistet E.ON nicht.



Anhang zum Nachhaltigkeitsbericht

Index zum Nachhaltigkeitsbericht

ESRS Angabepflichten

Allgemeine Informationen

ESRS 2: Allgemeine Angaben

Grundlagen für die Erstellung

BP-1: Allgemeine Grundlagen für die Erstellung der Nachhaltigkeitserklärungen

BP-2: Angaben im Zusammenhang mit spezifischen Umständen

Governance

GOV-1: Die Rolle der Verwaltungs-, Leitungs- und Aufsichtsorgane

GOV-2: Informationen und Nachhaltigkeitsaspekte mit denen sich die Verwaltungs-, Leitungs- und Aufsichtsorgane des Unternehmens befassen

GOV-3: Einbeziehung der nachhaltigkeitsbezogenen Leistungen in Anreizsysteme

GOV-4: Erklärung zur Sorgfaltspflicht

GOV-5: Risikomanagement und interne Kontrollen der Nachhaltigkeitsberichterstattung

Strategie

SBM-1: Strategie, Geschäftsmodell und Wertschöpfungskette

SBM-2: Interessen und Standpunkte der Interessenträger

Referenzen, Verweise und Kommentare

Allgemeine Informationen → Grundlagen für die Erstellung Über den Bericht¹ → (ESRS 2 BP-1 Tz. 3)

Allgemeine Informationen → Grundlagen für die Erstellung

Allgemeine Informationen → Nachhaltigkeit im Fokus der Unternehmensführung Steuerungssystem¹ → (ESRS 2 GOV-1 Tz. 22c-d)

Allgemeine Informationen → Nachhaltigkeit im Fokus der Unternehmensführung

Allgemeine Informationen → Nachhaltigkeit in der Vergütung

Allgemeine Informationen → Erfüllung unserer Sorgfaltspflicht

Allgemeine Informationen → Risikomanagement und interne Kontrollen der Nachhaltigkeitsberichterstattung Internes Kontrollsystem¹ → (ESRS 2 GOV-5)

Allgemeine Informationen → Strategie, Geschäftsmodell und Wertschöpfungskette Strategie und Ziele¹ → (ESRS 2 SBM-1 Tz. 40e-g)
Segmentinformationen¹ → (ESRS 2 SBM-1 Tz. 40a i. und ii. und Tz. 42)
Entwicklung der Anzahl der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter im Vorjahresvergleich¹ → (ESRS 2 SBM-1 Tz. 40a iii)
EU-Taxonomie → Umsatzerlöse

Allgemeine Informationen → Stakeholder Engagement

¹ Die folgenden Informationen werden mittels Verweis in den Nachhaltigkeitsbericht aufgenommen. Die in diesem Abschnitt enthaltenen ESRS-Angabepflichten werden jeweils in Klammern genannt.

ESRS Angabepflichten

SBM-3: Wesentliche Auswirkungen, Risiken und Chancen und ihr Zusammenspiel mit Strategie und Geschäftsmodell

Management der Auswirkungen, Risiken und Chancen

Angaben zum Verfahren zur Bewertung der Wesentlichkeit

IRO-1: Beschreibung der Verfahren zur Ermittlung und Bewertung der wesentlichen Auswirkungen, Risiken und Chancen

IRO-2: In ESRS enthaltene von der Nachhaltigkeitserklärung des Unternehmens abgedeckte Angabepflichten

Umweltinformationen

Angaben nach Artikel 8 der Verordnung (EU) 2020/852 (Taxonomie-Verordnung)

ESRS E1: Klimaschutz

Strategie

E1-1: Übergangsplan für den Klimaschutz

Management der Auswirkungen, Risiken und Chancen

E1-2: Strategien im Zusammenhang mit dem Klimaschutz und der Anpassung an den Klimawandel

E1-3: Maßnahmen und Mittel im Zusammenhang mit den Klimastrategien

Referenzen, Verweise und Kommentare

Allgemeine Informationen → Wesentliche Auswirkungen, Risiken und Chancen und ihr Zusammenspiel mit Strategie und Geschäftsmodell, Prozess der Wesentlichkeitsanalyse

Strategie und Ziele¹ → (ESRS 2 SBM-3 Tz. 48b, d)

Klimaschutz → Szenarioanalyse und Klimaresilienz (ESRS 2 Tz. 48f, ESRS E1 Tz. 18-19)

Biodiversität → Berichterstattung gemäß der Quick-Fix Regelung

Gesundheit und Arbeitssicherheit → Leitlinien im Zusammenhang mit den eigenen Mitarbeitern (ESRS S1 Tz. 13-16)

Versorgungssicherheit → Leitlinien im Zusammenhang mit Versorgungssicherheit (ESRS S3 Tz. 8-11)

Risiko- und Chancenbericht → ESG-Risiken/-Chancen¹ (ESRS E1 Tz. 18-19)

Keine Berichterstattung zu ESRS 2 SBM-3 Tz. 48e in 2025, Nutzung der Phase-in Regelung

Allgemeine Informationen → Prozess der Wesentlichkeitsanalyse (ESRS 2 IRO-1 und ESRS G1 Tz. 6)

Klimaschutz → Szenarioanalyse und Klimaresilienz (ESRS E1 Tz. 20-21)

Biodiversität → Management der Auswirkungen, Risiken und Chancen (ESRS E4 Tz. 17 und 19)

Risiko- und Chancenbericht → ESG-Risiken/-Chancen¹ (ESRS 2 IRO-1 Tz. 53c iii. und e sowie im Kontext von ESRS E1 Tz. 20-21)

Allgemeine Informationen → Grundlagen für die Erstellung

Anhang zum Nachhaltigkeitsbericht → Index zum Nachhaltigkeitsbericht

Anhang zum Nachhaltigkeitsbericht → Liste der ESRS-Datenpunkte, die sich aus anderen EU-Rechtsvorschriften ergeben

EU-Taxonomie →

Der Abschnitt „ESG-Risiken/-Chancen“ im **Risiko- und Chancenbericht** → enthält weitere Details zum Ansatz zur Vermeidung wesentlicher Beeinträchtigungen im Sinne des Umweltziels 2 „Anpassung an den Klimawandel“.

Klimaschutz → Dekarbonisierungsstrategie

Klimaschutz → Leitlinien im Zusammenhang mit dem Klimaschutz

Klimaschutz → Maßnahmen

1 Die folgenden Informationen werden mittels Verweis in den Nachhaltigkeitsbericht aufgenommen. Die in diesem Abschnitt enthaltenen ESRS-Angabepflichten werden jeweils in Klammern genannt.



ESRS Angabepflichten

Parameter und Ziele

- E1-4:** Ziele im Zusammenhang mit dem Klimaschutz und der Anpassung an den Klimawandel
- E1-5:** Energieverbrauch und Energiemix
- E1-6:** THG-Bruttoemissionen der Kategorien Scope 1, 2 und 3 sowie THG-Gesamtemissionen
- E1-7:** Abbau von Treibhausgasen und Projekte zur Verringerung von Treibhausgasen, finanziert über CO₂-Gutschriften
- E1-8:** Interne CO₂-Bepreisung
- E1-9:** Erwartete finanzielle Auswirkungen wesentlicher physischer Risiken und Übergangsrisiken sowie potenzielle klimabezogene Chancen

ESRS E4: Biologische Vielfalt und Ökosysteme

Strategie

- E4-1:** Übergangsplan und Berücksichtigung von biologischer Vielfalt und Ökosystemen in Strategie und Geschäftsmodell

Management der Auswirkungen und Chancen

- E4-2:** Konzepte im Zusammenhang mit biologischer Vielfalt und Ökosystemen
- E4-3:** Maßnahmen und Mittel im Zusammenhang mit biologischer Vielfalt und Ökosystemen

Parameter und Ziele

- E4-4:** Ziele im Zusammenhang mit biologischer Vielfalt und Ökosystemen
- E4-5:** Kennzahlen für die Auswirkungen im Zusammenhang mit biologischer Vielfalt und Ökosystemveränderungen
- E4-6:** Erwartete finanzielle Effekte durch Auswirkungen, Risiken und Chancen im Zusammenhang mit biologischer Vielfalt und Ökosystemen

Sozialinformationen

ESRS S1: Eigene Belegschaft

Management der Auswirkungen und Chancen

- S1-1:** Strategien im Zusammenhang mit der eigenen Belegschaft
- S1-2:** Verfahren zur Einbeziehung eigener Arbeitskräfte und von Arbeitnehmervertretern in Bezug auf Auswirkungen
- S1-3:** Verfahren zur Behebung negativer Auswirkungen und Kanäle, über die eigene Arbeitskräfte Bedenken äußern können
- S1-4:** Ergreifung von Maßnahmen in Bezug auf wesentliche Auswirkungen und Ansätze zur Minderung wesentlicher Risiken und zur Nutzung wesentlicher Chancen im Zusammenhang mit der eigenen Belegschaft sowie die Wirksamkeit dieser Maßnahmen und Ansätze

Referenzen, Verweise und Kommentare

- Klimaschutz →** Ziele und Kennzahlen
Strategie und Ziele¹ → (ESRS E1 Tz. 34a)
- Klimaschutz →** Ziele und Kennzahlen
- Klimaschutz →** Ziele und Kennzahlen
Anhang zum Nachhaltigkeitsbericht → Angaben gemäß ESRS E1 Anwendungsanforderung 48
- Klimaschutz →** Ziele und Kennzahlen
- Klimaschutz →** Ziele und Kennzahlen
- Keine Berichterstattung in 2025, Nutzung der Phase-in Regelung

Biodiversität →

Berichterstattung gemäß der Quick-Fix Regelung

Berichterstattung gemäß der Quick-Fix Regelung

Berichterstattung gemäß der Quick-Fix Regelung

Berichterstattung gemäß der Quick-Fix Regelung

Berichterstattung gemäß der Quick-Fix Regelung

Berichterstattung gemäß der Quick-Fix Regelung

Gesundheit und Arbeitssicherheit → Leitlinien im Zusammenhang mit den eigenen Mitarbeitern

Gesundheit und Arbeitssicherheit → Dialog mit der Belegschaft und Beschwerdemechanismen

Gesundheit und Arbeitssicherheit → Dialog mit der Belegschaft und Beschwerdemechanismen

Gesundheit und Arbeitssicherheit → Maßnahmen

¹ Die folgenden Informationen werden mittels Verweis in den Nachhaltigkeitsbericht aufgenommen. Die in diesem Abschnitt enthaltenen ESRS-Angabepflichten werden jeweils in Klammern genannt.



ESRS Angabepflichten

Parameter und Ziele

S1-5: Ziele im Zusammenhang mit der Bewältigung wesentlicher negativer Auswirkungen, der Förderung positiver Auswirkungen und dem Umgang mit wesentlichen Risiken und Chancen

S1-6: Merkmale der Beschäftigten des Unternehmens

S1-14: Parameter für Gesundheitsschutz und Sicherheit

ESRS S3: Betroffene Gemeinschaften

Management der Auswirkungen, Risiken und Chancen

S3-1: Strategien im Zusammenhang mit betroffenen Gemeinschaften

S3-2: Verfahren zur Einbeziehung betroffener Gemeinschaften in Bezug auf Auswirkungen

S3-3: Verfahren zur Behebung negativer Auswirkungen und Kanäle, über die betroffene Gemeinschaften Bedenken äußern können

S3-4: Ergreifung von Maßnahmen in Bezug auf wesentliche Auswirkungen auf betroffene Gemeinschaften und Ansätze zum Management wesentlicher Risiken und zur Nutzung wesentlicher Chancen im Zusammenhang mit betroffenen Gemeinschaften sowie die Wirksamkeit dieser Maßnahmen

Parameter und Ziele

S3-5: Ziele im Zusammenhang mit der Bewältigung wesentlicher negativer Auswirkungen, der Förderung positiver Auswirkungen und dem Umgang mit wesentlichen Risiken und Chancen

Governance-Informationen

ESRS G1: Unternehmenspolitik

Parameter und Ziele

G1-5: Politische Einflussnahme und Lobbytätigkeiten

Unternehmensspezifische Informationen

Bezahlbare Energie

Cybersicherheit

Referenzen, Verweise und Kommentare

Gesundheit und Arbeitssicherheit → Ziele und Kennzahlen

Gesundheit und Arbeitssicherheit → Weitere mitarbeiterbezogene Kennzahlen
Entwicklung der Anzahl der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter im Vorjahresvergleich¹ → (ESRS S1 Tz. 50)

Gesundheit und Arbeitssicherheit → Ziele und Kennzahlen

Versorgungssicherheit → Leitlinien im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit → Einbeziehung betroffener Gemeinschaften

Versorgungssicherheit → Verbesserung negativer Auswirkungen und Kanäle zur Äußerung von Bedenken

Versorgungssicherheit → Maßnahmen

Versorgungssicherheit → Ziele und Kennzahlen

Politischer Dialog →

Politischer Dialog → Ziele und Kennzahlen

Bezahlbare Energie →

Cybersicherheit →

¹ Die folgenden Informationen werden mittels Verweis in den Nachhaltigkeitsbericht aufgenommen. Die in diesem Abschnitt enthaltenen ESRS-Angabepflichten werden jeweils in Klammern genannt.



Liste der ESRS-Datenpunkte, die sich aus anderen EU-Rechtsvorschriften ergeben

Angabepflicht und zugehöriger Datenpunkt	SFDR-Referenz ¹	Säule-3-Referenz ²	Benchmark-Verordnungs-Referenz ³	EU-Klimagesetz-Referenz ⁴	Verweis
ESRS 2 GOV-1 Geschlechtervielfalt in den Leitungs- und Kontrollorganen Absatz 21 Buchstabe d	Indikator Nr. 13 in Anhang 1 Tabelle 1		Delegierte Verordnung (EU) 2020/1816 der Kommission ⁵ , Anhang II		Allgemeine Informationen → Nachhaltigkeit im Fokus der Unternehmensführung
ESRS 2 GOV-1 Prozentsatz der Leitungsorganmitglieder, die unabhängig sind, Absatz 21 Buchstabe e			Delegierte Verordnung (EU) 2020/1816 der Kommission, Anhang II		Allgemeine Informationen → Nachhaltigkeit im Fokus der Unternehmensführung
ESRS 2 GOV-4 Erklärung zur Sorgfaltspflicht Absatz 30	Indikator Nr. 10 in Anhang 1 Tabelle 3				Allgemeine Informationen → Erfüllung unserer Sorgfaltspflicht
ESRS 2 SBM-1 Beteiligung an Aktivitäten im Zusammenhang mit fossilen Brennstoffen Absatz 40 Buchstabe d Ziffer i	Indikator Nr. 4 Tabelle 1 in Anhang 1	Artikel 449a der Verordnung (EU) Nr. 575/2013; Durchführungsverordnung (EU) 2022/2453 der Kommission ⁶ , Tabelle 1: Qualitative Angaben zu Umweltrisiken, und Tabelle 2: Qualitative Angaben zu sozialen Risiken	Delegierte Verordnung (EU) 2020/1816 der Kommission, Anhang II		Allgemeine Informationen → Strategie, Geschäftsmodell und Wertschöpfungskette EU-Taxonomie → Umsatzerlöse
ESRS 2 SBM-1 Beteiligung an Aktivitäten im Zusammenhang mit der Herstellung von Chemikalien Absatz 40 Buchstabe d Ziffer ii	Indikator Nr. 9 in Anhang 1 Tabelle 2		Delegierte Verordnung (EU) 2020/1816 der Kommission, Anhang II		Es besteht im E.ON-Konzern keine Beteiligung an Aktivitäten im Zusammenhang mit der Herstellung von Chemikalien Absatz 40 Buchstabe d Ziffer ii.
ESRS 2 SBM-1 Beteiligung an Tätigkeiten im Zusammenhang mit umstrittenen Waffen Absatz 40 Buchstabe d Ziffer iii	Indikator Nr. 14 in Anhang 1 Tabelle 1		Delegierte Verordnung (EU) 2020/1818 ⁷ , Artikel 12 Absatz 1 Delegierte Verordnung (EU) 2020/1816, Anhang II		Es besteht im E.ON-Konzern keine Beteiligung an Tätigkeiten im Zusammenhang mit umstrittenen Waffen Absatz 40 Buchstabe d Ziffer iii.
ESRS 2 SBM-1 Beteiligung an Aktivitäten im Zusammenhang mit dem Anbau und der Produktion von Tabak Absatz 40 Buchstabe d Ziffer iv			Delegierte Verordnung (EU) 2020/1818, Artikel 12 Absatz 1 Delegierte Verordnung (EU) 2020/1816, Anhang II		Es besteht im E.ON-Konzern keine Beteiligung an Aktivitäten im Zusammenhang mit dem Anbau und der Produktion von Tabak Absatz 40 Buchstabe d Ziffer iv.
ESRS E1-1 Übergangsplan zur Verwirklichung der Klimaneutralität bis 2050 Absatz 14				Verordnung (EU) 2021/1119, Artikel 2 Absatz 1	Klimaschutz → Dekarbonisierungsstrategie
ESRS E1-1 Unternehmen, die von den Paris-abgestimmten Referenzwerten ausgenommen sind Absatz 16 Buchstabe g		Artikel 449a Verordnung (EU) Nr. 575/2013; Durchführungsverordnung (EU) 2022/2453 der Kommission, Meldebogen 1: Anlagebuch – Übergangsrisiko im Zusammenhang mit dem Klimawandel: Kreditqualität der Risikopositionen nach Sektoren, Emissionen und Restlaufzeit	Delegierte Verordnung (EU) 2020/1818, Artikel 12 Absatz 1 Buchstaben d bis g und Artikel 12 Absatz 2		Klimaschutz → Dekarbonisierungsstrategie



Angabepflicht und zugehöriger Datenpunkt	SFDR-Referenz ¹	Säule-3-Referenz ²	Benchmark-Verordnungs-Referenz ³	EU-Klimagesetz-Referenz ⁴	Verweis
ESRS E1-4 THG-Emissionsreduktionsziele Absatz 34	Indikator Nr. 4 in Anhang 1 Tabelle 2	Artikel 449a Verordnung (EU) Nr. 575/2013; Durchführungsverordnung (EU) 2022/2453 der Kommission, Meldebogen 3: Anlagebuch – Übergangsrisiko im Zusammenhang mit dem Klimawandel: Angleichungsparamete	Delegierte Verordnung (EU) 2020/1818, Artikel 6		Klimaschutz → Ziele und Kennzahlen
ESRS E1-5 Energieverbrauch aus fossilen Brennstoffen aufgeschlüsselt nach Quellen (nur klimaintensive Sektoren) Absatz 38	Indikator Nr. 5 in Anhang 1 Tabelle 1 und Indikator Nr. 5 in Anhang 1 Tabelle 2				Klimaschutz → Ziele und Kennzahlen
ESRS E1-5 Energieverbrauch und Energiemix Absatz 37	Indikator Nr. 5 in Anhang 1 Tabelle 1				Klimaschutz → Ziele und Kennzahlen
ESRS E1-5 Energieintensität im Zusammenhang mit Tätigkeiten in klimaintensiven Sektoren Absätze 40 bis 43	Indikator Nr. 6 in Anhang 1 Tabelle 1				Klimaschutz → Ziele und Kennzahlen
ESRS E1-6 THG-Bruttoemissionen der Kategorien Scope 1, 2 und 3 sowie THG-Gesamtemissionen Absatz 44	Indikatoren Nr. 1 und 2 in Anhang 1 Tabelle 1	Artikel 449a Verordnung (EU) Nr. 575/2013; Durchführungsverordnung (EU) 2022/2453 der Kommission, Meldebogen 1: Anlagebuch – Übergangsrisiko im Zusammenhang mit dem Klimawandel: Kreditqualität der Risikopositionen nach Sektoren, Emissionen und Restlaufzeit	Delegierte Verordnung (EU) 2020/1818, Artikel 5 Absatz 1, Artikel 6 und Artikel 8 Absatz 1		Klimaschutz → Ziele und Kennzahlen Anhang zum Nachhaltigkeitsbericht → Angaben gemäß ESRS E1 Anwendungsanforderung 48
ESRS E1-6 Intensität der THG-Bruttoemissionen Absätze 53 bis 55	Indikator Nr. 3 Tabelle 1 in Anhang 1	Artikel 449a der Verordnung (EU) Nr. 575/2013; Durchführungsverordnung (EU) 2022/2453 der Kommission, Meldebogen 3: Anlagebuch – Übergangsrisiko im Zusammenhang mit dem Klimawandel: Angleichungsparameter	Delegierte Verordnung (EU) 2020/1818, Artikel 8 Absatz 1		Klimaschutz → Ziele und Kennzahlen
ESRS E1-7 Abbau von Treibhausgasen und CO ₂ -Gutschriften Absatz 56				Verordnung (EU) 2021/1119, Artikel 2 Absatz 1	Klimaschutz → Ziele und Kennzahlen
ESRS E1-9 Risikoposition des Referenzwert-Portfolios gegenüber klimabezogenen physischen Risiken Absatz 66			Delegierte Verordnung (EU) 2020/1818, Anhang II Delegierte Verordnung (EU) 2020/1816, Anhang II		Keine Berichterstattung in 2025, Nutzung der Phase-in Regelung



Angabepflicht und zugehöriger Datenpunkt	SFDR-Referenz ¹	Säule-3-Referenz ²	Benchmark-Verordnungs-Referenz ³	EU-Klimagesetz-Referenz ⁴	Verweis
ESRS E1-9 Aufschlüsselung der Geldbeträge nach akutem und chronischem physischem Risiko Absatz 66 Buchstabe a ESRS E1-9 Ort, an dem sich erhebliche Vermögenswerte mit wesentlichem physischen Risiko befinden Absatz 66 Buchstabe c.		Artikel 449a der Verordnung (EU) Nr. 575/2013; Durchführungsverordnung (EU) 2022/2453 der Kommission, Absätze 46 und 47; Meldebogen 5: Anlagebuch – Physisches Risiko im Zusammenhang mit dem Klimawandel: Risikopositionen mit physischem Risiko.			Keine Berichterstattung in 2025, Nutzung der Phase-in Regelung
ESRS E1-9 Aufschlüsselungen des Buchwerts seiner Immobilien nach Energieeffizienzklassen Absatz 67 Buchstabe c.		Artikel 449a der Verordnung (EU) Nr. 575/2013; Durchführungsverordnung (EU) 2022/2453 der Kommission, Absatz 34; Meldebogen 2: Anlagebuch – Übergangsrisiko im Zusammenhang mit dem Klimawandel: Durch Immobilien besicherte Darlehen – Energieeffizienz der Sicherheiten			Keine Berichterstattung in 2025, Nutzung der Phase-in Regelung
ESRS E1-9 Grad der Exposition des Portfolios gegenüber klimabezogenen Chancen Absatz 69			Delegierte Verordnung (EU) 2020/1818 der Kommission, Anhang II		Keine Berichterstattung in 2025, Nutzung der Phase-in Regelung
ESRS E2-4 Menge jedes in Anhang II der E-PRTR-Verordnung (Europäisches Schadstofffreisetzungs- und -verbringungs-register) aufgeführten Schadstoffs, der in Luft, Wasser und Boden emittiert wird, Absatz 28	Indikator Nr. 8 in Anhang 1 Tabelle 1 Indikator Nr. 2 in Anhang 1 Tabelle 2 Indikator Nr. 1 in Anhang 1 Tabelle 2 Indikator Nr. 3 in Anhang 1 Tabelle 2				ESRS E2 wurde nicht als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS E2-4 werden daher nicht berichtet.
ESRS E3-1 Wasser- und Meeresressourcen Absatz 9	Indikator Nr. 7 in Anhang 1 Tabelle 2				ESRS E3 wurde nicht als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS E3-1 werden daher nicht berichtet.
ESRS E3-1 Spezielle Strategie Absatz 13	Indikator Nr. 8 in Anhang 1 Tabelle 2				ESRS E3 wurde nicht als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS E3-1 werden daher nicht berichtet.
ESRS E3-1 Nachhaltige Ozeane und Meere Absatz 14	Indikator Nr. 12 in Anhang 1 Tabelle 2				ESRS E3 wurde nicht als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS E3-1 werden daher nicht berichtet.
ESRS E3-4 Gesamtmenge des zurückgewonnenen und wiederverwendeten Wassers Absatz 28 Buchstabe c	Indikator Nr. 6,2 in Anhang 1 Tabelle 2				ESRS E3 wurde nicht als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS E3-4 werden daher nicht berichtet.
ESRS E3-4 Gesamtwasserverbrauch in m ³ je Nettoeinnahme aus eigenen Tätigkeiten Absatz 29	Indikator Nr. 6,1 in Anhang 1 Tabelle 2				ESRS E3 wurde nicht als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS E3-4 werden daher nicht berichtet.
ESRS 2 – SBM-3 – E4 Absatz 16 Buchstabe a Ziffer i	Indikator Nr. 7 in Anhang 1 Tabelle 1				Berichterstattung gemäß der Quick-Fix Regelung



Angabepflicht und zugehöriger Datenpunkt	SFDR-Referenz ¹	Säule-3-Referenz ²	Benchmark-Verordnungs-Referenz ³	EU-Klimagesetz-Referenz ⁴	Verweis
ESRS 2 – SBM-3 – E4 Absatz 16 Buchstabe b	Indikator Nr. 10 in Anhang 1 Tabelle 2				Berichterstattung gemäß der Quick-Fix Regelung
ESRS 2 – SBM-3 – E4 Absatz 16 Buchstabe c	Indikator Nr. 14 in Anhang 1 Tabelle 2				Berichterstattung gemäß der Quick-Fix Regelung
ESRS E4-2 Nachhaltige Verfahren oder Strategien im Bereich Landnutzung und Landwirtschaft Absatz 24 Buchstabe b	Indikator Nr. 11 in Anhang 1 Tabelle 2				Berichterstattung gemäß der Quick-Fix Regelung
ESRS E4-2 Nachhaltige Verfahren oder Strategien im Bereich Ozeane/Meere Absatz 24 Buchstabe c	Indikator Nr. 12 in Anhang 1 Tabelle 2				ESRS E4 wurde nur in Bezug auf Landnutzung als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS E4-2 Absatz 24 Buchstabe c werden daher nicht berichtet.
ESRS E4-2 Strategien zur Bekämpfung der Entwaldung Absatz 24 Buchstabe d	Indikator Nr. 15 in Anhang 1 Tabelle 2				ESRS E4 wurde nur in Bezug auf Landnutzung als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS E4-2 Absatz 24 Buchstabe c werden daher nicht berichtet.
ESRS E5-5 Nicht recycelte Abfälle Absatz 37 Buchstabe d	Indikator Nr. 13 in Anhang 1 Tabelle 2				ESRS E5 wurde nicht als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS E5-5 werden daher nicht berichtet.
ESRS E5-5 Gefährliche und radioaktive Abfälle Absatz 39	Indikator Nr. 9 in Anhang 1 Tabelle 1				ESRS E5 wurde nicht als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS E5-5 werden daher nicht berichtet.
ESRS 2 SBM3 – S1 Risiko von Zwangsarbeit Absatz 14 Buchstabe f	Indikator Nr. 13 in Anhang I Tabelle 3				ESRS S1 nur in Bezug auf Arbeitssicherheit als wesentlich bewertet; Angaben gemäß S1 Absatz 14 Buchstabe f werden daher nicht berichtet,
ESRS 2 SBM3 – S1 Risiko von Kinderarbeit Absatz 14 Buchstabe g	Indikator Nr. 12 in Anhang I Tabelle 3				ESRS S1 nur in Bezug auf Arbeitssicherheit als wesentlich bewertet; Angaben gemäß S1 Absatz 14 Buchstabe g werden daher nicht berichtet,
ESRS S1-1 Verpflichtungen im Bereich der Menschenrechtspolitik Absatz 20	Indikator Nr. 9 in Anhang I Tabelle 3 und Indikator Nr. 11 in Anhang I Tabelle 1				ESRS S1 nur in Bezug auf Arbeitssicherheit als wesentlich bewertet; Gesundheit und Arbeitssicherheit → Leitlinien im Zusammenhang mit den eigenen Mitarbeitern



Angabepflicht und zugehöriger Datenpunkt	SFDR-Referenz ¹	Säule-3-Referenz ²	Benchmark-Verordnungs-Referenz ³	EU-Klimagesetz-Referenz ⁴	Verweis
ESRS S1-1 Vorschriften zur Sorgfaltsprüfung in Bezug auf Fragen, die in den grundlegenden Konventionen 1 bis 8 der Internationalen Arbeitsorganisation behandelt werden, Absatz 21			Delegierte Verordnung (EU) 2020/1816 der Kommission, Anhang II		ESRS S1 nur in Bezug auf Arbeitssicherheit als wesentlich bewertet; Gesundheit und Arbeitssicherheit → Leitlinien im Zusammenhang mit den eigenen Mitarbeitern
ESRS S1-1 Verfahren und Maßnahmen zur Bekämpfung des Menschenhandels Absatz 22	Indikator Nr. 11 in Anhang I Tabelle 3				ESRS S1 nur in Bezug auf Arbeitssicherheit als wesentlich bewertet; Angaben gemäß ESRS S1-1 Absatz 22 werden daher nicht berichtet,
ESRS S1-1 Strategie oder ein Managementsystem in Bezug auf die Verhütung von Arbeitsunfällen Absatz 23	Indikator Nr. 1 in Anhang I Tabelle 3				Gesundheit und Arbeitssicherheit → Leitlinien im Zusammenhang mit den eigenen Mitarbeitern
ESRS S1-3 Bearbeitung von Beschwerden Absatz 32 Buchstabe c	Indikator Nr. 5 in Anhang I Tabelle 3				Gesundheit und Arbeitssicherheit → Dialog mit der Belegschaft und Beschwerdemechanismen
ESRS S1-14 Zahl der Todesfälle und Zahl und Quote der Arbeitsunfälle Absatz 88 Buchstaben b und c	Indikator Nr. 2 in Anhang I Tabelle 3		Delegierte Verordnung (EU) 2020/1816 der Kommission, Anhang II		Gesundheit und Arbeitssicherheit → Ziele und Kennzahlen
ESRS S1-14 Anzahl der durch Verletzungen, Unfälle, Todesfälle oder Krankheiten bedingten Ausfalltage Absatz 88 Buchstabe e	Indikator Nr. 3 in Anhang I Tabelle 3				Gesundheit und Arbeitssicherheit → Ziele und Kennzahlen
ESRS S1-16 Unbereinigtes geschlechtsspezifisches Verdienstgefälle Absatz 97 Buchstabe a	Indikator Nr. 12 in Anhang I Tabelle 1		Delegierte Verordnung (EU) 2020/1816 der Kommission, Anhang II		ESRS S1 nur in Bezug auf Arbeitssicherheit als wesentlich bewertet; Angaben gemäß ESRS S1-16 werden daher nicht berichtet,
ESRS S1-16 Überhöhte Vergütung von Mitgliedern der Leitungsorgane Absatz 97 Buchstabe b	Indikator Nr. 8 in Anhang I Tabelle 3				ESRS S1 nur in Bezug auf Arbeitssicherheit als wesentlich bewertet; Angaben gemäß ESRS S1-16 werden daher nicht berichtet,
ESRS S1-17 Fälle von Diskriminierung Absatz 103 Buchstabe a	Indikator Nr. 7 in Anhang I Tabelle 3				ESRS S1 nur in Bezug auf Arbeitssicherheit als wesentlich bewertet; Angaben gemäß ESRS S1-17 werden daher nicht berichtet,
ESRS S1-17 Nichteinhaltung der Leitprinzipien der Vereinten Nationen für Wirtschaft und Menschenrechte und der OECD- Leitlinien Absatz 104 Buchstabe a	Indikator Nr. 10 in Anhang I Tabelle 1 und Indikator Nr. 14 in Anhang I Tabelle 3		Delegierte Verordnung (EU) 2020/1816, Anhang II Delegierte Verordnung (EU) 2020/1818 Artikel 12 Absatz 1		ESRS S1 nur in Bezug auf Arbeitssicherheit als wesentlich bewertet; Angaben gemäß ESRS S1-17 werden daher nicht berichtet,



Angabepflicht und zugehöriger Datenpunkt	SFDR-Referenz ¹	Säule-3-Referenz ²	Benchmark-Verordnungs-Referenz ³	EU-Klimagesetz-Referenz ⁴	Verweis
ESRS 2 SBM3 – S2 Erhebliches Risiko von Kinderarbeit oder Zwangsarbeit in der Wertschöpfungskette Absatz 11 Buchstabe b	Indikatoren Nr. 12 und 13 in Anhang I Tabelle 3				ESRS S2 wurde nicht als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS S2 Absatz 11 Buchstabe b werden daher nicht berichtet.
ESRS S2-1 Verpflichtungen im Bereich der Menschenrechtspolitik Absatz 17	Indikator Nr. 9 in Anhang 1 Tabelle 3 und Indikator Nr. 11 in Anhang 1 Tabelle 1				ESRS S2 wurde nicht als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS S2-1 werden daher nicht berichtet.
ESRS S2-1 Konzepte im Zusammenhang mit Arbeitskräften in der Wertschöpfungskette Absatz 18	Indikatoren Nr. 11 und 4 in Anhang 1 Tabelle 3				ESRS S2 wurde nicht als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS S2-1 werden daher nicht berichtet.
ESRS S2-1 Nichteinhaltung der Leitprinzipien der Vereinten Nationen für Wirtschaft und Menschenrechte und der OECD- Leitlinien Absatz 19	Indikator Nr. 10 in Anhang 1 Tabelle 1		Delegierte Verordnung (EU) 2020/1816, Anhang II Delegierte Verordnung (EU) 2020/1818 Artikel 12 Absatz 1		ESRS S2 wurde nicht als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS S2-1 werden daher nicht berichtet.
ESRS S2-1 Vorschriften zur Sorgfaltsprüfung in Bezug auf Fragen, die in den grundlegenden Konventionen 1 bis 8 der Internationalen Arbeitsorganisation behandelt werden, Absatz 19			Delegierte Verordnung (EU) 2020/1816 der Kommission, Anhang II		ESRS S2 wurde nicht als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS S2-1 werden daher nicht berichtet.
ESRS S2-4 Probleme und Vorfälle im Zusammenhang mit Menschenrechten innerhalb der vor- und nachgelagerten Wertschöpfungskette Absatz 36	Indikator Nr. 14 in Anhang 1 Tabelle 3				ESRS S2 wurde nicht als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS S2-4 werden daher nicht berichtet.
ESRS S3-1 Verpflichtungen im Bereich der Menschenrechte Absatz 16	Indikator Nr. 9 in Anhang 1 Tabelle 3 und Indikator Nr. 11 in Anhang 1 Tabelle 1				ESRS S3 nur in Bezug auf das Thema „Versorgungssicherheit“ als wesentlich bewertet; Angaben gemäß ESRS S3-1 Verpflichtungen im Bereich der Menschenrechte werden daher nicht berichtet.
ESRS S3-1 Nichteinhaltung der Leitprinzipien der Vereinten Nationen für Wirtschaft und Menschenrechte und der OECD-Leitlinien Absatz 17	Indikator Nr. 10 in Anhang 1 Tabelle 1		Delegierte Verordnung (EU) 2020/1816, Anhang II Delegierte Verordnung (EU) 2020/1818 Artikel 12 Absatz 1		ESRS S3 nur in Bezug auf das Thema „Versorgungssicherheit“ als wesentlich bewertet; Angaben gemäß ESRS S3-1 Nichteinhaltung der Leitprinzipien der Vereinten Nationen für Wirtschaft und Menschenrechte und der OECD-Leitlinien werden daher nicht berichtet.
ESRS S3-4 Probleme und Vorfälle im Zusammenhang mit Menschenrechten Absatz 36	Indikator Nr. 14 in Anhang 1 Tabelle 3				ESRS S3 nur in Bezug auf das Thema „Versorgungssicherheit“ als wesentlich bewertet; Angaben gemäß ESRS S3-4 Problemen und Vorfällen im Zusammenhang mit Menschenrechten werden daher nicht berichtet.



Angabepflicht und zugehöriger Datenpunkt	SFDR-Referenz ¹	Säule-3-Referenz ²	Benchmark-Verordnungs-Referenz ³	EU-Klimagesetz-Referenz ⁴	Verweis
ESRS S4-1 Strategien im Zusammenhang mit Verbrauchern und Endnutzern Absatz 16	Indikator Nr. 9 in Anhang 1 Tabelle 3 und Indikator Nr. 11 in Anhang 1 Tabelle 1				ESRS S4 wurde nicht als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS S4-1 werden daher nicht berichtet.
ESRS S4-1 Nichteinhaltung der Leitprinzipien der Vereinten Nationen für Wirtschaft und Menschenrechte und der OECD-Leitlinien Absatz 17	Indikator Nr. 10 in Anhang 1 Tabelle 1		Delegierte Verordnung (EU) 2020/1816, Anhang II Delegierte Verordnung (EU) 2020/1818 Artikel 12 Absatz 1		ESRS S4 wurde nicht als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS S4-1 werden daher nicht berichtet.
ESRS S4-4 Probleme und Vorfälle im Zusammenhang mit Menschenrechten Absatz 35	Indikator Nr. 14 in Anhang 1 Tabelle 3				ESRS S4 wurde nicht als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS S4-4 werden daher nicht berichtet.
ESRS G1-1 Übereinkommen der Vereinten Nationen gegen Korruption Absatz 10 Buchstabe b	Indikator Nr. 15 in Anhang 1 Tabelle 3				ESRS G1-1 wurde nicht als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS G1-1 werden daher nicht berichtet.
ESRS G1-1 Schutz von Hinweisgebern (Whistleblowers) Absatz 10 Buchstabe d	Indikator Nr. 6 in Anhang 1 Tabelle 3				ESRS G1-1 wurde nicht als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS G1-1 werden daher nicht berichtet.
ESRS G1-4 Geldstrafen für Verstöße gegen Korruptions- und Bestechungsvorschriften Absatz 24 Buchstabe a	Indikator Nr. 17 in Anhang 1 Tabelle 3		Delegierte Verordnung (EU) 2020/1816 der Kommission, Anhang II		ESRS G1-4 wurde nicht als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS G1-4 werden daher nicht berichtet.
ESRS G1-4 Standards zur Bekämpfung von Korruption und Bestechung Absatz 24 Buchstabe b	Indikator Nr. 16 in Anhang 1 Tabelle 3				ESRS G1-4 wurde nicht als wesentlich bewertet. Angaben gemäß ESRS G1-4 werden daher nicht berichtet.

1 Verordnung (EU) 2019/2088 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. November 2019 über nachhaltigkeitsbezogene Offenlegungspflichten im Finanzdienstleistungssektor (ABl. L 317 vom 9.12.2019, S. 1).

2 Verordnung (EU) Nr. 575/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2013 über Aufsichtsanforderungen an Kreditinstitute und Wertpapierfirmen und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 648/2012 (Eigenmittelverordnung) (ABl. L 176 vom 27.6.2013, S. 1).

3 Verordnung (EU) 2016/1011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Juni 2016 über Indizes, die bei Finanzinstrumenten und Finanzkontrakten als Referenzwert oder zur Messung der Wertentwicklung eines Investmentfonds verwendet werden, und zur Änderung der Richtlinien 2008/48/EG und 2014/17/EU sowie der Verordnung (EU) Nr. 596/2014 (ABl. L 171 vom 29.6.2016, S. 1).

4 Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz“) (ABl. L 243 vom 9.7.2021, S. 1).

5 Delegierte Verordnung (EU) 2020/1816 der Kommission vom 17. Juli 2020 zur Ergänzung der Verordnung (EU) 2016/1011 des Europäischen Parlaments und des Rates hinsichtlich der Erläuterung in der Referenzwert-Erklärung, wie Umwelt-, Sozial- und Governance-Faktoren in den einzelnen Referenzwerten, die zur Verfügung gestellt und veröffentlicht werden, berücksichtigt werden (ABl. L 406 vom 3.12.2020, S. 1).

6 Durchführungsverordnung (EU) 2022/2453 der Kommission vom 30. November 2022 zur Änderung der in der Durchführungsverordnung (EU) 2021/637 festgelegten technischen Durchführungsstandards im Hinblick auf die Offenlegung der Umwelt-, Sozial- und Unternehmensführungsrisiken (ABl. L 324 vom 19.12.2022, S. 1).

7 Delegierte Verordnung (EU) 2020/1818 der Kommission vom 17. Juli 2020 zur Ergänzung der Verordnung (EU) 2016/1011 des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf Mindeststandards für EU-Referenzwerte für den klimabedingten Wandel und für Paris-abgestimmte EU-Referenzwerte (ABl. L 406 vom 3.12.2020, S. 17).

Angaben gemäß ESRS E1 Anwendungsanforderung 48

Treibhausgasemissionen	Rückblickend				Etappenziele und Zieljahre				
	2025	2024	Veränderung (%)	2019 (Basisjahr)	2025	2030	2040	2050	Jährlich % des Ziels/Basisjahr
Gesamt CO₂-Äquivalente in Mio Tonnen									
Scope 1									
Scope-1-Emissionen	1,86	1,98	-6%	3,98	– ³	– ⁴	– ⁴	–	– ³
Anteil aus regulierten Emissionshandelssystemen (in %)	81	84 ⁸	-4%	–	–	–	–	–	–
Scope 2									
Scope 2 Gesamt (standortbasiert)	3,35	3,66	-9%	4,82	– ³	– ⁴	– ⁴	–	– ³
Scope 2 Gesamt (marktbasiert)	6,54	6,41	2%	5,73	– ³	– ^{4, 5}	– ^{4, 5}	–	– ³
Gesamt Scope 1 + 2 (standortbasiert)	5,21	5,64	-8%	8,80	–³	3,45⁶	<0,69⁶		–³
Scope 3									
Scope 3 Gesamt (standortbasiert)	58,93	64,97	-9%	120,27	– ³	<60,14	–	<12,03 ⁷	– ³
Extern bezogener, an Endkunden verkaufter Strom (standortbasiert) ¹	28,03	33,08	-15%	70,78	– ³	– ⁴	–	– ⁴	– ³
Verbrauch verkauften Erdgases bei Endkunden ²	26,74	27,84	-4%	44,30	– ³	– ⁴	–	– ⁴	– ³
Scope 3-Kategorien mit geringem Einfluss	4,16	4,05	3%	5,19	–	– ⁴	–	– ⁴	– ³
Gesamt Scope 1 – 3 (standortbasiert)	64,14	70,61	-9%	129,07	–³	–⁴	–	–⁴	–³

1 Entspricht der Scope 3-Kategorie Tätigkeiten in Zusammenhang mit Brennstoffen und Energie.

2 Entspricht der Scope 3-Kategorie Verwendung verkaufter Produkte.

3 E.ONs Klimaziele beziehen sich auf die Jahre 2030, 2040 und 2050, entsprechend sind keine weiteren Angaben erforderlich.

4 E.ON hat Klimaziele bezogen auf die Summe der Scope 1- und 2-Emissionen sowie für die Summe wesentlicher Scope 3-Emissionen.

5 E.ONs Klimaziele beziehen sich auf die standortbasierten Emissionen.

6 Absoluter Zielwert des Ziels wurde angepasst aufgrund eines Rückgangs der Scope 1-Emissionen durch eine genauere Methode zur Berechnung der flüchtigen Emissionen im Zusammenhang mit unseren Gasverteilnetzen.

7 Ziel entspricht 10 Prozent des Basisjahres.

8 Vorjahreswert wurde angepasst.



Internes Kontrollsystem

Die folgenden Angaben zum internen Kontrollsystem im Hinblick auf den Konzernrechnungslegungsprozess werden gemäß § 289 Absatz 4 beziehungsweise § 315 Absatz 4 des Handelsgesetzbuches (HGB) vorgenommen.

Allgemeine Grundlagen

Der E.ON-Konzernabschluss wird in Anwendung von § 315e Absatz 1 HGB unter Beachtung der International Financial Reporting Standards (IFRS) und der Interpretationen des IFRS Interpretations Committee (IFRIC) aufgestellt, die bis zum Ende der Berichtsperiode von der Europäischen Kommission für die Anwendung in der EU übernommen wurden und zum Bilanzstichtag verpflichtend anzuwenden sind (siehe **Textziffer 1** → im Konzernanhang). Berichtspflichtige Segmente im Sinne der IFRS sind die Geschäftsfelder Energy Networks (Deutschland, Schweden, Zentral-Osteuropa und Süd-Osteuropa), Energy Infrastructure Solutions (EIS) und Energy Retail (Deutschland, Großbritannien, Niederlande und Sonstige) sowie Corporate Functions/Other.

Der Jahresabschluss der E.ON SE ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches, der SE-Verordnung in Verbindung mit dem Aktiengesetz (AktG) und des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) aufgestellt.

E.ON erstellt einen zusammengefassten Lagebericht, der sowohl für den E.ON-Konzern als auch für die E.ON SE gilt.

Organisation der Rechnungslegung

Für die in den Konzernabschluss einbezogenen Gesellschaften gilt eine einheitliche Richtlinie zur Bilanzierung und Berichterstattung für die Konzernjahres- und -quartalsabschlüsse. Diese beschreibt die anzuwendenden Bilanzierungs- und Bewertungsgrundsätze in Übereinstimmung mit den IFRS und erläutert zusätzlich für unser Unternehmen typische Rechnungslegungsvorschriften, wie zum Beispiel zu den Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich, zur Behandlung von Finanzinstrumenten, zur Behandlung regulatorischer Verpflichtungen, und Abgrenzungen von Umsatzerlösen. Änderungen der Gesetze oder Rechnungslegungsstandards und sonstige wichtige Verlautbarungen werden regelmäßig

hinsichtlich ihrer Relevanz und ihrer Auswirkungen auf den Konzernabschluss analysiert und soweit erforderlich in den Richtlinien und Systemen berücksichtigt.

Die konzernweiten Rollen und Verantwortlichkeiten im Prozess der Jahres- und Konzernabschlusserstellung sind in einer Konzernrichtlinie beschrieben und werden von der Konzernleitung festgelegt.

Die Konzerngesellschaften sind verantwortlich für die ordnungsgemäße und zeitgerechte Erstellung ihrer Abschlüsse. Dabei werden sie größtenteils von den Business Service Centern in Regensburg, Deutschland, und in Cluj, Rumänien, unterstützt. Die Abschlüsse der in den Konsolidierungskreis einbezogenen Tochterunternehmen werden zentral bei der E.ON SE mithilfe einer Standard-Konsolidierungssoftware zum Konzernabschluss zusammengefasst. Die Konsolidierungsaktivitäten sowie die Überwachung der zeitlichen, prozessualen und inhaltlichen Vorgaben liegen in der Verantwortung des Konzernrechnungswesens. Dabei werden neben der Überwachung systemseitiger Kontrollen auch manuelle Prüfungen durchgeführt.

Weitere Informationen mit Relevanz für die Rechnungslegung und Abschlusserstellung werden im Rahmen der Abschlussprozesse qualitativ und quantitativ zusammengetragen. Darüber hinaus werden wichtige Informationen regelmäßig in festgelegten Prozessen mit allen maßgeblichen Fachbereichen diskutiert und zur Sicherstellung der Vollständigkeit im Rahmen der Qualitätssicherung erfasst.

Der Jahresabschluss der E.ON SE wird mithilfe einer SAP-Software erstellt. Die laufende Buchhaltung und die Erstellung des Jahresabschlusses sind in funktionale Prozessschritte gegliedert. Die buchhalterischen Tätigkeiten sind zu einem großen Teil in E.ONs Business Service Center ausgelagert. Die Verantwortung für die Prozesse im Zusammenhang mit den Nebenbüchern und einigen Bankaktivitäten liegt vor allem in Cluj und für die Prozesse in Bezug auf die Hauptbücher insbesondere in Regensburg. In alle Prozesse sind entweder automatisierte oder manuelle Kontrollen integriert. Die organisatorischen Regelungen stellen sicher, dass alle Geschäftsvorfälle und die Jahresabschlusserstellung vollständig, zeitnah, richtig und periodengerecht erfasst, verarbeitet und dokumentiert werden. Unter Berücksichtigung erforderlicher IFRS-Anpassungsbuchungen werden die relevanten Daten aus dem Einzelabschluss der E.ON SE mit SAP-gestützter Übertragungstechnik in das Konzern-Konsolidierungssystem übergeben.



Die nachfolgenden Erläuterungen zum internen Kontrollsystem (IKS) und zu den allgemeinen IT-Kontrollen gelten gleichermaßen für den Konzern- wie für den Einzelabschluss.

IKS-Rahmenwerk¹⁸

Das IKS-Rahmenwerk und der IKS-Jahresprozess sollen wesentliche Falschdarstellungen in den Abschlüssen, im zusammengefassten Lagebericht, im Halbjahresfinanzbericht, in den Quartalsmitteilungen sowie der ESG-Berichterstattung aufgrund von Fehlern oder doloser Handlungen mit hinreichender Sicherheit verhindern. Es dient zudem der Sicherung der Einhaltung maßgeblicher interner und externer Regularien sowie der Sicherung der Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit der Geschäftstätigkeit. Das Management jeder Einheit im E.ON-Konzern ist rechtlich für die Implementierung und Aufrechterhaltung eines angemessenen und wirksamen internen Kontrollsystems (IKS) verantwortlich. Die Erklärung zur Unternehmensführung ist auf der E.ON-Website www.eon.com im Bereich Corporate Governance unter „Unternehmensführung“ zu finden. Die IKS-Abteilung von Corporate Audit ist für die Überwachung und Koordination des IKS-Prozesses verantwortlich, um so ein effektives internes Kontrollsystem innerhalb des E.ON-Konzerns zu gewährleisten. Dazu stellt die IKS-Abteilung von Corporate Audit das IKS-Rahmenwerk und die einzusetzenden Tools zur Verfügung. Jeder Einheit, die aufgrund ihrer Bedeutung für den Konzern Gegenstand des internen Kontrollsystems ist, wird ein IKS-Business-Partner (IKS-BP) zugeordnet. Der IKS-BP ist für die Koordinierung und Überwachung der lokalen IKS-Aktivitäten zuständig und berät und unterstützt das Management bei der Umsetzung eines effektiven internen Kontrollsystems. Die Verantwortung für die Angemessenheit und Effektivität des implementierten IKS verbleibt bei der Geschäftsführung der Einheit. Das IKS-BP-System stellt für den E.ON-Konzern ein einheitliches Vorgehen, eine effiziente Zusammenarbeit sowie einen kontinuierlichen Verbesserungsprozess durch einen intensiven Austausch zwischen den Konzerngesellschaften sicher.

IKS-Rahmenwerk bei E.ON

E.ONs internes Kontrollsystem basiert auf dem weltweit anerkannten COSO-Rahmenwerk (COSO: The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) in der Version von Mai 2013.

Ein wichtiger Bestandteil des internen Kontrollsystems ist der Katalog der IKS-Prinzipien, welche die Mindestanforderungen für ein funktionierendes internes Kontrollsystem darstellen. Diese umfassen sowohl übergeordnete Grundsätze – zum Beispiel hinsichtlich Autorisierung, Funktionstrennung, Stammdatenpflege – als auch spezifische Anforderungen zur Abdeckung von potenziellen Risiken in verschiedenen Themenkomplexen und Prozessen, wie zum Beispiel Dienstleistersteuerung, Projektabwicklung, Rechnungsprüfung, Zahlungsverkehr oder ESG-Berichterstattung. Alle vollkonsolidierten Gesellschaften sowie alle in Mehrheitsbesitz von E.ON stehenden Einheiten unterliegen den IKS-Prinzipien.

Neben der Umsetzung der IKS-Prinzipien müssen Einheiten, die für den E.ON-Konzernabschluss von besonderer Bedeutung sind, auch für bestimmte Prozesse eine Reihe von zusätzlichen IKS-Anforderungen erfüllen. Diese Anforderungen beziehen sich auf die Dokumentation und Bewertung der relevanten Prozesse und Kontrollen – das IKS-Modell – sowie die Berichterstattung an Corporate Audit. Das IKS-Modell definiert mögliche Risiken für die Finanzberichterstattung, einschließlich der ESG-Berichterstattung, für die Compliance zu maßgeblichen internen und externen Regularien sowie im Hinblick auf die Erreichung operativer Ziele in den betrieblichen Funktionsbereichen und dient als Kontrollliste und Orientierungshilfe bei der Einrichtung von internen Kontrollen, deren Dokumentation und Implementierung.

Im E.ON-Konzern werden IT- und Digitaldienstleistungen von der funktional geführten Digital-Organisation wie auch von externen Dienstleistern erbracht. IT-Systeme mit Rechnungslegungsbezug sowie IT-Systeme, welche für die ESG-Berichterstattung relevant sind, unterliegen dem Regelungsrahmen des internen Kontrollsystems, das die allgemeinen IT-Kontrollen umfasst. Hierzu gehören Zugangs- und Zugriffskontrollen, Funktionstrennungen, Verarbeitungskontrollen, Schutzmaßnahmen gegen die beabsichtigte und unbeabsichtigte Verfälschung von Programmen, Daten und Dokumenten sowie Kontrollen der Dienstleistersteuerung.

In einem jährlich durchgeführten Prozess wird anhand von qualitativen Kriterien und quantitativen Wesentlichkeitsaspekten, zum Beispiel Umsatzerlösen, festgelegt, welche Prozesse und Kontrollen von welchen Konzerneinheiten dokumentiert und bewertet werden müssen.

Die Einheiten im Geltungsbereich nutzen hierfür ein zentrales ICS-Dokumentationssystem.

Auch für den Nachhaltigkeitsbericht als Bestandteil der ESG-Berichterstattung gelten das E.ON-IKS-Rahmenwerk und der E.ON-IKS-Jahresprozess.

¹⁸ Dieser Abschnitt ist auch Bestandteil des Nachhaltigkeitsberichts. Es sind Angaben zu der ESRS-Angabepflicht ESRS 2 GOV-5 enthalten.



Managementbewertung (Self-Assessment) und Kontrolltests

Nachdem die Prozesse und Kontrollen in den Konzerneinheiten dokumentiert worden sind, führen die Prozessverantwortlichen jährlich eine Bewertung des Designs und der operativen Wirksamkeit der in den Prozessen integrierten Kontrollen sowie der IKS-Prinzipien durch (sogenanntes Management Self-Assessment). In ausgewählten Risikobereichen wird diese Bewertung durch Tests der Kontrolleffektivität unterstützt. Der methodische Rahmen wird hierbei von der IKS-Abteilung von Corporate Audit vorgegeben und die Tests von den Prozessverantwortlichen oder den von ihnen benannten Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern durchgeführt.

Die Effektivität der internen Kontrollen ist darüber hinaus Gegenstand der Prüfungen der internen Revision. Die Prüfungen erfolgen dabei im Rahmen einer risikoorientierten Prüfungsplanung. Identifizierte Schwachstellen werden an die betroffenen Gesellschaften berichtet.

Zudem erfolgt im Rahmen der Konzernabschlussprüfung eine Prüfung der konzernabschlussrelevanten allgemeinen IT-Kontrollen des E.ON-Konzerns. Bei den zentralen Buchhaltungsdienstleistern in Regensburg und Cluj, im Personaldienstleistungszentrum in Deutschland (E.ON Country Hub Germany GmbH) sowie in der Pensionsdienstleistungsgesellschaft in Deutschland (Energie Pensions-Management GmbH) erfolgt eine Prüfung ausgewählter Kontrollen im Rahmen von ISAE 3402 Prüfungen. Außerdem erfolgt im Rahmen der Prüfung des Nachhaltigkeitsberichts eine Prüfung ausgewählter Kontrollen der ESG-Berichterstattung des E.ON-Konzerns.

Die Ergebnisse der Managementbewertung sowie der Prüfungen fließen in den Jahresbericht zur Effektivität des internen Kontrollsystems der lokalen Gesellschaften sowie der gesamten E.ON-Gruppe ein und werden den lokalen Vorständen sowie dem Vorstand der E.ON SE berichtet. Die berichteten IKS-Schwachstellen sind durch die Gesellschaften zu mitigieren. Die Behebung wird durch Corporate Audit nachverfolgt.

Freizeichnungsprozess

Auf Basis der eigenen Bewertung und der Prüfungsfeststellungen aus internen und externen Prüfungen führt das jeweilige Management die finale Freizeichnung durch. Der interne Beurteilungsprozess wird mit einer formalen schriftlichen Bestätigung (Freizeichnung) der Wirksamkeit des internen Kontrollsystems abgeschlossen. Der Freizeichnungsprozess wird auf allen Ebenen der Konzerngesellschaften durchgeführt, bevor dieser final durch die E.ON SE für den gesamten Konzern abgeschlossen wird. Die Freizeichnung für den E.ON-Konzern wird durch den Vorstandsvorsitzenden und den Finanzvorstand der E.ON SE vorgenommen.

Der Prüfungs- und Risikoausschuss des Aufsichtsrats der E.ON SE wird regelmäßig durch Corporate Audit über das interne Kontrollsystem der Finanzberichterstattung und gegebenenfalls über identifizierte wesentliche Schwachstellen in den jeweiligen Prozessen im E.ON-Konzern informiert.

Stellungnahme zum internen Kontrollsystem und Risikomanagementsystem im engeren Sinne (Enterprise Risk Management) des E.ON-Konzerns¹⁹

Der Gesamtvorstand der E.ON SE bestätigt, dass er sich seiner Verantwortung, ein angemessenes und wirksames internes Kontrollsystem (IKS) und Risikomanagementsystem (ERM) für den E.ON-Konzern aufzubauen und aufrechtzuerhalten, bewusst ist. Um identifizierte Schwächen zu beheben und eine fortlaufende Verbesserung der Prozesse und Systeme auch weiterhin sicherzustellen, arbeiten wir an der ständigen Fortentwicklung des IKS und ERM. Aus der Befassung mit dem IKS und ERM sowie der Berichterstattung der Funktionen Corporate Audit sowie Group Risk sind dem Gesamtvorstand keine Umstände bekannt, die gegen die Angemessenheit und Wirksamkeit dieser Systeme in allen wesentlichen Belangen sprechen.

¹⁹ Dieser Abschnitt ist nicht Bestandteil der gesetzlichen Konzernabschlussprüfung.



Übernahmerelevante Angaben und erläuternder Bericht

Die folgenden Angaben werden gemäß § 289a und § 315a des Handelsgesetzbuchs (HGB) sowie § 176 Absatz 1 des Aktiengesetzes (AktG) vorgenommen.

Zusammensetzung des gezeichneten Kapitals

Das Grundkapital beträgt 2.641.318.800,00 € und ist eingeteilt in 2.641.318.800 Stück auf den Namen lautende Stückaktien (Aktien ohne Nennbetrag). Jede Aktie gewährt gleiche Rechte und eine Stimme in der Hauptversammlung.

Beschränkungen, die Stimmrechte oder die Übertragung von Aktien betreffen

In den Jahren 2024 und 2025 wurden Mitarbeiteraktienprogramme angeboten. Soweit Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter im Rahmen der Mitarbeiteraktienprogramme bezuschusste Mitarbeiteraktien erworben haben, unterliegen diese einer Sperrfrist, die am Tag der Einbuchung der Aktien beginnt und jeweils am 31. Dezember des übernächsten Kalenderjahres endet. Vor Ablauf dieser Sperrfrist dürfen die so übertragenen Aktien von den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern grundsätzlich nicht veräußert werden.

Der Gesellschaft stehen nach § 71b des Aktiengesetzes keine Rechte aus eigenen Aktien und damit auch keine Stimmrechte zu.

Gesetzliche Vorschriften und Bestimmungen der Satzung über die Ernennung und Abberufung von Vorstandsmitgliedern und Änderungen der Satzung

Der Vorstand der Gesellschaft besteht nach ihrer Satzung aus mindestens zwei Mitgliedern. Die Bestimmung der Anzahl der Mitglieder, ihre Bestellung und Abberufung erfolgen durch den Aufsichtsrat.

Vorstandsmitglieder bestellt der Aufsichtsrat auf höchstens fünf Jahre; eine wiederholte Bestellung ist zulässig. Werden mehrere Personen zu Vorstandsmitgliedern bestellt, kann der Aufsichtsrat ein Mitglied zum Vorsitzenden des Vorstands ernennen. Fehlt ein erforderliches Vorstandsmitglied, so hat in dringenden Fällen das Gericht auf Antrag eines Beteiligten das Mitglied zu bestellen. Der Aufsichtsrat kann die Bestellung zum Vorstandsmitglied und die Ernennung zum Vorsitzenden des Vorstands widerrufen, wenn ein wichtiger Grund vorliegt (vergleiche im Einzelnen §§ 84, 85 des AktG).

Die Beschlüsse der Hauptversammlung werden mit Mehrheit der abgegebenen gültigen Stimmen gefasst, falls nicht zwingende Rechtsvorschriften oder die Satzung etwas anderes bestimmen. Für Satzungsänderungen bedarf es, soweit nicht zwingende gesetzliche Vorschriften eine andere Mehrheit vorschreiben, einer Mehrheit von zwei Dritteln der abgegebenen Stimmen beziehungsweise, sofern mindestens die Hälfte des Grundkapitals vertreten ist, der einfachen Mehrheit der abgegebenen Stimmen.

Der Aufsichtsrat ist ermächtigt, Satzungsänderungen zu beschließen, die nur die Fassung betreffen (§ 10 Abs. 7 der Satzung der Gesellschaft). Er ist ferner ermächtigt, die Fassung des § 3 der Satzung bei Ausnutzung des genehmigten oder bedingten Kapitals anzupassen.



Befugnisse des Vorstands, Aktien auszugeben oder zurückzukaufen

Der Vorstand ist gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 16. Mai 2024 bis zum 15. Mai 2029 ermächtigt, eigene Aktien zu erwerben. Auf die erworbenen Aktien dürfen zusammen mit anderen eigenen Aktien, die sich im Besitz der Gesellschaft befinden oder ihr nach den §§ 71a ff. AktG zuzurechnen sind, zu keinem Zeitpunkt mehr als 10 Prozent des Grundkapitals entfallen.

Der Erwerb erfolgt nach Wahl des Vorstands

- über die Börse,
- mittels eines an alle Aktionärinnen und Aktionäre gerichteten öffentlichen Angebots beziehungsweise einer öffentlichen Aufforderung zur Abgabe eines Angebots,
- mittels eines öffentlichen Angebots beziehungsweise einer öffentlichen Aufforderung zur Abgabe eines Angebots auf Tausch von liquiden Aktien, die zum Handel an einem organisierten Markt im Sinne des Wertpapiererwerbs- und -übernahmegesetzes zugelassen sind, gegen Aktien der Gesellschaft oder
- durch Einsatz von Derivaten (Put- oder Call-Optionen oder einer Kombination aus beiden), in diesem Fall bis zu einer Höhe von 5 Prozent des Grundkapitals.
- Die Ermächtigungen können einmal oder mehrmals, ganz oder in Teilbeträgen, in Verfolgung eines oder mehrerer Zwecke durch die Gesellschaft, aber auch durch ihre Konzernunternehmen oder von Dritten für Rechnung der Gesellschaft oder eines ihrer Konzernunternehmen ausgeübt werden.

Der Vorstand ist ermächtigt, Aktien der Gesellschaft, die aufgrund der vorab beschriebenen Ermächtigung und/oder aufgrund vorangegangener Hauptversammlungsermächtigungen erworben werden beziehungsweise wurden, mit Zustimmung des Aufsichtsrats – neben der Veräußerung über die Börse oder durch Angebot mit Bezugsrecht an alle Aktionärinnen und Aktionäre – unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionärinnen und Aktionäre wie folgt zu verwenden:

- Veräußerung gegen Barleistung,
- Veräußerung gegen Sachleistung,

- Erfüllung der Rechte von Gläubigern von durch die Gesellschaft oder ihre Konzerngesellschaften ausgegebenen Schuldverschreibungen mit Wandel- oder Optionsrechten beziehungsweise Wandlungs- oder Optionspflichten,
- unentgeltliches oder entgeltliches Erwerbsangebot an und Übertragung auf Personen, die in einem Arbeitsverhältnis zu der Gesellschaft oder einem mit ihr verbundenen Unternehmen stehen oder standen, sowie Organmitglieder von mit der Gesellschaft verbundenen Unternehmen, in diesen Fällen bis zu einer Höhe von 5 Prozent des Grundkapitals,
- Durchführung einer sogenannten Wahldividende, bei der den Aktionärinnen und Aktionären angeboten wird, ihren Dividendenanspruch wahlweise als Sacheinlage gegen Gewährung neuer Aktien in die Gesellschaft einzulegen.

Der Vorstand ist ferner ermächtigt, eigene Aktien einzuziehen, ohne dass die Einziehung oder ihre Durchführung eines weiteren Hauptversammlungsbeschlusses bedürfen.

Die Ermächtigungen können einmalig oder mehrfach, ganz oder in Teilbeträgen, einzeln oder gemeinsam auch in Bezug auf eigene Aktien, die durch abhängige oder im Mehrheitsbesitz der Gesellschaft stehende Unternehmen oder auf deren Rechnung oder auf Rechnung für die Gesellschaft handelnder Dritter erworben wurden, ausgenutzt werden.

Der Vorstand wird die Hauptversammlung über die Ausnutzung der vorstehenden Ermächtigung, insbesondere über die Gründe und den Zweck des Erwerbs eigener Aktien, über die Zahl der erworbenen Aktien und den auf sie entfallenden Betrag des Grundkapitals, über ihren Anteil am Grundkapital sowie über den Gegenwert der Aktien jeweils unterrichten.

Der Vorstand wurde gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 16. Mai 2024 ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats bis zum 15. Mai 2029 das Grundkapital der Gesellschaft um bis zu 528 Mio € durch ein- oder mehrmalige Ausgabe neuer, auf den Namen lautender Stückaktien gegen Bar- und/oder Sacheinlagen zu erhöhen (genehmigtes Kapital gemäß §§ 202 ff. AktG, Genehmigtes Kapital 2024). Der Vorstand ist – mit Zustimmung des Aufsichtsrats – ermächtigt, über den Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionärinnen und Aktionäre zu entscheiden.

Auf der Hauptversammlung vom 16. Mai 2024 wurde eine bedingte Kapitalerhöhung des Grundkapitals – mit der Möglichkeit, das Bezugsrecht auszuschließen – von bis zu 264 Mio € beschlossen (Bedingtes Kapital 2024). Weitere Informationen zum Bedingten Kapital 2024 sind im Konzernanhang in der **Textziffer 19** → abgedruckt.



Wesentliche Vereinbarungen der Gesellschaft, die unter der Bedingung eines Kontrollwechsels infolge eines Übernahmeangebots stehen

Das seit 2007 neu aufgenommene Fremdkapital enthält in der Regel eine Change-of-Control-Klausel im jeweils zugrunde liegenden Vertrag, die ein Kündigungsrecht des Gläubigers vorsieht. Dies betrifft unter anderem Anleihen, die von der E.ON SE und der E.ON International Finance B.V. unter Garantie der E.ON SE begeben wurden, sowie weitere Instrumente wie zum Beispiel Kreditverträge. Die Einräumung des Change-of-Control-Rechts für Gläubiger hat sich als Teil guter Corporate Governance zum Marktstandard entwickelt. Weitere Informationen zu Finanzverbindlichkeiten finden Sie im zusammengefassten Lagebericht im Kapitel **Finanzlage** → und in der **Textziffer 26** → des Konzernanhangs.

Entschädigungsvereinbarungen der Gesellschaft, die für den Fall eines Übernahmeangebots mit den Mitgliedern des Vorstands oder Arbeitnehmern getroffen sind

Die Mitglieder des Vorstands haben im Fall der vorzeitigen Beendigung ihres Dienstvertrags aufgrund eines Kontrollwechsels einen dienstvertraglichen Anspruch auf Zahlung von Abgeltungs- und Abfindungsleistungen. Der Anspruch entsteht, wenn der Dienstvertrag des Vorstandsmitglieds innerhalb von zwölf Monaten nach dem Kontrollwechsel durch einvernehmliche Beendigung, Zeitablauf oder durch Kündigung des Vorstandsmitglieds endet; im letzteren Fall nur, wenn die Vorstandsposition infolge des Kontrollwechsels wesentlich berührt wird. Die Abfindung der Vorstandsmitglieder besteht aus Grundvergütung, Zieltantieme sowie Nebenleistungen für zwei Jahre ab der Beendigung des Dienstvertrags. Entsprechend dem DCGK sind diese Abfindungszahlungen auf die Höhe der Jahresvergütung für die Restlaufzeit des Dienstvertrags begrenzt. Für die Berechnung des Abfindungs-Caps werden die Gesamtvergütung des abgelaufenen Geschäftsjahres und die voraussichtliche Gesamtvergütung für das laufende Geschäftsjahr, in welchem der Dienstvertrag vorzeitig endet, herangezogen.

Diese vertragliche Vereinbarung dient dazu, die Unabhängigkeit der Mitglieder des Vorstands zu erhalten.

Im Falle eines Kontrollwechsels erfolgt ferner eine vorzeitige Abrechnung von virtuellen Aktien im Rahmen des E.ON Performance Plans.

Sonstige übernahmerelevante Angaben

Der Gesellschaft sind folgende direkte oder indirekte Beteiligungen am Kapital der Gesellschaft, die 10 Prozent der Stimmrechte überschreiten, mitgeteilt worden:

- per Mitteilung vom 10. Dezember 2020 durch die RWE Aktiengesellschaft, Deutschland, 15 Prozent Gesamtstimmrechtsanteile.

Aktien mit Sonderrechten, die Kontrollbefugnis verleihen, sind nicht ausgegeben worden. Soweit die Gesellschaft Aktien an Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter ausgibt, üben die Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer ihre Kontrollrechte – wie andere Aktionärinnen und Aktionäre auch – unmittelbar und nach gesetzlichen Bestimmungen und den Bestimmungen der Satzung aus.



Konzernabschluss



Gewinn- und Verlustrechnung	153	15 At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen	199
Aufstellung der im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen	154	16 Vorräte	201
Bilanz	155	17 Forderungen und sonstige Vermögenswerte	202
Kapitalflussrechnung	157	18 Liquide Mittel	203
Entwicklung des Eigenkapitals	159	19 Gezeichnetes Kapital	204
Anhang	161	20 Kapitalrücklage	206
01 Zusammenfassung der wesentlichen Grundsätze der Rechnungslegung	161	21 Gewinnrücklagen	207
02 Neue Standards, Interpretationen und Änderungen	175	22 Veränderung des Sonstigen Ergebnisses	208
03 Konsolidierungskreis	177	23 Anteile ohne beherrschenden Einfluss	209
04 Wesentliche Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und Veräußerungsgruppen im Jahr 2025	178	24 Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	211
05 Umsatzerlöse	179	25 Übrige Rückstellungen	219
06 Andere aktivierte Eigenleistungen	180	26 Verbindlichkeiten	222
07 Sonstige betriebliche Erträge und Aufwendungen	181	27 Eventualverbindlichkeiten und sonstige finanzielle Verpflichtungen	228
08 Materialaufwand	183	28 Schwebende Rechtsstreitigkeiten und Schadensersatzansprüche	230
09 Finanzergebnis	184	29 Ergänzende Angaben zur Kapitalflussrechnung	231
10 Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	185	30 Derivative Finanzinstrumente und Sicherungsgeschäfte	232
11 Personalbezogene Angaben	189	31 Zusätzliche Angaben zu Finanzinstrumenten	236
12 Sonstige Angaben	191	32 Leasing	248
13 Ergebnis je Aktie	192	33 Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen und Personen	250
14 Goodwill, immaterielle Vermögenswerte, Nutzungsrechte und Sachanlagen	193	34 Segmentberichterstattung	251
		35 Organbezüge	258
		36 Ereignisse nach dem Bilanzstichtag	259



Gewinn- und Verlustrechnung

Gewinn- und Verlustrechnung

in Mio €	Anhang	2025	2024
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern		80.197	81.841
Strom- und Energiesteuern		-1.493	-1.722
Umsatzerlöse	05	78.704	80.119
Bestandsveränderungen		-3	-90
Andere aktivierte Eigenleistungen	06	1.739	1.596
Sonstige betriebliche Erträge	07	8.912	11.739
Materialaufwand	08	-58.962	-58.990
Personalaufwand	11	-7.267	-6.534
Abschreibungen	14	-4.068	-4.401
Sonstige betriebliche Aufwendungen	07	-15.466	-15.384
<i>Davon: Wertminderung finanzieller Vermögenswerte</i>		-472	-558
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen		350	258
Beteiligungsergebnis		123	19
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Zinsergebnis und Steuern		4.062	8.332
Zinsergebnis	09	-1.056	-1.001
<i>Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge</i>		1.146	1.097
<i>Zinsen und ähnliche Aufwendungen</i>		-2.202	-2.098
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	10	-726	-1.769
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten		2.280	5.562
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	04	-	-
Konzernüberschuss/-fehlbetrag		2.280	5.562
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON SE</i>		1.734	4.531
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>		546	1.031
in €			
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE) – unverwässert und verwässert¹	13		
aus fortgeführten Aktivitäten		0,66	1,73
aus nicht fortgeführten Aktivitäten		-	-
aus Konzernüberschuss/-fehlbetrag		0,66	1,73
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück		2.613	2.612

¹ Auf Basis ausstehender Aktien (gewichteter Durchschnitt).



Aufstellung der im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen

Aufstellung der im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen

in Mio €	2025	2024
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	2.280	5.562
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen	893	448
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen at equity bewerteter Unternehmen	7	-34
Ertragsteuern	14	-283
Posten, die nicht in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert werden	914	131
Cashflow Hedges	8	-144
<i>Unrealisierte Veränderung – Hedging-Reserve</i>	-131	-33
<i>Unrealisierte Veränderung – Reserve für Hedging-Kosten</i>	-16	27
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	155	-138
Marktbewertung Finanzinstrumente	3	37
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	2	2
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	1	35
Währungsumrechnungsdifferenz	165	-193
<i>Unrealisierte Veränderung – Hedging-Reserve/Sonstiges</i>	165	-193
<i>Unrealisierte Veränderung – Reserve für Hedging-Kosten</i>	–	0
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	–	0
At equity bewertete Unternehmen	91	720
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	91	720
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	–	–
Ertragsteuern	20	25
Posten, die anschließend möglicherweise in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert werden	287	445
Summe der direkt im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen (Sonstiges Ergebnis)	1.201	576
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Gesamtergebnis)	3.481	6.138
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON SE</i>	2.844	5.095
<i>Fortgeführte Aktivitäten</i>	2.844	5.095
<i>Nicht fortgeführte Aktivitäten</i>	–	–
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>	637	1.043



Bilanz

Bilanz – Aktiva

in Mio €	Anhang	31. Dezember	
		2025	2024
Goodwill	14	15.978	16.573
Immaterielle Vermögenswerte	14	3.822	3.711
Nutzungsrechte	32	2.807	2.943
Sachanlagen	14	47.909	44.269
At equity bewertete Unternehmen	15	7.361	7.111
Sonstige Finanzanlagen	15	3.388	3.621
<i>Beteiligungen</i>		2.802	2.752
<i>Langfristige Wertpapiere</i>		586	869
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	17	1.004	1.107
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	17	4.197	4.173
Aktive latente Steuern	10	1.933	1.763
Laufende Ertragsteuerforderungen	10	8	36
Langfristige Vermögenswerte		88.407	85.307
Vorräte	16	1.457	1.243
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	17	679	543
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	17	14.382	15.198
Laufende Ertragsteuerforderungen	10	1.162	1.093
Liquide Mittel	18	4.352	7.280
<i>Wertpapiere und Festgeldanlagen</i>		775	1.273
<i>Liquide Mittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen</i>		530	255
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</i>		3.047	5.752
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	04	246	697
Kurzfristige Vermögenswerte		22.278	26.054
Summe Aktiva		110.685	111.361

**Bilanz – Passiva**

in Mio €	Anhang	31. Dezember	
		2025	2024
Gezeichnetes Kapital	19	2.641	2.641
Kapitalrücklage	20	13.311	13.316
Gewinnrücklagen	21	5.873	4.751
Kumuliertes Sonstiges Ergebnis	22	-1.575	-1.853
Eigene Anteile	19	-990	-1.014
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE		19.260	17.841
Anteile ohne beherrschenden Einfluss (vor Umgliederung)		7.234	7.510
Umgliederung im Zusammenhang mit IAS 32		-661	-1.185
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	23	6.573	6.325
Eigenkapital		25.833	24.166
Finanzverbindlichkeiten	26	34.053	34.100
Betriebliche Verbindlichkeiten	26	7.837	7.151
Laufende Ertragsteuerverbindlichkeiten	10	332	392
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	24	4.408	5.181
Übrige Rückstellungen	25	7.927	8.292
Passive latente Steuern	10	2.211	2.102
Langfristige Schulden	26	56.768	57.218
Finanzverbindlichkeiten	26	4.445	4.964
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	26	18.864	19.706
Laufende Ertragsteuerverbindlichkeiten	10	670	615
Übrige Rückstellungen	25	4.040	4.292
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	04	65	400
Kurzfristige Schulden		28.084	29.977
Summe Passiva		110.685	111.361



Kapitalflussrechnung

Kapitalflussrechnung

in Mio €	2025	2024
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	2.280	5.562
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	–	–
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	4.068	4.401
Veränderung der Rückstellungen	-503	-1.135
Veränderung der latenten Steuern	-63	1.379
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	-9	374
Ergebnis aus dem Abgang von immateriellen Vermögenswerten, Sachanlagen, Beteiligungen und Wertpapieren (> 3 Monate)	350	23
Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Ertragsteuern	880	-4.931
<i>Vorräte</i>	-57	173
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	153	720
<i>Sonstige betriebliche Forderungen und Ertragsteueransprüche</i>	1.120	2.857
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</i>	-333	-728
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten und Ertragsteuern</i>	-3	-7.953
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (operativer Cashflow)	7.003	5.673
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	–	–
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit	7.003	5.673
Einzahlungen aus dem Abgang von immateriellen Vermögenswerten und Sachanlagen	310	103
Einzahlungen aus dem Abgang von Beteiligungen	175	168
Auszahlungen für Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	-7.940	-6.971
Auszahlungen für Investitionen in Beteiligungen	-569	-528
Einzahlungen aus dem Verkauf von Wertpapieren (> 3 Monate) sowie Finanzforderungen und Festgeldanlagen	1.525	2.532
Auszahlung für den Erwerb von Wertpapieren (> 3 Monate) sowie Finanzforderungen und Festgeldanlagen	-522	-2.126

**Kapitalflussrechnung**

in Mio €	2025	2024
Veränderung der liquiden Mittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	-275	196
Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-7.296	-6.626
Cashflow aus der Investitionstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	–	–
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-7.296	-6.626
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen	7	-190
Gezahlte Dividenden an die Gesellschafter der E.ON SE	-1.437	-1.384
Gezahlte Dividenden an Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-303	-321
Einzahlungen aus dem Zugang von Finanzverbindlichkeiten	4.264	7.046
Auszahlungen für die Tilgung von Finanzverbindlichkeiten	-4.810	-4.045
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-2.279	1.106
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	–	–
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-2.279	1.106
Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	-2.572	153
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	-30	24
Konsolidierungskreisbedingte Veränderungen des Zahlungsmittelfonds	-113	0
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Periodenanfang ¹	5.762	5.585
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente nicht fortgeführter Aktivitäten zum Periodenanfang	–	–
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Periodenende	3.047	5.762
Abzüglich: Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente nicht fortgeführter Aktivitäten zum Periodenende	–	–
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Periodenende	3.047	5.762

1 Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Periodenanfang des Vorjahres umfassen noch die Bestände des seit dem 3. Quartal 2024 als Abgangsgruppe ausgewiesenen rumänischen Vertriebsgeschäfts in Höhe von 10 Mio €.

Entwicklung des Eigenkapitals

Entwicklung des Eigenkapitals

in Mio €

in Mio €												
	Veränderung Sonstiges Ergebnis									Anteile der Gesellschaft der E.ON SE	Anteile ohne beherrschenden Einfluss	Summe
	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Gewinnrücklagen	Währungsumrechnungsdifferenz		Marktbewertung Finanzinstrumente	Cashflow Hedges		Eigene Anteile			
				Hedging-Reserve/Sonstiges	Reserve für Hedging-Kosten		Hedging-Reserve	Reserve für Hedging-Kosten				
Stand zum 1. Januar 2024	2.641	13.327	1.491	-2.054	0	-22	-232	5	-1.042	14.114	5.856	19.970
Veränderung Konsolidierungskreis			1	-10		7	1			-1	-8	-9
Zurückgekaufte/verkaufte eigene Anteile		-11							28	17		17
Kapitalerhöhung												
Dividenden			-1.384							-1.384	-336	-1.720
Anteilerhöhung/-minderung											-213	-213
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit IAS 32											-17	-17
Gesamtergebnis			4.643	499	0	26	-100	27		5.095	1.043	6.138
Konzernüberschuss/-fehlbetrag			4.531							4.531	1.031	5.562
Sonstiges Ergebnis			112	499	0	26	-100	27		564	12	576
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen			112							112	19	131
Veränderung kumuliertes Sonstiges Ergebnis				499	0	26	-100	27		452	-7	445
Stand zum 31. Dezember 2024	2.641	13.316	4.751	-1.565	0	11	-331	32	-1.014	17.841	6.325	24.166



Entwicklung des Eigenkapitals

in Mio €

	Veränderung Sonstiges Ergebnis											
	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Gewinnrücklagen	Währungsumrechnungsdifferenz		Marktbewertung Finanzinstrumente	Cashflow Hedges		Eigene Anteile	Anteile der Gesellschafter der E.ON SE	Anteile ohne beherrschenden Einfluss	Summe
				Hedging-Reserve/Sonstiges	Reserve für Hedging-Kosten		Hedging-Reserve	Reserve für Hedging-Kosten				
Stand zum 1. Januar 2025	2.641	13.316	4.751	-1.565	0	11	-331	32	-1.014	17.841	6.325	24.166
Veränderung Konsolidierungskreis			4	-3						1	-598	-597
Zurückgekaufte/verkaufte eigene Anteile		-5							24	19		19
Kapitalerhöhung												
Dividenden			-1.437							-1.437	-311	-1.748
Anteilserhöhung/-minderung			-8							-8	-4	-12
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit IAS 32											524	524
Gesamtergebnis			2.563	261	0	4	32	-16		2.844	637	3.481
Konzernüberschuss/-fehlbetrag			1.734							1.734	546	2.280
Sonstiges Ergebnis			829	261	0	4	32	-16		1.110	91	1.201
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen			829							829	85	914
Veränderung kumuliertes Sonstiges Ergebnis				261	0	4	32	-16		281	6	287
Stand zum 31. Dezember 2025	2.641	13.311	5.873	-1.307	0	15	-299	16	-990	19.260	6.573	25.833



Anhang

01 Zusammenfassung der wesentlichen Grundsätze der Rechnungslegung

Allgemeine Grundsätze

Der Konzernabschluss der E.ON SE, Brüsseler Platz 1, 45131 Essen, Deutschland (Amtsgericht Essen HRB 28196), wird in Anwendung von § 315e Abs. 1 HGB unter Beachtung der International Financial Reporting Standards (IFRS) und der Interpretationen des IFRS Interpretations Committee (IFRS IC) aufgestellt, die bis zum Ende der Berichtsperiode von der Europäischen Kommission für die Anwendung in der EU übernommen wurden und zum 31. Dezember 2025 verpflichtend anzuwenden waren. Der Vorstand der E.ON SE hat den Konzernabschluss zum 31. Dezember 2025 am 18. Februar 2026 zur Veröffentlichung freigegeben.

Grundlagen

Der Konzernabschluss für den E.ON-Konzern (E.ON oder Konzern) wurde in Euro aufgestellt. Soweit nicht anders vermerkt, sind alle Beträge in Millionen Euro (Mio €) ausgewiesen. Aus rechentechnischen Gründen können Rundungsdifferenzen auftreten. Der vorliegende Abschluss bezieht sich auf das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2025. Die Konzernbilanz wird im Einklang mit IAS 1 „Darstellung des Abschlusses“ (IAS 1) nach Fristigkeit aufgestellt. Dabei werden Vermögenswerte, die innerhalb von zwölf Monaten nach dem Bilanzstichtag realisiert werden, sowie Verbindlichkeiten, die innerhalb eines Jahres nach dem Bilanzstichtag fällig werden, grundsätzlich als kurzfristig ausgewiesen. Die Gliederung der Gewinn- und Verlustrechnung erfolgt nach dem auch für interne Zwecke Anwendung findenden Gesamtkostenverfahren.

Konsolidierungsgrundsätze

In den Konzernabschluss werden die Abschlüsse der E.ON SE und der von ihr beherrschten Unternehmen (Tochterunternehmen) einbezogen. Beherrschung liegt vor, wenn der Konzern eine Risikobelastung durch oder Anrechte auf schwankende Renditen aus seinem Engagement bei dem Beteiligungsunternehmen hat und er seine Verfügungsgewalt über das Beteiligungsunternehmen auch dazu einsetzen kann, diese Renditen zu beeinflussen. Im Allgemeinen wird davon ausgegangen, dass der Besitz einer Mehrheit der Stimmrechte zur Beherrschung führt. Soweit sich Beherrschung nicht an Stimmrechtsmehrheiten manifestiert, sondern aufgrund vertraglicher Vereinbarungen oder anderer Rechtsbeziehungen besteht, liegen strukturierte Unternehmen vor.

Die Ergebnisse der im Laufe des Jahres erworbenen oder veräußerten Tochterunternehmen werden vom Erwerbszeitpunkt an beziehungsweise bis zu ihrem Abgangszeitpunkt in die Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung einbezogen.

Führt die Ausgabe von Anteilen von Tochterunternehmen oder assoziierten Unternehmen an Konzernfremde zu einer Reduzierung des prozentualen Anteilsbesitzes von E.ON an diesen Beteiligungen (Verwässerung) und dadurch zu einem Verlust des beherrschenden, gemeinschaftlichen beziehungsweise des maßgeblichen Einflusses, so werden Gewinne und Verluste aus diesen Verwässerungstransaktionen erfolgswirksam unter den sonstigen betrieblichen Erträgen beziehungsweise Aufwendungen erfasst.

Sofern erforderlich, werden die Jahresabschlüsse der Tochterunternehmen angepasst, um ihre Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden an die im Konzern angewandten Methoden

anzugleichen. Konzerninterne Forderungen, Schulden, Aufwendungen und Erträge sowie Zwischenergebnisse werden im Rahmen der Konsolidierung eliminiert.

Assoziierte Unternehmen

Ein assoziiertes Unternehmen ist ein Beteiligungsunternehmen, auf dessen finanz- und geschäftspolitische Entscheidungen E.ON maßgeblich Einfluss nehmen kann und das nicht durch E.ON beziehungsweise gemeinschaftlich mit E.ON beherrscht wird. Maßgeblicher Einfluss wird grundsätzlich angenommen, wenn E.ON direkt oder indirekt ein Stimmrechtsanteil von mindestens 20, aber nicht mehr als 50 Prozent zusteht. Anteile an assoziierten Unternehmen werden nach der Equity-Methode bilanziert.

Im Rahmen der Anwendung der Equity-Methode werden die Anschaffungskosten der Beteiligung mit dem auf E.ON entfallenden Anteil der Reinvermögensänderung fortentwickelt. Anteilige Verluste, die den Wert des Beteiligungsanteils des Konzerns an einem assoziierten Unternehmen, gegebenenfalls unter Berücksichtigung zuzurechnender langfristiger Ausleihungen, übersteigen, werden grundsätzlich nicht erfasst. Ein Unterschiedsbetrag zwischen den Anschaffungskosten der Beteiligung und ihrem anteiligen neu bewerteten Reinvermögen wird im Konzernabschluss als Teil des Buchwerts berücksichtigt.

Im Rahmen der Werthaltigkeitsprüfung (Impairment-Test) wird der Buchwert eines nach der Equity-Methode bewerteten Unternehmens mit dessen erzielbarem Betrag verglichen. Falls der Buchwert den erzielbaren Betrag übersteigt, ist eine Wertminderung (Impairment) in Höhe des Differenzbetrags vorzunehmen. Sofern die Gründe für eine zuvor erfasste



Wertminderung entfallen sind, erfolgt eine entsprechende erfolgswirksame Zuschreibung.

Joint Ventures

Gemeinschaftlich geführte Unternehmen (Joint Ventures) werden ebenfalls nach der Equity-Methode bilanziert. Unrealisierte Zwischenergebnisse aus Transaktionen mit Joint Ventures werden im Rahmen der Konsolidierung anteilig eliminiert, soweit die zugrunde liegenden Sachverhalte wesentlich sind.

Joint Operations

Eine gemeinschaftliche Tätigkeit (Joint Operation) liegt vor, wenn E.ON und die anderen Investoren diese Tätigkeit gemeinschaftlich beherrschen, aber anders als im Falle eines Joint Ventures keinen Anspruch auf die Reinvermögensänderung aus der Tätigkeit besitzen, sondern vielmehr unmittelbare Rechte an einzelnen Vermögenswerten beziehungsweise unmittelbare Pflichten in Bezug auf einzelne Schulden im Zusammenhang mit der Tätigkeit haben. Eine gemeinschaftliche Tätigkeit führt zu einer anteiligen Einbeziehung der Vermögenswerte und Schulden sowie der Erlöse und Aufwendungen entsprechend den E.ON zustehenden Rechten und Pflichten.

Unternehmenszusammenschlüsse

Die Bilanzierung von Unternehmenszusammenschlüssen erfolgt nach der Erwerbsmethode, bei der der Kaufpreis dem neu bewerteten anteiligen Netto-Reinvermögen des erworbenen Unternehmens gegenübergestellt wird. Die Fair-Value-Bestimmung erfolgt zum Beispiel bei marktgängigen Wertpapieren oder Commodities durch Heranziehung veröffentlichter Börsen- oder Marktpreise zum Erwerbszeitpunkt sowie bei Grundstücken, Gebäuden und größeren technischen Anlagen in der Regel anhand unternehmensextern vorgenommener Bewertungsgutachten. Kann auf Börsen- oder Marktpreise nicht zurückgegriffen werden, werden die Fair Values aus Marktpreisen für vergleichbare

Vermögenswerte beziehungsweise vergleichbare Transaktionen abgeleitet. Sind auch diese Werte nicht beobachtbar, erfolgt die Ermittlung der Fair Values anhand geeigneter Bewertungsverfahren. E.ON bestimmt in diesen Fällen den Fair Value mittels der Discounted-Cashflow-Methode auf Basis der erwarteten künftigen Cashflows und der gewichteten Kapitalkosten.

Die Bewertung der nicht beherrschenden Anteile erfolgt entweder zu Anschaffungskosten (Partial-Goodwill-Methode) oder zum Fair Value (Full-Goodwill-Methode). Das gegebene Wahlrecht kann einzelfallweise ausgeübt werden. Im E.ON-Konzern wird grundsätzlich die Partial-Goodwill-Methode angewandt.

Immaterielle Vermögenswerte sind separat anzusetzen, wenn sie eindeutig abgrenzbar sind oder ihr Ansatz auf einem vertraglichen oder anderen Recht basiert. Rückstellungen für Restrukturierungsmaßnahmen dürfen im Rahmen der Kaufpreisverteilung nicht neu gebildet werden. Ist der gezahlte Kaufpreis höher als das neu bewertete anteilige Netto-Reinvermögen zum Erwerbszeitpunkt, wird der positive Differenzbetrag als Goodwill aktiviert. Ein auf nicht beherrschende Anteile entfallender positiver Unterschiedsbetrag wird grundsätzlich nicht angesetzt. Ein negativer Differenzbetrag wird nach erneuter Prüfung erfolgswirksam erfasst.

Währungsumrechnung

Transaktionen der Gesellschaft, die in einer Fremdwährung erfolgen, werden mit dem Wechselkurs zum Zeitpunkt des Zugangs umgerechnet. Monetäre Posten in Fremdwährung werden zu jedem Bilanzstichtag mit dem Stichtagskurs umgerechnet; dabei entstehende Umrechnungsdifferenzen werden erfolgswirksam erfasst und in den sonstigen betrieblichen Erträgen beziehungsweise sonstigen betrieblichen Aufwendungen ausgewiesen. Ergebnisse aus der Umrechnung von originären Finanzinstrumenten, die zur Währungsabsicherung der Netto-Aktiva von Fremdwährungsbeteiligungen eingesetzt sind, werden erfolgsneutral innerhalb des Eigenkapitals als Bestandteil des

Other Comprehensive Income erfasst. Der ineffektive Anteil der Absicherung wird sofort erfolgswirksam erfasst.

Die funktionale Währung der E.ON SE sowie die Berichtswährung des Konzerns ist der Euro. Die Vermögenswerte und Schulden der Konzernunternehmen, deren funktionale Währung nicht der Euro ist, werden von der jeweiligen funktionalen Währung in Euro mit den am Abschlussstichtag geltenden Mittelkursen umgerechnet. Die Gewinn- und Verlustrechnungen der ausländischen Konzernunternehmen, deren funktionale Währung nicht der Euro ist, werden zu Jahresdurchschnittskursen umgerechnet. Die Differenzen, die durch die Anwendung beider Kurse entstehen, werden im sonstigen Ergebnis erfolgsneutral erfasst.

Die Wechselkurse wesentlicher Währungen von Ländern, die nicht an der Europäischen Währungsunion teilnehmen, haben sich wie folgt entwickelt:

Währungen

	ISO-Code	1 €, Mittelkurs zum Stichtag		1 €, Jahresdurchschnittskurs	
		2025	2024	2025	2024
Britisches Pfund	GBP	0,87	0,83	0,86	0,85
Dänische Krone	DKK	7,47	7,46	7,46	7,46
Norwegische Krone	NOK	11,84	11,80	11,72	11,63
Polnischer Złoty	PLN	4,22	4,28	4,24	4,31
Rumänischer Leu	RON	5,10	4,97	5,04	4,97
Schwedische Krone	SEK	10,82	11,46	11,07	11,43
Tschechische Krone	CZK	24,24	25,19	24,69	25,12
Türkische Lira	TRY	50,48	36,74	44,82	35,57
Ungarischer Forint	HUF	385,15	411,35	397,77	395,30
US-Dollar	USD	1,18	1,04	1,13	1,08

Sofern Länder als hochinflationär eingestuft werden, sind die dort aufgestellten Abschlüsse gemäß IAS 29 in der funktionalen Währung des Hochinflationslandes in der am Bilanzstichtag geltenden Maßeinheit auszudrücken, um so die aktuelle Kaufkraft widerzuspiegeln. Infolgedessen sind unter anderem nichtmonetäre Vermögenswerte und Schulden grundsätzlich anhand eines



allgemeinen Preisindexes anzupassen und ein Gewinn oder Verlust aus der Nettoposition der monetären Posten zu berücksichtigen. Bezüglich weiterer Informationen zu der Anwendung von IAS 29 im Geschäftsjahr 2025 wird auf **Textziffer 15** → verwiesen.

Ertragsrealisierung

a) Umsatzerlöse

Die Umsatzerlöse im Geschäftsfeld Energy Retail resultieren überwiegend aus den Verkäufen von Strom und Gas an Endverbraucher, Industriekunden, gewerbliche Abnehmer und auf Großhandelsmärkten. Bei Verträgen, die keine festen Abnahmemengen vorsehen, besteht die Leistungsverpflichtung insbesondere in der jederzeitigen Bereitstellung und Abrufmöglichkeit von Energie. Ferner werden Umsätze generiert im deutschen Wärmegeschäft und durch die Versorgung der Kunden mit nachhaltigen Lösungen zur Steigerung der Energieeffizienz, Energieautarkie und Elektromobilität.

Im Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions bietet E.ON integrierte, nachhaltige Energielösungen mit dem Ziel an, Städte und Gemeinden sowie Gewerbe- und Industriekunden nachhaltig mit Wärme, Strom, Dampf und Kälte zu versorgen. Die Umsatzerlöse werden im Wesentlichen generiert aus der Lieferung von Wärme und Kälte, aus dem Angebot dezentraler Lösungen für Quartiere und Industrie- beziehungsweise Gewerbekunden sowie durch Produkte und Dienstleistungen für mehr Energieeffizienz. Dazu zählt auch der Bereich der Energieinfrastrukturen, wo die Leistungsverpflichtungen vor allem in der Installation von Blockheizkraftwerken, Photovoltaikanlagen, Klimaanlage und Wärmepumpen bestehen. Darüber hinaus fallen in diesem Segment auch die Umsatzerlöse aus dem Smart-Energy-Meter-Geschäft in Großbritannien an.

Im Geschäftsfeld Energy Networks fallen im Wesentlichen die Erlöse aus der Verteilung von Strom und Gas unter die Umsatzerlöse. E.ON stellt ihren Kundinnen und Kunden das Strom- und Gasverteilnetz zur Verfügung. Im Zuge der Erweiterung der Strom- und Gasnetze erfolgen auch die

Realisierung von Kundenanschlüssen und die Anbindung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie. Teilweise fallen für die Erfüllung der Leistungsverpflichtungen auch Bauleistungen auf fremdem Grund an. Große Teile der im Geschäftsfeld Energy Networks generierten Entgelte sind reguliert, unterliegen also effizienzbasierten Erlösobergrenzen.

Die Realisierung der Umsatzerlöse erfolgt grundsätzlich, wenn E.ON durch Übertragung eines zugesagten Gutes oder einer zugesagten Dienstleistung auf eine Kundin oder einen Kunden ihre Leistungsverpflichtung erfüllt. Als übertragen gilt ein Vermögenswert dann, wenn die Kundin oder der Kunde die Verfügungsgewalt über diesen Vermögenswert erlangt. Der überwiegende Teil der Umsätze im E.ON-Konzern wird über einen Zeitraum realisiert, da Kundinnen und Kunden diese Dienstleistung nutzen, während sie erbracht wird. Bei all diesen Umsatzerlösen wird der Leistungsfortschritt in der Regel anhand von outputbasierten Methoden ermittelt, wie zum Beispiel durch Messung bereits erbrachter Leistung oder erstellte beziehungsweise gelieferte Einheiten. Im Fall von Fertigungsaufträgen kann der Leistungsfortschritt für die zeitraumbezogene Umsatzrealisierung indes auch über inputbasierte Methoden wie über die Cost-to-cost-Methode bestimmt werden. Die verwendeten Methoden spiegeln angemessen das Muster der Übertragung von Gütern auf die Kundinnen und Kunden oder der Erbringung von Dienstleistungen für die Kundinnen und Kunden wider. Die relativ betrachtet untergeordnete zeitpunktbezogene Umsatzrealisierung kommt unter anderem bei der Installation von Solarpanels oder Ladestationen im Bereich der Elektromobilität und bei sogenannten linearen Produkten vor, bei denen eine fixe Energiemenge für Gewerbekunden zu einem bestimmten Zeitpunkt bereitgestellt wird. Umsatz wird hier mit dem Übergang der Kontrolle auf die Kundin oder den Kunden realisiert, sodass keine signifikanten Ermessensentscheidungen erforderlich werden.

Die Umsatzerlöse für Güter beziehungsweise Dienstleistungen bemessen sich nach den diesen Gütern beziehungsweise

Dienstleistungen zugeordneten Transaktionspreisen. Sie spiegeln den Wert der gelieferten Einheiten einschließlich der geschätzten Werte für Einheiten zwischen der letzten Abrechnung und dem Periodenende wider. Bei Kundinnen und Kunden im B2C-Bereich werden in der Regel auf Basis von historischen Verbrauchsdaten unter Berücksichtigung aktueller Temperatureinflüsse Umsatzerlöse antizipiert. Ein Ausgleich erfolgt zum Ende des Abrechnungszeitraums. Im B2B-Bereich erfolgt eine individuelle Tarifikalkulation auf Basis eines Bottom-up-Ansatzes. Vertraglich zugesagte variable Gegenleistungen können einem gesamten Vertrag zuzuordnen sein oder einem bestimmten Vertragsbestandteil. Letzteres ist zum Beispiel der Fall bei Energielieferverträgen mit Grundpreis, wo die variable Gegenleistung vollumfänglich der eigentlichen Energielieferung, nicht aber der grundsätzlichen Bereitschaft zur Lieferung zugeordnet wird. Grundsätzlich liegt den Umsatzgeschäften bei E.ON keine wesentliche Finanzierungskomponente zugrunde. Das Zahlungsziel beträgt in der Regel durchschnittlich zwischen 10 und 30 Tagen, in Ausnahmefällen länger. Rückerstattungen an Kundinnen und Kunden stellen eine Ausnahme dar und werden bei länger andauernder Entkopplung der Kundin oder des Kunden von der Stromversorgung gewährt. Bargeldprämien beziehungsweise Bonuszahlungen an Kundinnen und Kunden werden als Rückerstattungsverbindlichkeit bilanziert und als Verminderung der Umsatzerlöse gleichmäßig über die Vertragslaufzeit erfasst. In der Regel werden keine Gewährleistungen im Kerngeschäft eingeräumt. Lediglich im Bereich „Build & Sell“ kann es hierzu kommen.

Umsatzerlöse enthalten außerdem die Zinserträge aus Finance-Leasingverhältnissen, wenn die betreffenden Geschäfte Teil des Kerngeschäfts bilden. Diese werden nach der Effektivzinsmethode erfasst.

b) Zinserträge

Zinserträge werden zeitanteilig unter Anwendung der Effektivzinsmethode erfasst.



c) Dividendenerträge

Dividendenerträge werden zu dem Zeitpunkt erfasst, in dem das Recht auf den Empfang der Zahlung entsteht.

Strom- und Energiesteuern

Die Strom- beziehungsweise Energiesteuer entsteht bei Strom- und Erdgaslieferungen an Letztverbraucher und weist einen pro Kilowattstunde (kWh) fixen, nach Abnehmergruppen differenzierten Tarif auf. Die abzuführenden Strom- und Energiesteuern werden offen von den Umsatzerlösen abgesetzt, sofern die Strom- und Energiesteuer mit der Abnahme der Energie durch den Letztverbraucher entsteht.

Ergebnis je Aktie

Das Basis-Ergebnis (unverwässertes Ergebnis) je Aktie ergibt sich aus der Division des den Gesellschaftern des Mutterunternehmens zustehenden Konzernüberschusses durch die gewogene durchschnittliche Zahl der im Umlauf befindlichen Stammaktien. Die Ermittlung des verwässerten Ergebnisses je Aktie entspricht bei E.ON der Ermittlung des Basis-Ergebnisses je Aktie, da die E.ON SE keine potenziell verwässernden Stammaktien ausgegeben hat. Der Anstieg des gewichteten Durchschnitts der Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien resultiert im Wesentlichen aus der Ausgabe eigener Aktien der E.ON SE im Rahmen des freiwilligen Mitarbeiteraktienprogramms.

Goodwill und immaterielle Vermögenswerte

Goodwill

Der Goodwill unterliegt keiner planmäßigen Abschreibung, sondern wird mindestens jährlich einer Werthaltigkeitsprüfung auf der Betrachtungsebene zahlungsmittelgenerierender Einheiten (Cash Generating Units) unterzogen. Der Terminus „Cash Generating Unit“ umfasst auch immer Gruppen von Cash Generating Units und wird vereinfacht als Cash Generating Unit bezeichnet. Darüber hinaus ist der Goodwill einzelner Cash

Generating Units bei Eintritt besonderer Ereignisse, die zu einer Verringerung des erzielbaren Betrags und damit zu einer Unterdeckung des Buchwerts einer Cash Generating Unit führen können, auch unterjährig anlassbezogen einer solchen Werthaltigkeitsprüfung zu unterziehen.

Die Zuordnung von neu entstandenem Goodwill erfolgt jeweils zu den Cash Generating Units, von denen erwartet wird, dass sie aus dem Unternehmenszusammenschluss Nutzen ziehen. Die Cash Generating Units, denen Goodwill zugeordnet ist, entsprechen bei E.ON grundsätzlich den operativen Segmenten. Wenn ein Goodwill nicht ohne Willkür einzelnen Cash Generating Units, sondern nur Gruppen von Cash Generating Units zugeordnet werden kann, so umfasst die niedrigste Ebene innerhalb der Einheit, auf der der Geschäfts- oder Firmenwert für interne Managementzwecke überwacht wird, mehrere Cash Generating Units, auf die sich der Geschäfts- oder Firmenwert zwar bezieht, denen er jedoch nicht einzeln zugeordnet werden kann. Die Goodwill-Impairment-Tests werden in Euro durchgeführt, wobei der zugrunde liegende Goodwill stets in funktionaler Währung geführt wird.

E.ON ermittelt zur Bestimmung des erzielbaren Betrags einer Cash Generating Unit zunächst den Fair Value (abzüglich Veräußerungskosten) mittels allgemein anerkannter Bewertungsverfahren. Basis hierfür ist die Mittelfristplanung der jeweiligen Cash Generating Unit. Die Bewertung erfolgt anhand von Discounted-Cashflow-Berechnungen, sofern nicht Markttransaktionen oder Bewertungen Dritter für ähnliche Vermögenswerte vorliegen, die in der Fair-Value-Hierarchie nach IFRS 13 übergeordnet sind. Bei Bedarf wird eine Berechnung des Nutzungswerts durchgeführt.

Falls der Buchwert den erzielbaren Betrag übersteigt, so ist auf den dieser Cash Generating Unit zugeordneten Goodwill eine Wertminderung in Höhe des Differenzbetrags zu erfassen. Da E.ON grundsätzlich die Partial-Goodwill-Methode anwendet, wird nur der auf den jeweiligen Partial-Goodwill entfallende Teil dieses Differenzbetrags als Wertminderung gebucht.

Die jährliche Werthaltigkeitsprüfung des Goodwills auf Ebene der Cash Generating Units wird bei E.ON jeweils im vierten Quartal eines Geschäftsjahrs, am 1. Oktober, durchgeführt.

Im Posten „Abschreibungen“ erfasste Wertminderungen, die auf den Goodwill einer Cash Generating Unit vorgenommen werden, dürfen in späteren Perioden nicht rückgängig gemacht werden.

Immaterielle Vermögenswerte

Gemäß IAS 38 „Immaterielle Vermögenswerte“ (IAS 38) werden immaterielle Vermögenswerte über ihre voraussichtliche Nutzungsdauer abgeschrieben, es sei denn, ihre Nutzungsdauer wird als unbestimmbar klassifiziert. Bei der Klassifizierung werden unter anderem Faktoren wie typische Produktlebenszyklen und rechtliche oder ähnliche Beschränkungen berücksichtigt.

Die selbst erstellten immateriellen Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer stehen im Zusammenhang mit Software und werden als Entwicklungsausgaben ausgewiesen. Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer werden grundsätzlich planmäßig linear über ihre jeweilige Nutzungsdauer abgeschrieben. Diese beträgt bei den Kundenbeziehungen und ähnlichen Vermögenswerten grundsätzlich 2 bis 50 Jahre und bei den Konzessionen, gewerblichen Schutzrechten, Lizenzen und ähnlichen Rechten grundsätzlich 3 bis 50 Jahre, sofern nicht eine verbrauchsabhängige Abschreibung einen sachgerechten Wertverzehr widerspiegelt. Zu letzterer Kategorie zählt auch Software. Die Nutzungsdauern und Abschreibungsmethoden unterliegen einer regelmäßigen Überprüfung. Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer werden auf Wertminderungen überprüft, wenn Ereignisse oder veränderte Umstände vermuten lassen, dass eine Wertminderung eingetreten sein könnte.

Immaterielle Vermögenswerte, deren Nutzung noch nicht begonnen hat, werden nicht planmäßig abgeschrieben. Es wird mindestens einmal jährlich und zusätzlich immer dann, wenn Anhaltspunkte für eine Wertminderung vorliegen, für den



einzelnen Vermögenswert oder auf der Ebene der zahlungsmittelgenerierenden Einheit eine Werthaltigkeitsprüfung durchgeführt. Die Nutzungsdauer eines immateriellen Vermögenswerts mit unbegrenzter Nutzungsdauer wird einmal jährlich dahin gehend überprüft, ob die Einschätzung einer unbegrenzten Nutzungsdauer weiterhin gerechtfertigt ist.

Sowohl Vermögenswerte mit bestimmter als auch unbestimmter Nutzungsdauer sind im Wert gemindert, wenn der erzielbare Betrag – der höhere Wert aus beizulegendem Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten und Nutzungswert – niedriger ist als der Buchwert. Soweit die Gründe für zuvor im Posten „Abschreibungen“ erfasste Wertminderungen entfallen sind, werden diese Vermögenswerte unter der Berücksichtigung planmäßiger Abschreibungen maximal bis auf den Wert zugeschrieben, der sich ergeben hätte, wenn in den früheren Perioden keine Wertminderungen erfasst worden wären.

Bezüglich weiterer Informationen zu Goodwill und immateriellen Vermögenswerten wird auf [Textziffer 14 →](#) verwiesen.

Aufwendungen für Forschung und Entwicklung

Aufwendungen für Forschung sind nach IFRS sofort aufwandswirksam zu erfassen, wohingegen Aufwendungen, die in der Entwicklungsphase neuer Produkte, Dienstleistungen und Technologien anfallen, bei Vorliegen der spezifischen Ansatzkriterien des IAS 38 als Vermögenswert anzusetzen sind. In den Geschäftsjahren 2024 und 2025 hat E.ON in diesem Zusammenhang Kosten für selbst erstellte Software beziehungsweise für sonstige Technologien aktiviert.

Sachanlagen

Sachanlagen werden mit ihren Anschaffungs- oder Herstellungskosten einschließlich aktivierungspflichtiger Stilllegungskosten bewertet und entsprechend der voraussichtlichen Nutzungsdauer der Komponenten grundsätzlich linear abgeschrieben, sofern nicht in Ausnahmefällen ein anderer

Abschreibungsverlauf dem Nutzungsverlauf besser gerecht wird. Die Nutzungsdauern werden regelmäßig auf ihre Angemessenheit überprüft und die zugrunde liegenden Annahmen und Schätzungen, zum Beispiel im Hinblick auf technische, wirtschaftliche oder rechtliche Umstände, aktualisiert.

Die Nutzungsdauern der bedeutendsten Vermögenswertklassen werden für die wesentlichen Sachanlagen nachfolgend dargestellt:

Nutzungsdauern der Sachanlagen	
Gebäude	5 bis 60 Jahre
Technische Anlagen und Maschinen	2 bis 80 Jahre
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	2 bis 30 Jahre

Sachanlagen werden auf Wertminderungen überprüft, wenn Ereignisse oder veränderte Umstände vermuten lassen, dass eine Wertminderung eingetreten sein könnte. In einem solchen Fall erfolgt die Werthaltigkeitsprüfung nach IAS 36 entsprechend den für immaterielle Vermögenswerte erläuterten Grundsätzen. Sind die Gründe für eine zuvor im Posten „Abschreibungen“ erfasste Wertminderung entfallen, werden diese Vermögenswerte erfolgswirksam zugeschrieben, wobei diese Wertaufholung nicht den Buchwert übersteigen darf, der sich ergeben hätte, wenn in den früheren Perioden keine Wertminderung erfasst worden wäre.

Nachträgliche Anschaffungs- oder Herstellungskosten, zum Beispiel aufgrund von Erweiterungs- oder Ersatzinvestitionen, werden nur dann als Teil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten des Vermögenswerts oder – sofern einschlägig – als separater Vermögenswert erfasst, wenn es wahrscheinlich ist, dass dem Konzern daraus zukünftig wirtschaftlicher Nutzen zufließen wird und die Kosten des Vermögenswerts zuverlässig ermittelt werden können.

Aufwendungen für Reparaturen und Wartungen, die keine wesentliche Ersatzinvestition darstellen, werden in dem Geschäftsjahr aufwandswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst, in dem sie angefallen sind.

Fremdkapitalkosten

Fremdkapitalkosten, die im Zusammenhang mit dem Erwerb oder der Herstellung sogenannter qualifizierter Vermögenswerte vom Zeitpunkt der Anschaffung beziehungsweise ab Beginn der Herstellung bis zum Abschluss aller wesentlichen Arbeiten, um den qualifizierten Vermögenswert für seinen beabsichtigten Gebrauch oder Verkauf herzurichten, entstehen, werden aktiviert und anschließend mit dem betreffenden Vermögenswert abgeschrieben. Bei einer spezifischen Fremdfinanzierung werden die jeweiligen Fremdkapitalkosten, die in der Periode für diese Finanzierung entstanden sind, berücksichtigt. Bei nicht spezifischer Finanzierung wurde ein konzerneinheitlicher Fremdfinanzierungszinssatz von 3,13 Prozent für 2025 (2024: 3,00 Prozent) zugrunde gelegt. Andere Fremdkapitalkosten werden aufwandswirksam erfasst.

Zuwendungen der öffentlichen Hand

Der Konzern erhält Zuwendungen für Vermögenswerte und erfolgsbezogene Zuwendungen.

Investitionszulagen oder -zuschüsse der öffentlichen Hand mindern nicht die Anschaffungs- oder Herstellungskosten der entsprechenden Vermögenswerte, sondern werden grundsätzlich passivisch abgegrenzt. Sie werden auf linearer Basis über die erwartete Nutzungsdauer der zugehörigen Vermögenswerte erfolgswirksam im sonstigen betrieblichen Ertrag aufgelöst.

Erfolgsbezogene Zuwendungen werden ebenfalls grundsätzlich passivisch in der Bilanz abgegrenzt. Der Passivposten wird planmäßig über den Zeitraum aufgelöst, in dem die entsprechenden Ertragswirkungen, die die Zuwendungen der öffentlichen Hand kompensieren sollen, anfallen. Der Ausweis der Zuwendungen erfolgt analog dem Ausweis der bezuschussten Sachverhalte.

Zuwendungen der öffentlichen Hand werden zum Fair Value erfasst, wenn der Konzern die notwendigen Voraussetzungen für



den Erhalt der Zuwendung erfüllt und mit großer Sicherheit davon auszugehen ist, dass die öffentliche Hand die Zuwendung gewähren wird.

Leasing

Leasingvereinbarungen werden im Einklang mit IFRS 16 „Leasingverhältnisse“ (IFRS 16) bilanziert. Ein Leasingverhältnis liegt vor, wenn ein Vertrag zur Nutzung eines identifizierten Vermögenswerts gegen Zahlung eines Entgelts für einen bestimmten Zeitraum berechtigt. In bestimmten Fällen werden auch Verträge, die formell nicht als Miet- oder Pachtvertrag abgeschlossen werden (zum Beispiel physische Energiebezugsverträge), daraufhin überprüft, ob sie einen Lease gemäß IFRS 16 enthalten. E.ON schließt Verträge sowohl als Leasingnehmer als auch als Leasinggeber ab.

E.ON als Leasingnehmer

Transaktionen, bei denen E.ON Leasingnehmer ist, werden nach dem sogenannten Nutzungsrechtsmodell („right-of-use model“) bilanziert. Für Leasingverhältnisse von geringem Wert sowie bei Leasingvereinbarungen mit einer Laufzeit von weniger als zwölf Monaten (kurzfristige Leasingverhältnisse) wird die Anwendungserleichterung des IFRS 16.5 in Anspruch genommen. Entsprechend entfällt ein Ansatz von Nutzungsrecht und Leasingverbindlichkeit, stattdessen werden die Zahlungen linear als Aufwand in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst. Die Darstellung konzerninterner Leasingverhältnisse in der Segmentberichterstattung erfolgt im Einklang mit der internen Steuerung als laufender Aufwand.

Eine Leasingverbindlichkeit wird in Höhe des Barwerts der bestehenden Zahlungsverpflichtung passiviert. Sieht eine Vereinbarung Zahlungen für Leasingkomponenten und Nicht-Leasingkomponenten vor, wird mit Ausnahme von Immobilienleasingverhältnissen in Anwendung des Wahlrechts gemäß IFRS 16.15 auf eine Trennung verzichtet; die Bewertung der Leasingverbindlichkeit berücksichtigt die Summe der Zahlungen. Für die Barwertbestimmung erfolgt eine Abzinsung mit

einem risiko- und laufzeitäquivalenten Grenzfremdkapitalzinssatz, wenn die Bestimmung des impliziten Zinssatzes nicht möglich ist. Die Verbindlichkeit wird in den Folgeperioden nach der Effektivzinsmethode fortentwickelt. Korrespondierend zur Leasingverbindlichkeit wird ein Nutzungsrecht in Höhe des Barwerts der Leasingzahlungen angesetzt. Der Zugangswert des Nutzungsrechts erhöht sich zudem um anfängliche direkte Kosten und erwartete Kosten für Rückbauverpflichtungen; Vorauszahlungen erhöhen und erhaltene Leasinganreize reduzieren den Zugangswert. In der Folge wird das Nutzungsrecht zu fortgeführten Anschaffungskosten bilanziert. Eine Abschreibung erfolgt linear über den kürzeren Zeitraum von Leasinglaufzeit und wirtschaftlicher Nutzungsdauer des identifizierten Vermögenswerts. Wenn Ereignisse oder veränderte Umstände eine Wertminderung vermuten lassen, erfolgt eine Werthaltigkeitsprüfung nach IAS 36.

Beim Abschluss von Leasingvereinbarungen sichert E.ON die betriebliche Flexibilität über Verlängerungs- und Kündigungsoptionen ab. Im Rahmen der Bestimmung der Leasinglaufzeit werden sämtliche Tatsachen und Umstände berücksichtigt, die einen wirtschaftlichen Anreiz zur Ausübung von bestehenden Optionen bieten. Die unterstellte Laufzeit umfasst daher auch Perioden, die von Verlängerungsoptionen abgedeckt sind, wenn mit einer hinreichenden Sicherheit von einer Ausübung ausgegangen wird.

E.ON als Leasinggeber

Leasingtransaktionen, bei denen E.ON Leasinggeber ist, werden in Abhängigkeit von der Verteilung der Chancen und Risiken als Operating- oder Finance-Leasingverhältnis klassifiziert. Bei einer Klassifizierung als Operating-Leasingverhältnis bilanziert E.ON den identifizierten Vermögenswert und erfasst die Leasingzahlungen grundsätzlich linear über die Laufzeit des Leasingverhältnisses als sonstigen betrieblichen Ertrag. Für Finance-Leasingverhältnisse wird der identifizierte Vermögenswert ausgebucht und eine Forderung in Höhe des Nettoinvestitionswerts angesetzt. Zahlungen des Leasingnehmers werden als Tilgungsleistung beziehungsweise Zinsertrag behandelt. Diese Erträge werden über

die Laufzeit des Leasingverhältnisses nach der Effektivzinsmethode erfasst. Zinserträge aus Kundenverträgen im Kerngeschäft werden separat unter den Umsatzerlösen ausgewiesen. Bei der Klassifizierung von Unterleasingvereinbarungen („subleases“) wird auf das Nutzungsrecht aus dem Hauptleasingverhältnis abgestellt.

Finanzinstrumente

Originäre Finanzinstrumente

Originäre Finanzinstrumente werden in Übereinstimmung mit IFRS 9 „Finanzinstrumente“ (IFRS 9) bewertet. Sie werden bei Zugang zum Fair Value am Erfüllungstag unter Berücksichtigung der Transaktionskosten bilanziert, sofern sie nicht als erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanziert werden.

Die Klassifizierung der finanziellen Vermögenswerte in zu fortgeführten Anschaffungskosten (Amortized Cost, AmC), erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert (Fair Value through OCI, FVOCI) und erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte (Fair Value through P&L, FVPL) erfolgt auf Grundlage des Geschäftsmodells sowie der Eigenschaften der Zahlungsströme.

Wird ein finanzieller Vermögenswert mit dem Ziel der Vereinnahmung vertraglicher Zahlungsströme gehalten und stellen die Zahlungsströme des finanziellen Vermögenswerts ausschließlich Zins- und Tilgungszahlungen dar, erfolgt eine Bewertung zu fortgeführten Anschaffungskosten (AmC).

Eine erfolgsneutrale Bewertung zum beizulegenden Zeitwert (FVOCI) ist vorzunehmen, wenn ein finanzieller Vermögenswert sowohl der Vereinnahmung vertraglicher Zahlungsströme als auch zu Verkaufszwecken dient und die Zahlungsströme des finanziellen Vermögenswerts ausschließlich Zins- und Tilgungszahlungen darstellen.

Unrealisierte Gewinne und Verluste aus erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bilanzierten finanziellen Vermögenswerten



werden nach Abzug von latenten Steuern bis zur Realisierung als Eigenkapitalbestandteil (Other Comprehensive Income) ausgewiesen. Realisierte Gewinne und Verluste werden auf Basis von einzelnen Transaktionen ermittelt.

Fremdkapitalinstrumente, die weder der ausschließlichen Vereinnahmung vertraglicher Zahlungsströme noch der kombinierten Generierung von vertraglichen Zahlungsströmen und Verkaufserlösen dienen oder deren Zahlungsströme nicht ausschließlich Zins- und Tilgungszahlungen darstellen, werden erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet (FVPL). E.ON übt für Eigenkapitalinstrumente, die nicht zu Handelszwecken gehalten werden, die FVOCI-Option nicht aus.

Wertminderungen finanzieller Vermögenswerte werden sowohl für bereits eingetretene Verluste als auch für zukünftig zu erwartende Kreditausfälle erfasst. Der im Rahmen der Ermittlung erwarteter Kreditverluste berechnete Wertminderungsbetrag ist erfolgswirksam zu erfassen.

Grundsätzlich erfolgt die Ermittlung des zukünftig zu erwartenden Kreditausfalls durch Multiplikation der Ausfallwahrscheinlichkeit (Probability of Default) mit dem Buchwert des finanziellen Vermögenswerts (Exposure at Default) und der erwarteten Schadenquote (Loss Given Default). Zur Behandlung von Wertminderungen gemäß IFRS 9 wird auf **Textziffer 31 →** verwiesen.

Originäre finanzielle Verbindlichkeiten (einschließlich der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen) im Anwendungsbereich des IFRS 9 werden zu fortgeführten Anschaffungskosten (Amortized Cost) unter Anwendung der Effektivzinsmethode bewertet. Die Erstbewertung erfolgt zum Fair Value unter Einbeziehung von Transaktionskosten. In der Folgebewertung wird der Restbuchwert um die bis zur Fälligkeit verbleibenden Agio-Zuschreibungen und Disagio-Abschreibungen angepasst. Das Agio beziehungsweise Disagio wird über die Laufzeit im Finanzergebnis erfasst.

Derivative Finanzinstrumente und Sicherungsgeschäfte

Derivative Finanzinstrumente und trennungspflichtige eingebettete derivative Finanzinstrumente werden bei erstmaliger Bilanzierung zum Fair Value am Handelstag bewertet. Sie sind gemäß IFRS 9 als erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert (FVPL) zu kategorisieren, soweit sie nicht Bestandteil einer Sicherungsbeziehung (Hedge Accounting) sind. Gewinne und Verluste aus Fair-Value-Schwankungen werden sofort erfolgswirksam erfasst.

Im Wesentlichen werden Termingeschäfte und Zins-/Währungsswaps im Devisenbereich sowie Zinsswaps im Zinsbereich eingesetzt. Die eingesetzten Instrumente im Commodity-Bereich umfassen im Wesentlichen sowohl physisch als auch durch Zahlung zu erfüllende strom- und gasbezogene Optionen und Termingeschäfte.

Im Rahmen der Fair-Value-Bewertung nach IFRS 13 wird für derivative Finanzinstrumente auch das Kontrahentenausfallrisiko berücksichtigt. Dieses Risiko ermittelt E.ON auf Basis einer Portfoliobewertung in einem bilateralen Ansatz sowohl für das eigene Kreditrisiko (Debt Value Adjustment) als auch für das Risiko der entsprechenden Gegenpartei (Credit Value Adjustment). Die Zuordnung der ermittelten Kontrahentenausfallrisiken für die einzelnen Finanzinstrumente erfolgt nach der relativen Fair-Value-Methode auf Nettobasis.

Einen Teil dieser Derivate hat E.ON im Rahmen einer Sicherungsbeziehung designiert. Die Anforderungen gemäß IFRS 9 an das Hedge Accounting umfassen insbesondere die Zulässigkeit der Sicherungsinstrumente und der Grundgeschäfte, die formale Designation und Dokumentation der Sicherungsbeziehung zwischen Grund- und Sicherungsgeschäft, die Sicherungsstrategie sowie die Erfüllung der Effektivitätsanforderungen. Die designierten Grundgeschäfte und Sicherungsinstrumente unterliegen demselben Risiko. Durch diese wirtschaftliche Beziehung ist der betragsmäßige Ausgleich und somit die Effektivität der Sicherungsbeziehungen grundsätzlich gegeben. Ineffektivitäten ergeben sich nur, wenn die wertbestimmenden

Parameter von Grundgeschäft und Sicherungsinstrument voneinander abweichen oder bei einer nachträglichen Designation des Sicherungsinstruments. Bei der Beurteilung der zu buchenden Ineffektivität werden sämtliche Bestandteile der Fair-Value-Veränderungen von Derivaten berücksichtigt.

Im Rahmen von Fair-Value Hedge Accounting wird neben der Fair-Value-Veränderung des Derivats auch die gegenläufige Fair-Value-Veränderung des Grundgeschäfts, soweit sie auf das gesicherte Risiko entfällt, erfolgswirksam erfasst.

Wird ein derivatives Finanzinstrument nach IFRS 9 als Sicherungsgeschäft in einem Cashflow Hedge eingesetzt, wird der effektive Teil der Fair-Value-Veränderung des Sicherungsinstruments im Eigenkapital als Bestandteil des Other Comprehensive Income ausgewiesen. Im Einklang mit den Vorschriften des IFRS 9 wird bei Fremdwährungsderivaten der Währungsbasisspread (Hedging-Kosten) von dem designierten Sicherungsinstrument getrennt und als ausgeschlossene Komponente im kumulierten Other Comprehensive Income in der Reserve für Hedging-Kosten als Bestandteil des Eigenkapitals separat ausgewiesen.

Eine Umbuchung in die Gewinn- und Verlustrechnung wird in der Periode vorgenommen, in der die Cashflows des Grundgeschäfts erfolgswirksam werden. Entfällt das gesicherte Grundgeschäft, wird das Sicherungsergebnis sofort erfolgswirksam reklassifiziert. Der ineffektive Anteil der Fair-Value-Veränderung eines Sicherungsgeschäfts, für das ein Cashflow Hedge gebildet wurde, wird sofort im erforderlichen Umfang erfolgswirksam erfasst.

Zur Sicherung von Währungsrisiken der Netto-Aktiva einer ausländischen Beteiligung (Hedge of a Net Investment) werden sowohl derivative als auch nicht derivative Finanzinstrumente eingesetzt. Die Effekte aus Fair-Value-Veränderungen beziehungsweise aus der Stichtagsumrechnung dieser Instrumente werden im Eigenkapital als Bestandteil des Other Comprehensive Income unter dem Posten „Differenz aus der Währungsumrechnung“ erfasst.



E.ON wendet derzeit sowohl Sicherungen im Rahmen von Cashflow Hedges als auch von Hedges of a Net Investment an.

Fair-Value-Änderungen, die erfolgswirksam erfasst werden, werden in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen ausgewiesen. Ergebnisse aus Zinsderivaten werden im Zinsergebnis ausgewiesen.

Unrealisierte Gewinne und Verluste, die sich bei der Zugangsbewertung eines Derivats bei Vertragsabschluss ergeben, werden nicht erfolgswirksam erfasst. Diese Gewinne und Verluste werden abgegrenzt und systematisch über die Laufzeit des Derivats erfolgswirksam aufgelöst. Eine Ausnahme von der erfolgsneutralen Abgrenzung besteht, sofern die Zugangsbewertung durch Marktpreise in einem aktiven Markt gestützt, durch einen Vergleich mit anderen beobachtbaren zeitnahen Transaktionen verifiziert oder durch eine Bewertungstechnik, die nur auf beobachtbaren Marktdaten beruht, ermittelt wurde. In diesem Fall wird das Ergebnis der Zugangsbewertung erfolgswirksam erfasst.

E.ON hält Portfolios von Absatz- und Beschaffungsverträgen über Strom- und Gaslieferungen mit verschiedenen Kunden- und Lieferantengruppen (Commodity-Termingeschäfte). Verträge (insbesondere Absatz- und Beschaffungsverträge von Strom und Gas), die für Zwecke des Empfangs oder der Lieferung nichtfinanzieller Posten gemäß dem erwarteten Einkaufs-, Verkaufs- oder Nutzungsbedarf von E.ON abgeschlossen und in diesem Sinne gehalten werden, werden grundsätzlich als Eigenverbrauchsverträge eingestuft.

Sie werden nicht als derivative Finanzinstrumente erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert (FVPL) gemäß IFRS 9, sondern als schwebende Geschäfte gemäß den Regelungen des IAS 37 bilanziert. Verträge, die eine Nettoabwicklung vorsehen, ebenso wie Rückverkäufe von künftig zu liefernden Mengen, stehen in der Regel einer Klassifizierung als Eigenverbrauchsvertrag entgegen. Auf Basis von zukunftsgerichteten Prognosen der Liefermengen, die durch die Kundenstruktur und das Portfoliomanagement

spezifiziert werden, werden Verträge mit physischer Erfüllung bei Abschluss als Derivate bilanziert, für die eine Erfüllung im Rahmen der gewöhnlichen Lieferung nicht sichergestellt werden kann. Sollte im Rahmen der nachträglichen Überprüfung ein Überschießen der zum Eigenverbrauch eingestuftten Mengen über die tatsächliche ausgelieferte Menge festgestellt werden, kommt es daraufhin zu einer Derivatebilanzierung.

Eingebettete Derivate in Eigenverbrauchsverträgen sind vom Basisvertrag zu trennen und gemäß IFRS 9 als Derivat zu bilanzieren, wenn die wirtschaftlichen Merkmale und Risiken dieser Derivate nicht eng mit denen des Basisvertrags verbunden sind. Eine Beurteilung, ob ein trennungspflichtiges Derivat vorliegt, erfolgt bei Vertragsabschluss. Eine Neubeurteilung ist bei einer signifikanten Veränderung der Vertragsbedingungen oder im Rahmen von Unternehmenszusammenschlüssen vorzunehmen.

Verträge zum Kauf oder Verkauf nichtfinanzieller Posten, die nach IFRS 9 nicht als Eigenverbrauchsverträge eingestuft werden und als Derivat zu bilanzieren sind, sind bis zu ihrer Realisierung zum beizulegenden Zeitwert in der Bilanz anzusetzen. Bei der physischen Erfüllung (Lieferung oder Einspeisung) solcher Energielieferverträge werden die gelieferten Strom- oder Gasmengen mit dem zu diesem Zeitpunkt geltenden Marktpreis bewertet. Die Differenz zwischen Vertragspreis und Marktpreis wird im sonstigen betrieblichen Ergebnis erfasst. In Ausnahmefällen werden Commodity-Derivate als Sicherungsinstrument eines Cash Flow Hedges gemäß IFRS 9 designiert und der effektive Teil der Wertänderung wird, wie oben dargestellt, im Eigenkapital als Bestandteil des Other Comprehensive Income ausgewiesen.

IFRS 7 „Finanzinstrumente: Anhangangaben“ (IFRS 7) sowie IFRS 13 fordern umfangreiche qualitative und quantitative Angaben über das Ausmaß von Risiken aus Finanzinstrumenten. Weitere Informationen zu den Finanzinstrumenten sind in den **Textziffern 30 →** und **31 →** zu finden.

Originäre und derivative Finanzinstrumente werden in der Bilanz saldiert, sofern E.ON gemäß IAS 32 ein unbedingtes Recht – auch für den Fall der Insolvenz des Vertragspartners – hat sowie die Absicht besitzt, die gegenläufigen Positionen zeitgleich und/oder netto zu begleichen.

Vorräte

Die Bewertung der Vorräte erfolgt zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten beziehungsweise zum niedrigeren Netto-Veräußerungswert. Rohstoffe, Fertigerzeugnisse und Handelswaren werden nach der Durchschnittskostenmethode bewertet. Bestandteile der Herstellungskosten sind neben dem Fertigungsmaterial und den Fertigungslöhnen anteilige Material- und Fertigungsgemeinkosten unter Annahme einer Normalauslastung. Aufwendungen der allgemeinen Verwaltung werden nicht aktiviert. Bestandsrisiken, die sich aus der Lagerdauer sowie geminderter Verwertbarkeit ergeben, werden durch angemessene Wertberichtigungen auf den Netto-Veräußerungswert berücksichtigt.

Emissionsrechte und ähnliche Zertifikate

Emissionsrechte und ähnliche Zertifikate, die im Rahmen von nationalen und internationalen Emissionshandelssystemen zur Erfüllung der Abgabeverpflichtungen gehalten werden, werden im Zeitpunkt des Erwerbs mit den Anschaffungs- und Herstellungskosten aktiviert und im Umlaufvermögen ausgewiesen. Die Folgebewertung erfolgt zu fortgeführten Anschaffungs- und Herstellungskosten gemäß IAS 38.

Die Verpflichtung zur Einreichung von Emissionsrechten und ähnlichen Zertifikaten bei den zuständigen Behörden wird zum Bilanzstichtag passiviert. Die Bewertung erfolgt zum bestmöglichen Schätzwert des zukünftigen Erfüllungsbetrags.

Werden Emissionsrechte und ähnliche Zertifikate im Rahmen des proprietären Handels gehalten, werden diese zum Fair Value abzüglich noch anfallender Veräußerungskosten angesetzt.



Forderungen, vertragliche Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten und sonstige Vermögenswerte

Eine Forderung unter IFRS 15 wird angesetzt, wenn Güter geliefert beziehungsweise Dienstleistungen erbracht werden, sofern der Anspruch auf Gegenleistung unbedingt ist, also nur noch an den Zeitablauf geknüpft ist. Ist das Recht auf Erhalt der Gegenleistung indes abhängig von anderen Bedingungen als lediglich dem Ablauf von Zeit, wird ein vertraglicher Vermögenswert aktiviert. Eine Vertragsverbindlichkeit unter IFRS 15 wird angesetzt, wenn für einen bestehenden IFRS-15-Vertrag eine Gegenleistung erbracht wurde und der Anspruch auf zu liefernde Güter beziehungsweise Dienstleistungen noch vollumfänglich oder teilweise besteht. Erst bei entsprechender Leistungserbringung durch E.ON wird die Vertragsverbindlichkeit umsatzwirksam aufgelöst. Ein sonstiger Vermögenswert unter IFRS 15 wird angesetzt, wenn die Kosten der Vertragserlangung als wiedererlangbar eingeschätzt werden und die Amortisationsdauer mehr als ein Jahr beträgt. Der sonstige Vermögenswert wird über die geschätzte Vertragslaufzeit planmäßig in Abhängigkeit davon abgeschrieben, wie die Güter oder Dienstleistungen, auf die sich die Kosten beziehen, auf die Kundin oder den Kunden übertragen werden. Beträgt die geschätzte Vertragslaufzeit weniger als ein Jahr, werden die Kosten sofort als Aufwand in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen ohne signifikante Finanzierungskomponente werden bei Zugang zum Transaktionspreis bewertet. Für erkennbare Einzelrisiken werden Wertberichtigungen vorgenommen, die im ausgewiesenen Netto-Buchwert enthalten sind. Ist der Ausfall eines bestimmten Anteils des gesamten Forderungsbestands wahrscheinlich, werden Wertberichtigungen in dem Umfang vorgenommen, der dem erwarteten Nutzensausfall entspricht. Zudem werden Wertminderungen für zukünftig zu erwartende Kreditverluste erfasst.

Liquide Mittel

Die liquiden Mittel enthalten Schecks, Kassen- und Bankguthaben sowie kurzfristige Wertpapiere.

Liquide Mittel mit einer ursprünglichen Laufzeit von mehr als drei Monaten werden unter den Wertpapieren und Festgeldanlagen ausgewiesen, sofern ihre Laufzeit nicht mehr als zwölf Monate beträgt und sie somit unter den langfristigen Finanzforderungen und sonstigen finanziellen Vermögenswerten ausgewiesen sind.

Liquide Mittel mit einer ursprünglichen Laufzeit von weniger als drei Monaten werden den Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten gemäß IAS 7 zugeordnet. Dies gilt auch, falls sie einer lediglich vertraglichen Verfügungsbeschränkung unterliegen, bei der technisch jederzeit nach eigenem Ermessen über die Mittel verfügt werden kann. Sofern über liquide Mittel allerdings aufgrund einer Verfügungsbeschränkung technisch nicht jederzeit im eigenen Ermessen verfügt werden kann, werden diese separat als liquide Mittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen, ausgewiesen.

Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte und damit verbundene Schulden sowie nicht fortgeführte Aktivitäten

Langfristige Vermögenswerte und gegebenenfalls zugehörige Schulden, für die eine Veräußerungsabsicht besteht, werden in der Bilanz separat von anderen Vermögenswerten und Schulden in den Posten „Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte“ beziehungsweise „Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden“ ausgewiesen, wenn sie in ihrem jetzigen Zustand veräußerbar sind und die Veräußerung hochwahrscheinlich ist. Die Umgliederung in die separaten Bilanzposten wird im Anlagespiegel unter „Abgänge“ ausgewiesen.

Bei einer nicht fortgeführten Aktivität (Discontinued Operation) handelt es sich um einen Geschäftsbereich, der entweder zur Veräußerung bestimmt oder bereits veräußert worden ist und sowohl aus betrieblicher Sicht als auch für Zwecke der Finanzberichterstattung eindeutig von den übrigen Unternehmensaktivitäten abgegrenzt werden kann. Außerdem

muss der als nicht fortgeführte Aktivität qualifizierte Unternehmensbestandteil einen gesonderten wesentlichen Geschäftszweig beziehungsweise einen bestimmten wesentlichen geografischen Geschäftsbereich des Konzerns repräsentieren oder ein Tochterunternehmen darstellen, das ausschließlich mit der Absicht einer Weiterveräußerung erworben wurde.

Auf langfristige Vermögenswerte, die einzeln oder zusammen in einer Abgangsgruppe zur Veräußerung bestimmt sind oder die zu einer nicht fortgeführten Aktivität gehören, werden keine planmäßigen Abschreibungen mehr vorgenommen. Sie werden zum niedrigeren Wert aus Buchwert und Fair Value abzüglich noch anfallender Veräußerungskosten angesetzt. Liegt dieser Wert unter dem Buchwert, wird ein Wertminderungsaufwand in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen erfasst.

Das Ergebnis aus der Bewertung von zur Veräußerung vorgesehenen Geschäftsbereichen sowie die Gewinne und Verluste aus der Veräußerung nicht fortgeführter Aktivitäten werden ebenso wie das Ergebnis aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit dieser Geschäftsbereiche in der Gewinn- und Verlustrechnung des Konzerns gesondert als Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten ausgewiesen. Die Vorjahreswerte der Gewinn- und Verlustrechnung werden entsprechend angepasst. Der Ausweis der betreffenden Vermögenswerte und Schulden erfolgt in einem separaten Bilanzposten. In der Kapitalflussrechnung werden die Zahlungsströme nicht fortgeführter Aktivitäten separat ausgewiesen und die Vorjahreswerte entsprechend angepasst. Eine Anpassung der Bilanz des Vorjahres erfolgt hingegen nicht.

Eigenkapitalinstrumente

E.ON ist Kaufverpflichtungen gegenüber Anteilseignern ohne beherrschenden Einfluss von Tochterunternehmen eingegangen. Durch diese Vereinbarungen erhalten die Aktionärinnen und Aktionäre ohne beherrschenden Einfluss das Recht, ihre Anteile zu vorher festgelegten Bedingungen anzudienen. Keine der Vertragsgestaltungen führt dazu, dass die wesentlichen Chancen



und Risiken zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses auf E.ON übergegangen sind. Entsprechend der Anticipated Acquisition Method erfolgt die Bilanzierung jedoch so, als wäre das Andienungsrecht bereits ausgeübt worden. So werden die Minderheitenanteile – unabhängig von der Wahrscheinlichkeit der Optionsausübung – ausgebucht und gleichzeitig eine Verbindlichkeit in Höhe des Barwerts des Rückkaufbetrags gemäß IAS 32 „Finanzinstrumente: Darstellung“ (IAS 32) passiviert. Die Differenz zwischen diesem Wertansatz und dem Buchwert des auszubuchenden Eigenkapitals der Minderheitsaktionäre wird im Eigenkapital der Aktionärinnen und Aktionäre der E.ON SE erfasst. Die Aufzinsung der Verbindlichkeit wird im Zinsaufwand gezeigt. Läuft eine Kaufverpflichtung unausgeübt aus, wird die Verbindlichkeit in die Anteile ohne beherrschenden Einfluss zurückgegliedert. Ein etwa verbleibender Differenzbetrag wird dann wieder direkt im Eigenkapital in den Gewinnrücklagen erfasst.

Sofern Gesellschafter ein gesetzliches, nicht ausschließbares Kündigungsrecht besitzen (zum Beispiel bei deutschen Personengesellschaften), bedingt dieses Kündigungsrecht nach IAS 32 einen Verbindlichkeitsausweis der im Konzern vorhandenen Anteile ohne beherrschenden Einfluss an den betroffenen Unternehmen. Die Verbindlichkeit wird zum Barwert des vermutlichen Abfindungsbetrags bei einer eventuellen Kündigung ausgewiesen. Der Ansatz erfolgt unabhängig von der Wahrscheinlichkeit der Kündigung. Wertänderungen der Verbindlichkeit werden im sonstigen betrieblichen Ergebnis gezeigt. Aufzinsungseffekte und der Anteil am Ergebnis, der auf Anteile ohne beherrschenden Einfluss entfällt, werden im Zinsergebnis ausgewiesen. Sollten Aktionärinnen und Aktionäre ohne beherrschenden Einfluss Anspruch auf eine Garantiedividende besitzen, wird dieser Anspruch als Verbindlichkeit ausgewiesen und aus den Eigenkapitalanteilen ohne beherrschenden Einfluss umgegliedert.

Wenn die E.ON SE eigene Anteile oder ein Konzernunternehmen Anteile an der E.ON SE kauft (Treasury Shares), wird der Wert der bezahlten Gegenleistung, einschließlich direkt zurechenbarer

zusätzlicher Kosten (netto nach Ertragsteuern), vom Eigenkapital der E.ON SE abgezogen, bis die Aktien eingezogen, wieder ausgegeben oder weiterverkauft werden. Werden solche eigenen Anteile nachträglich wieder ausgegeben oder verkauft, wird die erhaltene Gegenleistung, netto nach Abzug der historischen Anschaffungskosten, direkt zurechenbarer zusätzlicher Transaktionskosten und zusammenhängender Ertragsteuern, in der Kapitalrücklage erfasst.

Aktienbasierte Vergütungen

Die Bilanzierung der im E.ON-Konzern ausgegebenen aktienorientierten Vergütungspläne erfolgt im Einklang mit IFRS 2 „Anteilsbasierte Vergütung“ (IFRS 2).

In den Geschäftsjahren 2017 bis 2025 wurden virtuelle Aktien im Rahmen des E.ON Performance Plans an die Vorstandsmitglieder der E.ON SE und bestimmte Führungskräfte des E.ON-Konzerns gewährt. Für weitere Informationen zur Gestaltung des Plans im Einzelnen wird auf den Vergütungsbericht verwiesen.

Beim E.ON Performance Plan handelt es sich um Zusagen des Unternehmens, die eine an der Aktienkursentwicklung orientierte Barvergütung am Ende der Laufzeit vorsehen. Der Vergütungsaufwand wird unter Bezugnahme auf den Fair Value der gewährten virtuellen Aktien bewertet und erfolgswirksam über den Zeitraum bis zur Unverfallbarkeit im Personalaufwand erfasst.

Im Jahr 2025 bestand zudem für Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der E.ON SE und teilnehmender Tochtergesellschaften wie im Jahr 2024 wieder die Möglichkeit, E.ON-Aktien zu vergünstigten Konditionen im Rahmen des Mitarbeiteraktien-Programms zu erwerben. Das Programm beinhaltet eine anteilsbasierte Vergütung mit Ausgleich in Eigenkapitalinstrumenten (Aktien der E.ON SE) als Gegenleistung für erbrachte Dienst- oder Arbeitsleistungen. Die entsprechenden Entgelte im Anwendungsbereich von IFRS 2 wurden im Personalaufwand erfasst, die Gegenbuchung erfolgte im Eigenkapital.

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Bei leistungsorientierten Versorgungsplänen werden die Rückstellungen gemäß IAS 19 „Leistungen an Arbeitnehmer“ mittels der Methode der laufenden Einmalprämien (Projected Unit Credit Method) ermittelt, wobei zum Bilanzstichtag des Geschäftsjahres eine versicherungsmathematische Bewertung durchgeführt wird. Hierbei werden nicht nur die am Stichtag bekannten Rentenverpflichtungen und erworbenen Anwartschaften, sondern auch wirtschaftliche Trendannahmen, wie unter anderem Gehalts- und Rententrends, die nach realistischen Erwartungen gewählt werden, sowie stichtagsbezogene Bewertungsparameter, wie zum Beispiel Rechnungszinssätze, berücksichtigt.

Gewinne und Verluste aus den Neubewertungen der Netto-Verbindlichkeit oder des Netto-Vermögenswerts aus leistungsorientierten Pensionsplänen umfassen versicherungsmathematische Gewinne und Verluste, die sich vor allem aus Abweichungen zwischen den rechnungsmäßig erwarteten und den tatsächlich eingetretenen Änderungen der zugrunde gelegten demografischen und finanziellen Bewertungsparameter ergeben können. Hinzu kommt die Differenz zwischen den tatsächlichen Erträgen aus dem Planvermögen und den erwarteten, im Netto-Zinsergebnis enthaltenen Zinserträgen auf das Planvermögen. Effekte aus den Neubewertungen werden vollständig in der Periode erfasst, in der sie auftreten, und außerhalb der Gewinn- und Verlustrechnung in der Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen ausgewiesen.

Der Dienstzeitaufwand, der die im Geschäftsjahr gemäß Leistungsplan hinzuerworbenen Ansprüche der aktiven Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer repräsentiert, wird im Personalaufwand ausgewiesen; das auf Basis des zu Beginn des Geschäftsjahres gültigen Rechnungszinssatzes ermittelte Netto-Zinsergebnis auf die Netto-Verbindlichkeit beziehungsweise den



Netto-Vermögenswert aus leistungsorientierten Versorgungsplänen wird im Finanzergebnis erfasst.

Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand sowie Gewinne und Verluste aus Planabgeltungen werden in voller Höhe unmittelbar in der Periode erfolgswirksam erfasst, in der die zugrunde liegende Planänderung, -kürzung oder -abgeltung erfolgt. Die Erfassung erfolgt im Personalaufwand.

Der bilanzierte Betrag stellt den Barwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen nach Verrechnung mit dem Fair Value des Planvermögens dar. Ein gegebenenfalls aus dieser Berechnung entstehender Vermögenswert ist der Höhe nach beschränkt auf den Barwert verfügbarer Rückerstattungen und die Verminderung künftiger Beitragszahlungen sowie den Nutzen aus Vorauszahlungen im Rahmen von Mindestdotierungsverpflichtungen. Die Erfassung eines derartigen Vermögenswerts erfolgt in den betrieblichen Forderungen.

Zahlungen für beitragsorientierte Versorgungspläne werden bei Fälligkeit als Aufwand erfasst und innerhalb des Personalaufwands ausgewiesen. Zahlungen für staatliche Versorgungspläne werden wie Zahlungen für beitragsorientierte Versorgungspläne behandelt, sofern die Verpflichtungen im Rahmen dieser Versorgungspläne denen aus beitragsorientierten Versorgungsplänen grundsätzlich entsprechen.

Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen sowie übrige Rückstellungen

Nach IAS 37 „Rückstellungen, Eventualschulden, Eventualforderungen“ (IAS 37) werden Rückstellungen gebildet, wenn rechtliche oder faktische Verpflichtungen gegenüber außenstehenden Dritten vorliegen, die aus vergangenen Ereignissen resultieren und deren Erfüllung wahrscheinlich zu einem zukünftigen Ressourcenabfluss führen wird. Hierbei muss die Höhe der Verpflichtung zuverlässig geschätzt werden können.

Der Ansatz der Rückstellung erfolgt zum voraussichtlichen Erfüllungsbetrag. Langfristige Verpflichtungen werden – sofern der aus der Diskontierung resultierende Zinseffekt (Unterschiedsbetrag zwischen Barwert und Rückzahlungsbetrag) wesentlich ist – mit dem Barwert ihres voraussichtlichen Erfüllungsbetrags angesetzt, wobei auch zukünftige Kostensteigerungen, die am Bilanzstichtag zum Jahresende absehbar und wahrscheinlich sind, in die Bewertung einbezogen werden. Langfristige Verpflichtungen werden grundsätzlich mit dem zum jeweiligen Bilanzstichtag gültigen Marktzinssatz diskontiert, sofern dieser nicht negativ ist. Die Aufzinsungsbeträge sowie die Zinsänderungseffekte werden grundsätzlich innerhalb des Finanzergebnisses ausgewiesen. Eine mit der Rückstellung zusammenhängende Erstattung wird, sofern ihre Vereinnahmung so gut wie sicher ist, als separater Vermögenswert aktiviert. Ein saldierter Ausweis innerhalb der Rückstellungen ist nicht zulässig. Geleistete Anzahlungen werden von den Rückstellungen abgesetzt.

Verpflichtungen, die aus der Stilllegung oder dem Rückbau von Sachanlagen resultieren, werden – sofern eine zuverlässige Schätzung möglich ist – in der Periode ihrer Entstehung mit ihren diskontierten Erfüllungsbeträgen passiviert, wobei keine negativen Diskontierungszinssätze zur Anwendung kommen. Zugleich werden die Buchwerte der entsprechenden Sachanlagen um denselben Betrag erhöht. In den Folgeperioden werden die aktivierten Stilllegungs- und Rückbaukosten über die voraussichtliche Restnutzungsdauer des entsprechenden Vermögenswerts abgeschrieben, während die Rückstellung jährlich aufgezinst wird. Geleistete Anzahlungen werden von den Rückstellungen abgesetzt.

Schätzungsänderungen ergeben sich insbesondere bei Abweichungen von der ursprünglich geschätzten Kostenentwicklung, bei Änderungen bezüglich des Zahlungszeitpunkts oder des Verpflichtungsumfangs sowie regelmäßig aus der Anpassung des Diskontierungszinssatzes an das aktuelle Marktzinsniveau. Die Anpassung von Rückstellungen für die Stilllegung beziehungsweise den Rückbau von Sachanlagen

bei Schätzungsänderungen erfolgt grundsätzlich erfolgsneutral durch eine Gegenbuchung in den Sachanlagen. Da die betreffenden Sachanlagen jedoch häufig bereits vollständig abgeschrieben sind, werden die Schätzungsänderungen überwiegend in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

Die Schätzwerte für Rückstellungen im Kernenergiebereich werden unter Bezugnahme auf Gutachten und Kostenschätzungen sowie zivilrechtliche Verträge beziehungsweise gesetzliche Angaben abgeleitet. Wesentliches Schätzelement sind die angewandten Realzinsen (angewandter Diskontierungszinssatz abzüglich der Kostensteigerungsrate).

Bei Existenz belastender Verträge, bei denen die unvermeidbaren Kosten zur Erfüllung der vertraglichen Verpflichtung höher sind als der erwartete Nutzen aus dem Vertragsverhältnis, werden Rückstellungen für drohende Verluste aus schwebenden Geschäften gebildet. Entsprechende Rückstellungen werden mit dem niedrigeren Betrag aus Verpflichtungsüberhang bei Vertragserfüllung und eventuellen Straf- oder Entschädigungszahlungen im Falle einer Nichterfüllung des Vertrags angesetzt. Die Ermittlung der Verpflichtungen aus einem schwebenden Vertragsverhältnis erfolgt absatzmarktorientiert, teilweise auf Basis von Vertragsportfolios.

Rückstellungen für schwebende Absatzgeschäfte sind auch zu bilden, wenn diese Geschäfte der „own-use exemption“ des IFRS 9 unterliegen und diesen teilweise Gegengeschäfte gegenüberstehen, die als derivative Finanzinstrumente zu bilanzieren sind und somit zu aktuellen Marktpreisen bewertet werden. In der Folge werden für die eigentlich der „own-use exemption“ unterliegenden Geschäfte Rückstellungen nach IAS 37 gebildet, für deren Ermittlung der innere Wert der gemäß IFRS 9 bilanzierten Derivate des Beschaffungsportfolios kalkulatorisch in der Berechnung der Kosten der Leistungserfüllung berücksichtigt werden. Die gemäß IFRS 9 gewählte Buchstruktur beeinflusst daher die Bilanzierung entsprechender Rückstellungen.



Eventualverbindlichkeiten sind mögliche Drittverpflichtungen aus vergangenen Ereignissen, die nicht gänzlich vom Unternehmen kontrollierbar sind, oder gegenwärtige Drittverpflichtungen aus vergangenen Ereignissen, bei denen der Abfluss von Ressourcen mit wirtschaftlichem Nutzen unwahrscheinlich ist oder deren Höhe nicht ausreichend verlässlich bestimmt werden kann. Eventualverbindlichkeiten werden nicht in der Bilanz erfasst.

Hinsichtlich bestimmter Eventualverbindlichkeiten, Eventualforderungen und Rückstellungen in Zusammenhang mit schwebenden Rechtsstreitigkeiten wird auf eine vollständige Angabe von Informationen dann verzichtet, wenn die Angabe dieser Informationen möglicherweise erheblichen Einfluss auf den Verfahrensfortgang haben könnte.

Rückstellungen für Restrukturierungen werden mit dem Barwert der zukünftigen Mittelabflüsse angesetzt. Die Rückstellungsbildung erfolgt zu dem Zeitpunkt, zu dem ein detaillierter Restrukturierungsplan vorliegt, der vom Management beschlossen wurde und dessen Umsetzung entweder bereits begonnen hat oder aber öffentlich angekündigt oder den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern oder deren Vertreterinnen und Vertretern kommuniziert worden ist. Für die Bemessung der Rückstellungshöhe werden nur die den Restrukturierungsmaßnahmen direkt zuordenbaren Aufwendungen herangezogen. Nicht berücksichtigt werden Aufwendungen, die mit dem zukünftigen operativen Geschäft in Verbindung stehen.

Ertragsteuern

Nach IAS 12 „Ertragsteuern“ (IAS 12) sind latente Steuern für temporäre Differenzen zwischen den Buchwerten der Vermögenswerte und Schulden in der Bilanz und ihren Steuerwerten zu bilden (Verbindlichkeitsmethode). Latente Steuern werden für temporäre Differenzen gebildet, die zu steuerpflichtigen oder abzugsfähigen Beträgen bei der Ermittlung des zu versteuernden Einkommens künftiger Perioden führen, es sei denn, die abweichenden Wertansätze resultieren aus dem

erstmaligen Ansatz eines Vermögenswerts oder einer Schuld zu einem Geschäftsvorfall, der kein Unternehmenszusammenschluss ist, zum Zeitpunkt des Geschäftsvorfalles weder das Ergebnis vor Steuern noch das zu versteuernde Einkommen beeinflusst und keine steuerpflichtigen und abzugsfähigen temporären Differenzen in gleicher Höhe bewirkt hat (sogenannte Initial Differences). Ein Ansatz von unsicheren Steuerpositionen erfolgt in Höhe des wahrscheinlichsten Werts oder des Erwartungswerts. IAS 12 verlangt außerdem die Bildung aktiver latenter Steuern auf noch nicht genutzte Verlustvorträge und Steuergutschriften. Aktive latente Steuern werden in dem Maße bilanziert, wie es wahrscheinlich ist, dass ein zu versteuerndes Ergebnis verfügbar sein wird, gegen das die temporären Differenzen und noch nicht genutzten Verlustvorträge verwendet werden können. Die Unternehmenseinheiten werden individuell daraufhin beurteilt, ob es wahrscheinlich ist, dass in künftigen Jahren ein positives steuerliches Ergebnis entsteht. Der Planungshorizont beträgt in diesem Zusammenhang grundsätzlich drei bis fünf Jahre. Eine etwa bestehende Verlusthistorie wird bei dieser Analyse einbezogen. Für den Teil der aktiven latenten Steuern, für den diese Annahmen nicht zutreffen, wird der Wert der latenten Steuern vermindert. Latente Steuern im Zusammenhang mit der globalen Mindestbesteuerung („Pillar 2“) werden nicht bilanziert.

Passive latente Steuern, die durch temporäre Differenzen im Zusammenhang mit Beteiligungen an Tochterunternehmen und assoziierten Unternehmen entstehen, werden angesetzt, es sei denn, dass der Zeitpunkt der Umkehrung der temporären Differenzen im Konzern bestimmt werden kann und es wahrscheinlich ist, dass sich die temporären Differenzen in absehbarer Zeit aufgrund dieses Einflusses nicht umkehren werden.

Zur Ermittlung der latenten Steuern sind die Steuersätze anzuwenden, die zu dem Zeitpunkt gelten, in dem sich die temporären Differenzen wahrscheinlich wieder ausgleichen werden. Die Auswirkungen von Steuersatz- oder Steuergesetzänderungen auf die aktiven und passiven latenten Steuern werden erfolgswirksam berücksichtigt, es sei denn, die

Änderung betrifft latente Steuern, die vormals erfolgsneutral gebildet wurden. Die Änderung erfolgt grundsätzlich in der Periode, in der das materielle Gesetzgebungsverfahren abgeschlossen ist. Ertragsteuern für Transaktionskosten einer Eigenkapitaltransaktion werden direkt im Eigenkapital bilanziert.

Grundsätzlich werden Ertragsteuerpositionen insbesondere vor dem Hintergrund vielfältiger Änderungen von Steuergesetzen, steuerlicher Regelungen, der Rechtsprechung und fortlaufenden steuerlichen Prüfungen regelmäßig gewürdigt. E.ON begegnet diesem Umstand insbesondere unter Anwendung von IFRIC 23 mit einer fortlaufenden Identifikation und Bewertung der steuerlichen Rahmenbedingungen und der sich daraus ergebenden Effekte. Danach fließen aktuellste Erkenntnisse in die erforderlichen Schätzparameter zur Bewertung der Steuerrückstellungen ein. Damit im Zusammenhang stehende potenzielle Zinseffekte werden ebenfalls entsprechend beurteilt, bewertet und gesondert ausgewiesen.

Kapitalflussrechnung

Die Kapitalflussrechnung ist gemäß IAS 7 „Kapitalflussrechnungen“ in Zahlungsströme aus operativer Geschäftstätigkeit, aus Investitionstätigkeit und aus Finanzierungstätigkeit gegliedert.

Segmentberichterstattung

Gemäß IFRS 8 „Geschäftssegmente“ (IFRS 8) werden die Segmente der Gesellschaft – dem sogenannten „Management Approach“ folgend – nach der internen Berichtsstruktur abgegrenzt. Als intern verwendete Ergebnisgröße zur Performance-Messung wird ein um nicht operative Effekte bereinigtes EBITDA als Segmentergebnis herangezogen (vergleiche **Textziffer 34 →**). Transaktionen zwischen den berichtspflichtigen Segmenten werden grundsätzlich zu fremdüblichen Verrechnungspreisen erfasst.



Gliederung der Bilanz sowie der Gewinn- und Verlustrechnung

Die Konzernbilanz wird im Einklang mit IAS 1 „Darstellung des Abschlusses“ nach Fristigkeit aufgestellt. Dabei werden Vermögenswerte, die innerhalb von zwölf Monaten nach dem Bilanzstichtag realisiert werden, sowie Verbindlichkeiten, die innerhalb eines Jahres nach dem Bilanzstichtag fällig werden, grundsätzlich als kurzfristig ausgewiesen.

Die Gliederung der Gewinn- und Verlustrechnung erfolgt nach dem auch für interne Zwecke Anwendung findenden Gesamtkostenverfahren.

Schätzungen und Annahmen sowie Ermessen bei der Anwendung der Rechnungslegungsgrundsätze

Die Aufstellung des Konzernabschlusses erfordert Schätzungen und Annahmen, die sowohl die Anwendung von Rechnungslegungsgrundsätzen im Konzern als auch den Ausweis und die Bewertung beeinflussen können. Die Schätzungen basieren auf Erfahrungen der Vergangenheit und aktuellen Kenntnissen über die zu bilanzierenden Geschäftsvorfälle. Die tatsächlichen Beträge können von diesen Schätzungen abweichen. Die Schätzungen und die zugrunde liegenden Annahmen werden fortlaufend überprüft und bei Bedarf periodengerecht angepasst.

Schätzungen sind insbesondere erforderlich bei der Bewertung von Sachanlagen und immateriellen Vermögenswerten, namentlich im Zusammenhang mit Kaufpreisallokationen und der Festlegung von Nutzungsdauern, dem Ansatz und der Bewertung aktiver latenter Steuern (vor allem in Bezug auf die Verfügbarkeit künftig zu versteuernder Ergebnisse, gegen die die abzugsfähigen temporären Differenzen und steuerliche Verlustvorträge verwendet werden können), der Bilanzierung von Pensions- und übrigen Rückstellungen (insbesondere der Rückstellungen für den Rückbau von Kernkraftwerken sowie der Rückstellungen für

Drohverluste aus schwebenden Strom- und Gasabsatzgeschäften), bei der Durchführung von Werthaltigkeitsprüfungen in Übereinstimmung mit IAS 36 und der Fair-Value-Ermittlung bestimmter Finanzinstrumente sowie bei der Anwendung von IFRS 15 und hier insbesondere bei der Schätzung des Werts der gelieferten Strom- und Gaseinheiten einschließlich der geschätzten Werte für Einheiten zwischen der letzten Abrechnung und dem Periodenende. Ähnliches gilt auch für die Schätzung der ausstehenden Leistungsverpflichtungen. Hier liegen die Daten aus der Mittelfristplanung zugrunde, die dann in einem zweiten Schritt um erwartete Neuverträge und Verlängerungen bereits bestehender Verträge in den nächsten Jahren bereinigt werden. Schätzungen fließen auch bei der Anwendung von IFRS 16, namentlich im Zusammenhang mit der Bestimmung der Leasinglaufzeiten und der Berechnung des Abzinsungssatzes, ein sowie zum Teil bei der Anwendung von IFRS 9 im Rahmen der Ermittlung der zukünftig zu erwartenden Kreditausfälle.

Bei der Anwendung der Rechnungslegungsgrundsätze sind Ermessensentscheidungen zu treffen, die einen Einfluss auf die bilanzierten Beträge haben können. Ermessensentscheidungen werden zum Beispiel bei der Beurteilung, ob ein Sachverhalt gemäß IFRS 5 zu klassifizieren ist, relevant. Hier schätzt das Management ein, ob eine Veräußerung als hochwahrscheinlich anzusehen ist. Weitere Ermessensentscheidungen können bei der Beurteilung notwendig sein, ob E.ON ein Unternehmen beherrscht, gemeinsam mit anderen Investoren beherrscht oder maßgeblich beeinflussen kann. Insbesondere schätzt hier das Management ein, was die maßgeblichen Tätigkeiten des Unternehmens sind, das heißt diejenigen Tätigkeiten, welche die Renditen des Beteiligungsunternehmens wesentlich beeinflussen. Die Anteilsbesitzliste (vergleiche [Textziffer 12 →](#)) enthält Angaben darüber, in welcher Form bestimmte Beteiligungsunternehmen in den Konzernabschluss einbezogen wurden, deren Stimmrechtsquote eine andere Einbeziehungsform vermuten lässt. Auch die Werthaltigkeitstests nach IAS 36 basieren auf diversen Annahmen, die im Ermessen des Managements liegen. Die für die Werthaltigkeitsprüfungen im Geschäftsjahr 2025 verwendeten Annahmen werden im Detail in [Textziffer 14 →](#) beschrieben.

Ebenso ist bei der bilanziellen Abbildung von Risiken aus potenziellen Rückforderungen von durchgeführten Preisanpassungsmaßnahmen seitens der Kundinnen und Kunden (Rückstellungen in Zusammenhang mit Preisanpassungen) Ermessen notwendig. Bei der Einschätzung der bilanziellen Auswirkung von Rechtsstreitigkeiten betrifft der Ermessensspielraum insbesondere die Beurteilung eines möglichen Ansatzes von Vermögenswerten beziehungsweise von Schulden sowie die Angabe von Eventualforderungen beziehungsweise -verbindlichkeiten (vergleiche [Textziffer 28 →](#)).

Nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz sind in Deutschland bis zum Jahr 2045 die Treibhausgasemissionen so weit zu reduzieren, dass Netto-Treibhausgasneutralität erreicht wird. Vor diesem Hintergrund wurde zum 31. Dezember 2025 erstmals eine auf das deutsche Gasverteilnetz bezogene Rückstellung zugeführt. E.ON geht dabei davon aus, dass einzelne Teile des deutschen Erdgasnetzes ab dem Jahr 2045 nicht mehr dauerhaft weiterbetrieben oder alternativ genutzt werden. Auf der Grundlage bisheriger Äußerungen der Bundesnetzagentur wird davon ausgegangen, dass entsprechende Aufwendungen sich in den künftigen Gasnetzentgelten widerspiegeln. Die Höhe der Rückstellung hängt vor allem von den weiteren politischen und regulatorischen Vorgaben zur Bedeutung gasförmiger Energieträger im deutschen Energiemix, die sich primär auf die Weiterentwicklung und -verwendung beziehungsweise Stilllegung und Rückbau bestehender Gasnetze auswirken können, sowie von der Fortentwicklung der Kosten- und Bewertungsparameter ab (vergleiche [Textziffer 25 →](#)).

Schätzungen und Ermessensentscheidungen unterliegen insbesondere aufgrund der erheblichen Volumen- und Preisvolatilitäten an den Energiemärkten (auch infolge des fortwährenden Kriegs in der Ukraine) einer erhöhten Unsicherheit. Die sich tatsächlich einstellenden Beträge können von den Schätzungen und Ermessensentscheidungen abweichen. Solche Veränderungen können einen wesentlichen Einfluss auf E.ONs Vermögens-, Finanz- und Ertragslage haben. Bei der Aktualisierung der Schätzungen und Ermessensentscheidungen



zum Stichtag wurden alle verfügbaren Informationen zu den voraussichtlich erwarteten wirtschaftlichen Entwicklungen und länderspezifischen staatlichen Maßnahmen berücksichtigt. Für den Krieg in der Ukraine ist es nach wie vor schwierig, die Dauer und das Ausmaß der Auswirkungen auf Vermögenswerte, Schulden, Ertragslage und Cashflows vorherzusagen.

Die Grundlagen für die Einschätzungen (Schätzungen und Ermessensentscheidungen) bei den genannten und auch bei weiteren relevanten Themen werden in den jeweiligen Abschnitten erläutert.



02 Neue Standards, Interpretationen und Änderungen

Im Geschäftsjahr 2025 erstmals anzuwendende Standards, Interpretationen und Änderungen

Die EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Die Änderungen sind für die Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2025 beginnen, anzuwenden. Für E.ON ergeben sich aus den Änderungen keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

IASB- und IFRS IC-Verlautbarungen	Erläuterung	Anwendungspflicht für E.ON ab	Voraussichtliche Auswirkung auf die Darstellung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage von E.ON
Änderungen an IAS 21 – Klarstellung der Bilanzierung bei einem Mangel an Umtauschbarkeit	Klarstellung, wann eine Währung umtauschbar ist und wie der Wechselkurs zu bestimmen ist, wenn sie es nicht ist.	01.01.2025	Keine Auswirkung.

Veröffentlichte, aber noch nicht anzuwendende Standards, Interpretationen und Änderungen

Das IASB und das IFRS IC haben weitere Standards und Interpretationen verabschiedet. E.ON wendet diese Regelungen nicht an, da ihre Anwendung noch nicht verpflichtend ist. Ob aus diesen Änderungen ein wesentlicher Einfluss auf den E.ON-Konzernabschluss erwartet wird, ist der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.



IASB- und IFRS IC-Verlautbarungen	Erläuterung	In EU-Recht übernommen	Anwendungspflicht für E.ON ab	Voraussichtliche Auswirkung auf die Darstellung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage von E.ON
Jährliche Verbesserungen an den IFRS – Band 11	Geringfügige Änderungen an den IFRS-Rechnungslegungsstandards IFRS 1, IFRS 7, IFRS 9, IFRS 10 und IAS 7.	Ja	01.01.2026	Keine wesentliche Auswirkung.
Änderungen an IFRS 7 und 9 – Klassifizierung und Bewertung von Finanzinstrumenten	Die Änderungen betreffen die Klassifizierung, Bewertung und Offenlegung von Finanzinstrumenten mit dem Hauptziel einer verbesserten Transparenz und Konsistenz bei der Behandlung von ESG-Kriterien und Zinszahlungen. Zudem erfolgten Klarstellungen zur Ausbuchung finanzieller Verbindlichkeiten und finanzieller Vermögenswerte, die über elektronische Zahlungssysteme abgewickelt werden.	Ja	01.01.2026	Keine wesentliche Auswirkung.
Änderungen an IFRS 7 und 9 – Verträge, die sich auf naturabhängigen Strom beziehen	Verträge, die sich auf naturabhängigen Strom beziehen, helfen Unternehmen dabei, auf Strom aus Quellen wie Wind- oder Solarkraft zugreifen zu können. Diese sind häufig als sogenannte Power Purchase Agreements strukturiert. Um eine bessere Abbildung dieser Verträge in den Abschlüssen der Unternehmen zu ermöglichen, hat das IASB folgende Änderungen vorgenommen: – Klarstellung zur Anwendung der „own use exemption“ auf diese Verträge; – Anpassung der Vorschriften zur Bilanzierung von Sicherungsgeschäften mit der Möglichkeit, solche Verträge als Sicherungsinstrument zu verwenden, wenn bestimmte Voraussetzungen erfüllt sind; – Einführen zusätzlicher Angabepflichten.	Ja	01.01.2026	Keine wesentliche Auswirkung.
IFRS 18 – Darstellung und Angaben im Abschluss	IFRS 18 enthält Anforderungen an die Art der Darstellung und Offenlegung von Informationen in IFRS-Abschlüssen. IFRS 18 wird IAS 1 „Darstellung des Abschlusses“ ersetzen. Wesentliche Änderungen durch IFRS 18 betreffen: – In der Gewinn- und Verlustrechnung: Neue Struktur mit zwei neuen obligatorischen Zwischensummen (Operating Profit, Profit before financing and income taxes) und der Anforderung, alle Aufwendungen und Erträge in Kategorien zu klassifizieren. Dabei gibt es drei neue Kategorien (Operating, Investing und Financing) neben den bereits unter IAS 1 bekannten Altkategorien (Ertragsteuern & aufgegebene Geschäftsbereiche); – In der Kapitalflussrechnung: Ausgangspunkt der indirekten Ermittlung des operativen Cash Flows ist nun der „Operating Profit“, Wegfall von Ausweiswahlrechten; – Im Anhang: Überleitungsrechnungen der sogenannten „Management-defined performance measures“ auf die jeweils vergleichbarste IFRS-definierte Zwischensumme unter Nennung der Steuer- und Minderheiteneffekte pro Überleitungsposten und unter Angabe der entsprechenden Zeilen in der GuV, in denen die zugrundeliegenden Sachverhalte gebucht wurden; – In primären Abschlüssen und Anhangangaben: erweiterte Anforderungen an die Aggregation/Disaggregation.	Ja	01.01.2027	Aus der Erstanwendung von IFRS 18 werden wesentliche Auswirkungen auf die Darstellung des Abschlusses erwartet. Diese betreffen vor allem: – Neue Struktur in der Gewinn- und Verlustrechnung: Details siehe „Erläuterung“; – Änderungen in der Kapitalflussrechnung: Neuer Ausgangspunkt bei der indirekten Ermittlung des operativen Cash Flows, außerdem Wegfall von Ausweiswahlrechten – dadurch Änderung bei den erhaltenen Dividenden und Zinsen (bis dato operativer Cash Flow, künftig investiver Cash Flow) sowie bei den gezahlten Zinsen (bis dato operativer Cash Flow, künftig Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit). Erwartungsgemäß wird der operative Cash Flow des E.ON-Konzerns in der Folge leicht ansteigen. Die Summe der drei Cash Flows (operativer Cash Flow, Cash Flow aus Investitionstätigkeit, Cash Flow aus Finanzierungstätigkeit) bleibt unberührt von den Neuregelungen. – Im Anhang: Deutlich erweiterte Angaben zu vom Management definierten Leistungskennzahlen, siehe „Erläuterung“; – Detailliertere Vorschriften für die (Dis-)Aggregation und damit verbunden unter anderem eine unwesentliche Erweiterung der Angaben zu den übrigen sonstigen Posten in Bilanz und GuV.
IFRS 19 – Tochterunternehmen ohne öffentliche Rechenschaftspflicht: Angaben	IFRS 19 legt reduzierte Angabevorschriften fest, die ein in Frage kommendes Unternehmen anstelle der Angabevorschriften in den anderen IFRS-Rechnungslegungsstandards anwenden darf.	Nein	01.01.2027*	Keine Auswirkung.
Änderungen an IFRS 19 – Tochterunternehmen ohne öffentliche Rechenschaftspflicht: Angaben	Die Änderungen schließen neue oder geänderte Rechnungslegungsstandards ein, die nach der ursprünglichen Veröffentlichung des IFRS 19 erlassen wurden (zum Beispiel IFRS 18).	Nein	01.01.2027*	Keine Auswirkung.
Änderungen an IAS 21 – Hochinflationswährungen	Klarstellung, wie Unternehmen Abschlüsse von einer nicht-hochinflationären Währung in eine hochinflationäre Darstellungswährung umzurechnen haben.	Nein	01.01.2027*	Keine Auswirkung.

* Annahme des vom IASB vorgesehenen Erstanwendungsdatums, solange die Aufnahme der Verlautbarung in EU-Recht noch ausstehend ist.



03 Konsolidierungskreis

Die Anzahl der konsolidierten Unternehmen hat sich im Geschäftsjahr wie folgt entwickelt:

Konsolidierungskreis

	Inland	Ausland	Summe
Konsolidierte Unternehmen zum 1. Januar 2024	164	129	293
Zugänge	6	14	20
Abgänge/Verschmelzungen	6	6	12
Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2024	164	137	301
Zugänge	12	5	17
Abgänge/Verschmelzungen	12	2	14
Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2025	164	140	304

Nach der Equity-Methode wurden im Jahr 2025 insgesamt 54 inländische und 7 ausländische Gesellschaften einbezogen (2024: 53 beziehungsweise 8). Ein inländisches Unternehmen wurde als gemeinschaftliche Tätigkeit anteilig im Konzernabschluss dargestellt (2024: ein inländisches Unternehmen).



04 Wesentliche Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und Veräußerungsgruppen im Jahr 2025

Aufhebung der Vereinbarung über den Verkauf des Energy-Retail-Geschäfts in Rumänien

E.ON hatte am 16. Dezember 2024 eine Vereinbarung zum Verkauf ihrer 68-prozentigen Beteiligung an der E.ON Energie România S.A. (E.ON Energie România S.A. berichtet im operativen Segment Energy Retail – Sonstige) und ihrer 98-prozentigen Beteiligung an der E.ON Asist Complet S.A. (nicht konsolidiert) an die MVM Group geschlossen. Seit dem vierten Quartal 2024 wurde das Geschäft als Veräußerungsgruppe gemäß IFRS 5 klassifiziert.

Im vierten Quartal 2025 hat E.ON die Entscheidung von MVM zur Kenntnis genommen, ihren Antrag auf Genehmigung für ausländische Direktinvestitionen in Rumänien zurückzuziehen. Diese Genehmigung sowie die Bewilligung durch die Europäische Kommission waren Voraussetzung für den Abschluss der Transaktion. Da beide Genehmigungen nicht erteilt worden sind, haben E.ON und MVM sich darauf geeinigt, den Kaufvertrag aufzuheben. E.ON wird sich auf die Weiterentwicklung der Geschäfte konzentrieren.

Dementsprechend erfüllt das Energy-Retail-Geschäft in Rumänien per 31. Dezember 2025 nicht mehr die Kriterien des IFRS 5.7-9 und wird somit nicht mehr als zur Veräußerung gehalten klassifiziert. Daher waren für das Geschäftsjahr 2025 planmäßige Abschreibungen in Höhe von rund -9 Mio € auf die abschreibbaren Vermögenswerte aufzuholen, die zuvor Bestandteil der Veräußerungsgruppe waren und für die in dieser Zeit gemäß IFRS 5.25 ein Verbot planmäßiger Abschreibungen galt.

Entkonsolidierung der NEW AG

Im Rahmen der strategischen Weiterentwicklung der Beteiligungsstruktur wurde die bisher vollkonsolidierte Beteiligung an der NEW AG sowie ihren Tochterunternehmen der NEW Gruppe zum 30. September 2025 entkonsolidiert. Die bislang in den beiden Segmenten Energy Networks – Deutschland und Energy Retail – Deutschland erfassten Geschäftstätigkeiten werden fortan gemäß IAS 28 als at equity bilanzierte Beteiligung im Segment Energy Networks – Deutschland ausgewiesen. Die Umstellung spiegelt die veränderten Kontrollrechte der Beteiligung wider und erfolgte auf Basis einer Neubewertung der Beteiligung zum aktuellen Fair Value. Aus der Entkonsolidierung resultierte ein Verlust in Höhe von zirka 0,4 Mrd €, der vollständig auf die Neubewertung der verbleibenden Anteile zum beizulegenden Zeitwert entfällt und unter den sonstigen betrieblichen Aufwendungen im neutralen Ergebnis ausgewiesen wird. Das Entkonsolidierungsergebnis ist im Wesentlichen technisch bedingt. Es resultiert aus der Allokation des abgehenden Goodwills (in Höhe von 0,6 Mrd €) der betroffenen Segmente auf Basis der relativen Wertverhältnisse nach IAS 36.86.

Vereinbarung über den Verkauf des Gasverteilnetzes in der Tschechischen Republik

E.ON hat im September 2025 eine Vereinbarung mit GasNet, s.r.o. (ein Unternehmen der ČEZ-Gruppe) zum Verkauf ihrer 100-prozentigen Beteiligung an der Gas Distribution s.r.o. geschlossen. Die Gesellschaft ist Teil des Segments Energy Networks Zentral-Osteuropa. Die Transaktion stand unter dem Vorbehalt der

erforderlichen Genehmigungen und sollte zu Beginn des ersten Quartals des Jahres 2026 abgeschlossen werden. Aus vorgenannten Gründen kommt es zum Ausweis des Geschäfts als Veräußerungsgruppe gemäß IFRS 5. Diese Klassifizierung wurde erstmals zum 30. September 2025 vorgenommen und bleibt bis zum Closing der Transaktion bestehen.

Insgesamt wurden Vermögenswerte in Höhe von 242 Mio € und Schulden in Höhe von 65 Mio € in die Veräußerungsgruppe umgegliedert, zudem wurde Goodwill (3 Mio €) zugeordnet. Die Vermögenswerte bestehen im Wesentlichen aus Anlagevermögen (239 Mio €) und aus Umlaufvermögen (3 Mio €). Die Schulden setzen sich aus Verbindlichkeiten (43 Mio €) und passiven latenten Steuern (22 Mio €) zusammen. Die im sonstigen Ergebnis (OCI) erfassten kumulierten Erträge in Verbindung mit der Veräußerungsgruppe belaufen sich auf 8 Mio €. Weder zum 30. September noch zum 31. Dezember 2025 war eine außerplanmäßige Abschreibung der Veräußerungsgruppe auf den beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten zu erfassen. Weitere Informationen zum Closing der Transaktion am 15. Januar 2026 werden in **Textziffer 36** → beschrieben.

Entkonsolidierungsergebnisse werden grundsätzlich dem sonstigen betrieblichen Ergebnis zugeordnet.



05 Umsatzerlöse

Im Jahr 2025 lag der Außenumsatz mit 78,7 Mrd € um rund 1,4 Mrd € deutlich unter dem Vorjahreswert.

Die Umsatzerlöse im Geschäftsfeld Energy Networks verzeichneten im Vergleich zum Vorjahr einen Anstieg auf 23,2 Mrd € (Vorjahr: 20,7 Mrd €). Zu dieser Steigerung trug maßgeblich Deutschland bei, insbesondere durch den Ausbau der regulierten Vermögensbasis infolge höherer Investitionen sowie durch die regulatorische Anerkennung der Inflation der Vorjahre. Darüber hinaus resultierte die Steigerung des Umsatzes in nahezu allen Märkten außerhalb Deutschlands aus positiven Tarifanpassungen und höheren regulatorischen Nachholeffekten.

Die Umsatzerlöse im Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions übertrafen mit 2.803 Mio € den Vorjahreswert (2.677 Mio €). Maßgeblich hierfür waren in Deutschland witterungsbedingt leicht höhere Absatzmengen und die Inbetriebnahme weiterer Anlagen im Vergleich zum Vorjahr sowie in Schweden Preisanpassungen.

Gegenläufig und überkompensierend wirkte eine signifikante Reduzierung im Geschäftsfeld Energy Retail auf 52,4 Mrd € (Vorjahr: 56,5 Mrd €). Ursächlich für diese Entwicklung waren rückläufige Absatzmengen bei Industrie- und Geschäftskunden sowie eine Veränderung innerhalb des Kundenportfolios, unter anderem bedingt durch einen höheren Anteil an Kunden mit Festpreisverträgen in Großbritannien. In Deutschland war die Entwicklung im Wesentlichen auf eine verstärkte Ausrichtung auf einen wertbasierten Akquiseansatz bei Privatkunden sowie kleinen und mittelgroßen Geschäftskunden zurückzuführen. Der Umsatzrückgang im Segment Sonstige wurde vor allem durch positive Effekte aus der Realisierung von Derivaten infolge der Preisentwicklung an den Commodity-Märkten nahezu kompensiert. Die aus auf Termin kontrahierten Absatzmengen resultierenden Umsätze, die gemäß IFRS 9 als Derivate zu bilanzieren sind, werden bei physischer Lieferung zu Marktpreisen

erfasst. Des Weiteren sind die gegenläufigen Effekte aus der Marktbewertung von Commodity-Derivaten im sonstigen betrieblichen Ergebnis erfasst.

Umsatzerlöse, die in der laufenden Berichtsperiode realisiert wurden und die aus Leistungsverpflichtungen stammen, die ganz oder teilweise bereits in früheren Berichtsperioden erfüllt wurden, betrugen 0,0 Mrd € (2024: 0,4 Mrd €). Der Gesamtbetrag der bereits kontrahierten, indes noch ausstehenden Leistungsverpflichtungen (ohne erwartete Vertragsverlängerungen und zu erwartende Neuabschlüsse von Verträgen) belief sich zum 31. Dezember 2025 auf 35,8 Mrd € (31. Dezember 2024: 34,7 Mrd €). Wir erwarten in den Jahren 2026 und 2027 die Erfüllung der noch ausstehenden Leistungsverpflichtungen in Höhe von 13,0 Mrd €. Weitere noch ausstehende Leistungsverpflichtungen werden erwartungsgemäß ab dem Jahr 2028 in Höhe von 22,8 Mrd € erfüllt. Die Umsatzrealisierung erfolgt im E.ON-Konzern im Wesentlichen zeitraumbezogen. Die Umsätze, die nicht unter IFRS 15, sondern unter anderen Rechnungslegungsstandards erfasst wurden, betrugen im Geschäftsjahr 2025 insgesamt 0,2 Mrd € (2024: 0,2 Mrd €). Daraus fielen 0,1 Mrd € aufgrund erfolgsbezogener Zuwendungen der öffentlichen Hand an (2024: 0,1 Mrd €).

Die Umsatzerlöse werden in den Segmentinformationen (**Textziffer 34 →**) detailliert in konzerninterne und -externe Umsätze aufgeteilt. Ebenso erfolgt eine Aufgliederung in wesentliche Regionen und Produkte. Ferner kann aus der Übersicht abgeleitet werden, welchen Effekt die Umsatzerlöse auf den operativen Cashflow vor Zinsen und Steuern haben.



06 Andere aktivierte Eigenleistungen

Andere aktivierte Eigenleistungen belaufen sich auf 1.739 Mio € (2024: 1.596 Mio €) und resultieren im Wesentlichen aus aktivierten Leistungen im Zusammenhang mit laufenden und abgeschlossenen IT-Projekten und Netzinvestitionen.



07 Sonstige betriebliche Erträge und Aufwendungen

Die sonstigen betrieblichen Erträge setzen sich wie folgt zusammen:

Sonstige betriebliche Erträge

in Mio €	2025	2024
Erträge aus Währungskursdifferenzen	721	517
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten (einschließlich Währungsderivaten)	7.020	10.195
Erträge aus dem Abgang von Anlagevermögen und Wertpapieren	204	129
Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	16	30
Übrige	951	868
Summe	8.912	11.739

Die sonstigen betrieblichen Erträge fielen um 2.827 Mio € auf 8.912 Mio € (2024: 11.739 Mio €).

Die Aufwendungen und Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten (einschließlich Währungsderivaten) betreffen die Fair-Value-Bewertung aus Derivaten nach IFRS 9.

Die Erträge aus Währungskurseffekten stiegen um 204 Mio € auf 721 Mio €. Korrespondierende Positionen aus derivativen Finanzinstrumenten (einschließlich Währungsderivaten) befinden sich in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen.

Die Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten fielen gegenüber dem Vorjahr um 3.175 Mio € auf 7.020 Mio € (2024: 10.195 Mio €). Dabei ergaben sich aus Commodity-Derivaten Erträge in Höhe von 6.685 Mio € (2024: 9.911 Mio €). Dies ist im Wesentlichen auf die Entwicklung der Preise an den Commodity-Märkten zurückzuführen (siehe Erläuterungen zur Commodity-Preisentwicklung in [Textziffer 05](#) →). Darüber hinaus werden unter den Erträgen aus derivativen Finanzinstrumenten realisierte Erträge aus Währungsderivaten in Höhe von 234 Mio € (2024: 84 Mio €) ausgewiesen.

Aus der währungsbezogenen Stichtagskursumrechnung ergaben sich innerhalb der sonstigen betrieblichen Erträge Effekte in Höhe von 593 Mio € (2024: 645 Mio €). Diese Effekte befinden sich innerhalb der derivativen Finanzinstrumente und der Erträge aus Währungskursdifferenzen.

Die Erträge aus dem Abgang von Anlagevermögen und Wertpapieren stiegen gegenüber dem Vorjahr um 75 Mio € auf 204 Mio €. Ein Veräußerungsgewinn in Höhe von 27 Mio € wurde aus dem Verkauf der Beteiligungsgesellschaft Chemnitz erzielt sowie durch die Entkonsolidierung der HA2 GmbH und der HA21 erste Beteiligungsgesellschaft mbH in Höhe von 25 Mio €. Aus dem Verkauf von Wertpapieren wurden 5 Mio € (2024: 33 Mio €) erzielt. Wesentliche Erträge wurden zudem aus der Veräußerung von Anlagen und Grundstücken erzielt (88 Mio €) sowie aus Merger-Aktivitäten (17 Mio €).

Die übrigen sonstigen betrieblichen Erträge stiegen um 83 Mio € auf 951 Mio € (2024: 868 Mio €). In den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen werden Sachverhalte wie Geschäfte außerhalb der regulären Geschäftstätigkeit in Höhe von 151 Mio € (2024: 99 Mio €), Erträge aus Schadensersatz in Höhe von 87 Mio € (2024: 76 Mio €), Miet- und Pachtzinsen in Höhe von 64 Mio € (2024: 69 Mio €), Erträge aus der Auflösung von Investitionszuschüssen in Höhe von 57 Mio € (2024: 48 Mio €) sowie Erträge aus der Modifikation von bestehenden Leasingverhältnissen in Höhe von 25 Mio € (2024: 3 Mio €) ausgewiesen.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen setzen sich folgendermaßen zusammen:

Sonstige betriebliche Aufwendungen

in Mio €	2025	2024
Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen	289	750
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten (einschließlich Währungsderivaten)	9.433	9.860
Sonstige Steuern	77	109
Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen und Wertpapieren	555	155
Wertminderung finanzieller Vermögenswerte	472	558
Übrige	4.640	3.952
Summe	15.466	15.384

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen lagen mit 15.466 Mio € um 82 Mio € über dem Vorjahr (2024: 15.384 Mio €).

Die Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen in Höhe von 289 Mio € fielen um 461 Mio € gegenüber dem Vorjahr (2024: 750 Mio €). Dies resultierte im Wesentlichen aus der Entwicklung der Fremdwährungen (insbesondere USD / EUR und GBP / EUR) und deren Wirkung auf die Absicherung von Darlehen.

Die Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten (einschließlich Währungsderivaten) fielen gegenüber dem Vorjahr um 427 Mio € auf 9.433 Mio € (2024: 9.860 Mio €). Dabei beliefen sich die Aufwendungen aus Commodity-Derivaten in 2025 auf 8.703 Mio € (2024: 9.702 Mio €). Der Rückgang um 427 Mio € ist im Wesentlichen auf die Entwicklung der Preise an den Commodity-Märkten im Jahresverlauf zurückzuführen. Darüber hinaus werden unter den Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten (einschließlich Währungsderivaten) unter anderem realisierte Aufwendungen aus Währungsderivaten in Höhe von 258 Mio € (2024: 123 Mio €) ausgewiesen. Aus der



Marktbewertung von Währungsderivaten ergaben sich Aufwendungen in Höhe von 282 Mio € nach 72 Mio € im Vorjahr. Aufwendungen aus Foreign Currency Cash Flow Hedges beliefen sich auf 198 Mio € (2024: 175 Mio €).

Aus der währungsbezogenen Stichtagskursumrechnung ergaben sich innerhalb der sonstigen betrieblichen Aufwendungen Effekte in Höhe von 356 Mio € (2024: 757 Mio €). Diese Effekte befinden sich innerhalb der derivativen Finanzinstrumente und der Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen.

Die Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen und Wertpapieren betrugen 555 Mio € (2024: 155 Mio €). Hier ist mit zirka 400 Mio € der Entkonsolidierungsverlust der NEW AG zu nennen.

Die Wertminderungen finanzieller Vermögenswerte fielen gegenüber dem Vorjahr um 86 Mio € auf 472 Mio €. Darin enthalten sind Auflösungen erwarteter Kreditausfälle in Höhe von 32 Mio € (2024: -18 Mio €) sowie um 18 Mio € gestiegene Auflösungen von Wertberichtigungen in Höhe von 122 Mio € (2024: 104 Mio €). Dem stehen gegenüber um 17 Mio € niedrigere Einzelwertberichtigungen in Höhe von 627 Mio € (2024: 644 Mio €).

In den übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind Fremdleistungen und Weiterbelastungen in Höhe von 1.321 Mio € (2024: 1.134 Mio €) enthalten. Darüber hinaus sind IT-Aufwendungen in Höhe von 910 Mio € (2024: 759 Mio €), Werbe- und Marketingaufwendungen in Höhe von 304 Mio € (2024: 336 Mio €) sowie Beratungs- und Prüfungskosten in Höhe von 227 Mio € (2024: 225 Mio €) enthalten. Des Weiteren sind hier Aufwendungen für Reparaturen in Höhe von 165 Mio € (2024: 146 Mio €), Büroaufwendungen in Höhe von 123 Mio € (2024: 121 Mio €), Reisekosten in Höhe von 116 Mio € (2024: 112 Mio €) sowie Beiträge und Gebühren in Höhe von 73 Mio € (2024: 68 Mio €), Versicherungsprämien in Höhe von 76 Mio € (2024: 67 Mio €), Mieten und Pachten in Höhe von 61 Mio € (2024: 67 Mio €), Aufwendungen für Lehrgänge und Tagungen in Höhe von 64 Mio € (2024: 60 Mio €) sowie Gerichts-, Notar und Anwaltskosten in Höhe von 62 Mio € (2024: 55 Mio €) zusammengefasst.



08 Materialaufwand

Der Materialaufwand lag mit 58.962 Mio € auf dem Niveau des Vorjahres (58.990 Mio €).

Die Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren umfassen insbesondere den Bezug von Gas und Strom für unsere Kunden. Des Weiteren sind hier in geringem Umfang noch Brennstoffe enthalten. Die Aufwendungen für bezogene Leistungen beinhalten im Wesentlichen Netznutzungsentgelte, Instandhaltungsleistungen sowie Aufwendungen für sonstige bezogene Leistungen.

Materialaufwand

in Mio €	2025	2024
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren	37.989	39.283
Aufwendungen für bezogene Leistungen	20.973	19.707
Summe	58.962	58.990

Der Rückgang der Materialaufwendungen, der im Wesentlichen aus negativen Mengeneffekten und rückläufigen Marktpreisen resultierte, wurde durch die Realisierung von auf Termin kontrahierten Beschaffungsverträgen kompensiert. Die gegenläufigen Effekte aus der Marktbewertung von Commodity-Derivaten sind im sonstigen betrieblichen Ergebnis erfasst.

Außerdem wurde in den Materialaufwendungen die Veränderung von Rückstellungen für schwebende Geschäfte ausgewiesen. Der Rückgang der Marktwerte führte zu einer nahezu vollständigen Auflösung dieser Rückstellungen.

Der Materialaufwand wurde durch den Erhalt staatlicher Zuschüsse um 89 Mio € (2024: 147 Mio €) verringert. Nahezu der gesamte Zuschussbetrag entfiel hierbei auf das Retailgeschäft in Rumänien. Die negative Entwicklung ist auf die Liberalisierung des Strommarktes zurückzuführen, die ab Juli 2025 in Kraft getreten ist.

09 Finanzergebnis

Das Finanzergebnis setzt sich wie folgt zusammen:

Finanzergebnis

in Mio €	2025	2024
Erträge aus Beteiligungen	199	188
<i>Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte</i>	138	112
<i>Sonstige</i>	61	76
Aufwendungen aus Beteiligungen	-16	-88
Wertberichtigungen/Zuschreibungen auf sonstige Finanzanlagen	-60	-81
Beteiligungsergebnis	123	19
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge	1.146	1.097
<i>Zu fortgeführten Anschaffungskosten bilanzierte finanzielle Vermögenswerte</i>	140	223
<i>Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte</i>	601	674
<i>Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte</i>	18	18
<i>Sonstige Zinserträge</i>	387	182
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-2.202	-2.098
<i>Zu fortgeführten Anschaffungskosten bilanzierte finanzielle Vermögenswerte</i>	-1.059	-883
<i>Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte</i>	-561	-570
<i>Sonstige Zinsaufwendungen</i>	-582	-645
Zinsergebnis	-1.056	-1.001
Finanzergebnis	-933	-982

Die Verbesserung des Finanzergebnisses um 49 Mio € gegenüber dem Vorjahr beruht auf einem höheren Beteiligungsergebnis in Höhe von 123 Mio € (2024: 19 Mio €), welches insbesondere durch höhere Verlustausgleiche für Tochtergesellschaften im Vorjahr belastet war. Gegenläufig reduzierte sich das Zinsergebnis um 55 Mio €.

Die Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge, welche zu fortgeführten Anschaffungskosten bilanziert werden, enthalten deutlich geringere Erträge aus Geldanlagen der E.ON SE in Höhe von 57 Mio € (2024: 138 Mio €) im Vergleich zum Vorjahr.

Der in Zinsen und ähnliche Aufwendungen zu fortgeführten Anschaffungskosten enthaltene positive Effekt aus dem Unterschied zwischen der Nominalverzinsung und der aufgrund der Kaufpreisallokation angepassten Effektivverzinsung ehemaliger innogy-Anleihen in Höhe von 142 Mio € blieb nahezu auf gleichem Niveau (2024: 147 Mio €). Negativ wirkte in dieser Position der erhöhte Zinsaufwand aus den neu aufgenommenen Anleihen.

In der Position „Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte“ sind sowohl in den Erträgen als auch in den Aufwendungen die Bewertungseffekte von zum beizulegenden Zeitwert bilanzierten Wertpapieren enthalten. Sie betragen 32 Mio € in den Erträgen (2024: 43 Mio €) und -20 Mio € in den Aufwendungen (2024: -12 Mio €).

In den sonstigen Zinserträgen sind Zinssatzänderungseffekte innerhalb der Diskontierung von Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen in Höhe von 151 Mio € (2024: 110 Mio €) und bei den sonstigen langfristigen Rückstellungen in Höhe von 128 Mio € (2024: 43 Mio €) – aufgrund eines angestiegenen Zinsniveaus – enthalten.

Die sonstigen Zinsaufwendungen beziehen sich im Wesentlichen auf die Netto-Zinsbelastungen aus Pensionsrückstellungen mit 121 Mio € (2024: 138 Mio €), aus der regulären Aufzinsung von sonstigen langfristigen Rückstellungen von 191 Mio € (2024: 206 Mio €) sowie Zinsaufwendungen für Leasingverbindlichkeiten in Höhe von 219 Mio € (2024: 206 Mio €) aufgrund gestiegener Leasingverbindlichkeiten.

10 Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Für das Geschäftsjahr 2025 setzen sich die Steuern vom Einkommen und vom Ertrag einschließlich der latenten Steuern wie folgt zusammen:

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

in Mio €	2025	2024
Laufende Ertragsteuern	789	390
davon periodenfremd	34	-323
Latente Steuern	-63	1.379
davon aus temporären Differenzen	84	1.479
davon aus Verlustvorträgen	-93	39
davon aus Zinsvorträgen und sonstigen Steuergutschriften	89	-90
davon aus Wertberichtigung	-143	-49
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	726	1.769

Der in Deutschland anzuwendende Ertragsteuersatz von 31 Prozent (2024: 31 Prozent) setzt sich zusammen aus Körperschaftsteuer (15 Prozent), Gewerbesteuer (15 Prozent) und Solidaritätszuschlag (1 Prozent). Der Ertragsteuersatz von 31 Prozent entspricht dem für 2025 gültigen Steuersatz der E.ON SE. Die Unterschiede zum effektiven Steuersatz lassen sich wie folgt herleiten:

Überleitungsrechnung zum effektiven Steueraufwand/-satz

	2025		2024	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern	3.007	100,0	7.331	100,0
Erwartete Ertragsteuern	932	31,0	2.273	31,0
Unterschied zu ausländischen Steuersätzen	-138	-4,6	-202	-2,8
Änderungen des Steuersatzes/Steuerrechts	-60	-2,0	2	0,0
Steuereffekte auf steuerfreies Einkommen	-122	-4,1	-161	-2,2
Steuereffekte aus nicht abzugsfähigen Ausgaben und permanenten Differenzen	268	8,9	307	4,2
Steuereffekte auf Ergebnisse aus at equity bewerteten Unternehmen	-65	-2,1	-43	-0,6
Steuereffekte aus Wertänderungen und Nichtansatz von latenten Steuern	-172	-5,7	-81	-1,1
Steuereffekte aus anderen Ertragsteuern	69	2,3	28	0,4
Steuereffekte aus periodenfremden Ertragsteuern	15	0,5	-360	-4,9
Sonstiges	-1	0,0	6	0,1
Effektiver Steueraufwand/-satz	726	24,2	1.769	24,1

Im Berichtsjahr ergibt sich für die fortgeführten Aktivitäten ein Steueraufwand von 726 Mio € (2024: 1.769 Mio €). Dieser umfasst sowohl Steueraufwendungen auf das operative Ergebnis als auch Steuererträge aus der Bewertung von Derivaten sowie aus Wertänderungen und der Neubewertung aktiver latenter Steuern. Zudem spiegeln sich die latenten Steuereffekte aus der Senkung des Körperschaftsteuersatzes in Deutschland wider. In den permanenten Differenzen sind Effekte auf Entkonsolidierungsmaßnahmen (unter anderem aus der NEW-Gruppe) ohne steuerliche Wirkung enthalten. Insgesamt ergibt sich eine Steuerquote von 24 Prozent.

Im Vorjahr waren im Wesentlichen Steueraufwendungen auf das operative Ergebnis und auf positive Effekte im Zusammenhang mit der Marktbewertung von Derivaten enthalten. Gegenläufig wirkten Steuererträge aus einem Rechtsbehelfsverfahren sowie aus der Wertaufholung aktiver latenter Steuern.

Aus den verschiedenen temporären Unterschieden sowie den verschiedenen noch nicht genutzten steuerlichen Verlustvorträgen und Steuergutschriften ergeben sich die folgenden aktiven und passiven latenten Steuern:

Aktive und passive latente Steuern

in Mio €	31. Dezember 2025		31. Dezember 2024 ¹	
	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv
Immaterielle Vermögenswerte	108	723	216	749
Nutzungsrechte	3	683	3	743
Sachanlagen	254	3.556	300	3.802
Finanzanlagen	87	64	152	133
Vorräte	105	6	154	3
Forderungen (inklusive derivativer Finanzinstrumente)	436	1.644	451	2.554
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	1.287	39	1.791	28
Übrige Rückstellungen	1.080	187	1.163	189
Verbindlichkeiten (inklusive derivativer Finanzinstrumente)	3.061	739	3.893	1.036
Verlustvorträge	597	–	523	–
Sonstige	1.050	297	1.232	421
Zwischensumme	8.068	7.938	9.878	9.658
Wertänderung	-408	–	-559	–
Latente Steuern (brutto)	7.660	7.938	9.319	9.658
Saldierung	-5.727	-5.727	-7.556	-7.556
Latente Steuern (netto)	1.933	2.211	1.763	2.102
davon kurzfristig	1.102	90	1.108	104

1 Die aktiven und passiven latenten Steuern wurden aufgrund fehlerhafter Saldierung zum 31. Dezember 2024 im Sinne des IAS 8.41 ff. wie folgt angepasst:

- Immaterielle Vermögenswerte: Reduzierung der aktiven latenten Steuern und der passiven latenten Steuern um 83 Mio €;
- Finanzanlagen: Reduzierung der aktiven latenten Steuern um 72 Mio € und Erhöhung der passiven latenten Steuern um 6 Mio €;
- Forderungen (inklusive derivativer Finanzinstrumente): Reduzierung der aktiven latenten Steuern um 148 Mio € und Reduzierung der passiven latenten Steuern um 1.010 Mio €;
- Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen: Erhöhung der aktiven latenten Steuern um 30 Mio € und Reduzierung der passiven latenten Steuern um 49 Mio €;
- Übrige Rückstellungen: Erhöhung der aktiven latenten Steuern um 1 Mio € und der passiven latenten Steuern um 2 Mio €;
- Verbindlichkeiten (inklusive derivativer Finanzinstrumente): Reduzierung der aktiven latenten Steuern um 876 Mio € und Reduzierung der passiven latenten Steuern um 14 Mio €.

- Die latenten Steuern (netto) bleiben von der Anpassung unberührt.

Die laufenden Ertragsteuerforderungen und -verbindlichkeiten, die im Wesentlichen Ertragsteuern für das laufende Jahr und von der Finanzverwaltung noch nicht abschließend veranlagte Vorjahreszeiträume beinhalten, sind der Bilanz zu entnehmen.

Für den Unterschied zwischen dem Netto-Vermögen und dem steuerlichen Buchwert von Tochtergesellschaften und assoziierten Unternehmen (sogenannte „Outside Basis Differences“) wurden zum Stichtag 21 Mio € passive latente Steuern bilanziert (2024: 28 Mio €). Für temporäre Differenzen im Zusammenhang mit Anteilen an Tochterunternehmen und assoziierten Unternehmen in Höhe von 3.532 Mio € (2024: 2.404 Mio €) wurden passive latente Steuern nicht gebildet, da E.ON in der Lage ist, den zeitlichen Verlauf der Umkehrung zu steuern, und sich die temporären Differenzen in absehbarer Zeit nicht umkehren.

Auf folgende Verlustvorräge, Zinsvorräge und sonstige Steuervorteile wurden keine aktiven latenten Steuern (mehr) angesetzt:

Verlustvorräge, Zinsvorräge und sonstige Steuergutschriften ohne Ansatz von aktiven latenten Steuern

	31. Dezember 2025			31. Dezember 2024 ¹		
	Verlustvorräge KSt	Verlustvorräge GewSt und lokale Ertragsteuer	Steuerliche Zinsvorräge und sonstige Steuergutschriften	Verlustvorräge KSt	Verlustvorräge GewSt und lokale Ertragsteuer	Steuerliche Zinsvorräge und sonstige Steuergutschriften
in Mio €						
Beträge zum Bilanzstichtag	9.243	1.683	2.640	9.153	1.796	2.767
Davon Beträge ohne Ansatz latenter Steuern	7.436	1.448	2.047	7.716	1.437	2.096
– zeitlich unbefristet	3.685	1.436	2.047	3.931	1.357	2.096
– zeitlich befristet	3.751	12	–	3.785	80	–
– davon bis 5 Jahre	240	12	–	262	80	–
– davon bis 9 Jahre	103	–	–	99	–	–
– davon 10 Jahre oder länger	3.408	–	–	3.424	–	–

1 Die Verlustvorräge KSt und die Verlustvorräge lokale Ertragsteuer, jeweils ohne Ansatz von aktiven latenten Steuern, wurden zum 31. Dezember 2024 im Sinne des IAS 8.41 ff. wie folgt angepasst, da Verlustvorräge zum Stichtag in Teilen bereits verbraucht oder verfallen waren:
Reduzierung der Verlustvorräge KSt zum Bilanzstichtag um 1.079 Mio €,
– davon -711 Mio € zeitlich unbefristet und -368 Mio € zeitlich befristet (bis 5 Jahre +80 Mio €, bis 9 Jahre -153 Mio € und Beträge 10 Jahre oder länger -295 Mio €).
Reduzierung der Verlustvorräge lokale Ertragsteuer um 362 Mio €,
– davon -433 Mio € zeitlich unbefristet und +71 Mio € zeitlich befristet bis 5 Jahre.

Die verfallbaren Verlustvorräge betreffen ausschließlich das Ausland.

Zudem wurden für erfolgswirksam und erfolgsneutral gebildete temporäre Differenzen in Höhe von 105 Mio € (2024: 352 Mio €) keine latenten Steueransprüche (mehr) bilanziert.

Der laufende Steueraufwand hat sich aufgrund der Nutzung bisher nicht berücksichtigter steuerlicher Verluste und Tax Credits um 4 Mio € (2024: 40 Mio €) gemindert. Durch die Veränderung bislang nicht angesetzter steuerlicher Verlustvorräge, Zinsvorräge und temporärer Differenzen wurde der latente Steueraufwand um 158 Mio € (2024: 91 Mio €) gemindert.

Zum 31. Dezember 2025 hat E.ON für Gesellschaften, die einen Verlust in der laufenden Periode oder in der Vorperiode erlitten haben, latente Steuerforderungen ausgewiesen, die die latenten Steuerverbindlichkeiten um 702 Mio € (2024: 672 Mio €) übersteigen. Davon entfallen 696 Mio € (2024: 667 Mio €) auf Gesellschaften in Deutschland, wobei dieser Betrag hauptsächlich abzugsfähige temporäre Differenzen beinhaltet. Der Ansatz basiert auf steuerlich positiven Ergebnisprognosen. Diese sind sowohl durch Szenarioanalysen als auch stabile Ergebnisbeiträge des regulierten Bereichs unterlegt. In der Gesamtbetrachtung kommt das Management zu dem Ergebnis, dass die jeweiligen Gesellschaften ausreichend zu versteuernde Ergebnisse erzielen werden, mit denen die bislang ungenutzten steuerlichen Verluste und abzugsfähigen temporären Differenzen verrechnet werden können.

Die im Sonstigen Ergebnis erfassten Ertragsteuern setzen sich wie folgt zusammen:

Ertragsteuern im Sonstigen Ergebnis

in Mio €	2025	2024
Latente Steuern im Sonstigen Ergebnis	384	344
Laufende Ertragsteuern im Sonstigen Ergebnis	-8	-2
Summe	376	342

Die im Sonstigen Ergebnis erfassten Veränderungen der Ertragsteuern gliedern sich folgendermaßen auf:

Veränderung von Ertragsteuern im Sonstigen Ergebnis

in Mio €	2025			2024		
	Vor Ertragsteuern	Ertragsteuern	Nach Ertragsteuern	Vor Ertragsteuern	Ertragsteuern	Nach Ertragsteuern
Cashflow Hedges	8	-7	1	-144	47	-97
Marktbewertung Finanzinstrumente	3	-	3	37	-10	27
Währungsumrechnungsdifferenz	165	27	192	-193	-12	-205
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen	893	14	907	448	-283	165
At equity bewertete Unternehmen	98	-	98	686	-	686
Summe	1.167	34	1.201	834	-258	576

Der E.ON-Konzern hat zum Abschlussstichtag eine Analyse durchgeführt, um die Betroffenheit und die Jurisdiktionen zu ermitteln, aus denen die Gruppe möglichen Auswirkungen im Zusammenhang mit einer Pillar-2-Ergänzungssteuer ausgesetzt ist.

Dabei wurde zunächst geprüft, ob die Safe-Harbour-Regelungen einschlägig sind. Für Großbritannien ist keiner der CbCR-Safe-Harbour-Tests einschlägig, und eine vereinfachte Pillar-2-Berechnung führt zum 31. Dezember 2025 zu einer Qualified Domestic Minimum Top-Up Tax in Höhe von 4 Mio € (2024: 7 Mio €), welche im Konzernsteueraufwand enthalten ist.

Zu- und Abgänge

Veränderungen der latenten Steuern aus Zu- und Abgangseffekten beziehungsweise aus Abgangsgruppen ergaben sich in Höhe von insgesamt 33 Mio € (2024: 18 Mio €).

Die Veränderungen bei den aktiven latenten Steuern betreffen im aktuellen Jahr mit einem Nettozugang von 18 Mio € im Wesentlichen Forderungen (14 Mio €). Die Veränderungen der passiven latenten Steuern betreffen mit einem Nettoabgang von 15 Mio € im Wesentlichen Sachanlagen (-25 Mio €) und Forderungen (8 Mio €).

Im Vorjahr betrafen die Veränderungen der aktiven latenten Steuern mit einem Nettoabgang von 16 Mio € im Wesentlichen Forderungen (-13 Mio €). Die Veränderung der passiven latenten Steuern betrafen mit einem Nettozugang von 2 Mio € im Wesentlichen immaterielle Vermögenswerte (+6 Mio €) und Forderungen (-8 Mio €).

Globale Mindestbesteuerung

Der E.ON-Konzern fällt in den Anwendungsbereich der OECD-Mustervorschriften der zweiten Säule für die nationale Umsetzung der globalen Mindeststeuer (Pillar 2). Die Umsetzung in deutsches Recht erfolgte durch die Einführung eines Mindeststeuergesetzes im Dezember 2023, das auf alle Geschäftsjahre Anwendung findet, die nach dem 31. Dezember 2023 beginnen. Der E.ON-Konzern wendet die Ausnahmeregelung im Rechnungslegungsstandard IAS 12 für den Ansatz und die Angabe von Informationen über latente Steueransprüche und -schulden im Zusammenhang mit Ertragsteuern aus der globalen Mindestbesteuerung an.

Gemäß der ab 2024 anwendbaren Mindeststeuer-Gesetzgebung ist E.ON verpflichtet, für jedes Land, in dem Geschäftseinheiten im Sinne des Gesetzes bestehen, den effektiven Steuersatz zu ermitteln und, soweit der ermittelte effektive Steuersatz unterhalb des Mindeststeuersatzes von 15 Prozent liegt, in Höhe der Differenz zwischen dem effektiven Steuersatz und dem Mindeststeuersatz eine sogenannte Ergänzungssteuer abzuführen.



11 Personalbezogene Angaben

Mitarbeiter

Im Berichtsjahr beschäftigte E.ON durchschnittlich 78.125 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter (2024: 75.046). Bei der Ermittlung dieser Zahl wurden Teilzeitstellen anteilig berücksichtigt. Darüber hinaus waren in Deutschland durchschnittlich 2.387 (2024: 2.249) Auszubildende beschäftigt.

Nach Geschäftsfeldern setzt sich die Mitarbeiterzahl wie folgt zusammen:

Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter – Stammbesellschaft ¹			
FTE ²	2025	2024	+/- in %
Energy Networks	43.334	41.293	5
Energy Infrastructure Solutions	6.729	7.729	-13
Energy Retail	21.827	20.132	8
Corporate Functions/Other	6.235	5.892	6
Mitarbeiter E.ON-Konzern	78.125	75.046	4

1 Ohne Auszubildende, Praktikanten und Werkstudenten.
2 Full Time Equivalents.

Personalaufwand

Der Personalaufwand hat sich wie folgt entwickelt:

Personalaufwand		
in Mio €	2025	2024
Löhne und Gehälter	5.924	5.339
Soziale Abgaben	985	852
Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	358	343
für Altersversorgung	339	321
Summe	7.267	6.534

Der Personalaufwand lag mit 7.267 Mio € um 733 Mio € über dem Wert des Vorjahres (6.534 Mio €). Die Veränderung ist im Wesentlichen auf den Anstieg der Mitarbeiterzahlen sowie auf Tarifsteigerungen zurückzuführen.

Aktienbasierte Vergütung

Für aktienbasierte Vergütungen (E.ON Performance Plan) sind im Jahr 2025 Aufwendungen in Höhe von 131,2 Mio € (2024: 69,7 Mio €) entstanden.

Mitarbeiteraktien-Programm

Das freiwillige Mitarbeiteraktien-Programm ist im Jahr 2025 wieder durchgeführt worden. Die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in den deutschen Konzerngesellschaften hatten damit wieder die Möglichkeit zum Erwerb von E.ON-Aktien zu vergünstigten Konditionen. Durch die Gewährung von Vorzugspreisen im Rahmen des Mitarbeiteraktien-Programms (Anwendungsbereich von IFRS 2 „Anteilsbasierte Vergütung“) ist ein Personalaufwand von 8,9 Mio € (Vorjahr: 7,8 Mio €) entstanden; die Gegenbuchung erfolgte im Eigenkapital in der Kapitalrücklage.

Langfristige variable Vergütung

Als freiwilligen langfristigen variablen Vergütungsbestandteil erhalten die Vorstandsmitglieder der E.ON SE und bestimmte Führungskräfte des E.ON-Konzerns eine aktienbasierte Vergütung. Ziel dieser aktienbasierten Vergütung ist es, den Beitrag zur Steigerung des Unternehmenswerts zu honorieren und den langfristigen Unternehmenserfolg zu fördern. Durch diese variable Vergütungskomponente mit gleichzeitig langfristiger

Anreizwirkung und Risikocharakter werden die Interessen der Anteilseigner und des Managements sinnvoll verknüpft.

Im Folgenden wird über den E.ON Performance Plan berichtet.

E.ON Performance Plan (EPP)

In den Jahren 2017 bis 2025 gewährte E.ON den Vorstandsmitgliedern der E.ON SE und bestimmten Führungskräften des E.ON-Konzerns virtuelle Aktien im Rahmen des E.ON Performance Plans. Die Laufzeit einer Tranche beträgt vier Jahre. Sie beginnt jeweils am 1. Januar eines Jahres.

Der Begünstigte erhält virtuelle Aktien in Höhe des ihm vertraglich zugesagten Zielwerts. Die Umrechnung in virtuelle Aktien erfolgt dabei auf Basis des Fair Market Value bei Gewährung. Beginnend mit der im Jahr 2022 zugeteilten Tranche werden neben dem Total Shareholder Return (TSR) der E.ON-Aktie im Vergleich zum TSR der Unternehmen einer Vergleichsgruppe (relativer TSR, Gewichtung 50 Prozent) auch der Return on Capital Employed (ROCE, Gewichtung 25 Prozent) sowie der E.ON Sustainability Index (Gewichtung 25 Prozent) als Leistungskriterien berücksichtigt.

Der TSR ist die Aktienrendite der E.ON-Aktie und berücksichtigt die Entwicklung des Aktienkurses zuzüglich unterstellter reinvestierter Dividenden und ist bereinigt um Kapitalveränderungen. Als Vergleichsgruppe für den relativen TSR werden die weiteren Unternehmen des Branchenindex STOXX® Europe 600 Utilities herangezogen. Während der Laufzeit einer Tranche wird jährlich die TSR-Performance von E.ON im Vergleich zu den Unternehmen der Vergleichsgruppe gemessen und für das betreffende Jahr festgeschrieben.

Durch die Berücksichtigung des ROCE wird langfristig der Fokus auf eine nachhaltige Unternehmensentwicklung und auf die



Effizienz der in diesem Zusammenhang notwendigen Investitionen gelegt. Zu Beginn jeder Tranche legt der Aufsichtsrat auf Basis der langfristigen strategischen Planung Zielwerte für jedes Jahr der vierjährigen Laufzeit sowie einen unteren und oberen Schwellenwert für die maximale relative Abweichung vom Zielwert (Untergrenze beziehungsweise Obergrenze) unter Berücksichtigung der Kapitalkosten für die gesamte Dauer der Laufzeit fest.

Der E.ON Sustainability Index beinhaltet die jeweils bis zu vier relevantesten ESG-Aspekte (ESG = Environment, Social, Governance) bei E.ON. Im Jahr 2025 waren dies: Klimaschutz, Vielfalt & Integration sowie Gesundheit & Sicherheit. Alle ESG-Aspekte sind mit nachvollziehbaren und messbaren Zielen hinterlegt. Vor Beginn jeder Tranche werden vom Aufsichtsrat für jedes Ziel die konkreten Zielwerte und die jeweiligen Zielerreichungskurven für die gesamte Laufzeit festgelegt.

Die sich am Ende der Laufzeit ergebende Stückzahl virtueller Aktien wird mit dem Durchschnittskurs der E.ON-Aktie der letzten 60 Tage vor dem Laufzeitende multipliziert. Dieser Betrag wird um die Dividenden, die sich für E.ON-Aktien während der Laufzeit ergeben haben, erhöht und ausgezahlt. Die Summe der Auszahlungen ist auf 200 Prozent des zugesagten Zielwerts begrenzt.

Die virtuellen Aktien verfallen ersatzlos, wenn das Anstellungsverhältnis des Begünstigten vor dem Ende der Laufzeit aus Gründen, die in der Sphäre des Begünstigten liegen, endet. Wird das Anstellungsverhältnis des Begünstigten durch Eintritt in den Ruhestand, durch Ende einer Befristung oder aus betriebsbedingten Gründen vor Laufzeitende beendet, verfallen die virtuellen Aktien nicht, sondern werden am Laufzeitende abgerechnet.

Endet das Anstellungsverhältnis vor dem Laufzeitende durch Tod oder dauerhafte Invalidität, werden die virtuellen Aktien vorzeitig abgerechnet. Dasselbe gilt im Falle eines Change of Control

bezogen auf die E.ON SE und auch dann, wenn die zuteilende Gesellschaft vor Laufzeitende aus dem E.ON-Konzern ausscheidet.

Die Grundparameter der im Jahr 2025 aktiven Tranchen des E.ON Performance Plans lauten wie folgt:

E.ON Performance Plan – virtuelle Aktien

	9. Tranche	8. Tranche	7. Tranche	6. Tranche
Ausgabedatum	1. Jan. 2025	1. Jan. 2024	1. Jan. 2023	1. Jan. 2022
Laufzeit	4 Jahre	4 Jahre	4 Jahre	4 Jahre
Zielwert bei Ausgabe	10,17 €	11,92 €	9,32 €	12,76 €

Zum Bilanzstichtag beträgt die Rückstellung für die sechste, siebte, achte und neunte Tranche des E.ON Performance Plans 207,3 Mio € (2024: 163,5 Mio €). Der Aufwand für die sechste, siebte, achte und neunte Tranche betrug im Geschäftsjahr 2025 131,2 Mio € (2024: 69,7 Mio €).

12 Sonstige Angaben

Deutscher Corporate Governance Kodex

Vorstand und Aufsichtsrat der E.ON SE haben die nach § 161 AktG vorgeschriebene Entsprechenserklärung am 16. Dezember 2025 abgegeben und den Aktionärinnen und Aktionären auf der Website der Gesellschaft (www.eon.com) dauerhaft öffentlich zugänglich gemacht.

Honorare und Dienstleistungen des Abschlussprüfers

Für die im Geschäftsjahr 2025 erbrachten Dienstleistungen des Abschlussprüfers des Konzernabschlusses, KPMG, sowie von Gesellschaften des internationalen KPMG-Netzwerks erbrachten Dienstleistungen sind folgende Honorare als Aufwand erfasst worden:

Honorare des Abschlussprüfers

in Mio €	2025	2024
Abschlussprüfungsleistungen	39	36
<i>Inland</i>	26	25
Andere Bestätigungsleistungen	8	8
<i>Inland</i>	8	8
Steuerberatungsleistungen	–	0
<i>Inland</i>	–	0
Sonstige Leistungen	0	0
<i>Inland</i>	0	0
Summe	47	44
<i>Inland</i>	34	33

Die Honorare für Abschlussprüfungen betreffen die Prüfung des Konzernabschlusses und der gesetzlich vorgeschriebenen Abschlüsse der E.ON SE und ihrer verbundenen Unternehmen. Sie beinhalten auch die Honorare für die prüferischen Durchsichten der IFRS-Zwischenabschlüsse sowie sonstige unmittelbar durch die Abschlussprüfung veranlasste Prüfungen.

Die Honorare für andere Bestätigungsleistungen beinhalten sämtliche Bestätigungsleistungen, die keine Abschlussprüfungsleistungen sind und nicht im Rahmen der Abschlussprüfung genutzt werden. Diese umfassen gesetzlich geforderte Bestätigungsleistungen und freiwillige sonstige Bestätigungsleistungen (wie die Prüfung der Nachhaltigkeitsberichterstattung, EEG und KWKG sowie Prüfungsleistungen im Zusammenhang mit der Einführung neuer IT-Systeme).

Anteilsbesitzliste

Die Angaben zu den in den Konzernabschluss einbezogenen Gesellschaften und zum Anteilsbesitz des E.ON-Konzerns gemäß § 313 Absatz 2 HGB sowie die Liste der inländischen Tochterunternehmen, die im Geschäftsjahr 2025 von den Befreiungsvorschriften nach §§ 264 Absatz 3 HGB beziehungsweise 264b HGB Gebrauch machten, sind Bestandteile des testierten und zur Einstellung in das Unternehmensregister übermittelten Konzernabschlusses. Zudem sind diese Informationen unter www.eon.com/anteilsbesitz2025 abrufbar.

13 Ergebnis je Aktie

Das Ergebnis je Aktie (EPS) für den Konzernüberschuss wird wie folgt berechnet:

Ergebnis je Aktie

in Mio €	2025	2024
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	2.280	5.562
Abzüglich: Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-546	-1.031
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	1.734	4.531
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	–	–
Abzüglich: Anteile ohne beherrschenden Einfluss	–	–
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	–	–
Konzernüberschuss/-fehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE	1.734	4.531
in €		
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)		
aus fortgeführten Aktivitäten	0,66	1,73
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	–	–
aus Konzernüberschuss/-fehlbetrag	0,66	1,73
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück	2.613	2.612

Die Ermittlung des verwässerten Ergebnisses je Aktie entspricht der Ermittlung des unverwässerten Ergebnisses je Aktie, da die E.ON SE keine potenziell verwässernden Stammaktien ausgegeben hat. Der leichte Anstieg des gewichteten Durchschnitts der Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien resultiert im Wesentlichen aus der Ausgabe eigener Aktien der E.ON SE im Rahmen des freiwilligen Mitarbeiteraktien-Programms.



14 Goodwill, immaterielle Vermögenswerte, Nutzungsrechte und Sachanlagen

Die Entwicklung des Goodwills, der immateriellen Vermögenswerte, der Nutzungsrechte und der Sachanlagen ist in den nachfolgenden Tabellen dargestellt:

Goodwill, immaterielle Vermögenswerte, Nutzungsrechte und Sachanlagen

	Anschaffungs- oder Herstellungskosten							Kumulierte Abschreibungen							Netto-Buchwerte		
	1. Jan. 2025	Währungs- unter- schiede	Zugang Konsoli- dierungs- kreis	Zugänge	Abgänge ¹	Umbu- chungen	31. Dez. 2025	1. Jan. 2025	Wäh- rungs- unter- schiede	Zugang Konsoli- dierungs- kreis	Zugänge	Abgänge ¹	Umbu- chungen	Wert- minde- rungen	Zu- schrei- bungen	31. Dez. 2025	31. Dez. 2025
in Mio €																	
Goodwill	18.974	-58	17	-	-571	23	18.385	-2.401	5	-	-	-	-11	-	-	-2.407	15.978
Kundenbeziehungen und ähnliche Werte	1.998	-2	2	-	-155	-6	1.837	-1.625	3	-2	-89	137	1	-	-	-1.575	262
Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen und ähnliche Rechte	4.284	-18	9	539	-103	148	4.859	-1.922	-1	-6	-456	82	1	-8	-	-2.310	2.549
Entwicklungsausgaben	1.285	1	-	134	-83	132	1.469	-789	-1	-	-191	63	-16	-28	-	-962	507
Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögenswerte	487	-1	1	238	-16	-202	507	-7	-	-	-	3	3	-2	-	-3	504
Immaterielle Vermögenswerte	8.054	-20	12	911	-357	72	8.672	-4.343	1	-8	-736	285	-11	-38	-	-4.850	3.822
Bebaute und unbebaute Grundstücke	946	3	2	188	-76	-1	1.062	-387	2	-	-101	53	3	-1	-	-431	631
Netze und Netzanlagen	3.299	1	-	460	-717	-	3.043	-1.142	-	-	-283	317	-	-	-	-1.108	1.935
Speicher und Produktionskapazitäten	5	1	-	-	-1	-	5	-3	-	-	-1	-	-	-	-	-4	1
Technische Anlagen und Maschinen	98	1	-	10	-14	-	95	-27	-	-	-9	10	-1	-	-	-27	68
Fuhrpark, Betriebs- und Geschäftsausstattung	287	-1	1	121	-76	1	333	-133	-2	-	-76	50	-	-	-	-161	172
Nutzungsrechte	4.635	5	3	779	-884	-	4.538	-1.692	-	-	-470	430	2	-1	-	-1.731	2.807
Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte	1.208	14	2	25	-33	20	1.236	-89	-3	-1	-4	1	-1	-	-	-97	1.139
Bauten	3.743	34	1	121	-187	217	3.929	-1.587	-16	-	-118	56	-2	-17	1	-1.683	2.246
Technische Anlagen und Maschinen	67.976	832	86	4.015	-2.190	1.950	72.669	-32.649	-361	-39	-2.413	917	63	-71	-	-34.553	38.116
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	1.830	12	5	234	-167	116	2.030	-1.055	-4	-3	-193	121	-36	-6	-	-1.176	854
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	5.008	44	1	3.113	-159	-2.396	5.611	-116	-1	-	-	3	59	-2	-	-57	5.554
Sachanlagen	79.765	936	95	7.508	-2.736	-93	85.475	-35.496	-385	-43	-2.728	1.098	83	-96	1	-37.566	47.909

1 Beinhaltet Umgliederungen in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte/Veräußerungsgruppen (vergleiche Textziffer 04 →).


Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2025

in Mio €	Energy Networks					Energy Retail				Corporate Functions/ Other	E.ON-Konzern
	Deutschland	Schweden	Zentral-Osteuropa	Süd-Osteuropa	Energy Infrastructure Solutions	Deutschland	Großbritannien	Niederlande	Sonstige		
Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2025	7.601	81	42	188	1.490	5.483	1.332	117	239	–	16.573
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	–	–	–	–	–	–	17	–	–	–	17
Wertminderungen	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Sonstige Veränderungen ¹	-196	5	-2	13	92	-482	-66	–	24	–	-612
Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2025	7.405	86	40	201	1.582	5.001	1.283	117	263	–	15.978
Wachstumsrate (in %) ²	1,25	–	–	–	1,25	1,25	1,25	–	–	–	–
Kapitalkosten (in %) ²	4,4 - 4,6	–	–	–	5,2 - 6,9	6,7 - 6,8	7,1	–	–	–	–
Sonstiges Anlagevermögen³											
Wertminderungen	-1	–	-5	-8	-82	-1	-8	-3	-27	–	-135
Zuschreibungen	1	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1

1 Die sonstigen Veränderungen beinhalten Effekte aus konzerninternen Umstrukturierungen, Umbuchungen, Währungskursdifferenzen sowie Umgliederungen in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte.

2 Wachstumsrate und Kapitalkosten nach Steuern für ausgewählte Cash Generating Units, deren jeweiliger Goodwill im Vergleich zum Buchwert des gesamten Goodwills wesentlich ist. Die Cash Generating Unit Energy Infrastructure Solutions wurde mit einem Sum-of-the-parts-Ansatz bewertet.

3 Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte, Nutzungsrechte und Sachanlagen.



Goodwill, immaterielle Vermögenswerte, Nutzungsrechte und Sachanlagen

	Anschaffungs- oder Herstellungskosten							Kumulierte Abschreibungen							Netto-Buchwerte		
in Mio €	1. Jan. 2024	Währungs-unterschiede	Zugang Konsolidierungs-kreis	Zugänge	Abgänge	Umbu- chungen	31. Dez. 2024	1. Jan. 2024	Wäh- rungs- unterschiede	Zugang Konsoli- dierungs- kreis	Zugänge	Abgänge	Umbu- chungen	Wert- minde- rungen	Zu- schrei- bungen	31. Dez. 2024	31. Dez. 2024
Goodwill	18.911	55	38	–	-27	-3	18.974	-1.785	1	–	–	7	4	-628	–	-2.401	16.573
Kundenbeziehungen und ähnliche Werte	2.107	7	–	–	-4	-112	1.998	-1.561	-6	–	-165	1	106	–	–	-1.625	373
Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen und ähnliche Rechte	3.720	-15	30	488	-61	122	4.284	-1.596	8	-1	-402	41	24	-1	5	-1.922	2.362
Entwicklungsausgaben	918	1	–	146	-124	344	1.285	-566	2	–	-168	119	-167	-9	–	-789	496
Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögenswerte	585	-1	–	225	-6	-316	487	-15	–	–	–	–	17	-9	–	-7	480
Immaterielle Vermögenswerte	7.330	-8	30	859	-195	38	8.054	-3.738	4	-1	-735	161	-20	-19	5	-4.343	3.711
Bebaute und unbebaute Grundstücke	950	3	3	135	-144	-1	946	-402	-1	-2	-110	124	5	-1	–	-387	559
Netze und Netzanlagen	2.878	–	–	480	-59	–	3.299	-904	-1	–	-262	25	–	–	–	-1.142	2.157
Speicher und Produktionskapazitäten	4	–	–	1	–	–	5	-2	–	–	-1	–	–	–	–	-3	2
Technische Anlagen und Maschinen	85	1	–	13	-1	–	98	-16	-1	–	-10	–	–	–	–	-27	71
Fuhrpark, Betriebs- und Geschäftsausstattung	227	-2	1	108	-47	–	287	-110	3	–	-62	36	–	–	–	-133	154
Nutzungsrechte	4.144	2	4	737	-251	-1	4.635	-1.434	–	-2	-445	185	5	-1	–	-1.692	2.943
Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte	1.134	-8	–	37	-13	58	1.208	-65	2	–	-3	1	-24	–	–	-89	1.119
Bauten	3.521	-25	39	108	-30	130	3.743	-1.494	13	-38	-109	25	16	–	–	-1.587	2.156
Technische Anlagen und Maschinen	63.664	-459	37	3.432	-581	1.883	67.976	-31.097	212	-7	-2.211	442	33	-34	13	-32.649	35.327
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	1.659	-7	1	219	-80	38	1.830	-982	1	–	-175	73	28	–	–	-1.055	775
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	4.527	-23	42	2.715	-73	-2.180	5.008	-118	–	–	–	34	10	-42	–	-116	4.892
Sachanlagen	74.505	-522	119	6.511	-777	-71	79.765	-33.756	228	-45	-2.498	575	63	-76	13	-35.496	44.269


Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2024

	Energy Networks					Customer Solutions ²					
in Mio €	Deutschland	Schweden	Zentraleuropa Ost/Türkei ¹		Energy Infrastructure Solutions	Deutschland	Großbritannien	Niederlande	Sonstige	Corporate Functions/ Other	E.ON-Konzern
Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2023	7.651	83	245		–	6.752	1.886	81	428	–	17.126
Reallokation EIS ² zum 1. Januar 2024	-50	–	–		2.103	-1.269	-615	–	-169	–	–
	Energy Networks					Energy Retail ²					
in Mio €	Deutschland	Schweden	Zentral-Osteuropa ¹	Süd-Osteuropa ¹	Energy Infrastructure Solutions	Deutschland	Großbritannien	Niederlande	Sonstige	Corporate Functions/ Other	E.ON-Konzern
Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2024	7.601	83	43	202	2.103	5.483	1.271	81	259	–	17.126
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Wertminderungen	–	–	–	–	-628	–	–	–	–	–	-628
Sonstige Veränderungen ³	–	-2	-1	-14	15	–	61	36	-20	–	75
Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2024	7.601	81	42	188	1.490	5.483	1.332	117	239	–	16.573
Wachstumsrate (in %) ⁴	1,25	–	–	–	1,25	1,25	1,25	–	–	–	–
Kapitalkosten (in %) ⁴	4,2	–	–	–	5,0 - 6,6	6,3	6,7	–	–	–	–
Sonstiges Anlagevermögen ⁵											
Wertminderungen	-5	-1	–	–	-74	-10	–	–	-5	-1	-96
Zuschreibungen	5	–	–	5	9	–	–	–	-1	–	18

1 Zum 1. Januar 2024 wurde im Geschäftsfeld Energy Networks Zentraleuropa Ost/Türkei unterteilt in Zentral-Osteuropa und Süd-Osteuropa.

2 Seit dem 1. Januar 2024 ist zu den Geschäftsfeldern Energy Networks und Customer Solutions (neu: Energy Retail) das Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions hinzugekommen, im Wesentlichen ausgegliedert aus dem Segment Customer Solutions. Die Bezeichnung des Geschäftsfeldes Customer Solutions wurde in Energy Retail umbenannt.

3 Die sonstigen Veränderungen beinhalten Effekte aus konzerninternen Umstrukturierungen (mit Ausnahme Reallokation EIS), Umbuchungen, Währungskursdifferenzen sowie Umgliederungen in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte.

4 Wachstumsrate und Kapitalkosten nach Steuern für ausgewählte Cash Generating Units, deren jeweiliger Goodwill im Vergleich zum Buchwert des gesamten Goodwills wesentlich ist. Die Cash Generating Unit Energy Infrastructure Solutions wurde mit einem Sum-of-the-parts-Ansatz bewertet.

5 Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte, Nutzungsrechte und Sachanlagen.

Goodwill und immaterielle Vermögenswerte

Die Entwicklung des Goodwills in den Segmenten sowie die Zuordnungen von Wertminderungen und Zuschreibungen je berichtspflichtiges Segment ergeben sich aus den vorstehenden Tabellen.

Wertminderungen

Im Rahmen der Impairment-Tests werden zunächst die beizulegenden Zeitwerte abzüglich der Veräußerungskosten der zahlungsmittelgenerierenden Einheiten ermittelt. Da im Jahr 2025 keine bindenden Verkaufstransaktionen oder Marktpreise für die jeweiligen zahlungsmittelgenerierenden Einheiten vorhanden waren, erfolgte die Bestimmung auf Basis von Discounted-Cashflow-Verfahren.

Die Bewertungen basieren auf der vom Vorstand genehmigten Mittelfristplanung. Den Berechnungen für Zwecke der

Werthaltigkeitstests liegen grundsätzlich die fünf Planjahre der Mittelfristplanung zuzüglich zweier weiterer Detailplanungsjahre zugrunde. In begründeten Ausnahmefällen wird hiervon abgewichen. Für die über die Detailplanungsperiode hinausgehenden Cashflow-Annahmen werden auf Basis von Vergangenheitsanalysen und Zukunftsprognosen nachhaltige geschäfts- und währungsspezifische Wachstumsraten ermittelt. Die für den Euroraum nachhaltige Wachstumsrate betrug im Geschäftsjahr 2025 1,25 Prozent (2024: 1,25 Prozent). Die im jährlichen Werthaltigkeitstest zur Diskontierung verwendeten Nachsteuerzinssätze werden auf der Grundlage von Marktdaten je zahlungsmittelgenerierender Einheit ermittelt und betrugen zum



Bewertungsstichtag zwischen 4,4 und 11,3 Prozent (2024: zwischen 4,2 und 11,6 Prozent). Für deutsche Einheiten wird seit diesem Jahr mit jahresspezifischen Nachsteuerzinssätzen gerechnet. Hintergrund hierfür ist das am 19. Juli 2025 in Kraft getretene „Gesetz für ein steuerliches Investitionssofortprogramm zur Stärkung des Wirtschaftsstandorts Deutschland“.

Wesentliche Annahmen, auf denen die Ermittlung des erzielbaren Betrags durch das Management beruht, sind die Prognosen der Wachstumsraten und der Kapitalkosten sowie spezifisch der Umsätze und der EBITDA-Marge (im Bereich Energy Retail), der regulierten Vermögensbasis und der regulatorischen Rendite (im Bereich Energy Networks) sowie des Anlagevermögens und der langfristigen Projektrenditen (im Bereich Energy Infrastructure Solutions). Bei diesen Prognosen zur Anwendung kommende Annahmen über die Entwicklung der Marktpreise für Rohstoffe sowie künftiger Strom- und Gaspreise auf den Großhandels- und Endverbrauchermärkten beruhen auf externen Marktdaten renommierter Anbieter sowie internen Einschätzungen. Sie berücksichtigen auch in angemessener Weise klimabezogene Auswirkungen auf Marktbedingungen und makroökonomische Zusammenhänge sowie die in der Konzernstrategie verankerten Nachhaltigkeitsziele, wie die Reduzierung der Scope-3-Emissionen bis 2050 um 100 Prozent. Beispielsweise werden unter anderem Auswirkungen von Klimazielen auf CO₂-Preise oder sich verändernde Wetterbedingungen in Bezug auf Temperatur und Wind einbezogen. Die unterstellte Entwicklung aller genannten wesentlichen Einflussgrößen folgt den im Prognosebericht dargelegten Erwartungen.

Insgesamt liegt der Mittelfristplanung eine stabile Entwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen zugrunde.

Vor dem Hintergrund der Umsetzung des für die Klimaschutzziele wichtigen Netzausbaus enthält der Detailplanungszeitraum weiterhin einen deutlichen Anstieg der Investitionen im Segment Energy Networks Deutschland mit einer sich entsprechend erhöhenden Regulated Asset Base. Bei der regulatorischen Rendite rechnen wir mit einer stabilen Entwicklung.

Im Segment Energy Retail Deutschland rechnen wir in unserem Detailplanungszeitraum mit gegenüber dem Geschäftsjahr 2025 leicht rückläufigen Umsatzerlösen. Der Rückgang der Umsatzerlöse ist insbesondere auf die Entkonsolidierung der NEW-Gruppe (siehe dazu [Textziffer 04 →](#)) zurückzuführen. Im Segment Energy Retail Großbritannien erwarten wir in Summe einen leichten Anstieg der Umsatzerlöse im Detailplanungszeitraum. Dieser geht vor allem auf den erwarteten Verkauf höherer Strommengen im Zuge der fortschreitenden Elektrifizierung zurück. Bei den im Detailplanungszeitraum angenommenen EBITDA-Margen rechnen wir in den Segmenten Energy Retail Großbritannien und Deutschland mit einem moderaten Anstieg, bedingt durch die geplante Portfoliooptimierung und den Ausbau unserer Wachstumsgeschäftsfelder.

Im Segment Energy Infrastructure Solutions rechnen wir in unserem Detailplanungszeitraum gegenüber dem Geschäftsjahr 2025 mit einem Anstieg der Investitionen. Es handelt sich hierbei vor allem um Wachstumsinvestitionen. Ferner gehen wir von langfristigen Projektrenditen oberhalb der Kapitalkosten aus.

Die obigen Ausführungen gelten grundsätzlich entsprechend auch für die Durchführung von Werthaltigkeitstests von zum Beispiel immateriellen Vermögenswerten und Sachanlagen unter IAS 36 und auch von Beteiligungen, die gemäß IAS 28 nach der Equity-Methode bilanziert werden, sowie Gruppen von Vermögenswerten. Wenn der Goodwill einer zahlungsmittelgenerierenden Einheit zusammen mit Vermögenswerten oder Gruppen von Vermögenswerten auf Werthaltigkeit überprüft wird, so sind zunächst die Vermögenswerte zu überprüfen.

Goodwill

Aus der Durchführung der jährlichen Goodwill-Impairment-Tests im Geschäftsjahr 2025 ergab sich am 1. Oktober kein Wertminderungsbedarf nach IAS 36. Die Ermittlung eines Nutzungswerts war für keine Cash Generating Unit notwendig.

Der getestete Goodwill sämtlicher Cash Generating Units mit wesentlichem Goodwill weist Überdeckungen der jeweiligen Buchwerte durch die erzielbaren Beträge auf, sodass, ausgehend von der aktuellen Beurteilung der wirtschaftlichen Lage, erst eine signifikante, nicht für realistisch erachtete Änderung der wesentlichen Bewertungsparameter zu einem Wertminderungsbedarf auf diese Goodwills führen würde.

Immaterielle Vermögenswerte

Die immateriellen Vermögenswerte wurden im Geschäftsjahr 2025 um rund 38 Mio € wertgemindert. Die betragsmäßig größte Wertminderung ergab sich dabei im Segment Energy Retail Sonstige. Bei der E.ON Solutions GmbH musste das Urheberrecht an der E.ON Home App um 25 Mio € außerplanmäßig abgeschrieben werden. Dies geschah vor dem Hintergrund der anstehenden konzerninternen Veräußerung und des reduzierten Umfangs, in welchem die Softwarelösung künftig genutzt werden kann. Der neue Buchwert dieses immateriellen Vermögenswerts beläuft sich auf 5 Mio €. Ferner wurde im Segment Energy Networks Süd-Osteuropa auf das Stromnetz der Delgaz Grid S.A. eine außerplanmäßige Wertminderung in Höhe von 8 Mio € erfasst, sodass der neue Buchwert sich nun auf 645 Mio € beläuft. Die Gründe hierfür liegen vor allem in geringeren Ertragsersparungen.

Die planmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte betrugen im Jahr 2025 736 Mio € (2024: 735 Mio €).

Der Endbestand der immateriellen Vermögenswerte mit unbestimmbarer Nutzungsdauer belief sich zum 31. Dezember 2025 auf 86 Mio € (2024: 85 Mio €). Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um Konzessionsrechte aus dem Segment Energy Networks Schweden mit einem Wert von 38 Mio €.

Im Berichtsjahr wurden 110 Mio € (2024: 156 Mio €) Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen im Sinne von IAS 38 aufwandswirksam erfasst.



Nutzungsrechte

Die planmäßigen Abschreibungen betrugen im Jahr 2025 470 Mio € (2024: 445 Mio €). Die Wertminderungen auf Nutzungsrechte beliefen sich auf 1 Mio € (2024: 1 Mio €).

Sachanlagen

Die Wertminderungen auf das Sachanlagevermögen im Geschäftsjahr 2025 betrugen 96 Mio €.

Die betragsmäßig größte Wertminderung im Berichtsjahr erfuhr ein Biomassekraftwerk in Deutschland, das dem Segment Energy Infrastructure Solutions zugehörig ist. Nachdem das Projekt bereits in der Vergangenheit vor vielfältigen Herausforderungen stand, gaben nun die neueren Entwicklungen Anlass für die Wertminderung von 28 Mio € (2024: 30 Mio €). Vor allem die Entscheidung eines Hauptkunden für Dampflieferungen, seinen Produktionsstandort einzustellen, war dabei maßgebend. Der neue Buchwert zum 31. Dezember 2025 beträgt 93 Mio €.

Weiterhin mussten im Segment Energy Infrastructure Solutions Anlagen zur Wärme- und Kälteversorgung von Privat- und Geschäftskunden in den Niederlanden um 26 Mio € außerplanmäßig abgewertet werden. Niedrigere Ertragserwartungen, identifiziert im Rahmen eines Post Completion Audit im Nachgang zum Erwerb der Equans Energy Solutions B.V. (umfirmiert zu Energy Infrastructure Solutions B.V.), waren dafür maßgebend. Der Restbuchwert der im Rahmen des Beteiligungskaufs erworbenen Anlagen beträgt nun 22 Mio €.

In Großbritannien fielen ebenfalls im Segment Energy Infrastructure Solutions außerplanmäßige Wertminderungen in Höhe von 15 Mio € (2024: 18 Mio €) an, bedingt durch die Vollabschreibungen von nicht mehr benötigten klassischen Messgeräten, welche durch Smart Energy Meter ersetzt worden sind. Die Summe der weiteren Wertminderungen setzt sich aus mehreren nicht wesentlichen Beträgen zusammen.

Zuschreibungen auf Sachanlagen wurden im Berichtsjahr in Höhe von rund 1 Mio € (2024: 13 Mio €) vorgenommen.

Nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz sind in Deutschland bis zum Jahr 2045 die Treibhausgasemissionen so weit zu reduzieren, dass Netto-Treibhausgasneutralität erreicht wird. In manchen Bundesländern legen die Landesgesetze kürzere Fristen für die Dekarbonisierung fest. Die Bedeutung von fossilem Erdgas wird sich deshalb in absehbarer Zukunft in vielen Bereichen verändern. Vor diesem Hintergrund hatte bereits im September 2024 die Bundesnetzagentur im Rahmen einer Festlegung „KANU 2.0“ für die Verkürzung der regulatorischen Nutzungsdauern und der Abschreibungsmodalitäten von Erdgasinfrastrukturen veröffentlicht. Im Zuge der aktuellen Gasnetztransformation verkürzt sich auch die bilanzielle Nutzungsdauer für Gasnetzanlagen in Deutschland. Die Abschreibungen im Geschäftsjahr 2025 erhöhen sich, bedingt durch diese Anpassung ab dem 1. Januar 2025, um einen niedrigen zweistelligen Millionen-Euro-Betrag. Zum 31. Dezember 2025 ist die Werthaltigkeit der deutschen Gasnetze gegeben.

Die planmäßigen Abschreibungen beliefen sich im Jahr 2025 auf 2.728 Mio € (2024: 2.498 Mio €).

Im Jahr 2025 unterlagen insbesondere Grundstücke und Gebäude sowie technische Anlagen und Maschinen in Höhe von 438 Mio € (2024: 345 Mio €) Veräußerungsbeschränkungen.

Im Berichtsjahr wurden Fremdkapitalzinsen in Höhe von 22 Mio € (2024: 15 Mio €) als Bestandteil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten von Sachanlagen aktiviert.

15 At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen

Die at equity bewerteten Unternehmen und sonstigen Finanzanlagen setzen sich wie folgt zusammen:

At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen

	31. Dezember 2025			31. Dezember 2024		
in Mio €	E.ON-Konzern	Assoziierte Unternehmen	Joint Ventures	E.ON-Konzern	Assoziierte Unternehmen	Joint Ventures
At equity bewertete Unternehmen	7.361	2.841	4.520	7.111	2.927	4.184
Beteiligungen	2.802	863 ¹	343 ¹	2.752	834 ¹	311 ¹
Langfristige Wertpapiere	586	–	–	869	–	–
Summe	10.749	3.704	4.863	10.732	3.761	4.495

1 Soweit assoziierte Unternehmen und Joint Ventures als Beteiligungen ausgewiesen werden, handelt es sich um assoziierte Unternehmen und Joint Ventures, die aus Wesentlichkeitsgründen at cost bilanziert werden.

Die Buchwerte der at equity bewerteten assoziierten Unternehmen betrugen 2.841 Mio € (2024: 2.927 Mio €) und die der Joint Ventures 4.520 Mio € (2024: 4.184 Mio €).

Der Anstieg der Buchwerte der at equity bewerteten Unternehmen von 250 Mio € gegenüber dem 31. Dezember 2024 resultierte im Wesentlichen aus der Entkonsolidierung der NEW-Gruppe.

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen in Höhe von 350 Mio € (2024: 258 Mio €) enthält Wertminderungen in Höhe von 391 Mio € (2024: 448 Mio €) und Zuschreibungen in Höhe von 200 Mio € (2024: 195 Mio €). Hierbei handelt es sich vor allem um Wertminderungen und Zuschreibungen im Zusammenhang mit der Anwendung von IAS 29 in der Türkei.

Im April 2022 wurde die Türkei als Hochinflationsland eingestuft. Somit werden seitdem für zwei türkische Beteiligungsunternehmen (Joint Ventures), die nach der Equity-Methode in den E.ON-Konzern einbezogen werden, die auf Basis historischer Anschaffungs- und Herstellungskosten aufgestellten Abschlüsse gemäß IAS 29 angepasst. Entsprechend IAS 29 sind Abschlüsse in der funktionalen Währung eines Hochinflationslandes in der am Bilanzstichtag geltenden Maßeinheit auszudrücken, um so die aktuelle Kaufkraft widerzuspiegeln. Infolgedessen sind unter anderem nichtmonetäre Vermögenswerte und Schulden grundsätzlich anhand eines allgemeinen Preisindexes anzupassen und ein Gewinn oder Verlust aus der Nettoposition der monetären Posten zu berücksichtigen.

Die Anpassung gemäß IAS 29 erfolgt auf Basis des vom Turkish Statistical Institute veröffentlichten und monatlich aktualisierten Konsumentenpreisindexes.

Dieser belief sich zum 31. Dezember 2025 auf 3.513 Indexpunkte (31. Dezember 2024: 2.684).

Der Umstellungseffekt zum 1. Januar 2022 belief sich auf 612 Mio € (im Fremdwährungs-OCI), gegenläufig erfolgte eine Abwertung in den kumulierten Gewinnrücklagen (-381 Mio €).

Die langfristigen Wertpapiere umfassen im Wesentlichen festverzinsliche Wertpapiere. Der Rückgang um 283 Mio € resultiert überwiegend aus Veränderungen in den Portfolios der Spezialfondsgesellschaften sowie aus der Entkonsolidierung der NEW-Gruppe.

Die Wertminderungen auf sonstige Finanzanlagen beliefen sich auf 63 Mio € (2024: 84 Mio €). Die Zuschreibungen betrugen 3 Mio € (2024: 3 Mio €). Der Buchwert der sonstigen Finanzanlagen, die wertberichtigt sind, beträgt zum Geschäftsjahresende 63 Mio € (2024: 73 Mio €); der Buchwert der zugeschriebenen sonstigen Finanzanlagen beläuft sich auf 9 Mio € (2024: 12 Mio €).

Die von E.ON zahlungswirksam vereinnahmten Beteiligungserträge der at equity bewerteten Unternehmen betrugen im Berichtsjahr 626 Mio € (2024: 466 Mio €).



Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über wesentliche Posten der aggregierten Gesamtergebnisrechnungen der at equity bewerteten assoziierten Unternehmen und Joint Ventures:

Zusammengefasste Ergebnisse der assoziierten Unternehmen und Joint Ventures – at equity bilanziert

in Mio €	Assoziierte Unternehmen		Joint Ventures		Gesamt	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Anteiliges Jahresergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	257	278	93	-20	350	258
Anteiliges Sonstiges Ergebnis	23	13	73	673	96	686
Anteiliges Gesamtergebnis	280	291	166	653	446	944

Die Überprüfung der Wesentlichkeit im Geschäftsjahr 2025 ergab, dass keines der at equity bewerteten Unternehmen einzeln betrachtet eine wesentliche Bedeutung für den E.ON-Konzern besitzt.

Von den Anteilen an at equity bewerteten Unternehmen unterliegen zum Bilanzstichtag Gesellschaften mit einem Buchwert von 767 Mio € (2024: 736 Mio €) Verfügungsbeschränkungen.

Angaben zum Gesellschaftsnamen, zum Sitz der Gesellschaft und zu Kapitalanteilen im Sinne von IFRS 12 für Joint Arrangements und assoziierte Unternehmen enthält die Anteilsbesitzliste gemäß § 313 Abs. 2 HGB (siehe [Textziffer 12 →](#)).

Es liegen keine weiteren wesentlichen Restriktionen vor, die über die üblichen gesellschaftsrechtlichen und vertraglichen Regelungen hinausgehen.

Zum 31. Dezember 2025 ist die Beteiligung Enerjisa Enerji A.Ş. weiterhin marktgängig; der anteilige Börsenwert betrug 845 Mio € (2024: 757 Mio €). Der Buchwert zum 31. Dezember 2025 beläuft sich auf 759 Mio €. Der Free Float an der Gesellschaft beläuft sich auf 20 Prozent, die übrigen Anteile werden hälftig von E.ON sowie Haci Ömer Sabanci Holding A.Ş. gehalten, sodass Enerjisa Enerji A.Ş. aus E.ON-Sicht ein Joint Venture darstellt.



16 Vorräte

Das Vorratsvermögen setzt sich wie folgt zusammen:

Vorräte

in Mio €	31. Dezember	
	2025	2024
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	908	820
Handelswaren	490	361
Unfertige Leistungen und fertige Erzeugnisse	59	62
Summe	1.457	1.243

Rohstoffe, Handelswaren und fertige Erzeugnisse werden im Wesentlichen nach der Durchschnittskostenmethode bewertet.

Die Wertberichtigungen im Jahr 2025 beliefen sich auf -27 Mio € (2024: -18 Mio €). Zuschreibungen erfolgten in Höhe von 43 Mio € (2024: 91 Mio €).

Die Veränderung des Vorratsvermögens gegenüber dem 31. Dezember 2024 ist im Wesentlichen auf den Anstieg der eingespeicherten Gasvorräte zurückzuführen.

Es liegen keine Sicherungsübereignungen von Vorräten vor.



17 Forderungen und sonstige Vermögenswerte

Entsprechend ihren Restlaufzeiten setzen sich die Forderungen und sonstigen Vermögenswerte wie folgt zusammen:

Forderungen und sonstige Vermögenswerte

in Mio €	31. Dezember 2025		31. Dezember 2024	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Forderungen aus Finanzierungsleasing ¹	27	245	29	213
Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte	652	759	514	894
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	679	1.004	543	1.107
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	9.510	–	9.318	–
Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten	670	1.704	2.064	2.211
Vertragliche Vermögenswerte (IFRS 15)	632	43	539	39
Sonstige Vermögenswerte	239	554	152	492
Übrige betriebliche Vermögenswerte	3.331	1.896	3.125	1.431
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	14.382	4.197	15.198	4.173
Summe	15.061	5.201	15.741	5.280

1 Vergleiche auch die Erläuterungen in [Textziffer 32](#) →.

In den sonstigen finanziellen Vermögenswerte sind zum Bilanzstichtag Forderungen gegen andere Anteilseigner von Gemeinschaftskraftwerken in Höhe von 23 Mio € (2024: 34 Mio €) enthalten.

Die Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten betragen zum Bilanzstichtag 2.374 Mio € (2024: 4.275 Mio €). Davon entfallen 1.302 Mio € (2024: 2.955 Mio €) auf Commodity-Termingeschäfte sowie 1.072 Mio € (2024: 1.319 Mio €) auf Währungsderivate. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf die Entwicklung der Preise an den Commodity-Märkten im Geschäftsjahr zurückzuführen.

Die Forderungen im Anwendungsbereich von IFRS 15 setzen sich im Wesentlichen aus den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen zusammen. Die erfolgswirksamen Wertberichtigungen auf Forderungen im Anwendungsbereich von IFRS 15 betrugen im Jahr 2025 insgesamt -473 Mio € (2024: -539 Mio €).

Die nachfolgende Tabelle beinhaltet die Entwicklung der sonstigen Vermögenswerte unter IFRS 15:

Sonstige Vermögenswerte

in Mio €	2025	2024
Abschreibung und Wertminderung	653	577
Stand zum 31. Dezember	794	644

In der nachfolgenden Tabelle werden Anfangs- und Endbestand der vertraglichen Vermögenswerte im Sinne von IFRS 15 dargestellt:

Vertragliche Vermögenswerte

in Mio €	2025	2024
Stand zum 1. Januar	578	49
Stand zum 31. Dezember	675	578

Die vertraglichen Vermögenswerte haben seit dem 31. Dezember 2024 (578 Mio €) zugenommen und betragen am 31. Dezember 2025 insgesamt 675 Mio €.

Darüber hinaus bestanden zum 31. Dezember 2025 Eventualforderungen des E.ON-Konzerns aufgrund schwebender Gerichtsverfahren von rund 0,3 Mrd € (2024: 0,3 Mrd €).



18 Liquide Mittel

Die liquiden Mittel setzen sich entsprechend ihrer ursprünglichen Fälligkeit wie folgt zusammen:

Liquide Mittel

in Mio €	31. Dezember	
	2025	2024
Wertpapiere und Festgeldanlagen	775	1.273
<i>Kurzfristige Wertpapiere mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten</i>	775	1.273
Liquide Mittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	530	255
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	3.047	5.752
<i>davon einer lediglich vertraglichen Verfügungsbeschränkung unterliegend</i>	5	6
Summe	4.352	7.280

In den Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten sind Barmittel, Schecks, Kassenbestände und Guthaben bei Kreditinstituten mit einer ursprünglichen Fälligkeit von weniger als drei Monaten in Höhe von 3.042 Mio € (2024: 5.230 Mio €) ausgewiesen. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf höhere Investitionen und die Dividendenzahlung der E.ON SE zurückzuführen. Insbesondere wirkte der vollständige Abbau der Geldmarktfonds bei der E.ON SE (2024: 382 Mio €) innerhalb der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente aufgrund des höheren Liquiditätsbedarfs des Konzerns. Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente in Höhe von 5 Mio € (2024: 6 Mio €), die einer lediglich vertraglichen Verfügungsbeschränkung unterliegen, beinhalten im Wesentlichen Vorauszahlungen im Zusammenhang mit staatlichen Interventionsmaßnahmen.



19 Gezeichnetes Kapital

Das Grundkapital ist eingeteilt in 2.641.318.800 auf den Namen lautende nennwertlose Stückaktien (Aktien ohne Nennbetrag) und beträgt 2.641.318.800 € (2024: 2.641.318.800 €). Das Grundkapital der Gesellschaft ist erbracht worden im Wege der Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft (SE), durch eine am 20. März 2017 im Handelsregister der Gesellschaft eingetragene Kapitalerhöhung unter teilweiser Ausnutzung des am 2. Mai 2017 ausgelaufenen Genehmigten Kapitals 2012 sowie durch eine am 19. September 2019 im Handelsregister der Gesellschaft eingetragene Kapitalerhöhung unter überwiegender Ausnutzung des Genehmigten Kapitals 2017.

Gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 16. Mai 2024 wird der Vorstand bis zum 15. Mai 2029 ermächtigt, eigene Aktien zu erwerben. Auf die erworbenen Aktien dürfen zusammen mit anderen eigenen Aktien, die sich im Besitz der Gesellschaft befinden oder ihr nach den §§ 71a ff. AktG zuzurechnen sind, zu keinem Zeitpunkt mehr als 10 Prozent des Grundkapitals entfallen. Der Vorstand wurde auf der oben genannten Hauptversammlung ermächtigt, erworbene Aktien einzuziehen, ohne dass die Einziehung oder ihre Durchführung eines weiteren Hauptversammlungsbeschlusses bedarf. Die Gesamtzahl der im Umlauf befindlichen Aktien zum 31. Dezember 2025 betrug 2.614.284.446 (31. Dezember 2024: 2.613.077.958). Zum 31. Dezember 2025 befanden sich im Bestand der E.ON SE 27.034.354 eigene Aktien (31. Dezember 2024: 28.240.842) mit einem Buchwert von 991 Mio € (entsprechend rund 1,02 Prozent beziehungsweise einem rechnerischen Anteil von 27.034.354 € des Grundkapitals).

Der Vorstand wurde durch die Hauptversammlung vom 16. Mai 2024 weiterhin ermächtigt, Aktien auch unter Einsatz von Derivaten (Put- oder Call-Optionen oder einer Kombination hiervon) zu erwerben. Erfolgt der Erwerb unter Einsatz von Derivaten in Form von Put- oder Call-Optionen oder einer Kombination aus beiden, müssen die Derivategeschäfte mit einem

Kredit- oder Wertpapierinstitut oder einem nach § 53 Abs. 1 Satz 1 oder § 53b Abs. 1 Satz 1 oder Abs. 7 des Gesetzes über das Kreditwesen tätigen Unternehmen oder mit einem Konsortium solcher Institute beziehungsweise Unternehmen oder über die Börse zu marktnahen Konditionen abgeschlossen werden. Im Berichtsjahr wurden über dieses Modell keine Aktien erworben.

Im Geschäftsjahr 2025 bestand die Möglichkeit für Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter deutscher E.ON-Konzerngesellschaften, E.ON-Aktien zu vergünstigten Konditionen im Rahmen eines freiwilligen Mitarbeiteraktienprogramms zu erwerben. Die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter erhielten einen Zuschuss von 360 € zu den von ihnen im Zeitraum vom 1. September bis zum 30. September 2025 gezeichneten Aktien. Der maßgebliche Ausgabekurs der E.ON-Aktie betrug 15,335 €. Insgesamt wurden 1.206.488 Aktien beziehungsweise 0,05 Prozent des Grundkapitals der E.ON SE zu einem durchschnittlichen gewichteten Anschaffungspreis von 19,59 € je Aktie aus dem Bestand entnommen und an Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter ausgegeben.

Genehmigtes Kapital

Der Vorstand wurde gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 16. Mai 2024 ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats bis zum 15. Mai 2029 das Grundkapital der Gesellschaft um bis zu 528 Mio € durch ein- oder mehrmalige Ausgabe neuer, auf den Namen lautender Stückaktien gegen Bar- und/oder Sacheinlagen zu erhöhen (genehmigtes Kapital gemäß §§ 202 ff. AktG, Genehmigtes Kapital 2024).

Der Vorstand wurde ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats über den Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionärinnen und Aktionäre zu entscheiden.

Das Genehmigte Kapital 2024 wurde nicht in Anspruch genommen.

Bedingtes Kapital

Auf der Hauptversammlung vom 16. Mai 2024 wurde eine bedingte Kapitalerhöhung des Grundkapitals – mit der Möglichkeit, das Bezugsrecht auszuschließen – von bis zu 264 Mio € (Bedingtes Kapital 2024) beschlossen.

Die bedingte Kapitalerhöhung dient der Gewährung von auf den Namen lautenden Stückaktien an die Inhaber von Wandel- oder Optionsschuldverschreibungen, Genussrechten oder Gewinnschuldverschreibungen (beziehungsweise Kombinationen dieser Instrumente), jeweils mit Optionsrechten, Wandlungsrechten, Optionspflichten und/oder Wandlungspflichten, die aufgrund der von der Hauptversammlung vom 16. Mai 2024 unter Tagesordnungspunkt 9 beschlossenen Ermächtigung bis zum 15. Mai 2029 von der Gesellschaft oder einer Konzerngesellschaft der Gesellschaft im Sinne von § 18 AktG ausgegeben werden. Die Ausgabe der neuen Aktien erfolgt zu dem nach Maßgabe des vorstehend bezeichneten Ermächtigungsbeschlusses jeweils zu bestimmenden Wandlungs- beziehungsweise Optionspreis.

Die bedingte Kapitalerhöhung ist nur so weit durchzuführen, wie von Options- beziehungsweise Wandlungsrechten Gebrauch gemacht wird oder zur Wandlung oder Optionsausübung verpflichtete Inhaber ihre Verpflichtung zur Wandlung beziehungsweise Optionsausübung erfüllen oder die Gesellschaft von ihrem Recht Gebrauch macht, ganz oder teilweise anstelle der Zahlung des fälligen Geldbetrags Aktien der Gesellschaft zu gewähren.

Das Bedingte Kapital 2024 wurde nicht in Anspruch genommen.



Stimmrechtsverhältnisse

Nachfolgende Mitteilungen gemäß § 33 Abs. 1 WpHG zu den Stimmrechtsverhältnissen liegen vor:

Angaben zu Beteiligungen am Kapital der E.ON SE

	Datum der Mitteilung	Veränderung Schwellenwerte	Erreichen, Über- oder Unterschreitung	Schwellenwertberührung am	Zurechnung	Stimmrechte	
						in %	absolut
The Capital Group Companies Inc., Los Angeles, USA ¹	19. Dez. 2024	3 %	Unterschreitung	18. Dez. 2024	indirekt	2,94	77.661.948
BlackRock Inc., Wilmington, Delaware, USA	3. Jul. 2025	5 %	Überschreitung ²	1. Jul. 2025	indirekt	6,37 ³	168.192.458 ³
RWE Aktiengesellschaft, Essen, Deutschland ⁴	10. Dez. 2020	15 %	Erreichen	8. Dez. 2020	indirekt	15,00	396.197.820
DWS Investment GmbH, Frankfurt am Main, Deutschland	3. Feb. 2026	3 %	Überschreitung	29. Jan. 2026	indirekt	3,01	79.499.493
Canada Pension Plan Investment Board, Toronto, Kanada	28. Okt. 2024	3 %	Unterschreitung	25. Okt. 2024	direkt/indirekt	2,99	78.994.750 ⁵
Finanzministerium im Namen des Staates Norwegen, Oslo, Norwegen ⁶	13. Jun. 2025	3 %	Unterschreitung	10. Jun. 2025	indirekt	2,98	78.646.393

1 Name des Aktionärs mit nunmehr weniger als 3,0 Prozent Stimmrechten laut erhaltener Stimmrechtsmitteilung: Capital Research and Management Company.

2 Freiwillige Konzernmitteilung aufgrund der Schwellenberührung eines Tochterunternehmens ohne konkrete Angabe zur Schwellenberührung.

3 Beinhaltet Stimmrechte nach § 34 sowie Instrumente gemäß § 38 Abs. 1 Nr. 1 und 2 WpHG.

4 Name des Aktionärs mit 3,0 Prozent oder mehr Stimmrechten laut erhaltener Stimmrechtsmitteilung: GBV Zweiunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH.

5 Beinhaltet Stimmrechte nach §§ 33, 34 sowie Instrumente gemäß § 38 Abs. 1 Nr. 2 WpHG.

6 Name des Aktionärs mit nunmehr weniger als 3,0 Prozent Stimmrechten laut erhaltener Stimmrechtsmitteilung: Norges Bank, Oslo, Norwegen.



20 Kapitalrücklage

Die Kapitalrücklage verringerte sich im Geschäftsjahr 2025 um 5 Mio € auf 13.311 Mio € (2024: 13.316 Mio €). Die Reduzierung der Kapitalrücklage ist auf die Ausgabe von Mitarbeiteraktien an anspruchsberechtigte Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des E.ON-Konzerns zurückzuführen.



21 Gewinnrücklagen

Die Gewinnrücklagen des E.ON-Konzerns setzen sich wie folgt zusammen:

Gewinnrücklagen

in Mio €	31. Dezember	
	2025	2024
Gesetzliche Rücklagen	45	45
Andere Rücklagen	5.828	4.706
Summe	5.873	4.751

Die Gewinnrücklagen nach den Vorschriften der IFRS belaufen sich zum 31. Dezember 2025 auf insgesamt 5.873 Mio € (2024: 4.751 Mio €). Die Veränderung von insgesamt 1.122 Mio € ist im Wesentlichen auf den Konzernjahresüberschuss zurückzuführen. Des Weiteren führten die versicherungsmathematischen Erträge aus Pensionen (829 Mio €) zu den Veränderungen der Gewinnrücklagen. Entgegen wirkt die Ausschüttung der E.ON SE an die Aktionärinnen und Aktionäre (1.437 Mio €).

Für Ausschüttungen an die Aktionärinnen und Aktionäre der E.ON SE steht nach deutschem Aktienrecht der nach handelsrechtlichen Vorschriften ausgewiesene Bilanzgewinn der E.ON SE zur Verfügung.

Die Gewinnrücklagen nach handelsrechtlichen Vorschriften belaufen sich zum 31. Dezember 2025 auf insgesamt 4.426 Mio € (2024: 3.309 Mio €). Hiervon ist die gesetzliche Rücklage mit 45 Mio € (2024: 45 Mio €) gemäß § 150 Abs. 3 und 4 AktG nicht ausschüttungsfähig. Der Anstieg der Gewinnrücklagen ist auf die Einstellung von 1.100 Mio € aus dem laufenden Ergebnis 2025 sowie die Veräußerung eigener Aktien im Rahmen des Mitarbeiteraktien-Programms 2025 zurückzuführen. Zusätzlich bestehen handelsrechtlich ausschüttungsgesperrte Beträge von 48,8 Mio € (Vorjahr: 76,3 Mio €) aus dem Aktivüberhang des Deckungsvermögens. Den ausschüttungsgesperrten Beträgen

stehen frei verfügbare Rücklagen in ausreichender Höhe gegenüber.

Die grundsätzlich ausschüttbaren Gewinnrücklagen belaufen sich auf 4.332 Mio € (2024: 3.188 Mio €).

Für das Geschäftsjahr 2025 wird der Hauptversammlung die Ausschüttung einer Bardividende von 0,57 € je Aktie vorgeschlagen. Für das Geschäftsjahr 2024 wurde durch die Hauptversammlung am 15. Mai 2025 beschlossen, eine Dividende von 0,55 € je dividendenberechtigte Stückaktie auszuschütten. Bei einer Dividende von 0,57 € beträgt das Ausschüttungsvolumen 1.490 Mio € (2024: 1.437 Mio €).



22 Veränderung des Sonstigen Ergebnisses

Die Veränderung des sonstigen Ergebnisses resultiert aus erfolgsneutral erfassten Wechselkursdifferenzen, Indexierungseffekten aus der Anwendung von IAS 29 (Hochinflationsaccounting) in der Türkei, Effekten aus Cashflow Hedges sowie der Erfassung versicherungsmathematischer Gewinne und Verluste.

Die untenstehende Tabelle stellt den Anteil des sonstigen Ergebnisses dar, der auf at equity bewertete Unternehmen entfällt.

Anteil des Sonstigen Ergebnisses, der auf at equity bewertete Unternehmen entfällt

in Mio €	2025	2024
Stand zum 31. Dezember (brutto)	370	274
Steueranteil	–	–
Stand zum 31. Dezember (netto)	370	274

23 Anteile ohne beherrschenden Einfluss

Die Anteile ohne beherrschenden Einfluss je Segment sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Anteile ohne beherrschenden Einfluss

	31. Dezember	
in Mio €	2025	2024
Energy Networks	5.438	5.153
<i>Deutschland</i>	4.932	4.730
<i>Schweden</i>	–	–
<i>Zentral-Osteuropa</i>	–	–
<i>Süd-Osteuropa</i>	506	423
Energy Infrastructure Solutions	20	22
Energy Retail	848	888
<i>Deutschland</i>	574	621
<i>Großbritannien</i>	–	–
<i>Niederlande</i>	–	2
<i>Sonstige</i>	274	265
Corporate Functions/Other	267	262
E.ON-Konzern	6.573	6.325

Die nachfolgende Tabelle stellt den Anteil des sonstigen Ergebnisses dar, der auf Anteile ohne beherrschenden Einfluss entfällt:

Anteil des Sonstigen Ergebnisses, der auf Anteile ohne beherrschenden Einfluss entfällt

in Mio €	Cashflow Hedges	Markt- bewertung Finanz- instrumente	Währungs- umrechnungs- differenz	Neubewer- tungen von leistungs- orientierten Versorgungs- plänen
Stand zum 1. Januar 2024	–	-11	-210	90
Veränderung	–	6	-10	22
Stand zum 31. Dezember 2024	–	-5	-220	112
Veränderung	–	1	6	46
Stand zum 31. Dezember 2025	–	-4	-214	158



Gemäß IFRS 12 enthalten die folgenden Tabellen Tochterunternehmen mit wesentlichen nicht beherrschenden Anteilen und geben einen Überblick über wesentliche Posten der aggregierten Bilanz und der aggregierten Gewinn- und Verlustrechnung sowie des Cashflows. Angaben zum Sitz der Gesellschaft und zu Kapitalanteilen enthält die Anteilsbesitzliste gemäß § 313 Abs. 2 HGB (siehe [Textziffer 12 →](#)).

Tochterunternehmen mit wesentlichen nicht beherrschenden Anteilen – Bilanzdaten zum 31. Dezember

in Mio €	rhenag Rheinische Energie AG		envia Mitteldeutsche Energie AG		E.DIS AG ¹		Avacon AG ¹	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Anteile der Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss am Eigenkapital	493	495	1.332	1.253	678	641	594	569
Anteile der Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss am Eigenkapital (in %) ²	54	54	42	42	33	33	39	39
Ausgezahlte Dividenden an Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss	29	30	70	70	35	30	38	50
Operativer Cashflow	42	21	-1	-30	-19	-20	-51	-67
Langfristige Vermögenswerte	488	489	3.710	3.708	1.830	1.851	2.490	2.507
Kurzfristige Vermögenswerte	242	258	671	501	375	459	454	234
Langfristige Schulden	30	37	492	564	7	7	952	900
Kurzfristige Schulden	115	126	720	691	121	257	212	152

¹ Gesellschaften mit Holdingfunktion ohne operatives Geschäft.

² Durchgerechnete Anteilsquote.

Tochterunternehmen mit wesentlichen nicht beherrschenden Anteilen – Ergebnisdaten

in Mio €	rhenag Rheinische Energie AG		envia Mitteldeutsche Energie AG		E.DIS AG ¹		Avacon AG ¹	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Gewinnanteil der Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss	23	33	131	137	69	105	65	81
Umsatz	260	247	406	392	6	5	14	14
Jahresergebnis	53	63	322	356	210	320	193	233
Comprehensive Income	53	63	322	356	210	319	193	233

¹ Gesellschaften mit Holdingfunktion ohne operatives Geschäft.

Es liegen keine wesentlichen Restriktionen vor, die über die üblichen gesellschaftsrechtlichen und vertraglichen Regelungen hinausgehen. Im Rahmen von Garantiedividenden wurden aus den Eigenkapitalanteilen ohne beherrschenden Einfluss 25 Mio € (2024: 17 Mio €) in die Verbindlichkeit umgegliedert.

24 Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Den Verpflichtungen für die Versorgungsansprüche der ehemaligen und aktiven Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des E.ON-Konzerns in Höhe von 18,9 Mrd € stand zum 31. Dezember 2025 ein Planvermögen mit einem Fair Value von 15,8 Mrd € gegenüber. Dies entspricht einem Ausfinanzierungsgrad der Anwartschaften von 84 Prozent.

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

in Mio €	31. Dezember	
	2025	2024
Anwartschaftsbarwert aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen		
Deutschland	15.464	17.256
Großbritannien	3.382	3.582
Übrige Länder	47	40
Summe	18.893	20.878
Fair Value des Planvermögens		
Deutschland	12.288	13.092
Großbritannien	3.528	3.693
Übrige Länder	9	9
Summe	15.825	16.794
Netto-Verbindlichkeit/Netto-Vermögenswert (-) aus leistungsorientierten Versorgungsplänen		
Deutschland	3.176	4.164
Großbritannien	-146	-111
Übrige Länder	38	31
Summe	3.068	4.084
<i>ausgewiesen als betriebliche Forderungen</i>	<i>-1.340</i>	<i>-1.097</i>
<i>ausgewiesen als Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen</i>	<i>4.408</i>	<i>5.181</i>

Darstellung der Versorgungszusagen

Als Ergänzung zu den Leistungen staatlicher Rentensysteme und der privaten Eigenvorsorge bestehen für die meisten ehemaligen und aktiven Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter im E.ON-Konzern betriebliche Versorgungszusagen. Es bestehen sowohl leistungsorientierte (Defined-Benefit-Pläne) als auch beitragsorientierte Zusagen (Defined-Contribution-Pläne). Leistungen im Rahmen von leistungsorientierten Zusagen werden im Allgemeinen bei Erreichen des Renteneintrittsalters oder bei Invalidität beziehungsweise Tod gewährt.

E.ON überprüft regelmäßig die im Konzern bestehenden Pensionszusagen im Hinblick auf ihre finanzwirtschaftlichen Risiken. Typische Risikofaktoren für leistungsorientierte Zusagen sind Langlebigkeit, Nominalzinsänderungen, die Inflationsentwicklung und Gehaltssteigerungen.

Die Merkmale und Risiken leistungsorientierter Versorgungspläne ergeben sich aus den rechtlichen, steuerlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen des jeweiligen Landes. Nachfolgend wird die Ausgestaltung der finanzwirtschaftlich wesentlichen leistungs- und beitragsorientierten Pläne im E.ON-Konzern beschrieben.

Deutschland

Bei den inländischen Konzerngesellschaften bestehen für die aktiven Anwärter sowohl beitragsorientierte als auch endgehaltsbasierte Leistungszusagen. Die endgehaltsbasierten Versorgungszusagen sind für Neueintritte geschlossen. Alle neu eintretenden Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter erhalten beitragsorientierte Leistungszusagen gemäß einem Kapital- oder Rentenbausteinsystem, das je nach Versorgungszusage neben der Rentenzahlung auch die alternativen Auszahlungsoptionen der anteiligen Einmalzahlung beziehungsweise Ratenzahlungen

vorsieht. In den beitragsorientierten Leistungszusagen waren bis zum 31. Dezember 2021 unterschiedliche Verzinsungsregeln enthalten. In Abhängigkeit von der zugrunde liegenden Versorgungszusage flossen in die Ermittlung der Kapitalbeziehungsweise Rentenbausteine entweder an die Marktentwicklung angepasste Zinssätze mit einer festen Untergrenze oder Garantiezinssätze ein. Zum 1. Januar 2022 wurde der überwiegende Teil der Versorgungszusagen mit einer noch festen Garantieverzinsung dahingehend abgeändert, dass die ab diesem Zeitpunkt neu erworbenen Rentenbausteine aus diesen Versorgungszusagen nun ebenfalls mit einem an die Marktentwicklung angepassten Zinssatz, der durch eine feste Untergrenze abgesichert ist, verzinst werden. Der Versorgungsaufwand für die beitragsorientierten Leistungszusagen wird in Abhängigkeit vom Verhältnis des Gehalts zur Beitragsbemessungsgrenze in der gesetzlichen Rentenversicherung mit unterschiedlichen Prozentsätzen bestimmt. Darüber hinaus besteht für die Mitarbeiterin und den Mitarbeiter die Möglichkeit zur Entgeltumwandlung.

Die künftigen Rentenanpassungen sind entweder mit 1 Prozent per annum garantiert oder folgen größtenteils der Entwicklung der Inflationsrate, in der Regel im Dreijahresturnus.

Zur Finanzierung der Pensionszusagen wurde für die deutschen Konzerngesellschaften Planvermögen geschaffen. Der wesentliche Teil des Planvermögens wird im Rahmen von Contractual Trust Arrangements (CTA) treuhänderisch gemäß den vorgegebenen Anlagerichtlinien verwaltet. Weiteres Planvermögen besteht über die Durchführungswege des Pensionsfonds sowie kleinerer inländischer Pensions- und Unterstützungskassen. Lediglich beim Pensionsfonds und bei den Pensionskassen bestehen regulatorische Vorschriften bezüglich der Kapitalanlage und der Dotierungserfordernisse.



Großbritannien

In Großbritannien bestehen unterschiedliche Pensionspläne. In der Vergangenheit erhielten die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter leistungsorientierte, größtenteils endgehaltsabhängige Zusagen, die den Großteil der heute für Großbritannien ausgewiesenen Pensionsverpflichtungen darstellen. Für die Begünstigten erfolgt in begrenztem Umfang eine Inflationsanpassung der Rentenzahlung. Diese Pensionspläne sind für neu eingestellte Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter geschlossen. Seitdem wird für neue Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter ein Defined-Contribution-Plan angeboten. Hieraus ergeben sich für den Arbeitgeber über die Beitragszahlung hinaus keine zusätzlichen Risiken.

Das Planvermögen in Großbritannien wird von Treuhändern in eigenständigen und zweckgebundenen Vehikeln, der wesentliche Teil als separate Sektion des Electricity Supply Pension Scheme (ESPS), verwaltet. Die Treuhänder werden aus den Mitgliedern des Plans gewählt beziehungsweise durch das Unternehmen ernannt. Sie sind in dieser Funktion insbesondere für die Anlage des Planvermögens verantwortlich.

Die britische Regulierungsbehörde schreibt vor, dass alle drei Jahre eine sogenannte technische Bewertung des Finanzierungsstatus des Plans durchzuführen ist. Die zugrunde liegenden versicherungsmathematischen Annahmen werden zwischen den Treuhändern und der E.ON UK plc vereinbart. Sie beinhalten die zu unterstellende Lebenserwartung, die Gehaltsentwicklung, das Anlageergebnis, Inflationsannahmen sowie das Zinsniveau. Die letzte abgeschlossene technische Bewertung des Finanzierungsstatus der „E.ON UK Section“ erfolgte zum Stichtag 31. März 2024 und es ergab sich kein technisches Finanzierungsdefizit.

Übrige Länder

Die verbleibenden Versorgungszusagen teilen sich auf die Länder Niederlande, Luxemburg, Schweden, Italien, Polen, Rumänien, Tschechien und USA auf.

Die in den Niederlanden bestehende leistungsorientierte Versorgungszusage umfasst die Zusagen verschiedener Arbeitgeber im Rahmen eines Branchenfonds und erlaubt keine anteilige Zuordnung von Verpflichtung, Planvermögen und Dienstzeitaufwand. Deshalb wird diese Zusage im E.ON-Konzern wie eine beitragsorientierte Versorgungszusage bilanziert. Mindestdotierungspflichten bestehen hier nicht. Sofern die Mittel nicht ausreichen, können Leistungen gekürzt oder Beiträge erhöht werden.

Aus Konzernsicht sind die Versorgungszusagen in den zuvor genannten Ländern jedoch von untergeordneter Bedeutung.

Darstellung des Verpflichtungsumfangs

Die leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen, gemessen am Anwartschaftsbarwert, haben sich wie folgt entwickelt:

Entwicklung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Verpflichtungen

in Mio €	2025				2024			
	Gesamt	Deutschland	Groß-britannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutschland	Groß-britannien	Übrige Länder
Stand Anwartschaftsbarwert zum 1. Januar	20.878	17.256	3.582	40	21.710	17.811	3.858	41
Dienstzeitaufwand für die im Geschäftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche	198	185	11	2	215	201	12	2
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand	-14	-17	3	–	-28	-28	–	–
Gewinne (-)/Verluste (+) aus Planabgeltungen	–	–	–	–	–	–	–	–
Zinsaufwand auf den Barwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen	717	540	175	2	736	556	178	2
Neubewertungen	-1.380	-1.451	65	6	-818	-429	-388	-1
<i>Versicherungsmathematische Gewinne (-)/Verluste (+) aufgrund der Veränderung der demografischen Annahmen</i>	18	–	16	2	-19	–	-19	–
<i>Versicherungsmathematische Gewinne (-)/Verluste (+) aufgrund der Veränderung der finanziellen Annahmen</i>	-1.585	-1.495	-93	3	-947	-573	-373	-1
<i>Versicherungsmathematische Gewinne (-)/Verluste (+) aufgrund erfahrungsbedingter Anpassungen</i>	187	44	142	1	148	144	4	–
Mitarbeiterbeiträge	4	4	–	–	4	3	1	–
Leistungszahlungen	-1.160	-911	-246	-3	-1.128	-872	-254	-2
Zahlungen für Planabgeltungen	-30	–	-30	–	–	–	–	–
Veränderungen Konsolidierungskreis	-154	-154	–	–	–	–	–	–
Währungsunterschiede	-179	–	-178	-1	175	–	175	–
Sonstige	13	12	–	1	12	14	–	-2
Stand Anwartschaftsbarwert zum 31. Dezember	18.893	15.464	3.382	47	20.878	17.256	3.582	40

Die in der Tabelle zur Entwicklung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Verpflichtungen dargestellten versicherungsmathematischen Gewinne sind größtenteils auf einen Anstieg der verwendeten Rechnungszinssätze zurückzuführen.

In Großbritannien resultieren die Zahlungen für Planabgeltungen aus dem Verkauf eines Pensionsplans an eine Versicherungsgesellschaft (sogenanntes Buy-out).

Unter den Veränderungen Konsolidierungskreis ist im Wesentlichen die Entkonsolidierung der NEW AG mit ihren Tochterunternehmen der NEW-Gruppe ausgewiesen.

Der Anwartschaftsbarwert ist mit 12,7 Mrd € Pensionärinnen, Pensionären und Hinterbliebenen (2024: 13,4 Mrd €), mit 2,1 Mrd € ausgeschiedenen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern mit unverfallbaren Ansprüchen (2024: 2,5 Mrd €) und mit 4,1 Mrd € aktiven Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern (2024: 5 Mrd €) zuzuordnen.

Die versicherungsmathematischen Annahmen zur Bewertung der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und zur Berechnung der Netto-Pensionsaufwendungen bei den Konzerngesellschaften in Deutschland und Großbritannien lauten zum Bilanzstichtag wie folgt:

Versicherungsmathematische Annahmen

31. Dezember			
in Prozent	2025	2024	2023
Rechnungszinssatz ¹			
Deutschland	4,15	3,41	3,16
Großbritannien	5,46	5,45	4,50
Gehaltstrend			
Deutschland	2,95	2,95	2,95
Großbritannien ²	2,10/2,40	2,20/2,70	2,10/2,50
Rententrend			
Deutschland ³	2,20	2,20	2,20
Großbritannien	2,70	3,00	2,90

1 Zur Berechnung des Dienstzeitaufwands wurde in Deutschland ein Rechnungszinssatz von 3,50 Prozent (2024: 3,12 Prozent) und in Großbritannien ein Rechnungszinssatz von 5,57 Prozent (2024: 4,53 Prozent) verwendet.

2 Aufgrund unterschiedlicher Versorgungszusagen wurden verschiedene Gehaltstrends angewandt (E.ON: 2,10 Prozent (2024: 2,20 Prozent); ehemals Npower: 2,40 Prozent (2024: 2,70 Prozent)).

3 Der Rententrend für Deutschland gilt für Anspruchsberechtigte, die nicht einer vereinbarten Garantieanpassung unterliegen.

Die Bestimmung der IAS 19-Rechnungszinssätze für den EUR- und GBP-Währungsraum erfolgt auf Basis der Einheitszinismethode. Dabei wird für die Ermittlung des Anwartschaftsbarwertes die vollständige Zinskurve zugrunde gelegt und der ausgewiesene IAS 19-Rechnungszins retrograd als derjenige Rechnungszins ermittelt, der bei einheitlicher Anwendung zum identischen Anwartschaftsbarwert führt. Als Zinskurve wird für die Ermittlung des Anwartschaftsbarwertes die Zinskurve „RATE:Link“ des Anbieters WTW genutzt. WTW bezieht in die Ableitung der Zinskurve seit dem 31. Juli 2025 erstmalig Renditen hochwertiger Unternehmensanleihen mit einer einmaligen Kündigungsmöglichkeit innerhalb eines Jahres vor Fälligkeit ein. Dies führt zum 31. Dezember 2025 zu einem Anstieg des Rechnungszinssatzes in Deutschland um 21 Basispunkte und

zu einem korrespondierenden versicherungsmathematischen Gewinn in Höhe von 376 Mio €. Im Folgejahr kommt es zu einer Verringerung des Dienstzeitaufwands von 9 Mio € sowie zu einer Reduktion des Netto-Zinsaufwands von 11 Mio €. Auf den für Großbritannien maßgeblichen Rechnungszinssatz hat die Anpassung zum Berichtsstichtag nahezu keinen Effekt.

Für die bilanzielle Bewertung der betrieblichen Pensionsverpflichtungen im E.ON-Konzern wurden als biometrische Rechnungsgrundlagen jeweils die länderspezifisch anerkannten und auf einem aktuellen Stand befindlichen Sterbetafeln verwendet:

Versicherungsmathematische Annahmen (Sterbetafeln)

Deutschland	Richttafeln 2018 G von Heubeck aus dem Jahr 2018
	Standardsterblichkeitstafeln „S4“ unter Verwendung des Projektionsmodells CMI 2024 für künftige Sterblichkeitsverbesserungen
Großbritannien	

Veränderungen der zuvor beschriebenen versicherungsmathematischen Annahmen würden zu folgenden Veränderungen des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen führen:

Sensitivitäten

		Veränderung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen			
		31. Dezember 2025		31. Dezember 2024	
Veränderung des Rechnungszinssatzes um (Basispunkte)		+ 50	-50	+ 50	-50
Veränderung in Prozent		-5,33	5,89	-5,93	6,62
Veränderung des Gehaltstrends um (Basispunkte)		+ 25	-25	+ 25	-25
Veränderung in Prozent		0,19	-0,19	0,23	-0,22
Veränderung des Rententrends um (Basispunkte)		+ 25	-25	+ 25	-25
Veränderung in Prozent		1,57	-1,51	1,79	-1,72
Veränderung der Sterbewahrscheinlichkeit um (Prozent)		+ 10	-10	+ 10	-10
Veränderung in Prozent		-1,89	2,10	-2,03	2,27

Die Berechnung der angegebenen Sensitivitäten erfolgt auf Basis derselben Verfahrensweise und derselben Bewertungsprämissen, die auch zur Ermittlung des Barwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen angewendet werden. Wird zur Berechnung der Sensitivität der Ergebnisse gegenüber Änderungen eines versicherungsmathematischen Bewertungsparameters dieser entsprechend geändert, werden alle übrigen Bewertungsparameter unverändert in die Berechnung einbezogen.

Bei der Berücksichtigung der Sensitivitäten ist zu beachten, dass bei gleichzeitiger Veränderung mehrerer Bewertungsannahmen die Veränderung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen nicht zwingend als kumulierter Effekt gemäß den Einzelsensitivitäten zu ermitteln ist.



Darstellung des Planvermögens und der Anlagepolitik

Die leistungsorientierten Versorgungszusagen werden durch zweckgebundene Vermögenswerte (Planvermögen) in eigens dafür errichteten und vom Unternehmen rechtlich separierten Pensionsvehikeln ausfinanziert. Der Fair Value dieses Planvermögens entwickelte sich wie folgt:

Entwicklung des Fair Values des Planvermögens

in Mio €	2025				2024			
	Gesamt	Deutschland	Groß-britannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutschland	Groß-britannien	Übrige Länder
Fair Value des Planvermögens, Stand zum 1. Januar	16.794	13.092	3.693	9	17.269	13.347	3.914	8
Zinsertrag auf das Planvermögen	596	413	183	–	598	414	184	–
Neubewertungen	-487	-581	95	-1	-370	-19	-352	1
<i>Erfolgsneutrale Erträge (+)/Aufwendungen (-) aus dem Planvermögen ohne Beträge, die im Zinsertrag auf das Planvermögen enthalten sind</i>	-487	-581	95	-1	-370	-19	-352	1
Mitarbeiterbeiträge	4	4	–	–	4	3	1	–
Arbeitgeberbeiträge	187	170	17	–	175	154	21	–
Leistungszahlungen	-1.071	-825	-246	–	-1.061	-807	-254	–
Zahlungen für Planabgeltungen	-30	–	-30	–	–	–	–	–
Veränderungen Konsolidierungskreis	15	15	–	–	–	–	–	–
Währungsunterschiede	-183	–	-184	1	179	–	179	–
Sonstige	–	–	–	–	–	–	–	–
Fair Value des Planvermögens, Stand zum 31. Dezember	15.825	12.288	3.528	9	16.794	13.092	3.693	9

Das Planvermögen enthält nahezu keine selbst genutzten Immobilien oder Aktien und Anleihen von E.ON-Konzerngesellschaften. Die einzelnen Planvermögensbestandteile wurden den jeweiligen Vermögenskategorien wirtschaftlich zugeordnet.

Das Planvermögen nach Vermögenskategorien stellt sich wie folgt dar:

Vermögenskategorien des Planvermögens

in Prozent	31. Dezember 2025				31. Dezember 2024			
	Gesamt	Deutschland	Groß-britannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutschland	Groß-britannien	Übrige Länder
Im aktiven Markt gelistetes Planvermögen								
Eigenkapitaltitel (Aktien)	18	23	1	–	20	23	10	–
Fremdkapitaltitel	42	41	46	–	47	44	57	–
<i>davon Staatsanleihen</i>	26	24	34	–	32	26	52	–
<i>davon Unternehmensanleihen</i>	16	17	12	–	15	18	5	–
Andere Investmentfonds	8	–	36	–	6	–	25	–
Summe	68	64	83	–	73	67	92	–
Nicht im aktiven Markt gelistetes Planvermögen								
Nicht börsengehandelte Eigenkapitaltitel	6	7	6	–	6	6	6	–
Fremdkapitaltitel	–	–	–	–	–	–	–	–
Immobilien	9	12	–	–	9	12	–	–
Qualifizierte Versicherungsverträge	2	2	0	100	2	2	1	100
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	4	2	10	–	1	1	1	–
Sonstige	11	13	1	–	9	12	–	–
Summe	32	36	17	100	27	33	8	100
Gesamt	100	100	100	100	100	100	100	100

Das grundlegende Anlageziel für das Planvermögen ist die zeitkongruente Abdeckung der aus den jeweiligen Versorgungszusagen resultierenden Zahlungsverpflichtungen. Diese Anlagepolitik ergibt sich aus den entsprechenden Governance-Richtlinien des Konzerns. In diesen Richtlinien wird eine Erhöhung der Netto-Verbindlichkeit beziehungsweise eine Verschlechterung des Finanzierungsstatus infolge einer ungünstigen Entwicklung des Planvermögens beziehungsweise des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen als Risiko identifiziert. E.ON prüft daher regelmäßig die Entwicklung des Finanzierungsstatus, um dieses Risiko zu überwachen.

Zur Umsetzung des Anlageziels verfolgt der E.ON-Konzern im Wesentlichen eine an der Struktur der

Versorgungsverpflichtungen ausgerichtete Anlagestrategie. Diese langfristig ausgerichtete Anlagestrategie zielt auf ein Management des Finanzierungsstatus und bewirkt, dass der Fair Value des Planvermögens die insbesondere durch Zins- und Inflationsschwankungen verursachten Wertänderungen des Anwartschaftsbarwertes zu einem gewissen Grad periodengleich kompensiert. Bei der Umsetzung der Anlagestrategie können auch Derivate (zum Beispiel Zins- und Inflationsswaps sowie Instrumente zur Währungskurssicherung) zum Einsatz kommen, um spezifische Risikofaktoren von Pensionsverbindlichkeiten steuern zu können. Diese Derivate sind in obiger Tabelle wirtschaftlich den jeweiligen Vermögenskategorien zugeordnet.

Um den Finanzierungsstatus des E.ON-Konzerns positiv zu beeinflussen, wird ein Teil des Planvermögens zudem diversifiziert

in Anlageklassen investiert, die langfristig eine Überrendite im Vergleich zu festverzinslichen Anleihen und zum Rechnungszinssatz erwarten lassen.

Die Ermittlung der Ziel-Portfoliostruktur für die einzelnen Planvermögen erfolgt auf Basis regelmäßig durchgeführter Asset-Liability-Studien. Im Rahmen dieser Analysen wird die Ziel-Portfoliostruktur in einem ganzheitlichen Ansatz vor dem Hintergrund der bestehenden Anlagegrundsätze, des aktuellen Finanzierungsstatus, des Kapitalmarktumfelds und der Verpflichtungsstruktur überprüft und gegebenenfalls angepasst. Die in den Studien verwendeten Parameter werden zudem regelmäßig überprüft. Zur Umsetzung der Ziel-Portfoliostruktur werden Vermögensverwalter mandatiert. Diese werden regelmäßig hinsichtlich ihrer Zielerreichung überwacht.

Darstellung des Pensionsaufwands

Der Gesamtaufwand für die leistungsorientierten Versorgungszusagen, der in den Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen sowie in den betrieblichen Forderungen enthalten ist, setzt sich wie folgt zusammen:

Gesamtaufwand für die leistungsorientierten Versorgungszusagen

in Mio €	2025				2024			
	Gesamt	Deutschland	Groß-britannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutschland	Groß-britannien	Übrige Länder
Dienstzeitaufwand für die im Geschäftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche	198	185	11	2	215	201	12	2
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand	-14	-17	3	–	-28	-28	–	–
Gewinne (-)/Verluste (+) aus Planabgeltungen	–	–	–	–	–	–	–	–
Netto-Zinsaufwand (+)/-Zinsertrag (-) auf die Netto-Verbindlichkeit/den Netto-Vermögenswert aus leistungsorientierten Versorgungsplänen	121	127	-8	2	138	142	-6	2
Summe	305	295	6	4	325	315	6	4

Zusätzlich zum Gesamtaufwand für leistungsorientierte Versorgungszusagen wurden im Jahr 2025 für beitragsorientierte Versorgungszusagen Beitragszahlungen an externe Versorgungsträger und ähnliche Dienstleister in Höhe von 139 Mio € (2024: 122 Mio €) geleistet.

Die Beiträge zu staatlichen Plänen betragen 0,5 Mrd € (2024: 0,4 Mrd €).

Darstellung der Beitrags- und Versorgungszahlungen

Für die zum 31. Dezember 2025 bestehenden leistungsorientierten Versorgungszusagen werden für die nächsten zehn Jahre folgende Leistungszahlungen prognostiziert:

Erwartete Leistungszahlungen

in Mio €	Gesamt	Deutschland	Groß-britannien	Übrige Länder
2026	1.171	927	241	3
2027	1.160	919	238	3
2028	1.169	929	237	3
2029	1.169	931	235	3
2030	1.179	941	233	5
2031–2035	5.857	4.682	1.144	31
Gesamt	11.705	9.329	2.328	48

Für das folgende Geschäftsjahr werden Arbeitgeberbeitragszahlungen in das Planvermögen in Höhe von 147 Mio € erwartet.

Die gewichtete durchschnittliche Laufzeit (Duration) der im E.ON-Konzern bewerteten leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen beträgt zum 31. Dezember 2025 11,5 Jahre (2024: 12,7 Jahre).

Darstellung der Netto-Verbindlichkeit

Die bilanzierte Netto-Verbindlichkeit aus den leistungsorientierten Versorgungsplänen des E.ON-Konzerns resultiert aus einer Gegenüberstellung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und des Fair Values des Planvermögens:

Entwicklung der Netto-Verbindlichkeit aus leistungsorientierten Versorgungsplänen

in Mio €	2025				2024			
	Gesamt	Deutschland	Groß-britannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutschland	Groß-britannien	Übrige Länder
Stand Netto-Verbindlichkeit zum 1. Januar	4.084	4.164	-111	31	4.441	4.464	-56	33
Gesamtaufwand der leistungsorientierten Versorgungszusagen	305	295	6	4	325	315	6	4
Veränderungen aus den Neubewertungen	-893	-870	-30	7	-448	-410	-36	-2
Arbeitgeberbeiträge zum Planvermögen	-187	-170	-17	–	-175	-154	-21	–
Netto-Leistungszahlungen	-89	-86	–	-3	-67	-65	–	-2
Zahlungen für Planabgeltungen	–	–	–	–	–	–	–	–
Veränderungen Konsolidierungskreis	-169	-169	–	–	–	–	–	–
Währungsunterschiede	4	–	6	-2	-4	–	-4	–
Sonstige	13	12	–	1	12	14	–	-2
Stand Netto-Verbindlichkeit zum 31. Dezember	3.068	3.176	-146	38	4.084	4.164	-111	31
davon Netto-Verbindlichkeit	4.408	4.339	29	40	5.181	5.117	31	33
davon Netto-Vermögenswert	-1.340	-1.163	-175	-2	-1.097	-953	-142	-2

25 Übrige Rückstellungen

Die übrigen Rückstellungen setzen sich wie folgt zusammen:

Übrige Rückstellungen

in Mio €	31. Dezember 2025		31. Dezember 2024	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	638	4.701	684	5.219
Verpflichtungen im Personalbereich	429	710	425	741
Verpflichtungen aus grünen Zertifikaten	782	–	860	30
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen	86	936	64	708
Absatzmarkt- und beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen	707	63	930	119
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen	45	304	47	296
Sonstige	1.353	1.213	1.282	1.179
Summe	4.040	7.927	4.292	8.292

Nachfolgend wird die Entwicklung der übrigen Rückstellungen dargestellt:

Entwicklung der übrigen Rückstellungen

in Mio €	Stand zum 1. Januar 2025	Währungs- unterschiede	Verände- rungen Konsoli- dierungskreis	Auf-/ Abzinsung	Zuführung	Inanspruch- nahme	Umbuchung	Auflösung	Schätzungs- änderungen	Stand zum 31. Dezember 2025
Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	5.903	-1	–	126	–	-682	–	–	-7	5.339
Verpflichtungen im Personalbereich	1.166	-1	-1	13	547	-476	-24	-85	–	1.139
Verpflichtungen aus grünen Zertifikaten	890	-44	–	6	1.248	-1.284	-34	–	–	782
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen	772	–	–	19	293	-32	–	–	-30	1.022
Absatzmarkt- und beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen	1.049	-6	-9	2	213	-254	-4	-221	–	770
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen	343	–	–	-2	28	-15	18	-23	–	349
Sonstige	2.461	-1	-35	-136	961	-524	31	-190	-1	2.566
Summe	12.584	-53	-45	28	3.290	-3.267	-13	-519	-38	11.967

Die Aufzinsung im Rahmen der Rückstellungsentwicklung ist im Finanzergebnis (vergleiche **Textziffer 09** →) enthalten. Die Rückstellungsbeträge sind entsprechend den Laufzeiten mit Zinssätzen zwischen 2,0 und 7,3 Prozent diskontiert.

Zum 31. Dezember 2025 entfallen wie im Vorjahr die Rückstellungen mit Bezug auf die Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich ausschließlich auf Deutschland, die übrigen Rückstellungen beziehen sich im Wesentlichen auf die Länder des Euroraums und Großbritannien.



Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich

Die ausschließlich auf deutscher atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich beinhalten sämtliche nuklearen Verpflichtungen für die Entsorgung von abgebrannten Brennelementen einschließlich der Rückführung von Wiederaufarbeitungsabfällen, schwach radioaktiven Betriebsabfällen sowie die Stilllegung und den Rückbau der nuklearen Kraftwerksanlagenteile. Die Verpflichtungen betreffen ausschließlich Tätigkeiten in Deutschland.

Die den Rückstellungen zugrunde liegenden Kostenansätze werden jährlich unter Bezugnahme auf externe Sachverständigengutachten beziehungsweise -analysen und rechtliche Vorgaben aktualisiert, sofern den Kostenansätzen nicht vertragliche Vereinbarungen zugrunde liegen. Die Rückstellungen werden, sofern langfristig, mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag bewertet. Für die Bewertung der Entsorgungsverpflichtungen kommt ein risikoloser Diskontierungszinssatz von im Durchschnitt rund 2,7 Prozent zum Tragen (Vorjahr: rund 2,3 Prozent). Bei der Schätzung der jährlichen Auszahlungen geht E.ON wie im Vorjahr von einer zweiprozentigen Kostensteigerung aus. Eine Veränderung des Diskontierungszinssatzes oder der Kostensteigerungsrate um 0,1 Prozentpunkte würde zu einer Veränderung des bilanzierten Rückstellungsbetrags um etwa 30 Mio € führen. Ohne Berücksichtigung von Diskontierungs- und Kostensteigerungseffekten belief sich der Verpflichtungsbetrag für die Entsorgungsverpflichtungen auf 5.541 Mio € mit einem mittleren Zahlungsziel von etwa fünf Jahren.

Für die Entsorgungsverpflichtungen ergaben sich im Jahr 2025 Schätzungsänderungen in Höhe von -7 Mio € (2024: -100 Mio €). Sie beinhalten im Wesentlichen den Diskontierungseffekt infolge der Zinssatzerhöhung in Höhe von etwa -132 Mio € und

gegenläufig Kostensteigerungen. Die Inanspruchnahmen bewegen sich mit 682 Mio € auf Vorjahresniveau (2024: 686 Mio €).

Verpflichtungen im Personalbereich

Die Rückstellungen für Personalaufwendungen betreffen vor allem Tantieme, Gratifikationen und Jubiläumsverpflichtungen. Des Weiteren existieren Restrukturierungsrückstellungen, die sich zum 31. Dezember 2025 auf 553 Mio € (2024: 597 Mio €) beliefen; diese wurden insbesondere in Deutschland für verschiedene Restrukturierungsprojekte gebildet.

Verpflichtungen aus grünen Zertifikaten

Die sogenannten Renewables Obligation Certificates (ROCs beziehungsweise grüne Zertifikate) stellen, insbesondere in Großbritannien, einen bedeutenden Mechanismus zur Förderung erneuerbarer Energien dar. Die ROCs repräsentieren einen festgelegten Anteil erneuerbarer Energien am Stromabsatz und können entweder durch Bezug aus erneuerbaren Quellen oder am Markt erworben werden. Im Rahmen einer zwölfmonatigen ROC-Periode werden diese am Anfang des Jahres gebildet und am Ende des Jahres in Anspruch genommen.

Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen

Die Rückstellungen für sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen enthalten Stilllegungs- und Rückbauverpflichtungen für regenerative Kraftwerksanlagen und Infrastruktureinrichtungen. Darüber hinaus werden hier die Rückstellungen für den Rückbau der konventionellen Anlagenteile im Kernenergiebereich auf Basis zivilrechtlicher Vereinbarungen

oder öffentlich-rechtlicher Auflagen in Höhe von 318 Mio € (2024: 360 Mio €) berücksichtigt, deren Veränderung im Wesentlichen durch die Zinssatzerhöhung bedingt ist. Ohne Berücksichtigung von Diskontierungs- und Kostensteigerungseffekten belief sich der Verpflichtungsbetrag bei einem mittleren Zahlungsziel von etwa zwölf Jahren für diese Entsorgungsverpflichtungen auf 354 Mio €. Zum 31. Dezember 2025 ergab sich erstmalig eine Zuführung bei den Rückstellungen für Stilllegung und Rückbau im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation. Diese Zuführung in Höhe eines niedrigen dreistelligen Millionen-€-Betrags wurde überwiegend als nachträgliche Anschaffungs- oder Herstellungskosten im Sachanlagevermögen aktiviert.

Absatz- und beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen

Die Rückstellungen für beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen enthalten Rückstellungen für Verlustrisiken aus schwebenden Einkaufskontrakten.

Die Rückstellungen für absatzmarktorientierte Verpflichtungen enthalten Rückstellungen für Preisnachlässe, Skonti und Rabatte von 463 Mio € (2024: 554 Mio €).

Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen

Die Rückstellungen für Umweltschutzmaßnahmen betreffen vor allem Sanierungsmaßnahmen sowie die Beseitigung von Altlasten.



Sonstige

Die sonstigen Rückstellungen beinhalten Rekultivierungs- und Sanierungsverpflichtungen von Vorgängergesellschaften in Höhe von 261 Mio € (2024: 358 Mio €). Des Weiteren existieren Verpflichtungen für eine mögliche Insolvenzzahlung in Höhe von 143 Mio € (2024: 140 Mio €) sowie Prozesskostenrisiken, die im Zusammenhang mit den Kosten eines Rechtsstreits oder von Gerichtsverfahren von 87 Mio € (2024: 99 Mio €) entstehen. Ein weiterer Inhalt sind erwartete Verpflichtungen aus dem Emissionshandel von 83 Mio € (2024: 73 Mio €). Außerdem werden mögliche Verpflichtungen aus steuerlich bedingtem Zinsaufwand in Höhe von 42 Mio € (2024: 46 Mio €) sowie sonstige Steuern mit einem Betrag von 34 Mio € (2024: 46 Mio €) gezeigt.

26 Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten setzen sich wie folgt zusammen:

Verbindlichkeiten

in Mio €	31. Dezember 2025		31. Dezember 2024	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Finanzverbindlichkeiten	4.445	34.053	4.964	34.100
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	10.583	–	10.870	–
Investitionszuschüsse	590	767	617	538
Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten	1.317	2.086	1.962	2.108
Erhaltene Anzahlungen	260	12	280	21
Vertragliche Verbindlichkeiten (IFRS 15)	724	4.455	687	3.904
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	5.390	517	5.290	580
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	18.864	7.837	19.706	7.151
Summe	23.309	41.890	24.670	41.251

Finanzverbindlichkeiten

In den folgenden Tabellen wird die Entwicklung der Finanzverbindlichkeiten in den Geschäftsjahren 2025 und 2024 dargestellt:

Finanzverbindlichkeiten

in Mio €	1. Jan. 2025	Zahlungs- wirksam	Nicht zahlungswirksam				31. Dez. 2025
		Zahlungs- ströme	Währungs- unter- schiede	Veränderung Konsoli- dierungs- kreis	Auf- zinsungs- effekte	Sonstige	
Anleihen	32.386	347	-141	–	22	-142	32.472
Commercial Paper	220	-93	–	–	–	–	127
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.891	113	29	-133	–	162	2.062
Leasingverbindlichkeiten ¹	3.191	-421	5	-254	–	551	3.072
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.376	-491	2	-336	–	214	765
Finanzverbindlichkeiten	39.064	-545	-105	-723	22	785	38.498

¹ Vergleiche auch die Erläuterungen in [Textziffer 32 →](#).

Finanzverbindlichkeiten

in Mio €	1. Jan. 2024	Zahlungs- wirksam	Nicht zahlungswirksam				31. Dez. 2024
		Zahlungs- ströme	Währungs- unter- schiede	Veränderung Konsoli- dierungs- kreis	Auf- zinsungs- effekte	Sonstige	
Anleihen	29.426	2.935	154	–	19	-148	32.386
Commercial Paper	214	6	–	–	–	–	220
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.671	418	-35	–	–	-163	1.891
Leasingverbindlichkeiten ¹	2.874	-377	-1	2	–	693	3.191
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.255	19	-2	38	–	66	1.376
Finanzverbindlichkeiten	35.440	3.001	116	40	19	448	39.064

¹ Vergleiche auch die Erläuterungen in [Textziffer 32 →](#).

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten beinhalten unter anderem erhaltene Sicherheiten mit einem Fair Value von 12 Mio € (2024: 81 Mio €). Hierbei handelt es sich um von Banken hinterlegte Sicherheitsleistungen zur Begrenzung der Auslastung von Kreditlimiten im Zusammenhang mit der Marktbewertung von Derivategeschäften. In den sonstigen Finanzverbindlichkeiten sind unter anderem Finanzgarantien in Höhe von 7 Mio € (2024: 8 Mio €) enthalten. Ebenfalls enthalten sind erhaltene Sicherheitsleistungen im Zusammenhang mit Lieferungen und Leistungen in Höhe von 10 Mio € (2024: 13 Mio €). E.ON kann diese erhaltenen Sicherheiten uneingeschränkt nutzen.

Die Bilanzierung der Finanzverbindlichkeiten von innogy zum Zeitpunkt der Erstkonsolidierung führte aufgrund der Bewertungsvorschriften nach IFRS zu einer Neubewertung zum Marktwert. Dieser Marktwert war deutlich höher als der ursprüngliche Nominalwert, weil das Marktzinsniveau seit der Begebung der Anleihen gesunken ist. Die im Rahmen der Kaufpreisverteilung ermittelte Differenz zwischen dem Nominal- und dem Marktwert der Anleihen betrug zum 31. Dezember 2025 1.203 Mio € (per 31. Dezember 2024: 1.388 Mio €) und wird über die Laufzeit der jeweiligen Anleihe aufwandsmindernd über das Finanzergebnis aufgelöst (vergleiche [Textziffer 09 →](#)). Diese Differenz wird in der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung nicht berücksichtigt.

Im Folgenden werden die wichtigsten Kreditvereinbarungen und Programme zur Emission von Schuldtiteln des E.ON-Konzerns beschrieben.

Debt-Issuance-Programm über 35 Mrd €

Ein Debt-Issuance-Programm vereinfacht die zeitlich flexible Emission von Schuldtiteln in Form von öffentlichen und privaten Platzierungen an Investoren. Das Debt-Issuance-Programm der E.ON SE wurde zuletzt im Februar 2025 mit einem Programmrahmen von insgesamt 35 Mrd € erneuert. Die E.ON SE strebt im Jahr 2026 eine Erneuerung des Programms an.

Zum Jahresende 2025 standen folgende wesentliche Anleihen der E.ON SE und der E.ON International Finance B.V. aus:

Wesentliche Anleihen der E.ON SE und der E.ON International Finance B.V.¹

Emittent	Volumen in jeweiliger Währung	Anfängliche Laufzeit	Fälligkeit	Kupon
E.ON SE	500 Mio EUR	4 Jahre	Jan. 2026	0,125 %
E.ON International Finance B.V.	500 Mio EUR	8 Jahre	Mai 2026	1,625 %
E.ON SE	750 Mio EUR	7 Jahre	Okt. 2026	0,250 %
E.ON SE	1.000 Mio EUR	7,7 Jahre	Sep. 2027	0,375 %
E.ON International Finance B.V.	850 Mio EUR	10 Jahre	Okt. 2027	1,250 %
E.ON SE	800 Mio EUR	5 Jahre	Jan. 2028	3,500 %
E.ON SE	500 Mio EUR	7,8 Jahre	Feb. 2028	0,750 %
E.ON SE	600 Mio EUR	6 Jahre	Aug. 2028	2,875 %
E.ON SE	600 Mio EUR	7,9 Jahre	Dez. 2028	0,100 %
E.ON SE	750 Mio EUR	5,5 Jahre	Mrz. 2029	3,750 %
E.ON SE	750 Mio EUR	12 Jahre	Mai 2029	1,625 %
E.ON International Finance B.V.	1.000 Mio EUR	11,5 Jahre	Jul. 2029	1,500 %
E.ON SE	750 Mio EUR	10,5 Jahre	Feb. 2030	0,350 %
E.ON SE	750 Mio EUR	5,5 Jahre	Mrz. 2030	3,125 %
E.ON International Finance B.V.	760 Mio GBP	28,1 Jahre	Jun. 2030	6,250 %
E.ON SE	500 Mio EUR	10,9 Jahre	Dez. 2030	0,750 %
E.ON SE	750 Mio EUR	7 Jahre	Jan. 2031	3,375 %
E.ON SE	750 Mio EUR	9 Jahre	Mrz. 2031	1,625 %
E.ON SE	500 Mio EUR	11,3 Jahre	Aug. 2031	0,875 %

¹ Alle Anleihen ≥ 500 Mio € Gegenwert; alle Anleihen sind in Luxemburg gelistet, mit Ausnahme der US-\$-Anleihe unter 144A/Regulation S, die ungelistet ist.



Wesentliche Anleihen der E.ON SE und der E.ON International Finance B.V.¹

Emittent	Volumen in jeweiliger Währung	Anfängliche Laufzeit	Fälligkeit	Kupon
E.ON International Finance B.V.	500 Mio EUR	6 Jahre	Sep. 2031	3,000 %
E.ON SE	500 Mio EUR	12 Jahre	Nov. 2031	0,625 %
E.ON SE	800 Mio EUR	8 Jahre	Mrz. 2032	3,500 %
E.ON International Finance B.V. ²	975 Mio GBP	30 Jahre	Jun. 2032	6,375 %
E.ON SE	750 Mio EUR	11,5 Jahre	Okt. 2032	0,600 %
E.ON International Finance B.V.	600 Mio EUR	30 Jahre	Feb. 2033	5,750 %
E.ON SE	850 Mio EUR	8,3 Jahre	Apr. 2033	3,500 %
E.ON SE	750 Mio EUR	10 Jahre	Aug. 2033	4,000 %
E.ON International Finance B.V.	600 Mio GBP	22 Jahre	Jan. 2034	4,750 %
E.ON SE	800 Mio EUR	12,8 Jahre	Okt. 2034	0,875 %
E.ON SE	1.000 Mio EUR	12 Jahre	Jan. 2035	3,875 %
E.ON International Finance B.V.	600 Mio EUR	10 Jahre	Sep. 2035	3,500 %
E.ON SE	750 Mio EUR	12 Jahre	Jan. 2036	3,750 %
E.ON International Finance B.V.	900 Mio GBP	30 Jahre	Okt. 2037	5,875 %
E.ON International Finance B.V. ³	1.000 Mio USD	30 Jahre	Apr. 2038	6,650 %
E.ON SE	500 Mio EUR	14 Jahre	Sep. 2038	3,875 %
E.ON International Finance B.V.	700 Mio GBP	30 Jahre	Jan. 2039	6,750 %
E.ON International Finance B.V.	1.000 Mio GBP	30 Jahre	Jul. 2039	6,125 %
E.ON SE	900 Mio EUR	15 Jahre	Jan. 2040	4,000 %
E.ON SE	1.000 Mio EUR	20 Jahre	Mrz. 2044	4,125 %

1 Alle Anleihen ≥ 500 Mio € Gegenwert; alle Anleihen sind in Luxemburg gelistet, mit Ausnahme der US-\$-Anleihe unter 144A/Regulation S, die ungelistet ist.

2 Die Anleihe wurde von 850 Mio GBP auf 975 Mio GBP aufgestockt.

3 Anleihe unter 144A/Regulation S.

Zusätzlich ausstehend waren zum 31. Dezember 2025 Privatplatzierungen und Schuldscheindarlehen im Gesamtvolumen von rund 1,8 Mrd € (2024: 1,7 Mrd €).

Syndizierte Kreditlinie neu abgeschlossen

E.ON hat im Mai 2025 erfolgreich eine neue syndizierte Kreditlinie über 4,7 Mrd € mit einer Laufzeit von fünf Jahren und zwei Optionen zur Laufzeitverlängerung um jeweils ein Jahr abgeschlossen. Darüber hinaus kann das Kreditvolumen während der Vertragslaufzeit um bis zu einer Milliarde Euro erhöht werden.

Die Kreditlinie dient der Liquiditätssicherung des Konzerns. Sie löst die bisherige syndizierte Kreditlinie in Höhe von 3,5 Mrd € mit Fälligkeit im Oktober 2026 vorzeitig ab. Das Volumen wurde auf 4,7 Mrd € erhöht, um den organischen Wachstumspfad von E.ON zu unterstützen. Die Kreditlinie ist im Berichtsjahr nicht gezogen worden.

Zudem bestanden zum Berichtsstichtag bilaterale Kreditlinien in Höhe von 1,0 Mrd € (2024: 1,0 Mrd €), deren ursprüngliche Laufzeiten bis zu 1,5 Jahre betragen.

Commercial-Paper-Programme über 10 Mrd € und 10 Mrd US-\$

Das Euro-Commercial-Paper-Programm über 10 Mrd € ermöglicht es der E.ON SE, von Zeit zu Zeit Commercial Paper mit Laufzeiten von bis zu zwei Jahren abzüglich eines Tages an Investoren auszugeben. Das US-Commercial-Paper-Programm über 10 Mrd US-\$ ermöglicht es der E.ON SE, an Investoren von Zeit zu Zeit Commercial Paper mit Laufzeiten von bis zu 366 Tagen auszugeben. Zum 31. Dezember 2025 standen unter dem Euro-Commercial-Paper-Programm 0 Mio € (Vorjahr: 0 Mio €) und unter dem US-Commercial-Paper-Programm umgerechnet 127 Mio € (Vorjahr: 221 Mio €) aus.

Die Fälligkeiten der Anleiheverbindlichkeiten der E.ON SE und der E.ON International Finance B.V. (mit Garantie der E.ON SE) werden in der folgenden Tabelle dargestellt. Bei Verbindlichkeiten in Fremdwährungen wurden ökonomische Sicherungsbeziehungen berücksichtigt, sodass die Angaben von den Bilanzwerten abweichen.

Anleiheverbindlichkeiten der E.ON SE und der E.ON International Finance B.V.

in Mio €	Summe	2025	2026	2027	Fälligkeit in 2028 bis 2034	Fälligkeit nach 2034
31. Dezember 2025	31.492	–	1.750	1.850	17.917	9.974
31. Dezember 2024	30.920	2.408	1.750	1.850	16.562	8.350

Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten

Die Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten setzen sich wie folgt zusammen:

Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten zum 31. Dezember

in Mio €	Anleihen		Commercial Paper		Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten		Leasingverbindlichkeiten		Sonstige Finanzverbindlichkeiten		Finanzverbindlichkeiten	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Energy Networks	–	–	–	–	1.062	1.109	2.488	2.664	296	813	3.846	4.586
<i>Deutschland</i>	–	–	–	–	542	571	2.354	2.560	293	811	3.189	3.942
<i>Schweden</i>	–	–	–	–	–	–	14	15	2	–	16	15
<i>Zentral-Osteuropa</i>	–	–	–	–	–	–	86	76	1	2	87	78
<i>Süd-Osteuropa</i>	–	–	–	–	520	538	35	13	-1	-1	554	550
<i>Konsolidierung</i>	–	–	–	–	–	–	-1	–	1	1	–	1
Energy Infrastructure Solutions	–	–	–	–	3	9	163	145	22	48	188	202
Energy Retail	–	–	–	–	984	693	301	279	79	261	1.364	1.233
<i>Deutschland</i>	–	–	–	–	88	80	13	21	45	37	146	138
<i>Großbritannien</i>	–	–	–	–	11	-4	28	28	1	1	40	25
<i>Niederlande</i>	–	–	–	–	1	1	108	90	3	4	112	95
<i>Sonstige</i>	–	–	–	–	884	616	152	140	30	219	1.066	975
<i>Konsolidierung</i>	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Corporate Functions/Other	32.472	32.386	127	220	13	80	120	103	368	254	33.100	33.043
E.ON-Konzern	32.472	32.386	127	220	2.062	1.891	3.072	3.191	765	1.376	38.498	39.064



Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen beliefen sich zum 31. Dezember 2025 auf 10.583 Mio € (2024: 10.870 Mio €).

Investitionszuschüsse in Höhe von 1.357 Mio € (2024: 1.155 Mio €) sind noch nicht erfolgswirksam vereinnahmt worden. Dabei handelt es sich wie im Vorjahr zum überwiegenden Teil um Zuwendungen der öffentlichen Hand, die insbesondere für Gesellschaften aus dem Geschäftsfeld Energy Networks gewährt wurden. Die bezuschussten Vermögenswerte verbleiben im Eigentum des E.ON-Konzerns. Diese Zuschüsse sind nicht rückzahlbar. Analog zum Abschreibungsverlauf wird ihre Auflösung in den sonstigen betrieblichen Erträgen erfasst.

Die derivativen Verbindlichkeiten lagen zum 31. Dezember 2025 bei 3.403 Mio € (2024: 4.069 Mio €). Davon entfallen 1.847 Mio € (2024: 2.645 Mio €) auf Commodity-Termingeschäfte. Die Veränderung gegenüber dem Vorjahr resultiert im Wesentlichen aus der Marktbewertung der Commodity-Derivate.

Die vertraglichen Verbindlichkeiten (IFRS 15) in Höhe von 5.179 Mio € (2024: 4.591 Mio €) enthalten vor allem Baukostenzuschüsse, die von Kundinnen und Kunden gemäß den allgemein verbindlichen Bedingungen für die Errichtung neuer Strom- und Gasanschlüsse gezahlt wurden. Alle diese Zuschüsse sind branchenüblich, in der Regel nicht rückzahlbar und werden grundsätzlich entsprechend dem regulatorischen Zeitraum ergebniserhöhend aufgelöst und den Umsatzerlösen zugerechnet. Im Jahr 2025 resultierte hieraus ein Anstieg der Umsatzerlöse in Höhe von 343 Mio € (2024: 319 Mio €).

Die übrigen betrieblichen Verbindlichkeiten umfassen sonstige Steuerverbindlichkeiten in Höhe von 980 Mio € (2024: 931 Mio €) und Zinsverpflichtungen in Höhe von 618 Mio € (2024: 562 Mio €). Darüber hinaus sind in diesem Posten auch sonstige Verbindlichkeiten gegenüber unseren Kundinnen und Kunden aus Überzahlungen und Rückerstattungsansprüchen in Höhe von

1.646 Mio € (2024: 1.676 Mio €) sowie kurzfristige Personalverbindlichkeiten in Höhe von 569 Mio € (2024: 523 Mio €) enthalten. Des Weiteren beinhalten die übrigen betrieblichen Verbindlichkeiten die fortgeführten Stillhalterverpflichtungen für den Erwerb zusätzlicher Anteile an bereits konsolidierten Tochterunternehmen sowie Anteile ohne beherrschenden Einfluss an vollkonsolidierten Personengesellschaften, deren Gesellschaftern aufgrund der gesellschaftsrechtlichen Struktur ein gesetzliches Kündigungsrecht, verbunden mit einem Kompensationsanspruch, zusteht, in Höhe von 321 Mio € (2024: 314 Mio €).



27 Eventualverbindlichkeiten und sonstige finanzielle Verpflichtungen

E.ON ist im Rahmen der Geschäftstätigkeit Eventualverbindlichkeiten und sonstige finanzielle Verpflichtungen eingegangen, die eine Vielzahl zugrunde liegender Sachverhalte betreffen. Hierzu zählen insbesondere Garantien und Bürgschaften, Verpflichtungen aus Rechtsstreitigkeiten und Schadensersatzansprüchen (für weitere Informationen wird auf **Textziffer 28** → verwiesen), kurz- und langfristige vertragliche und gesetzliche sowie sonstige Verpflichtungen.

Eventualverbindlichkeiten

Die Eventualverbindlichkeiten des E.ON-Konzerns beinhalten im Wesentlichen Eventualverbindlichkeiten im Zusammenhang mit möglichen langfristigen Rekultivierungs- und Sanierungsmaßnahmen sowie Rechtsstreitigkeiten und belaufen sich zum 31. Dezember 2025 auf einen Wert von 0,2 Mrd € (31. Dezember 2024: 0,3 Mrd €). Dieser Wert stellt die bestmögliche Schätzung der Ausgaben dar, die zur Erfüllung der gegenwärtigen Verpflichtung zum Abschlussstichtag erforderlich sind.

Zusätzlich hat E.ON direkte und indirekte Garantien und Bürgschaften in Verbindung mit ihrer eigenen oder der Geschäftstätigkeit verbundener Unternehmen gegenüber Konzernfremden gewährt, die bei Eintritt bestimmter Ereignisse Zahlungsverpflichtungen auslösen können. Diese beinhalten sowohl Finanzgarantien als auch operative Garantien, die im Wesentlichen vertragliche Verpflichtungen, aber auch Versorgungsverpflichtungen gegenüber aktiven und ehemaligen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern absichern.

Darüber hinaus hat E.ON Freistellungsvereinbarungen abgeschlossen. Diese sind in der Regel Bestandteil von Vereinbarungen über den Verkauf von Beteiligungen und betreffen vor allem die im Rahmen solcher Transaktionen üblichen Zusagen

und Gewährleistungen in Bezug auf Haftungsrisiken für Umweltschäden sowie mögliche steuerliche Risiken. In manchen Fällen werden Verpflichtungen zuerst von Rückstellungen der verkauften Gesellschaften abgedeckt, bevor E.ON selbst verpflichtet ist, Zahlungen zu leisten. Garantien, die von Gesellschaften gegeben wurden, die nach der Garantievergabe von der E.ON SE oder Rechtsvorgängern verkauft wurden, sind in Form von Freistellungserklärungen in den meisten Fällen Bestandteil der jeweiligen Verkaufsverträge.

E.ON haftet darüber hinaus gesamtschuldnerisch aus Beteiligungen an Gesellschaften bürgerlichen Rechts, Personenhandelsgesellschaften und Arbeitsgemeinschaften.

Die Garantien von E.ON beinhalten auch die Deckungsvorsorge aus dem Betrieb von Kernkraftwerken. Für die Risiken aus nuklearen Schäden haben die deutschen Kernkraftwerksbetreiber nach dem Atomgesetz (AtG) und der Atomrechtlichen Deckungsvorsorge-Verordnung (AtDeckV) vom 27. April 2002 bis zu einem Maximalbetrag von 2,5 Mrd € je Schadensfall Deckungsvorsorge nachzuweisen.

Von dieser Vorsorge sind 255,6 Mio € über eine einheitliche Haftpflichtversicherung abgedeckt. Die Nuklear Haftpflicht GbR erfasst nur noch die solidarische Absicherung in Bezug auf Ansprüche im Zusammenhang mit behördlich angeordneten Evakuierungsmaßnahmen im Bereich zwischen 0,5 Mio € und 15 Mio €. Konzernunternehmen haben sich entsprechend ihren Anteilen an Kernkraftwerken verpflichtet, deren Betriebsgesellschaften liquiditätsmäßig so zu stellen, dass sie ihren Verpflichtungen aus ihrer Zugehörigkeit zur Nuklear Haftpflicht GbR jederzeit nachkommen können.

Zur Erfüllung der anschließenden Deckungsvorsorge in Höhe von 2.244,4 Mio € je Schadensfall haben die E.ON Energie AG (E.ON Energie) und die übrigen Obergesellschaften der deutschen

Kernkraftwerksbetreiber mit Vertrag vom 11. Juli/27. Juli/21. August/28. August 2001, verlängert mit Vereinbarung vom 25. März/18. April/28. April/1. Juni 2011 und mit Vereinbarung vom 17. November/29. November/2. Dezember/6. Dezember 2021, vereinbart, den haftenden Kernkraftwerksbetreiber im Schadensfall – nach Ausschöpfung seiner eigenen Möglichkeiten und der seiner Muttergesellschaft – finanziell so auszustatten, dass dieser seinen Zahlungsverpflichtungen nachkommen kann (Solidarvereinbarung). Vertragsgemäß beträgt der auf die E.ON Energie entfallende Anteil bezüglich der Haftung, zuzüglich 5,0 Prozent für Schadensabwicklungskosten, 43,3 Prozent zum 31. Dezember 2025 (Vorjahr: 43,3 Prozent). Eine Veränderung der Quote für das Kalenderjahr 2025 ist vertraglich nicht vorgesehen. Ausreichende Liquiditätsvorsorge besteht und ist im Liquiditätsplan berücksichtigt.

Darüber hinaus begibt E.ON zum 31. Dezember 2025 noch Sicherheiten in Höhe von 272,1 Mio € (2024: 477,5 Mio €) für die an RWE übertragenen ehemaligen Konzerngesellschaften, welche durch die Gesellschaften der RWE-Gruppe abgelöst beziehungsweise übernommen werden sollen.

Sonstige finanzielle Verpflichtungen

Neben bilanzierten Rückstellungen und Verbindlichkeiten sowie ausgewiesenen Eventualverbindlichkeiten bestehen sonstige finanzielle Verpflichtungen, die sich weitestgehend aus mit Dritten geschlossenen Verträgen oder aufgrund gesetzlicher Bestimmungen ergeben.

Zum 31. Dezember 2025 besteht ein Bestellobligo für Investitionen in Sachanlagen in Höhe von 5,3 Mrd € (2024: 4,5 Mrd €). Von diesen Verpflichtungen sind 2,9 Mrd € (2024: 2,6 Mrd €) innerhalb eines Jahres fällig. Das Bestellobligo betrifft



am 31. Dezember 2025 mit 2,5 Mrd € (2024: 2,8 Mrd €) die Segmente Energy Networks Deutschland und Schweden.

Weitere vertragliche Verpflichtungen bestehen im E.ON-Konzern zum 31. Dezember 2025 im Wesentlichen zur Abnahme von Strom und Gas. Die fixierten vertraglichen Verpflichtungen zur Stromabnahme bestehen zum 31. Dezember 2025 in Höhe von 3,7 Mrd € (2024: 4,0 Mrd €), davon sind 2,8 Mrd € (2024: 2,8 Mrd €) innerhalb eines Jahres fällig. Die finanziellen Verpflichtungen aus fixierten Gasabnahmeverträgen belaufen sich am 31. Dezember 2025 auf rund 3,3 Mrd € (2024: 3,2 Mrd €), davon sind 2,3 Mrd € (2024: 2,0 Mrd €) innerhalb eines Jahres fällig. Weitere fixierte Abnahmeverpflichtungen zum 31. Dezember 2025 in Höhe von 0,7 Mrd € (2024: 0,7 Mrd €) enthalten im Wesentlichen langfristige vertragliche Verpflichtungen zur Abnahme von Wärme und Ersatzbrennstoffen. Von diesen Verpflichtungen sind 0,2 Mrd € (2024: 0,2 Mrd €) innerhalb eines Jahres fällig. Darüber hinaus bestehen weitere Abnahmeverpflichtungen, deren Höhe noch nicht feststeht.

Weitere finanzielle Verpflichtungen unter anderem für Kapitalverpflichtungen aus Joint Ventures, Verpflichtungen zum Erwerb von Finanzanlagen und Verpflichtungen aus Kapitalmaßnahmen bestehen nur in geringfügigem Umfang.



28 Schwebende Rechtsstreitigkeiten und Schadensersatzansprüche

Gegen Konzernunternehmen sind verschiedene gerichtliche Prozesse, behördliche Untersuchungen und Verfahren sowie andere Ansprüche anhängig oder könnten in der Zukunft eingeleitet oder geltend gemacht werden. Dazu zählen insbesondere Klagen und Verfahren in Bezug auf Vertrags- und Preisanpassungen, etwa zur Abbildung von Marktumbrüchen oder (auch als Folge der Energiewende und Energiekrise) geänderten wirtschaftlichen und geopolitischen Verhältnissen im Strom-, Gas- und Wärmebereich sowie wegen Preiserhöhungen und marktmissbräuchlichen Verhaltens. Auch wettbewerbliche Praktiken werden weiterhin verstärkt von Gerichten und Behörden auf ihre Rechtmäßigkeit hin überprüft. Soweit angezeigt, haben Konzernunternehmen entsprechende Eventualforderungen (vergleiche **Textziffer 17 →**), Rückstellungen (vergleiche **Textziffer 25 →**) oder Eventualverbindlichkeiten (vergleiche **Textziffer 27 →**) gebildet.

Im Geschäftsfeld Energy Networks führen Konzernunternehmen Verfahren zu Konzessionsvergaben sowie im Zusammenhang mit Netzanschlüssen und Netzentgeltberechnungen. Im regulatorischen Umfeld bestehen Rechtsstreitigkeiten im Zusammenhang mit behördlichen Festlegungen, Genehmigungen und Änderungen der Regulierungspraxis. Beispielhaft erwähnt seien in dem Zusammenhang der regulatorische Umgang mit Kapitalkosten, Eigenkapitalverzinsung und sonstigen regulatorischen Großparametern. Die nationalen gesetzlichen Rahmenbedingungen innerhalb Europas unterliegen Veränderungen mit zum Teil erheblichen Auswirkungen auf den Netzbetrieb. Nicht zuletzt durch entsprechende behördliche und gerichtliche Entscheidungen hat die Regulierung weiter zugenommen. Allerdings erstrecken sich die regulatorischen Eingriffe nicht allein auf das Geschäftsfeld Energy Networks; auch Vertriebsaktivitäten in den Geschäftsfeldern Energy Infrastructure Solutions und Energy Retail sind von regulatorischen Maßnahmen betroffen.

Daneben bestehen rechtliche Auseinandersetzungen im Zusammenhang mit abgeschlossenen M&A-Aktivitäten, insbesondere infolge der Übernahme der innogy SE. In Bezug auf Letztere wurden sämtliche Klagen gegen die fusionskontrollrechtliche Freigabeentscheidung der Europäischen Kommission vom Gericht der Europäischen Union (EuG) in erster Instanz abgewiesen; die noch nicht endgültig entschiedenen Verfahren liegen nunmehr dem Gerichtshof der Europäischen Union (EuGH) zur letztinstanzlichen Entscheidung vor. Die E.ON SE tritt in diesen Verfahren als Streithelferin auf Seiten der Europäischen Kommission auf.



29 Ergänzende Angaben zur Kapitalflussrechnung

Im laufenden Geschäftsjahr hat E.ON für Zugänge konsolidierter Beteiligungen und Aktivitäten 10 Mio € an externen Zahlungen geleistet (2024: 46 Mio €). Es wurden liquide Mittel in Höhe von 0 Mio € miterworben (2024: 4 Mio €). Aus den Käufen sind Vermögenswerte in Höhe von 31 Mio € und Schulden in Höhe von 10 Mio € zugegangen.

Aus der Abgabe konsolidierter Beteiligungen und Aktivitäten sind E.ON als Gegenleistung im Berichtsjahr insgesamt 93 Mio € in bar zugeflossen (2024: 0 Mio €). Die mitveräußerten Zahlungsmittel betrugen 122 Mio € (2024: 0 Mio €). Hiermit in Zusammenhang stehen Zahlungsmittelabflüsse aus der Entkonsolidierung der NEW-Gruppe. Der Verkauf der konsolidierten Aktivitäten führte zu Minderungen bei den Vermögenswerten von 61 Mio € (2024: 0 Mio €) sowie bei den Rückstellungen und Verbindlichkeiten von 6 Mio € (2024: 0 Mio €).

Der operative Cashflow vor Zinsen und Steuern aus fortgeführten Aktivitäten lag mit 9,0 Mrd € um 1,7 Mrd € über dem Vorjahreswert (7,3 Mrd €).

Dies resultierte aus einem Anstieg im Geschäftsfeld Energy Networks (+1,7 Mrd €). Hier entwickelte sich der operative Cashflow vor Zinsen und Steuern analog zur Entwicklung des bereinigten EBITDA in dem Segment Energy Networks Deutschland (+0,8 Mrd €) mit geringfügigen gegenläufigen Effekten im Working Capital und in den Segmenten Energy Networks Süd-Osteuropa (+0,5 Mrd €) und Energy Networks Zentral-Osteuropa (+0,3 Mrd €) mit geringfügigen verstärkenden Effekten aus dem Working Capital.

Der operative Cashflow vor Zinsen und Steuern des Geschäftsfelds Energy Infrastructure Solutions stieg um 0,2 Mrd € aufgrund wegfallender negativer Einmaleffekte aus dem Vorjahr.

Der operative Cashflow vor Zinsen und Steuern des Geschäftsfelds Energy Retail sank um 0,1 Mrd € analog der Entwicklung des bereinigten EBITDA und den negativen Effekten im Working Capital.

Der operative Cashflow vor Zinsen und Steuern des Bereichs Corporate Functions/Other lag im Wesentlichen auf Vorjahresniveau.

Im operativen Cashflow aus fortgeführten Aktivitäten wirkten zusätzlich höhere Zins- und Steuerzahlungen. Die höheren Steuerzahlungen resultierten im Wesentlichen aus Einmaleffekten von Steuererstattungen im Geschäftsjahr 2024, welche im Jahr 2025 entfielen, sowie aus verbesserten Ergebnisbeiträgen. Der Anstieg der Zinszahlungen ist auf die gestiegene wirtschaftliche Netto-Verschuldung sowie auf die Refinanzierung ausgelaufener Anleihen zu höheren Zinssätzen zurückzuführen.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten lag mit -7,3 Mrd € um 0,7 Mrd € unter dem Vorjahreswert von -6,6 Mrd €. Darin enthalten sind zahlungswirksame Investitionen in Höhe von -8,5 Mrd € (Vorjahr: -7,5 Mrd €). Diese Entwicklung geht vor allem auf die planmäßig höheren Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte, insbesondere in das deutsche Netzgeschäft, zurück. Zusätzlich wirkten hier Auszahlungen in Sicherheitsleistungen. Gegenläufig wirkte insbesondere der Saldo aus Ein- und Auszahlungen aus Wertpapieren und Initial Margins.

Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten lag mit -2,3 Mrd € um rund 3,4 Mrd € unter dem Vergleichswert des Vorjahres von 1,1 Mrd €. Die Veränderung resultierte maßgeblich aus dem Saldo von Emissionen und Rückzahlungen von Anleihen. Im aktuellen Jahr sind weniger Anleihen emittiert worden als im Vorjahr, da E.ON bereits im Vorjahr frühzeitig begonnen hatte, den Finanzierungsbedarf auch

für das Jahr 2025 zu sichern. Zudem führt der Saldo aus Ein- und Auszahlungen aus Variation Margins im aktuellen Quartal zu einer Verringerung des finanziellen Cashflows im Vergleich zum Vorjahr.

Ergänzende Informationen zum Cashflow aus der Geschäftstätigkeit

in Mio €	2025	2024
Gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Erstattungen)	-828	-742
Gezahlte Zinsen	-1.382	-1.210
Erhaltene Zinsen	180	282
Erhaltene Dividenden	764	581

30 Derivative Finanzinstrumente und Sicherungsgeschäfte

Strategie und Ziele

Der Einsatz von Derivaten ist gemäß E.ON-Richtlinien erlaubt, wenn ihnen bilanzierte Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten, vertragliche Ansprüche oder Verpflichtungen beziehungsweise geplante Transaktionen zugrunde liegen.

Hedge Accounting gemäß den Regelungen des IFRS 9 wird im E.ON-Konzern vornehmlich im Zusammenhang mit der Sicherung langfristiger Verbindlichkeiten und zukünftiger Finanzierungen durch Zinsderivate sowie zur Sicherung langfristiger Fremdwährungsforderungen und -verbindlichkeiten durch Währungsderivate angewandt. Darüber hinaus sichert E.ON Auslandsbeteiligungen fallweise gegen Fremdwährungsrisiken (Hedge of a Net Investment in a Foreign Operation).

Im Commoditybereich werden Schwankungen zukünftiger Zahlungsströme, die aus geplanten Beschaffungs- und Absatzgeschäften resultieren, ökonomisch durch gegenläufige Geschäfte gesichert. Im Strom- und Gasbereich wird in Einzelfällen Hedge Accounting angewendet.

Im Berichtsjahr bestanden bei E.ON zur Absicherung des Währungsrisikos Sicherungsgeschäfte in britischen Pfund mit einem durchschnittlichen Sicherungskurs von 0,88 £/€ (2024: 0,90 £/€), in US-Dollar mit einem durchschnittlichen Sicherungskurs von 1,36 \$/€ (2024: 1,36 \$/€) und in schwedischen Kronen mit einem durchschnittlichen Sicherungskurs von 11,02 SEK/€ (2024: 11,45 SEK/€). Zur Absicherung des Zinsrisikos im Euroraum bestanden Sicherungsgeschäfte mit einem durchschnittlichen Zinssatz von 3,11 Prozent (2024: 3,12 Prozent). Zur Absicherung des Commoditypreisänderungsrisikos bestanden Sicherungsgeschäfte für Gas mit einem durchschnittlichen Sicherungspreis von 26 €/MWh (2024: 37 €/MWh) und für Strom mit einem durchschnittlichen Sicherungspreis von 109 €/MWh (2024: 122 €/MWh).

Fair Value Hedges

Fair Value Hedges dienen der Absicherung gegen das Risiko von Marktwertschwankungen. Die Ergebnisse aus den Sicherungsinstrumenten sind in der Regel in dem Posten der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen, in dem auch das gesicherte Grundgeschäft abgebildet wird.

Cashflow Hedges

Cashflow Hedges dienen der Absicherung gegen Risiken aus variablen Zahlungsströmen. Zur Begrenzung des Zinsänderungs-

und Währungsrisikos werden insbesondere Zins- und Zins-/Währungsswaps eingesetzt. Diese Instrumente sichern Zahlungsströme aus verzinslichen langfristigen Finanzforderungen und -verbindlichkeiten in Fremdwährungen und in Euro durch Cashflow Hedge Accounting in der funktionalen Währung der jeweiligen E.ON-Gesellschaft. Zur Begrenzung der Schwankungen zukünftiger Zahlungsströme aus dem Commoditygeschäft aufgrund variabler Marktpreise werden Futures eingesetzt. Cashflow Hedge Accounting zur Absicherung von Commoditypreisänderungsrisiken (Strom und Gas) wurde im Geschäftsjahr 2025 in Einzelfällen angewendet. In der folgenden Tabelle werden die Buchwerte der Sicherungsinstrumente sowie die Marktwertänderungen der Sicherungs- und Grundgeschäfte nach abgesicherter Risikoart dargestellt:

Buchwerte der Sicherungsinstrumente und Marktwertänderungen der Sicherungs- und Grundgeschäfte im Zusammenhang mit Cashflow Hedges								
in Mio €	Buchwert				Marktwertänderung des designierten Teils des Sicherungsinstruments		Marktwertänderung des Grundgeschäfts	
	Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten		Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten		2025	2024	2025	2024
	2025	2024	2025	2024				
Währungsrisiko	212	332	254	212	-162	-12	192	12
Zinsrisiko	2	-	192	226	36	101	-47	-127
Commoditypreisänderungsrisiko	1	15	9	3	-8	13	8	113

Zum 31. Dezember 2025 ergab sich insgesamt aus dem ineffektiven Teil von Cashflow Hedges ein Ertrag in Höhe von 5 Mio € (2024: Ertrag in Höhe von 9 Mio €), der im Wesentlichen auf die Absicherung des Währungsrisikos entfiel.

Die Ergebnisse aus ineffektiven Teilen von Cashflow Hedges werden unter den sonstigen betrieblichen Erträgen beziehungsweise Aufwendungen erfasst.



Die Entwicklung des sonstigen Ergebnisses aus Cashflow Hedges, getrennt nach der abgesicherten Risikoart, stellt sich wie folgt dar:

Entwicklung des Sonstigen Ergebnisses aus Cashflow Hedges

in Mio €	Gesamt	Währungs- risiko	Zinsrisiko	Commodity- preis- änderungs- risiko
Stand zum 1. Januar 2024	-227			
Unrealisierte Veränderung – Hedging-Reserve	-33	-112	71	8
Unrealisierte Veränderung – Reserve für Hedging-Kosten	27	27	–	–
Ergebniswirksame Reklassifizierung	-138	-7	-5	-126
Veränderung Konsolidierungskreis	1	–	–	–
Ertragsteuern	47	–	–	–
At equity bewertete Unternehmen	24	–	–	–
Stand zum 31. Dezember 2024¹	-299			
Stand zum 1. Januar 2025	-299			
Unrealisierte Veränderung – Hedging-Reserve	-132	-120	-1	-11
Unrealisierte Veränderung – Reserve für Hedging-Kosten	-16	-16	–	–
Ergebniswirksame Reklassifizierung	155	172	44	-61
Veränderung Konsolidierungskreis	–	–	–	–
Ertragsteuern	-7	–	–	–
At equity bewertete Unternehmen	16	–	–	–
Stand zum 31. Dezember 2025¹	-283	–	–	–

¹ Enthält zum 31. Dezember 2025 -214 Mio € (2024: -206 Mio €) aus beendeten Cashflow Hedges.

Der negative Stand des sonstigen Ergebnisses aus Cashflow Hedges zum 31. Dezember 2025 enthielt 0,2 Mrd € (2024: 0,2 Mrd €), die auf die Absicherung des Zinsrisikos entfielen.

Die ergebniswirksamen Reklassifizierungen werden in der Regel in dem Posten der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen, in dem auch das gesicherte Grundgeschäft abgebildet wird.

Das Nominalvolumen der Sicherungsinstrumente kann den folgenden Tabellen entnommen werden:

Nominalvolumen der Sicherungsinstrumente im Zusammenhang mit Cashflow Hedges (Berichtsjahr)

in Mio €	Fälligkeit			Summe
	< 1 Jahr	1–5 Jahre	> 5 Jahre	2025
Währungsrisiko	65	1.098	1.789	2.952
Zinsrisiko	–	1.500	1.602	3.102
Commoditypreisänderungsrisiko	124	4	–	127

Nominalvolumen der Sicherungsinstrumente im Zusammenhang mit Cashflow Hedges (Vorjahr)

in Mio €	Fälligkeit			Summe
	< 1 Jahr	1–5 Jahre	> 5 Jahre	2024
Währungsrisiko	225	213	2.473	2.911
Zinsrisiko	–	1.500	1.500	3.000
Commoditypreisänderungsrisiko	226	6	–	232

Net Investment Hedges

Zur Sicherung der Netto-Aktiva ausländischer Beteiligungen werden Devisentermingeschäfte, Devisenswaps und originäre Fremdwährungsanleihen eingesetzt.

Der Buchwert der als Sicherungsinstrumente eingesetzten Vermögenswerte betrug zum 31. Dezember 2025 1 Mio € (2024: 19 Mio €) und der Buchwert der als Sicherungsinstrumente eingesetzten Verbindlichkeiten belief sich auf 1.187 Mio € (2024: 1.208 Mio €). Die Marktwerte des designierten Teils der Sicherungsinstrumente haben sich im Berichtszeitraum um -143 Mio € (2024: +40 Mio €) verändert.

Im Jahr 2025 ergab sich, wie im Vorjahr, keine Ineffektivität aus den Net Investment Hedges.

Die Entwicklung des sonstigen Ergebnisses aus Net Investment Hedges stellt sich wie folgt dar:

Entwicklung des sonstigen Ergebnisses aus Net Investment Hedges

in Mio €	Währungsrisiko
Stand zum 1. Januar 2024	266
Unrealisierte Veränderung – Hedging-Reserve	40
Unrealisierte Veränderung – Reserve für Hedging-Kosten	–
Ergebniswirksame Reklassifizierung	–
Veränderung Konsolidierungskreis	–
Ertragsteuern	-12
Stand zum 31. Dezember 2024¹	294
Stand zum 1. Januar 2025	294
Unrealisierte Veränderung – Hedging-Reserve	-144
Unrealisierte Veränderung – Reserve für Hedging-Kosten	–
Ergebniswirksame Reklassifizierung	–
Veränderung Konsolidierungskreis	–
Ertragsteuern	27
Stand zum 31. Dezember 2025¹	177

1 Enthält zum 31. Dezember 2025 -71 Mio € (2024: -71 Mio €) aus beendeten Net Investment Hedges.

Die ergebniswirksamen Reklassifizierungen werden in der Regel in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen ausgewiesen. Das Nominalvolumen der Sicherungsinstrumente bei Net Investment Hedges betrug zum 31. Dezember 2025 4.736 Mio € (2024: 4.668 Mio €). Da die Absicherung des Währungsrisikos bei Net Investment Hedges über eine fortlaufende Prolongation der Sicherungsinstrumente erfolgt, wird der überwiegende Teil mit einer Restlaufzeit von unter einem Jahr abgeschlossen.

Bewertung derivativer Finanzinstrumente

Der Fair Value derivativer Finanzinstrumente ist abhängig von der Entwicklung der zugrunde liegenden Marktfaktoren. Die jeweiligen Fair Values werden in regelmäßigen Abständen ermittelt und überwacht. Der für alle derivativen Finanzinstrumente ermittelte Fair Value ist der Preis, der beim Verkauf eines Vermögenswertes oder bei der Übertragung einer Schuld im Rahmen einer gewöhnlichen Transaktion am Bewertungsstichtag zwischen unabhängigen Marktteilnehmern gezahlt würde (Exit Price). E.ON berücksichtigt hierbei ebenfalls das Kontrahentenausfallrisiko für das eigene Kreditrisiko (Debt Value Adjustment) und das Risiko der entsprechenden Gegenpartei (Credit Value Adjustment). Die Fair Values der derivativen Finanzinstrumente werden mit marktüblichen Bewertungsmethoden unter Berücksichtigung der am Bewertungsstichtag vorliegenden Marktdaten ermittelt.



Die der Bewertung der eingesetzten derivativen Finanzinstrumente zugrunde liegenden Bewertungsmethoden und Annahmen stellen sich wie folgt dar:

- Devisen-, Strom- und Gastermingeschäfte und -swaps sowie emissionsrechtsbezogene Derivate werden einzeln mit ihrem Terminkurs beziehungsweise -preis am Bilanzstichtag bewertet. Die Terminkurse beziehungsweise -preise basieren, soweit möglich, auf Marktnotierungen, gegebenenfalls unter Berücksichtigung von Terminauf- und -abschlägen.
- Die Marktpreise von Commodity-Optionen werden nach marktüblichen Bewertungsmethoden ermittelt.
- Die Fair Values von Instrumenten zur Sicherung von Zinsrisiken werden durch Diskontierung der zukünftigen Cashflows ermittelt. Die Diskontierung erfolgt anhand der marktüblichen Zinsen über die Restlaufzeit der Instrumente. Für Zins-, Währungs- und Zins-/Währungsswaps werden zum Bilanzstichtag für jede einzelne Transaktion die Barwerte ermittelt. Die Zinserträge und Zinsaufwendungen werden zum Zahlungszeitpunkt beziehungsweise bei der Abgrenzung zum Stichtag erfolgswirksam erfasst.
- Termingeschäfte auf Aktien werden auf Basis des Börsenkurses der zugrunde liegenden Aktien unter Berücksichtigung von Zeitkomponenten bewertet.
- Börsennotierte Termingeschäfte und -optionen werden zum Bilanzstichtag einzeln mit den börsentäglich festgestellten Abrechnungspreisen bewertet, die von der jeweiligen Clearingstelle veröffentlicht werden. Gezahlte Initial Margins sind unter den sonstigen Vermögenswerten ausgewiesen. Während der Laufzeit erhaltene beziehungsweise gezahlte Variation Margins werden unter den sonstigen Verbindlichkeiten beziehungsweise sonstigen Vermögenswerten ausgewiesen, es sei denn, es erfolgt eine bilanzielle Aufrechnung mit den bilanzierten Marktwerten der Commodity-Derivate, da die Saldierungskriterien des IAS 32.42 erfüllt sind.
- Bestimmte langfristige Energiekontrakte werden, sofern Marktpreise fehlen, anhand von auf internen Fundamentaldaten beruhenden Bewertungsmodellen bewertet.



31 Zusätzliche Angaben zu Finanzinstrumenten

Die Buchwerte der Finanzinstrumente, die Aufteilung nach Bewertungskategorien gemäß IFRS 9, die Fair Values und deren Bewertungsquellen nach Klassen sind in folgender Tabelle dargestellt:


Buchwerte, Fair Values und Bewertungskategorien nach Klassen im Anwendungsbereich des IFRS 7 zum 31. Dezember 2025

in Mio €	Buchwerte	Buchwerte im Anwendungsbereich des IFRS 7	Bewertungskategorien gemäß IFRS 9 ¹	Fair Value	Anhand von Börsenkursen ermittelt (Stufe 1)	Von Marktwerten abgeleitet (Stufe 2)	Durch Bewertungsmethoden ermittelt (Stufe 3)
Beteiligungen	2.802	440	FVPL	440	126	8	306
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	1.683	905					
<i>Forderungen aus Finanzierungsleasing</i>	272	272	n/a	272			
<i>Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte</i>	1.411	633		633			
		256	AmC	256	–	25	231
		377	FVPL	377	–	–	377
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	18.579	12.426					
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	9.510	9.340	AmC				
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	2.158	2.158	FVPL	2.158	7	1.653	498
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	216	216	n/a	216	–	216	–
<i>Sonstige betriebliche Vermögenswerte</i>	6.695	712	AmC	762	–	290	472
Wertpapiere und Festgeldanlagen	1.361	1.361		1.361	596	765	–
		851	FVPL	851	596	255	–
		510	FVOCI	510		510	–
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	3.042	3.042	–				
			FVPL		–	–	–
		3.042	AmC				
Liquide Mittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	535	535	AmC				
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	–	–		–	–	–	–
		–	AmC	–	–	–	–
		–	FVPL	–	–	–	–
Summe Vermögenswerte	28.002	18.709					
Finanzverbindlichkeiten	38.498	38.139					
<i>Anleihen</i>	32.472	32.472	AmC	31.829	30.760	1.069	–
<i>Commercial Paper</i>	127	127	AmC	127	–	127	–
<i>Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten</i>	2.062	2.062	AmC	2.062	–	650	1.412
<i>Leasingverbindlichkeiten</i>	3.072	3.023	n/a	2.807			
<i>Sonstige Finanzverbindlichkeiten</i>	765	455	AmC	451	–	96	355
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	26.700	16.850					
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</i>	10.583	10.468	AmC				
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	1.761	1.761	FVPL	1.761	12	1.219	530
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	1.642	1.642	n/a	1.642	–	1.642	–
<i>Verbindlichkeiten im Zusammenhang mit IAS 32²</i>	321	321	AmC	321	–	–	321
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</i>	12.393	2.657	AmC	2.664	–	1.263	1.401
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	43	24					
		24	AmC	17	–	17	–
		–	FVPL	–	–	–	–
Summe Verbindlichkeiten	65.241	55.013					

1 FVPL: Fair Value through P&L (erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert); FVOCI: Fair Value through OCI (erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert); AmC: Amortized Cost (fortgeführte Anschaffungskosten). Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf **Textziffer 01** → verwiesen.

2 Die Verbindlichkeiten aus Put-Optionen beinhalten Stillhalterverpflichtungen und Anteile ohne beherrschenden Einfluss an vollkonsolidierten Personengesellschaften (siehe **Textziffer 26** →).


Buchwerte, Fair Values und Bewertungskategorien nach Klassen im Anwendungsbereich des IFRS 7 zum 31. Dezember 2024

in Mio €	Buchwerte	Buchwerte im Anwendungsbereich des IFRS 7	Bewertungskategorien gemäß IFRS 9 ¹	Fair Value	Anhand von Börsenkursen ermittelt (Stufe 1)	Von Marktwerten abgeleitet (Stufe 2)	Durch Bewertungsmethoden ermittelt (Stufe 3)
Beteiligungen	2.752	509	FVPL	509	60	2	447
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	1.650	714					
<i>Forderungen aus Finanzierungsleasing</i>	242	242	<i>n/a</i>	242			
<i>Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte</i>	1.408	472		469			
		393	<i>AmC</i>	390		161	229
		79	<i>FVPL</i>	79	–	–	79
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	19.371	14.081					
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	9.318	9.226	<i>AmC</i>				
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	3.909	3.908	<i>FVPL</i>	3.908	39	3.387	482
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	366	366	<i>n/a</i>	366	–	366	–
<i>Sonstige betriebliche Vermögenswerte</i>	5.778	581	<i>AmC</i>	619	–	225	394
Wertpapiere und Festgeldanlagen	2.142	2.142		2.142	1.069	1.073	–
		1.541	<i>FVPL</i>	1.541	1.069	472	–
		601	<i>FVOCI</i>	601		601	–
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	5.746	5.746					
		382	<i>FVPL</i>	382	–	382	–
		5.364	<i>AmC</i>				
Liquide Mittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	255	255	<i>AmC</i>				
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	697	502					
		501	<i>AmC</i>	501		501	
		1	<i>FVPL</i>	1	–	1	–
Summe Vermögenswerte	32.613	23.949					
Finanzverbindlichkeiten	39.064	38.484					
<i>Anleihen</i>	32.386	32.386	<i>AmC</i>	30.735	29.117	1.618	–
<i>Commercial Paper</i>	220	220	<i>AmC</i>	220	–	220	–
<i>Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten</i>	1.891	1.891	<i>AmC</i>	1.837	–	628	1.209
<i>Leasingverbindlichkeiten</i>	3.191	3.140	<i>n/a</i>	3.108			
<i>Sonstige Finanzverbindlichkeiten</i>	1.376	847	<i>AmC</i>	836	–	-24	860
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	26.856	17.932					
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</i>	10.870	10.742	<i>AmC</i>				
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	2.420	2.420	<i>FVPL</i>	2.420	4	1.922	494
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	1.649	1.649	<i>n/a</i>	1.649	–	1.649	–
<i>Verbindlichkeiten im Zusammenhang mit IAS 32²</i>	314	314	<i>AmC</i>	312	–	–	312
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</i>	11.603	2.807	<i>AmC</i>	2.368	–	1.309	1.059
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	400	348					
		348	<i>AmC</i>	348		348	
		–	<i>FVPL</i>	–	–	–	–
Summe Verbindlichkeiten	66.320	56.764					

1 FVPL: Fair Value through P&L (erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert); FVOCI: Fair Value through OCI (erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert); AmC: Amortized Cost (fortgeführte Anschaffungskosten). Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf **Textziffer 01** → verwiesen.

2 Die Verbindlichkeiten aus Put-Optionen beinhalten Stillhalterverpflichtungen und Anteile ohne beherrschenden Einfluss an vollkonsolidierten Personengesellschaften (siehe **Textziffer 26** →).

Für Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente sowie für Forderungen und Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen gelten aufgrund der kurzen Restlaufzeit die Buchwerte als realistische Schätzung ihrer Fair Values.

Soweit sich der Fair Value für ein Finanzinstrument ohne erforderliche Anpassung aus einem aktiven Markt herleiten lässt, wird dieser Wert verwendet. Dies betrifft insbesondere gehaltene Aktien sowie gehaltene und begebene Anleihen.

Der Fair Value von Anteilen an nicht börsennotierten Gesellschaften sowie nicht aktiv gehandelten Schuldtiteln wie Darlehen, Ausleihungen und Finanzverbindlichkeiten wird durch Diskontierung der zukünftigen Cashflows ermittelt. Die gegebenenfalls notwendige Diskontierung erfolgt anhand der aktuellen marktüblichen Zinsen über die Restlaufzeit der Finanzinstrumente. Die Zugänge der Finanzforderungen und sonstigen finanziellen Vermögenswerte sind vor allem auf die Ansprüche auf Ausgleichszahlungen zurückzuführen, die aus dem

Abschluss von externen Ergebnisabführungsverträgen resultieren. Zur Fair-Value-Ermittlung von derivativen Finanzinstrumenten wird auf **Textziffer 30 →** verwiesen.

E.ON prüft zum Ende jeder Berichtsperiode, ob es einen Anlass zu einer Umgruppierung in oder aus einer Bewertungsstufe gibt. Im Jahr 2025 gab es keine Umgruppierungen zwischen der Bewertungsstufe 1 und der Bewertungsstufe 2. Die Eingangsparameter der Fair-Value-Stufe 3 bei Unternehmensbeteiligungen werden unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen Entwicklungen und verfügbaren Branchen- und Unternehmensdaten festgelegt (siehe auch **Textziffer 01 →**). Eine hypothetische Änderung der wesentlichen internen Bewertungsparameter zum Bilanzstichtag um +10 Prozent beziehungsweise -10 Prozent würde zu einem theoretischen Anstieg der Marktwerte um 24 Mio € (2024: 31 Mio €) beziehungsweise zu einer Minderung um 24 Mio € (2024: 31 Mio €) führen. Bestimmte langfristige Energiekontrakte werden, sofern Marktpreise fehlen, anhand von auf internen

Fundamentaldaten beruhenden Bewertungsmodellen bewertet. Eine hypothetische Änderung der internen Bewertungsparameter zum Bilanzstichtag um ±10 Prozent würde zu einem theoretischen Anstieg der Marktwerte um 14 Mio € (2024: 7 Mio €) beziehungsweise zu einer Minderung um 15 Mio € (2024: 9 Mio €) führen. Die Änderung der wesentlichen internen Bewertungsparameter der Finanzforderungen und sonstigen finanziellen Vermögenswerte zum Bilanzstichtag um +10 Prozent beziehungsweise -10 Prozent würde zu einem theoretischen Anstieg der Marktwerte um 14 Mio € (2024: 1 Mio €) beziehungsweise zu einer Minderung um 15 Mio € (2024: 2 Mio €) führen. Die Überleitung der durch Bewertungsmethoden ermittelten Fair Values für Finanzinstrumente, die zum beizulegenden Zeitwert bilanziert werden, wird in der folgenden Tabelle dargestellt:

Herleitung Fair-Value-Stufe 3

in Mio €	Stand zum 1. Januar 2025	Käufe (inklusive Zugängen)	Verkäufe (inklusive Abgängen)	Abwicklung	realisierte Gewinne/ Verluste	nicht realisierte Gewinne/ Verluste	Umgliederungen			Stand zum 31. Dezember 2025
							in Stufe 3	aus Stufe 3	Währungs- unterschiede	
Beteiligungen	448	8	-101	-	-41	-	-	-	-8	306
Derivative Finanzinstrumente	-12	-25	-	-	4	-	-	-	-	-33
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	80	301	-	-10	7	-	-	-	-	378
Summe	516	284	-101	-10	-30	-	-	-	-8	651



Der Umfang der bilanziellen Aufrechnung von finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten, die Gegenstand von Aufrechnungsvereinbarungen sind, wird in den nachfolgenden Tabellen dargestellt.

Grundsätzlich erfolgt eine verpflichtende bilanzielle Aufrechnung, wenn die Saldierungskriterien gemäß IAS 32.42 kumulativ erfüllt sind.

Transaktionen und Geschäftsbeziehungen, aus denen die dargestellten finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten resultieren, werden regelmäßig auf der Grundlage von Standardverträgen abgeschlossen, die im Falle einer Insolvenz eines Geschäftspartners eine Aufrechnung der offenen Transaktionen (bedingte Saldierung) ermöglichen. Besteht zudem zum gegenwärtigen Zeitpunkt ein grundsätzlicher Rechtsanspruch auf Verrechnung und wird ein Ausgleich auf Nettobasis beabsichtigt, so erfolgt eine verpflichtende bilanzielle Saldierung gemäß IAS 32.

Die Aufrechnungsvereinbarungen beruhen beispielsweise auf Nettingvereinbarungen in Rahmenverträgen wie ISDA („International Swaps and Derivatives Association“), DRV („Deutscher Rahmenvertrag für Finanztermingeschäfte“), EFET („European Federation of Energy Traders“) und FEMA („Financial Energy Master Agreement“).

Die in Bezug auf Verbindlichkeiten und Vermögenswerte gegenüber Kreditinstituten hinterlegten Sicherheitsleistungen begrenzen die Auslastung von Kreditlimiten bei der Marktbewertung von Zins- und Währungsderivaten und sind in der Tabelle ausgewiesen.

Aufrechnungsvereinbarung finanzieller Vermögenswerte und Verbindlichkeiten zum 31. Dezember 2025

in Mio €	Brutto- betrag	Verrech- neter Betrag	Bilanzwert	Bedingter Saldierungs- betrag (Netting Agree- ments)	Erhaltene/ gegebene finanzielle Sicherheit	Nettowert
Finanzielle Vermögenswerte						
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	10.595	1.153	9.442	83	31	9.328
Commodity-Derivate	1.302	–	1.302	517	1	784
Zins- und Währungsderivate	1.072	–	1.072	–	12	1.060
Summe	12.969	1.153	11.816	600	44	11.172
Finanzielle Verbindlichkeiten						
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	11.735	1.153	10.583	141	25	10.417
Commodity-Derivate	1.847	–	1.847	459	–	1.388
Zins- und Währungsderivate	1.556	–	1.556	–	484	1.072
Summe	15.138	1.153	13.986	600	509	12.877

Aufrechnungsvereinbarung finanzieller Vermögenswerte und Verbindlichkeiten zum 31. Dezember 2024

in Mio €	Brutto- betrag	Verrech- neter Betrag	Bilanzwert	Bedingter Saldierungs- betrag (Netting Agree- ments)	Erhaltene/ gegebene finanzielle Sicherheit	Nettowert
Finanzielle Vermögenswerte						
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	10.650	1.425	9.225	138	2	9.085
Commodity-Derivate	2.955	–	2.955	1.542	–	1.413
Zins- und Währungsderivate	1.320	–	1.320	–	81	1.239
Summe	14.925	1.425	13.500	1.680	83	11.737
Finanzielle Verbindlichkeiten						
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	12.295	1.425	10.870	541	–	10.329
Commodity-Derivate	2.645	–	2.645	1.139	–	1.506
Zins- und Währungsderivate	1.424	–	1.424	–	197	1.227
Summe	16.364	1.425	14.939	1.680	197	13.062



In den beiden nachfolgenden Tabellen sind die vertraglich vereinbarten (undiskontierten) Mittelabflüsse der Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7 dargestellt:

Cashflow-Analyse zum 31. Dezember 2025

in Mio €	Mittelabflüsse 2026	Mittelabflüsse 2027	Mittelabflüsse 2028–2030	Mittelabflüsse ab 2031
Anleihen	2.760	2.863	11.057	25.014
Commercial Paper	127	–	–	–
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.569	52	121	422
Leasingverbindlichkeiten	676	528	1.286	1.779
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	867	39	67	116
Finanzgarantien	–	–	–	7
Mittelabflüsse Finanzverbindlichkeiten	5.999	3.482	12.531	27.338
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	10.573	–	–	–
Derivate (mit/ohne Hedging-Beziehungen)	10.489	1.269	9.849	7.465
Verbindlichkeiten im Zusammenhang mit IAS 32	60	15	181	87
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	2.737	11	38	54
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	23.859	1.295	10.068	7.606
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7	29.858	4.777	22.599	34.944

Cashflow-Analyse zum 31. Dezember 2024

in Mio €	Mittelabflüsse 2025	Mittelabflüsse 2026	Mittelabflüsse 2027–2029	Mittelabflüsse ab 2030
Anleihen	3.339	2.664	9.661	25.729
Commercial Paper	220	–	–	–
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	852	564	149	453
Leasingverbindlichkeiten	636	499	1.300	1.965
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.269	98	220	26
Finanzgarantien	1	–	–	7
Mittelabflüsse Finanzverbindlichkeiten	6.317	3.825	11.330	28.180
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	10.938	–	–	–
Derivate (mit/ohne Hedging-Beziehungen)	9.793	2.237	3.910	8.222
Verbindlichkeiten im Zusammenhang mit IAS 32	58	15	198	84
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	3.206	52	41	70
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	23.995	2.304	4.149	8.376
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7	30.312	6.129	15.479	36.556



Finanzgarantien wurden in einem Nominalvolumen von 27 Mio € (2024: 21 Mio €) an konzernexterne Gesellschaften vergeben. Dies stellt den Maximalbetrag dar, den E.ON begleichen müsste, wenn die Garantien in Anspruch genommen würden, wobei 8 Mio € (2024: 8 Mio €) passiviert wurden.

Sofern finanzielle Verbindlichkeiten mit einem variablen Zinssatz ausgestattet sind, wurden zur Ermittlung der zukünftigen Zinszahlungen die am Bilanzstichtag fixierten Zinssätze auch für die folgenden Perioden verwendet. Sofern finanzielle Verbindlichkeiten jederzeit gekündigt werden können, werden diese, wie Verbindlichkeiten aus jederzeit ausübbarer Put-Optionen, dem frühesten Laufzeitband zugeordnet.

Bei brutto erfüllten Derivaten (in der Regel Währungsderivate und Commodity-Derivate) stehen den Auszahlungen korrespondierende Mittel- beziehungsweise Wareneinfüsse gegenüber.

Das Nettoergebnis der Finanzinstrumente nach Bewertungskategorien gemäß IFRS 9 stellt sich wie folgt dar:

Nettoergebnis nach Bewertungskategorien

in Mio €	2025	2024
Finanzielle Vermögenswerte zu fortgeführten Anschaffungskosten (AmC)	-334	-339
Finanzielle Verbindlichkeiten zu fortgeführten Anschaffungskosten (AmC)	-620	-1.132
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert (FVPL)	-2.213	529
Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert (FVOCI)	10	35
Summe	-3.157	-907

Das Nettoergebnis der Kategorie „Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte“ ergibt sich insbesondere aus Währungsumrechnungseffekten, Zinseffekten sowie Erträgen aus der Veräußerung von Wertpapieren, die erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bilanziert waren.

Das Nettoergebnis der Kategorie „Vermögenswerte zu fortgeführten Anschaffungskosten“ umfasst neben Wertberichtigungen auf finanzielle Vermögenswerte im Wesentlichen das Zinsergebnis aus finanziellen Vermögenswerten und Schulden sowie die Effekte aus der Währungsumrechnung der Finanzverbindlichkeiten.

Im Nettoergebnis der Bewertungskategorie „Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte Vermögenswerte“ sind sowohl Marktwertänderungen aus derivativen Finanzinstrumenten sowie aus Eigenkapitalinstrumenten als auch die Erträge und Aufwendungen aus der Realisierung enthalten. Die Verminderung des Nettoergebnisses ist insbesondere auf geringere Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten zurückzuführen.

Wertminderungen von finanziellen Vermögenswerten

Für finanzielle Vermögenswerte müssen Wertminderungen nicht nur für bereits eingetretene Verluste, sondern auch für zukünftig zu erwartende Kreditausfälle erfasst werden. E.ON berücksichtigt zukünftig zu erwartende Kreditausfälle bei finanziellen Vermögenswerten, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bilanziert werden, bei finanziellen Vermögenswerten, die erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bilanziert werden, und bei Forderungen aus Finanzierungsleasing.

Für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen erfolgt der Ansatz der erwarteten Kreditausfälle im Rahmen der vereinfachten Methode über ihre Restlaufzeit (Lifetime Expected Credit Loss [ECL] Forderungen aus Lieferungen und Leistungen). Bei den sonstigen finanziellen Vermögenswerten ermittelt E.ON zunächst den Kreditausfall, der innerhalb der ersten zwölf Monate erwartet wird (Stufe 1 – 12-month ECL). Abweichend hiervon wird bei einer signifikanten Erhöhung des Ausfallrisikos der über die Restlaufzeit des jeweiligen Instruments erwartete Kreditverlust angesetzt (Stufe 2 – Lifetime ECL). Ob sich das Ausfallrisiko signifikant

erhöht hat, hängt dabei entscheidend von dem bei der erstmaligen Erfassung intern ermittelten Kontrahentenrisiko ab. Um die Entwicklung zu monitorieren, bewertet E.ON das Kontrahentenrisiko anhand einer 18-stufigen internen Ratingskala. So wird eine signifikante Erhöhung des Ausfallrisikos frühestens nach einer Verschlechterung um drei Stufen (seit der erstmaligen Erfassung) angenommen. Liegen objektive Hinweise für einen tatsächlichen Ausfall vor, ist eine Einzelwertberichtigung erfolgswirksam zu erfassen (Stufe 3 – bereits eingetretene Verluste).

Bei der Ermittlung zukünftig zu erwartender Kreditausfälle unterscheidet E.ON zwischen zwei Ansätzen: Wenn externe oder interne Ratinginformationen vorliegen, erfolgt die Ermittlung des erwarteten Kreditausfalls für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte auf Basis dieser Daten. Sind keine Ratinginformationen vorhanden, bestimmt E.ON die Ausfallquoten für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen auf Basis von historischen Ausfallraten unter Berücksichtigung zukunftsgerichteter Informationen zu wirtschaftlichen Entwicklungen. Ein Ausfall beziehungsweise die Einstufung einer Forderung als uneinbringlich wird im E.ON-Konzern je nach Region nach 180, 270 oder 360 Tagen angenommen.

Die Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen haben sich im Jahr 2025 wie folgt entwickelt:

Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen

in Mio €	2025	2024
Stand zum 1. Januar	-2.499	-2.491
Abgänge	437	595
Wertminderungen	-473	-539
Sonstiges ¹	69	-64
Stand zum 31. Dezember	-2.466	-2.499

¹ Unter „Sonstiges“ sind Währungsumrechnungsdifferenzen erfasst.

Bei den anderen finanziellen Vermögenswerten, die zu fortgeführten Anschaffungskosten oder erfolgsneutral zum

beizulegenden Zeitwert bewertet werden, sowie bei den Forderungen aus Finanzierungsleasing ergaben sich im Jahr 2025 keine signifikanten Veränderungen der Wertberichtigungen.

Die Ausfallrisiken finanzieller Vermögenswerte, für die Ratinginformationen vorliegen, können der nachfolgenden Tabelle je Rating Grade und getrennt nach den im Jahr 2025 vorhandenen Wertminderungsstufen entnommen werden:

Ausfallrisiko für Vermögenswerte, für die Ratinginformationen vorliegen

in Mio €	Finanzielle Vermögenswerte der Stufe 1		Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	
	2025	2024	2025	2024
Brutto-Buchwert Investment Grade	3.991	6.498	1.080	1.323
Brutto-Buchwert Non Investment Grade	48	14	629	630
Brutto-Buchwert Default Grade	–	–	190	252
Summe	4.039	6.512	1.899	2.205

Die Ausfallrisiken der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, für die keine Ratinginformationen vorliegen, sowie die Höhe der erwarteten Kreditausfälle über die Restlaufzeit sind in der folgenden Matrix je Altersklasse abgebildet:

Ausfallrisiko für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, für die keine Ratinginformationen vorliegen

in Mio €	Brutto-Buchwert		Lifetime ECL	
	2025	2024	2025	2024
Nicht fällig	5.126	4.879	95	95
Überfällig	4.373	4.190	2.185	2.180
<i>bis 30 Tage</i>	805	761	63	57
<i>von 31 bis 60 Tage</i>	304	315	43	48
<i>von 61 bis 90 Tage</i>	190	269	42	49
<i>von 91 bis 180 Tage</i>	451	447	143	147
<i>über 180 Tage inkl. Einzelwertberichtigungen</i>	2.624	2.399	1.893	1.879
Summe	9.499	9.069	2.280	2.275



Risikomanagement

Grundsätze

Die vorgeschriebenen Abläufe, Verantwortlichkeiten und Maßnahmen im Rahmen des Finanz- und Risikomanagements sind in internen Konzernrichtlinien detailliert dargestellt. Die Einheiten haben darüber hinaus eigene Richtlinien entwickelt, die sich im Rahmen der Konzernrichtlinien bewegen. Um ein effizientes Risikomanagement im E.ON-Konzern zu gewährleisten, sind die Abteilungen Handel (Front Office), Finanzcontrolling (Middle Office) und Finanzabwicklung (Back Office) als voneinander unabhängige Einheiten aufgebaut. Die Risikosteuerung und -berichterstattung im Zins-, Währungs- und Kreditbereich für Banken sowie im Liquiditätsbereich wird vom Finanzcontrolling durchgeführt (im Kreditbereich zum Teil auch vom Counterparty Risk Management), während die Risikosteuerung und -berichterstattung im Commodity-Bereich und im Kreditbereich für Industrieunternehmen auf Konzernebene in gesonderten Abteilungen durchgeführt wird.

E.ON setzt im Finanzbereich ein konzernweites System für Treasury, Risikomanagement und Berichterstattung ein. Bei diesem System handelt es sich um eine vollständig integrierte Standard-IT-Lösung, die fortlaufend aktualisiert wird. Das System dient zur Analyse und Überwachung von Risiken des E.ON-Konzerns in den Bereichen Liquidität, Fremdwährungen und Zinsen. Die konzernweite Überwachung und Steuerung von Kreditrisiken erfolgt für Banken im Finanzcontrolling/Counterparty Risk Management und für Industrieunternehmen einer gewissen Materialität im Counterparty Risk Management, jeweils mit Unterstützung einer einheitlichen Standardsoftware.

Gesonderte Risikogremien sind für die Sicherstellung und Weiterentwicklung der durch den Vorstand der E.ON SE beschlossenen Strategie zur Risikopolitik im Commodity-, Treasury- und Kreditrisikobereich verantwortlich.

1. Liquiditätsmanagement

Wesentliche Ziele des Liquiditätsmanagements von E.ON sind die jederzeitige Sicherstellung der Zahlungsfähigkeit, die rechtzeitige Erfüllung vertraglicher Zahlungsverpflichtungen sowie die Kostenoptimierung im E.ON-Konzern.

Das Cashpooling und die externen Finanzierungen sind weitgehend auf die E.ON SE und bestimmte Finanzierungsgesellschaften zentralisiert. Die Mittel werden, basierend auf einer Inhousebanking-Lösung, bedarfsgerecht den Konzernunternehmen zur Verfügung gestellt.

Die E.ON SE ermittelt auf Basis von kurz- und mittelfristigen Liquiditätsplanungen den Finanzbedarf des Konzerns. Die Finanzierung des Konzerns wird entsprechend dem geplanten Finanzbedarf/-überschuss vorausschauend gesteuert und umgesetzt. In die Betrachtung einbezogen werden unter anderem der operative Cashflow, Investitionen, Desinvestitionen, Marginzahlungen und die Fälligkeit von Anleihen und Commercial Paper.

2. Preisrisiken

Im Rahmen der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit ist der E.ON-Konzern Preisänderungsrisiken im Fremdwährungs-, Zins- und Commodity-Bereich sowie im Assetmanagement ausgesetzt. Aus diesen Risiken resultieren Ergebnis-, Eigenkapital-, Verschuldungs- und Cashflow-Schwankungen. Zur Begrenzung beziehungsweise Ausschaltung dieser Risiken hat E.ON verschiedene Strategien entwickelt, die unter anderem den Einsatz derivativer Finanzinstrumente beinhalten.

3. Kreditrisiken

E.ON ist aufgrund ihrer operativen Geschäftstätigkeit sowie durch den Einsatz von Finanzinstrumenten Kreditrisiken ausgesetzt. Die Überwachung und Steuerung der Kreditrisiken erfolgt durch konzernweit einheitliche Vorgaben zum Kreditrisikomanagement, welche die Identifikation, Bewertung und Steuerung umfassen.

Die nachstehend beschriebene Analyse der risikoreduzierenden Tätigkeiten von E.ON sowie die mittels der Value-at-Risk-(VaR-) und Sensitivitätsanalysen generierten Beträge stellen zukunftsorientierte und somit risikobehaftete und ungewisse Angaben dar. Aufgrund unvorhersehbarer Entwicklungen an den weltweiten Finanzmärkten können sich die tatsächlichen Ergebnisse wesentlich von den angeführten Hochrechnungen unterscheiden. Die in den Risikoanalysen verwendeten Methoden sind nicht als Prognosen zukünftiger Ereignisse oder Verluste anzusehen. So sieht sich E.ON beispielsweise Risiken ausgesetzt, die entweder nicht finanziell oder nicht quantifizierbar sind. Diese Risiken beinhalten hauptsächlich Länder-, Geschäfts-, regulatorische und Rechtsrisiken, die nicht in den folgenden Analysen berücksichtigt wurden.

Risikomanagement im Fremdwährungsbereich

Die E.ON SE übernimmt die Steuerung der Währungsrisiken des Konzerns.

Aufgrund der Beteiligung an geschäftlichen Aktivitäten außerhalb des Euro-Währungsraums entstehen im E.ON-Konzern Translationsrisiken. Durch Wechselkursschwankungen ergeben sich bilanzielle Effekte aus der Umrechnung der Bilanz- und GuV-Positionen der ausländischen Konzerngesellschaften im Konzernabschluss. Die Absicherung von Translationsrisiken erfolgt durch Verschuldung in der entsprechenden lokalen Währung, die gegebenenfalls auch Gesellschafterdarlehen in Fremdwährung beinhaltet. Darüber hinaus werden bei Bedarf derivative Finanzinstrumente eingesetzt. Die Sicherungsmaßnahmen werden als Absicherung einer Nettoinvestition in einen ausländischen Geschäftsbetrieb qualifiziert und im Rahmen des Hedge Accountings gemäß IFRS bilanziell abgebildet. Die Translationsrisiken des Konzerns werden regelmäßig überprüft und der Sicherungsgrad gegebenenfalls angepasst. Maßgrößen sind hierbei der jeweilige Debt Factor, das Netto-Reinvermögen sowie der Unternehmenswert in der Fremdwährung.



Für den E.ON-Konzern bestehen zusätzlich operative und finanzielle Transaktionsrisiken aus Fremdwährungstransaktionen. Die Tochtergesellschaften sind für die Steuerung der operativen Währungsrisiken verantwortlich und grundsätzlich dazu verpflichtet, ihre Währungsrisiken über die E.ON SE abzusichern. Die E.ON SE übernimmt die konzernweite Koordination der Absicherungsmaßnahmen der Konzerngesellschaften und setzt bei Bedarf externe derivative Finanzinstrumente ein. Sie kann angediente Fremdwährungspositionen entweder unmittelbar komplett beziehungsweise teilweise durch externe Geschäfte schließen oder die Position innerhalb genehmigter Limite offenhalten. Der Ein-Tages-Value-at-Risk (95 Prozent Konfidenz) für transaktionale Fremdwährungspositionen betrug zum 31. Dezember 2025 0,1 Mio € (2024: 0,3 Mio €) und wird vor allem durch die Währungen Dänische Krone, Polnischer Zloty und Britisches Pfund bestimmt.

Finanzielle Transaktionsrisiken ergeben sich aus Zahlungen, die aus finanziellen Forderungen und Verbindlichkeiten entstehen. Sie resultieren sowohl aus externen Finanzierungen in verschiedenen Fremdwährungen als auch aus konzerninternen Gesellschafterdarlehen in Fremdwährung. Die finanziellen Transaktionsrisiken werden grundsätzlich gesichert.

Risikomanagement im Zinsbereich

Aus variabel verzinslichen Finanzverbindlichkeiten und zukünftigem (Re-)Finanzierungsbedarf ist E.ON Ergebnisrisiken ausgesetzt. Positionen, die auf Festzinsen basieren, führen hingegen zu Änderungen des Zeitwertes bei Schwankungen des Marktzinsniveaus. E.ON strebt ein ausgeglichenes Fälligkeitsprofil an, wobei sich die Ausrichtung unter anderem an der Art des Geschäftsmodells, an bestehenden Verpflichtungspositionen und an regulatorischen Rahmenbedingungen orientiert. Zur Steuerung werden auch Zinsderivate eingesetzt.

Nach Berücksichtigung von Zinsderivaten und vorhandener Liquidität betrug zum 31. Dezember 2025 der Anteil der variabel

verzinsten oder innerhalb von zwölf Monaten fälligen Kapitalmarktschulden 0 Prozent (2024: 0 Prozent). Die volumengewichtete Durchschnittsverzinsung der Kapitalmarktschulden nach Berücksichtigung von Zinsderivaten betrug 3,2 Prozent zum 31. Dezember 2025 (2024: 3,0 Prozent).

Der E.ON-Konzern hielt zum 31. Dezember 2025 Zinsderivate mit einem Nennwert von 3.123 Mio € (2024: 3.872 Mio €).

Eine Sensitivitätsanalyse wurde für das variabel verzinsliche Fremdkapital und geplante Finanzierungen unter Einbeziehung entsprechender Sicherungen des Zinsrisikos durchgeführt. Eine Veränderung des Zinsniveaus um ± 1 Prozentpunkt (über alle Währungen) würde die Zinsbelastung im Folgejahr um ± 30 Mio € erhöhen beziehungsweise verringern (2024: ± 23 Mio €).

Risikomanagement im Commodity-Bereich

Die physischen Anlagen, die Langfristverträge und der Endkundenvertrieb des E.ON-Portfolios sind aufgrund schwankender Preise von Commodities erheblichen Risiken ausgesetzt. Die Marktpreisrisiken treten für E.ON insbesondere in den folgenden Commodity-Bereichen auf: Strom, Gas sowie Herkunftsnachweise und Emissionszertifikate.

Ziel des Risikomanagements für den Commodity-Bereich ist es, durch physische und finanzielle Transaktionen den Wert des Portfolios zu optimieren und gleichzeitig die potenziellen negativen Abweichungen vom angestrebten EBITDA und vom OCF zu reduzieren.

Im Rahmen der regulären Betriebsabläufe der zugrunde liegenden Energieproduktion und der Vertriebsaktivitäten sind die einzelnen E.ON-Management-Einheiten den Unsicherheiten der Marktpreisentwicklung ausgesetzt, was die operativen Ergebnisse beeinflusst. Die an externen Commodity-Märkten abgeschlossenen Handelsgeschäfte tragen zu einer Reduzierung der vertriebsgetriebenen offenen Commodity-Position bei und

stehen mit der genehmigten Commodity-Hedging-Strategie in Einklang.

Es werden in einem geringen Umfang Eigenhandelsgeschäfte in separaten Handelsbüchern eingegangen, welche mit Risikometriken und Governance streng überwacht und limitiert werden. Die Prozesse und operativen Steuerungsmodelle im Rahmen des Handelssystems werden durch die lokalen Marktrisiko-Teams überwacht und zentral durch den Risikomanagementbereich gesteuert.

Die Tochtergesellschaft E.ON Energy Markets GmbH (EEM) fungiert als zentrale Schnittstelle zu den Großhandelsmärkten. Der Hauptzweck von EEM besteht darin, die Rohstoffpositionen von E.ON zu konsolidieren und zu optimieren, Preisrisiken aus dem Vertriebsgeschäft zu reduzieren und die Kredit- und Marginrisiken zu diversifizieren.

Der E.ON-Konzern hielt zum 31. Dezember 2025 vor allem strom- und gasbezogene Derivate mit einem Nennwert von 42.029 Mio € (2024: 49.242 Mio €). Davon entfallen auf strombezogene Derivate 13.147 Mio € (2024: 15.398 Mio €) und auf gasbezogene Derivate 28.608 Mio € (2024: 33.692 Mio €).

Wesentliche Grundlage des Risikomanagementsystems im Commodity-Bereich sind die konzernweit gültige Richtlinie für den Umgang mit Commodity-Risiken und entsprechende interne Richtlinien der Einheiten. Dort sind die Risikokontrollgrundsätze für das Risikomanagement im Commodity-Bereich, Mindestanforderungen, klare Führungsstrukturen und operative Verantwortlichkeiten festgelegt.

Eine Berichterstattung über die konzernweite Entwicklung der Risiken und offenen Positionen aus dem Commodity-Bereich an die Mitglieder des Risikokomitees findet quartärllich statt.

Eine hypothetische Änderung der Marktpreise zum Bilanzstichtag um +10 Prozent beziehungsweise -10 Prozent würde bei den strombezogenen Derivaten zu einer theoretischen



Marktwerthöhung und einer Ertragserfassung von 637 Mio € beziehungsweise einer Marktwertverringerung und einer Aufwandserfassung von 638 Mio € führen (2024: Ertragserfassung von 751 Mio € beziehungsweise Aufwandserfassung von 771 Mio €). Eine entsprechende hypothetische Änderung würde bei den gasbezogenen Derivaten zu einer theoretischen Marktwerthöhung und einer Ertragserfassung von 171 Mio € beziehungsweise einer Marktwertverringerung und einer Aufwandserfassung von 172 Mio € führen (2024: Ertragserfassung von 376 Mio € beziehungsweise Aufwandserfassung von 376 Mio €). Bei einer hypothetischen Änderung der Marktpreise zum Bilanzstichtag um +10 Prozent beziehungsweise -10 Prozent würden auf strombezogene Derivate im Hedge Accounting eine theoretische Marktwerthöhung und eine ergebnisneutrale Ertragserfassung von 2 Mio € (2024: 8 Mio €) beziehungsweise eine Marktwertverringerung und eine ergebnisneutrale Aufwandserfassung von 2 Mio € (2024: 7 Mio €) im sonstigen Ergebnis entfallen. Bei einer hypothetischen Änderung der Marktpreise zum Bilanzstichtag um +10 Prozent beziehungsweise -10 Prozent würden auf gasbezogene Derivate im Hedge Accounting eine theoretische Marktwerthöhung und eine ergebnisneutrale Ertragserfassung von 6 Mio € (2024: 5 Mio €) beziehungsweise eine Marktwertverringerung und eine ergebnisneutrale Aufwandserfassung von 6 Mio € (2024: 5 Mio €) im sonstigen Ergebnis entfallen.

Kreditrisikomanagement

Um Kreditrisiken aus der operativen Geschäftstätigkeit sowie dem Einsatz von Finanzinstrumenten zu minimieren, werden Transaktionen nur mit Geschäftspartnern geschlossen, welche die internen Mindestanforderungen erfüllen. Auf Basis von internen und externen (sofern verfügbar) Bonitätseinstufungen werden Limite für das maximale Kreditrisiko vergeben. Der Prozess der Limitvergabe und -überwachung erfolgt dabei im Rahmen von Mindestvorgaben, basierend auf einer konzernweiten Kreditrisikomanagement-Richtlinie. Nicht vollumfassend in diesem Prozess enthalten sind Langfristverträge des operativen Geschäfts

und Transaktionen des Assetmanagements. Diese werden auf Ebene der zuständigen Einheiten gesondert überwacht.

Grundsätzlich sind die jeweiligen Konzerngesellschaften für das Kreditrisikomanagement des operativen Geschäfts verantwortlich. In Abhängigkeit von der Art der Geschäftstätigkeit und der Höhe des Kreditrisikos findet eine ergänzende Überwachung und Steuerung des Kreditrisikos sowohl durch die Einheiten als auch durch die Konzernleitung statt. Das Risikokomitee wird regelmäßig über die Höhe der Kreditlimite sowie deren Auslastung informiert. Eine intensive, standardisierte Überwachung von quantitativen und qualitativen Frühwarnindikatoren sowie ein enges Monitoring der Bonität von Geschäftspartnern versetzen das Kreditrisikomanagement von E.ON in die Lage, frühzeitig risikominimierend zu agieren.

Soweit möglich, werden im Rahmen des Kreditrisikomanagements mit Geschäftspartnern Sicherheiten zur Minderung des Kreditrisikos verhandelt. Als Sicherheiten werden vor allem Garantien der jeweiligen Mutterunternehmen, Patronatserklärungen oder der Nachweis von Gewinnabführungsverträgen in Verbindung mit einem Letter of Awareness akzeptiert. Darüber hinaus werden in geringerem Umfang Bankgarantien beziehungsweise Bankbürgschaften und die Hinterlegung von Barmitteln und Wertpapieren als Sicherheiten zur Reduzierung des Kreditrisikos eingefordert. Im Rahmen der Risikosteuerung wurden für die Limitvergabe insgesamt Sicherheiten der vorgenannten Formen in Höhe von 6,0 Mrd € (2024: 4,7 Mrd €) zur Anwendung gebracht. Das im Verlauf des Jahres 2025 weiterhin vergleichsweise stabile Preisniveau an den Großhandelsmärkten führt zu entsprechend stabilen anzurechnenden und berücksichtigenden Besicherungsbeträgen.

Derivative Finanzinstrumente werden im Allgemeinen auf der Grundlage von Standardverträgen abgeschlossen, bei denen eine Aufrechnung (Netting) aller offenen Transaktionen mit den Geschäftspartnern möglich ist. Zur weiteren Reduzierung des Kreditrisikos werden insbesondere für Derivategeschäfte mit

ausgewählten Banken bilaterale Collateral-Vereinbarungen getroffen. Das aus bilateralen Collateral-Vereinbarungen und Börsenclearing resultierende Verschuldungs- und Liquiditätsrisiko wird limitiert und regelmäßig überwacht. Die konsequente Steuerung des Liquiditätsrisikos bleibt insbesondere vor dem Hintergrund der immer noch möglichen Energiepreisvolatilitäten ein wichtiger Bestandteil des Risikomanagements bei E.ON.

Bei mit Börsen abgeschlossenen Termin- und Optionskontrakten mit einem Nominalwert von insgesamt 19.017 Mio € (2024: 22.764 Mio €) bestehen zum Bilanzstichtag keine Kreditrisiken. Für die übrigen Finanzinstrumente entspricht das maximale Ausfallrisiko ihren Buchwerten.

Bei E.ON erfolgt die Anlage liquider Mittel grundsätzlich bei Banken mit guter Bonität, in Geldmarktfonds mit erstklassigem Rating oder in kurzfristigen Wertpapieren (zum Beispiel Commercial Paper) von Emittenten mit hoher Kreditwürdigkeit. Darüber hinaus wird in Anleihen von öffentlichen und privaten Emittenten investiert. Konzernunternehmen, die aufgrund rechtlicher Beschränkungen nicht in das Cashpooling einbezogen sind, legen Gelder bei führenden lokalen Banken an. Neben der standardisierten Bonitätsprüfung und Limitherleitung werden die CDS-(Credit-Default-Swap-)Level der Banken sowie anderer wesentlicher Geschäftspartner täglich überwacht.

Assetmanagement

Zum Zweck der Finanzierung langfristiger Zahlungsverpflichtungen, unter anderem auch von Entsorgungsverpflichtungen (siehe [Textziffer 25 →](#)), beziehungsweise als Geldanlage wurden per 31. Dezember 2025 vorwiegend von inländischen Konzerngesellschaften Kapitalanlagen in Höhe von insgesamt 1,6 Mrd € (2024: 2,1 Mrd €) gehalten.

Für dieses Finanzvermögen wird eine „Akkumulationsstrategie“ (Total-Return-Ansatz) verfolgt mit einer breiten Diversifikation



über unterschiedliche Assetklassen wie Geldmarkt, Renten, Aktien und alternative Anlageklassen wie Immobilien. Der Großteil des Vermögens wird in Investmentfonds angelegt, die von externen Fondsmanagern verwaltet werden. Die fortlaufende Überwachung des Gesamtrisikos und der einzelnen Fondsmanager erfolgt durch das Konzern-Assetmanagement der E.ON SE, das Teil des Finanzbereichs der E.ON SE ist. Der Drei-Monats-Value-at-Risk mit einem Konfidenzintervall von 98 Prozent beträgt für dieses Finanzvermögen insgesamt 12 Mio € (2024: 29 Mio €). Der Rückgang des Value-at-Risk im Vergleich zum Vorjahr ist auf die deutliche Reduktion der Assets zurückzuführen.

32 Leasing

E.ON als Leasingnehmer

E.ON tritt als Leasingnehmer insbesondere in den Bereichen Netze und Netzanlagen, Grundstücke und Gebäude sowie Fuhrpark in Erscheinung. Die Leasingverhältnisse werden nach dem Nutzungsrechtsmodell gemäß IFRS 16 erfasst. Die tabellarische Darstellung der Entwicklung der Nutzungsrechte nach Assetklassen ist der **Textziffer 14 →** zu entnehmen. Der Restbuchwert der Nutzungsrechte zum Bilanzstichtag 31. Dezember 2025 in Höhe von 2.807 Mio € (2024: 2.943 Mio €) verringerte sich gegenüber dem Vorjahr um 136 Mio € (2024: erhöhte sich um 233 Mio €). Die Verminderung geht im Wesentlichen auf die Entkonsolidierung der NEW-Gruppe zurück. Die Abschreibungen der Nutzungsrechte in Höhe von 469 Mio € (2024: 445 Mio €) verzeichneten gegenüber dem Vorjahr eine leichte Erhöhung.

Insbesondere für Immobilienleasingverhältnisse werden zur Sicherstellung der unternehmerischen Flexibilität Verlängerungs- und Kündigungsoptionen vereinbart. Bei der Bestimmung der Laufzeit der Leasingverhältnisse werden sämtliche Umstände und Tatsachen berücksichtigt, die einen Einfluss auf die Ausübung einer Verlängerungsoption oder Nichtausübung einer Kündigungsoption haben. Bei der Bestimmung der Leasingverbindlichkeit und korrespondierend der Nutzungsrechte werden alle hinreichend sicheren Zahlungsmittelabflüsse berücksichtigt. Zum 31. Dezember 2025 wurden mögliche zukünftige Mittelabflüsse in Höhe von 202 Mio € (2024: 193 Mio €) nicht in der Leasingverbindlichkeit berücksichtigt, da nicht hinreichend sicher ist, dass die Leasingverträge verlängert beziehungsweise nicht gekündigt werden. Mögliche künftige Zahlungsmittelabflüsse für Leasingvereinbarungen, die unter Einhaltung bestimmter Fristen ohne Strafzahlung von beiden Vertragsparteien kündbar sind, werden aufgrund höherer Unsicherheiten in diesem Betrag nicht berücksichtigt.

Variable Leasingzahlungen fallen nur in unwesentlichem Umfang an und Restwertgarantien werden von E.ON grundsätzlich nicht abgegeben.

Aus Leasingverhältnissen, die E.ON als Leasingnehmer eingegangen ist, die aber noch nicht begonnen haben, ergeben sich künftige mögliche Zahlungsmittelabflüsse über die erwartete Laufzeit in Höhe von 54 Mio € (2024: 55 Mio €), im Wesentlichen bei Energy Networks Deutschland.

Die bestehenden Leasingverbindlichkeiten enthalten keine Covenants-Klauseln, die an bilanzielle Kennzahlen gekoppelt sind.

Den Nutzungsrechten stehen zum Bilanzstichtag 31. Dezember 2025 Leasingverbindlichkeiten mit einem Barwert von 3.072 Mio € (2024: 3.191 Mio €) gegenüber. Der Ausweis erfolgt unter den Finanzverbindlichkeiten (vergleiche **Textziffer 26 →**); der kurzfristige Anteil der Leasingverbindlichkeiten beträgt 409 Mio € (2024: 386 Mio €). Die Fälligkeitsstruktur der zukünftigen Zahlungsverpflichtungen aus Leasingverträgen ist der **Textziffer 31 →** zu entnehmen. Aufgrund der in Anspruch genommenen Erleichterungsvorschriften ist der Ansatz eines Nutzungsrechts bei geringwertigen Leasingverhältnissen und Leasingverhältnissen mit einer Laufzeit von weniger als zwölf Monaten nicht notwendig. Stattdessen wird ein Leasingaufwand erfasst. Folgende Beträge werden im Geschäftsjahr in der Gewinn- und Verlustrechnung im Zusammenhang mit Leasingverhältnissen ausgewiesen:

E.ON als Leasingnehmer – Effekte in der Gewinn- und Verlustrechnung

in Mio €	2025	2024
Aufwand für kurzfristige Vereinbarungen mit einer Laufzeit von weniger als zwölf Monaten	14	15
Aufwand für Leasingverhältnisse von geringem Wert, die nicht in den oben genannten kurzfristigen Leasingverhältnissen enthalten sind	17	15
Aufwand aus variablen Leasingraten	12	10
Zinsaufwendungen für Leasingverbindlichkeiten	219	206
Erträge aus Subleasingverhältnissen	4	1
Gewinn/Verlust aus Sale-and-Leaseback-Transaktionen	3	–



Die für das nächste Berichtsjahr eingegangenen Verpflichtungen aus kurzfristigen Vereinbarungen mit einer Laufzeit von weniger als zwölf Monaten weichen nicht wesentlich von den Aufwendungen des aktuellen Berichtsjahres ab.

Im Berichtsjahr ergab sich ein Zahlungsmittelabfluss aus Leasingvereinbarungen von insgesamt 690 Mio € (2024: 623 Mio €), der mit einem Betrag von 269 Mio € (2024: 247 Mio €) dem operativen Cashflow zugerechnet wird. Darin enthalten sind der Leasingaufwand für die kurzfristigen und geringwertigen Leasingvereinbarungen sowie der Aufwand aus variablen Leasingraten und der Zinsaufwand der Periode. Die Zahlungen, die der Tilgung der Leasingverbindlichkeit zugerechnet werden, sind im Cashflow aus Finanzierungstätigkeit in Höhe von 421 Mio € (2024: 377 Mio €) erfasst.

E.ON als Leasinggeber

In geringem Umfang agiert E.ON auch als Leasinggeber. Im Bereich der Finance-Leasingverhältnisse werden technische Anlagen, insbesondere Energieerzeugungs- und Batteriespeicheranlagen, den Kunden zur Nutzung überlassen.

Im Bereich der Operating-Leasingverhältnisse sind die Vermögenswerte, die zur Nutzung überlassen werden, im Wesentlichen Stromverteilungsanlagen zuzurechnen. Es bestehen keine wesentlichen Risiken im Zusammenhang mit zurückbehaltenen Rechten an den zeitweise zur Nutzung überlassenen Vermögenswerten, sodass besondere Risikomanagement-Strategien nicht notwendig sind. Nur vereinzelt werden als zusätzliche Absicherung Restwertgarantien vertraglich vereinbart.

Der Barwert der Mindestleasingzahlungen wird unter den Forderungen aus Finance-Leasingverhältnissen ausgewiesen (vergleiche **Textziffer 17** →). Der kurzfristige Anteil beträgt 27 Mio € (2024: 29 Mio €). Im Berichtszeitraum hat sich keine wesentliche Änderung der Nettoinvestition ergeben. Die Nominal-

und Barwerte der Leasingzahlungen weisen die folgenden Fälligkeiten auf:

E.ON als Leasinggeber – Finanzierungsleasing

in Mio €	Nicht diskontierte Leasingzahlungen		Noch nicht realisierter Zinsertrag		Abgezinst nicht garantierter Restwert		Barwert der Mindestleasing- zahlungen	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Fälligkeit bis 1 Jahr	44	48	17	18	–	–	27	29
Fälligkeit über 1 Jahr bis 2 Jahre	41	41	18	16	–	–	23	26
Fälligkeit über 2 Jahre bis 3 Jahre	40	37	16	14	–	8	24	30
Fälligkeit über 3 Jahre bis 4 Jahre	37	36	14	13	9	–	31	23
Fälligkeit über 4 Jahre bis 5 Jahre	32	32	12	12	–	9	20	30
Fälligkeit über 5 Jahre	189	134	50	32	8	3	147	104
Summe	383	328	127	105	17	20	272	242

Für die Berichtsperiode ergeben sich die folgenden Auswirkungen aus der Leasinggebertätigkeit:

E.ON als Leasinggeber – Effekte in der Gewinn- und Verlustrechnung

in Mio €	2025	2024
Finance-Lease-Verhältnisse		
Gewinn/Verlust aus der Veräußerung von Vermögenswerten	3	–
Finanzierungserträge aus der Nettoinvestition	18	18
Erträge aus variablen Leasingraten	5	4
Operating-Lease-Verhältnisse		
Erträge aus Leasing	106	95
davon Erträge aus variablen Leasingraten	2	1

Die Zahlungsmittelzuflüsse aus Operating-Leasingverhältnissen werden dem operativen Cashflow vor Zinsen und Steuern zugerechnet. Entsprechendes gilt für Zuflüsse aus Finance-

Leasingverhältnissen aus variablen Leasingraten. Die Zahlungseingänge, die als Finanzierungserträge aus der Nettoinvestition erfasst werden, erhöhen den operativen Cashflow.

Aus bestehenden Operating-Leasingverhältnissen werden künftig folgende Einzahlungen erwartet:

E.ON als Leasinggeber – Operating Lease

in Mio €	Nicht diskontierte Leasingzahlungen	
	2025	2024
Fälligkeit bis 1 Jahr	100	87
Fälligkeit über 1 Jahr bis 2 Jahre	87	74
Fälligkeit über 2 Jahre bis 3 Jahre	85	69
Fälligkeit über 3 Jahre bis 4 Jahre	86	69
Fälligkeit über 4 Jahre bis 5 Jahre	87	65
Fälligkeit über 5 Jahre	135	122
Summe	580	486

33 Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen und Personen

Im Rahmen der normalen Geschäftstätigkeit steht E.ON mit zahlreichen Unternehmen im Lieferungs- und Leistungsaustausch. Darunter befinden sich als nahestehende Unternehmen insbesondere at equity bewertete assoziierte Unternehmen und deren Tochterunternehmen. Forderungen und Verbindlichkeiten bestehen überwiegend aus Leasingverpflichtungen aus Rückpachtmodellen sowie aus dem Liefer- und Leistungsverkehr. Weiterhin sind als nahestehende Unternehmen auch Gemeinschaftsunternehmen sowie nicht vollkonsolidierte Tochterunternehmen berücksichtigt. Mit nahestehenden Unternehmen wurden Transaktionen getätigt, die sich im Berichts- und Vorjahr wie folgt ausgewirkt haben:

Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen

in Mio €	2025	2024
Erträge	2.541	2.262
Assoziierte Unternehmen	1.550	1.382
Gemeinschaftsunternehmen	716	600
Sonstige nahestehende Unternehmen	275	280
Aufwendungen	1.428	1.465
Assoziierte Unternehmen	600	635
Gemeinschaftsunternehmen	197	167
Sonstige nahestehende Unternehmen	632	663
Forderungen	1.021	847
Assoziierte Unternehmen	450	352
Gemeinschaftsunternehmen	191	66
Sonstige nahestehende Unternehmen	380	428
Verbindlichkeiten	2.173	2.481
Assoziierte Unternehmen	1.024	1.077
Gemeinschaftsunternehmen	671	799
Sonstige nahestehende Unternehmen	477	606
Rückstellungen	7	7
Assoziierte Unternehmen	4	4
Gemeinschaftsunternehmen	3	3
Sonstige nahestehende Unternehmen	–	–

Im Jahr 2025 erzielte E.ON Erträge aus Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen aus Lieferungen von Gas und Strom an Vertriebspartner und kommunale Unternehmen, insbesondere an Stadtwerke. Die Geschäftsbeziehungen zu diesen Unternehmen unterscheiden sich grundsätzlich nicht von jenen Beziehungen, die mit kommunalen Unternehmen ohne Beteiligung von E.ON bestehen. Aufwendungen mit nahestehenden Unternehmen entstehen vor allem durch Strom- und Gasbezüge sowie auch durch Betriebsführungsentgelte, IT-Leistungen und Fremdleistungen.

In den Verbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen sind zum Bilanzstichtag 47 Mio € (2024: 51 Mio €) aus Lieferungs- und Leistungsbeziehungen sowie Gesellschafterdarlehen mit Gemeinschafts-Kernkraftwerken enthalten. Die Gesellschafterdarlehen haben keine feste Laufzeit und werden mit 1,0 Prozent (2024: 1,0 Prozent) verzinst. E.ON hat mit diesen Kraftwerken unverändert einen Kostenübernahmevertrag sowie einen Vertrag über Strombezug zu einem Tarif auf Basis der Kosten zuzüglich einer Marge abgeschlossen. Die Abrechnung dieser Transaktionen erfolgt hauptsächlich über Verrechnungskonten.

Nach IAS 24 sind zudem die Leistungen anzugeben, die dem Management in Schlüsselpositionen (Vorstandsmitglieder und Mitglieder des Aufsichtsrats der E.ON SE) im Berichtsjahr gewährt wurden.

Der Gesamtaufwand für das Geschäftsjahr 2025 für die Mitglieder des Vorstands beträgt 30,8 Mio € (2024: 23,0 Mio €).

Der Aufwand für kurzfristig fällige Leistungen beträgt 11,7 Mio € (2024: 11,6 Mio €) und 0,1 Mio € (2024: 0,1 Mio €) für Leistungen nach Beendigung des Dienstverhältnisses (service costs).

Der nach den Maßgaben von IFRS 2 ermittelte Aufwand für die im Geschäftsjahr bestehenden Zusagen aus aktienbasierten Vergütungen beträgt 19,1 Mio € (2024: 11,3 Mio €).

Zum Bilanzstichtag beliefen sich die Rückstellungen für diese Zusagen auf 30,5 Mio € (2024: 24,3 Mio €).

Der Aufwand für die Vergütung der Mitglieder des Aufsichtsrats beträgt 4,3 Mio € (2024: 4,2 Mio €).



34 Segmentberichterstattung

Beschreibung der Segmente

Der von der Konzernleitung in Essen geführte E.ON-Konzern ist in die nachfolgend beschriebenen Berichtssegmente, die nach IFRS 8 berichtet werden, gegliedert. Dabei sind im Geschäftsfeld Energy Networks jeweils einige operative Aktivitäten, die von untergeordneter Bedeutung sind, ähnliche ökonomische Merkmale aufweisen und in Bezug auf Kundenstruktur, Produkte und Vertriebswege vergleichbar sind, in die nicht separat berichtspflichtigen Segmente Zentral-Osteuropa und Süd-Osteuropa zusammengefasst.

Energy Networks

Deutschland

In diesem Segment werden die Verteilnetze für Strom und Gas und die damit verbundenen Aktivitäten in Deutschland zusammengefasst.

Schweden

Das Segment umfasst das Geschäft mit Stromnetzen in Schweden.

Zentral-Osteuropa

In diesem zusammengefassten Berichtssegment werden die Verteilnetzaktivitäten in Tschechien und Polen sowie die At-equity-Beteiligung Východoslovenská energetika Holding a.s. in der Slowakei zusammengefasst.

Süd-Osteuropa

In diesem zusammengefassten Berichtssegment werden die Verteilnetzaktivitäten in Ungarn, Kroatien und Rumänien sowie die At-equity-Beteiligung Enerjisa Enerji in der Türkei zusammengefasst.

Energy Infrastructure Solutions

In diesem Segment wird die Entwicklung von Energielösungen für Kunden in Deutschland, Großbritannien, Schweden, Dänemark, Italien, Tschechien, Ungarn, Polen, den Niederlanden, Kroatien und Slowenien zusammengefasst. Das berichtspflichtige Segment Energy Infrastructure Solutions entwickelt integrierte, nachhaltige Energielösungen, um Städte und Gemeinden sowie Gewerbe- und Industriekunden nachhaltig mit Wärme, Strom, Dampf und Kälte zu versorgen.

Energy Retail

Deutschland

Dieses Segment umfasst die Versorgung unserer Kundinnen und Kunden in Deutschland mit Strom und Gas sowie den Vertrieb von Produkten und Dienstleistungen zur Steigerung der Energieeffizienz, Energieautarkie und Elektromobilität.

Großbritannien

In diesem Segment werden die Vertriebsaktivitäten und Kundenlösungen in Großbritannien ausgewiesen.

Niederlande

Das Segment umfasst den Vertrieb von Strom und Gas sowie Kundenlösungen in den Niederlanden.

Sonstige

Das Segment umfasst die Vertriebsaktivitäten in Schweden, Italien, Tschechien, Ungarn, Kroatien, Rumänien und Polen. Darüber hinaus ist hier auch die zentrale Commodity-Beschaffungseinheit des E.ON-Konzerns, die E.ON Energy Markets GmbH, enthalten.

Corporate Functions/Other

Corporate Functions/Other beinhaltet die E.ON SE selbst und die direkt bei der E.ON SE geführten Beteiligungen. Hauptaufgabe der Konzernleitung ist die Führung des E.ON-Konzerns. Dazu zählen die strategische Weiterentwicklung des Konzerns sowie die Steuerung und Finanzierung des bestehenden Geschäftsportfolios. Daneben werden hier auch die internen Dienstleister des E.ON-Konzerns ausgewiesen. Zudem wird das Nicht-Kerngeschäft im Bereich Corporate Functions/Other ausgewiesen. Das Nicht-Kerngeschäft umfasst die nicht strategischen Aktivitäten des E.ON-Konzerns, wie den Rückbau der deutschen Kernkraftwerke, die von der operativen Einheit PreussenElektra gesteuert werden, und das Erzeugungsgeschäft in der Türkei.



Segmentinformationen nach Bereichen

in Mio €	Energy Networks		Energy Infrastructure Solutions		Energy Retail		Corporate Functions/Other		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Außenumsatz	23.245	20.691	2.803	2.677	52.405	56.503	251	248	–	–	78.704	80.119
Innenumsatz	6.055	6.256	1.058	1.098	1.758	2.356	1.075	1.043	-9.946	-10.753	0	0
Umsatzerlöse	29.300	26.947	3.861	3.775	54.163	58.859	1.326	1.291	-9.946	-10.753	78.704	80.119
Bereinigtes EBITDA¹	7.695	6.868	588	558	1.697	1.813	-136	-183	5	-7	9.849	9.049
<i>Darin Umsatzerlöse²</i>	29.300	26.947	3.861	3.775	55.616	64.875	1.297	1.259	-9.947	-10.753	80.127	86.103
<i>Darin Materialaufwand³</i>	-17.294	-16.631	-2.338	-2.400	-49.316	-58.248	-900	-927	8.592	9.481	-61.256	-68.725
<i>Darin Equity-Ergebnis⁴</i>	487	514	13	17	4	9	134	130	–	–	638	670
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	8.047	6.379	597	405	1.276	1.397	-884	-841	-3	3	9.033	7.343
Investitionen	7.023	5.834	895	969	480	547	112	152	-1	-3	8.509	7.499
<i>Darin Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	6.791	5.738	756	788	331	380	64	68	-2	-3	7.940	6.971

1 Bereinigt um nichtoperative Effekte.

2 Bereinigung der Umsatzerlöse (IFRS-Wert 2025: 78.704 Mio €; IFRS-Wert 2024: 80.119 Mio €) um nichtoperative Effekte in Höhe von 1.423 Mio € (2024: 5.984 Mio €), insbesondere aus Realisationseffekten aus Commodity Derivaten.

3 Bereinigung des Materialaufwands (IFRS-Wert 2025: -58.962 Mio €; IFRS-Wert 2024: -58.990 Mio €) um nichtoperative Effekte in Höhe von -2.294 Mio € (2024: -9.735 Mio €), insbesondere aus Realisationseffekten aus Commodity Derivaten.

4 Bereinigung des Ergebnisses aus at equity bewerteten Unternehmen (IFRS-Wert: 350 Mio €; 2024: 258 Mio €) um nichtoperative Effekte in Höhe von 288 Mio € (2024: 412 Mio €), insbesondere aus der Anwendung von IAS 29 in der Türkei.

Segmentinformationen Energy Networks

in Mio €	Deutschland		Schweden		Zentral-Osteuropa ¹		Süd-Osteuropa ¹		Konsolidierung		Energy Networks	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Außenumsatz	19.391	16.905	1.302	1.179	846	970	1.706	1.637	–	–	23.245	20.691
Innenumsatz	5.077	5.333	7	7	482	461	497	457	-8	-2	6.055	6.256
Umsatzerlöse	24.468	22.238	1.309	1.186	1.328	1.431	2.203	2.094	-8	-2	29.300	26.947
Bereinigtes EBITDA²	5.241	5.008	799	714	748	632	907	514	–	–	7.695	6.868
<i>Darin Umsatzerlöse²</i>	24.468	22.238	1.309	1.186	1.328	1.431	2.203	2.093	-8	-1	29.300	26.947
<i>Darin Materialaufwand²</i>	-15.514	-14.247	-349	-332	-487	-721	-944	-1.333	–	2	-17.294	-16.631
<i>Darin Equity-Ergebnis²</i>	299	341	–	–	110	82	79	91	-1	–	487	514
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	5.471	4.717	876	737	864	597	836	329	–	-1	8.047	6.379
Investitionen	5.344	4.361	588	520	505	463	586	489	–	1	7.023	5.834
<i>Darin Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	5.112	4.266	588	519	505	463	586	489	–	1	6.791	5.738

1 Zusammengefasstes Berichtssegment.

2 Bereinigt um nichtoperative Effekte.



Segmentinformationen Energy Retail

in Mio €	Deutschland		Großbritannien		Niederlande		Sonstige		Konsolidierung		Energy Retail	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Außenumsatz	17.934	20.023	14.524	16.476	2.765	2.759	17.182	17.245	–	–	52.405	56.503
Innenumsatz	5.510	7.702	4.356	4.174	1.959	2.960	22.942	27.336	-33.009	-39.816	1.758	2.356
Umsatzerlöse	23.444	27.725	18.880	20.650	4.724	5.719	40.124	44.581	-33.009	-39.816	54.163	58.859
Bereinigtes EBITDA¹	803	751	368	552	175	192	352	318	-1	–	1.697	1.813
Darin Umsatzerlöse ¹	23.520	28.057	18.880	20.650	4.650	5.691	41.575	50.294	-33.009	-39.817	55.616	64.875
Darin Materialaufwand ¹	-20.902	-25.676	-17.386	-18.910	-3.745	-4.727	-40.295	-48.754	33.012	39.819	-49.316	-58.248
Darin Equity-Ergebnis ¹	–	–	–	1	–	5	4	3	–	–	4	9
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	628	230	333	243	210	74	104	850	1	–	1.276	1.397
Investitionen	105	123	37	10	82	129	258	285	-2	–	480	547
Darin Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	89	84	19	10	81	94	143	193	-1	-1	331	380

1 Bereinigt um nichtoperative Effekte.

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung vom operativen Cashflow vor Zinsen und Steuern zum operativen Cashflow fortgeführter Aktivitäten:

Überleitung des operativen Cashflows¹

in Mio €	2025	2024
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	9.033	7.343
Zinszahlungen	-1.202	-928
Ertragsteuerzahlungen	-828	-742
Operativer Cashflow aus der Geschäftstätigkeit	7.003	5.673

1 Operativer Cashflow aus fortgeführten Aktivitäten.

Überleitung Bereinigtes EBITDA

Zur internen Steuerung und als wichtigster Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts wurde bei E.ON im Jahre 2025 ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen („bereinigtes EBITDA“) verwendet.

Der E.ON-Vorstand ist überzeugt, dass das bereinigte EBITDA die geeignete Kennzahl für die Bestimmung des Erfolgs des E.ON-

Geschäfts ist, weil diese Kennzahl den operativen Ertrag einzelner Geschäfte unabhängig von nichtoperativen Einflüssen sowie Zinsen, Steuern und Abschreibungen darstellt.

Beim bereinigten EBITDA handelt es sich um eine Non-IFRS-Finanzkennzahl, die gemäß IFRS 8 auf eine IFRS-Kennzahl überzuleiten ist.

Das unbereinigte Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen („EBITDA“) ist das um Steuern vom Einkommen und vom Ertrag, das Finanz- und Beteiligungsergebnis sowie Ab- und Zuschreibungen korrigierte Ergebnis des E.ON-Konzerns gemäß den IFRS-Standards. Zur Erhöhung der Aussagekraft als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft des E.ON-Geschäfts wird das unbereinigte Ergebnis vor Steuern, Zinsen und Abschreibungen um bestimmte nichtoperative Effekte bereinigt.

Die nichtoperativen Ergebniseffekte, um die das EBITDA bereinigt wird, umfassen insbesondere Erträge und Aufwendungen aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von unrealisierten Commodity-Derivaten sowie damit in Zusammenhang stehenden Rückstellungen für Drohverluste und, soweit von wesentlicher Bedeutung, Buchgewinne/-verluste, bestimmte Aufwendungen für Restrukturierung, außerplanmäßige

Wertberichtigungen/Wertaufholungen auf Beteiligungen an verbundenen oder assoziierten Unternehmen und sonstige nichtoperative Ergebnisbeiträge. Seit 2022 wird IAS 29 aufgrund der Hyperinflation in der Türkei angewendet und die ergebniswirksamen Effekte ebenfalls im sonstigen nichtoperativen Ergebnis gezeigt.

Darüber hinaus werden Effekte aus der stichtagsbezogenen Bewertung bestimmter Rückstellungen im nichtoperativen Ergebnis ausgewiesen. Des Weiteren sind Effekte aus der Folgebewertung von stillen Reserven und Lasten im Zusammenhang mit der innogy-Kaufpreisverteilung enthalten.

Die Netto-Buchverluste in Höhe von -359 Mio € (Vorjahr: -15 Mio €) resultierten im Wesentlichen aus der Entkonsolidierung der NEW-Gruppe. Gegenläufig wirkten die Veräußerung und Entkonsolidierung von zwei Beteiligungen im Geschäftsfeld Energy Networks sowie Verschmelzungen von Beteiligungen in den Geschäftsfeldern Energy Infrastructure Solutions und Energy Retail.

Das Ergebnis aus der Bewertung der derivativen Finanzinstrumente verschlechterte sich im Vergleich zum Vorjahr um -5.256 Mio € auf -890 Mio €. Dieser negative Effekt resultierte



im Wesentlichen aus einer höheren Realisierung von Marktwerten im Zusammenhang mit Commodity-Derivaten. Zudem wirkten sich die seit Jahresanfang gesunkenen Commodity-Preise negativ auf die Marktwerte im Vergleich zum Vorjahr aus.

Im sonstigen nichtoperativen Ergebnis sind im Wesentlichen bestimmte Aufwendungen im Zusammenhang mit der Anwendung von IAS 29 innerhalb der Equity-Bewertung bei den türkischen Beteiligungen, der Ergebnisbeitrag der PreussenElektra sowie positive Währungsumrechnungseffekte enthalten.

Außerdem sind in den nichtoperativen Ergebnisbestandteilen des EBITDA noch Aufwendungen für die Fortschreibung stiller Reserven und Lasten aus der innogy-Transaktion enthalten. Im Geschäftsjahr 2025 fielen separat ausgewiesene Abschreibungen im Zusammenhang mit der Verteilung des Kaufpreises für innogy an.

Der Rückgang der nichtoperativen Abschreibungen von -782 Mio € auf -191 Mio € resultierte im Wesentlichen aus dem Wegfall der im Vorjahr getätigten Wertberichtigung auf den Goodwill im Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions. Im Berichtsjahr beinhalten die nichtoperativen Abschreibungen im Wesentlichen Abschreibungen auf Finanzanlagen, Überspannungsrechte sowie Bauten und technische Anlagen.

Das nichtoperative Zinsergebnis hat sich im Vergleich zum Vorjahr um 150 Mio € auf einen Ertrag in Höhe von 289 Mio € verbessert. Ein weiterer Anstieg des Diskontierungszinssatzes führte zu Erträgen aus der Diskontierung langfristiger Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen und Rückstellungen für Bergschäden. Der positive Effekt aus dem Unterschied zwischen der Nominalverzinsung und der aufgrund der Kaufpreisallokation angepassten Effektivverzinsung ehemaliger innogy-Anleihen in Höhe von 142 Mio € ist weiterhin Bestandteil des nichtoperativen Zinsergebnisses (Vorjahr: 147 Mio €).

Das nichtoperative Steuerergebnis im Berichtszeitraum beinhaltet Steuererträge aufgrund negativer Ergebnisse im Zusammenhang

mit derivativen Finanzinstrumenten, Änderungen des Ansatzes von aktiven latenten Steuern sowie Neubewertungseffekte latenter Steuern infolge einer Steuersatzsenkung in Deutschland. Im Vorjahr ergaben sich insgesamt Steueraufwendungen, maßgeblich bedingt durch positive Effekte aus der Derivatebewertung. Gegenläufig wirkten sich Steuererträge für Vorjahre aus einem Rechtsbehelfsverfahren sowie Wertänderungen latenter Steuern aus.

Die Anteile ohne beherrschenden Einfluss am operativen Ergebnis sind im Wesentlichen aufgrund von höheren operativen Ergebnisbeiträgen einiger Gesellschaften mit Minderheitsanteilen gestiegen.



Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung des Ergebnisses vor Finanzergebnis und Steuern auf das bereinigte EBITDA:

Nichtoperative Ergebnisbestandteile

in Mio €	4. Quartal		1.–4. Quartal	
	2025	2024	2025	2024
Netto-Buchgewinne (+)/-verluste (-)	36	3	-359	-15
Aufwendungen für Restrukturierung	-3	-14	-18	-20
Effekte aus derivativen Finanzinstrumenten	128	1.932	-890	4.366
Fortschreibung stiller Reserven (+) und Lasten (-) aus der innogy-Transaktion	-23	-14	-36	-56
Sonstiges nichtoperatives Ergebnis	-29	25	-319	-509
Nichtoperative Ergebnisbestandteile des EBITDA	109	1.932	-1.622	3.766
Abschreibungen auf stille Reserven (-) und Lasten (+) aus der innogy-Transaktion	-78	-95	-351	-413
Weitere nichtoperative Ab- und Zuschreibungen sowie Wertberichtigungen	-98	-81	-191	-782
Nichtoperativer Zinsaufwand (-)/Zinsertrag (+)	99	55	289	139
Nichtoperative Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	67	-151	493	-614
Nichtoperative Ergebnisbestandteile des Konzernüberschusses	99	1.660	-1.382	2.096

Überleitung bereinigtes EBITDA

in Mio €	4. Quartal		1.–4. Quartal	
	2025	2024	2025	2024
Bereinigtes EBITDA	2.467	2.362	9.849	9.049
Nichtoperative Ergebnisbestandteile des EBITDA	109	1.932	-1.622	3.766
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Abschreibungen, Zinsergebnis und Steuern	2.576	4.294	8.227	12.815
Ab- und Zuschreibungen	-1.163	-1.144	-4.165	-4.483
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Zinsergebnis und Steuern	1.413	3.150	4.062	8.332

Zusätzliche Angaben auf Unternehmensebene

Der Außenumsatz nach Produkten teilt sich wie folgt auf:

Segmentinformationen nach Produkten

in Mio €	2025	2024
Strom	50.960	53.501
Gas	20.339	19.888
Sonstige	7.405	6.730
Summe	78.704	80.119

Unter dem Posten „Sonstige“ sind insbesondere Umsätze aus Dienstleistungen enthalten.

Der gemäß IFRS 15 erfasste Außenumsatz nach den Produkten Strom und Gas teilt sich auf die berichtspflichtigen Segmente beziehungsweise zusammengefassten Berichtssegmente wie folgt auf:

Strom

in Mio €	2025	2024
Energy Networks	17.998	16.025
<i>Deutschland</i>	14.583	12.630
<i>Schweden</i>	1.301	1.179
<i>Zentral-Osteuropa</i>	808	911
<i>Süd-Osteuropa</i>	1.306	1.305
Energy Infrastructure Solutions	367	383
Energy Retail	32.595	37.093
<i>Deutschland</i>	12.417	14.335
<i>Großbritannien</i>	10.773	12.304
<i>Niederlande</i>	1.041	986
<i>Sonstige</i>	8.364	9.468
Corporate Functions/Other	–	–
E.ON-Konzern	50.960	53.501

Gas

in Mio €	2025	2024
Energy Networks	1.990	1.773
<i>Deutschland</i>	1.786	1.583
<i>Schweden</i>	–	–
<i>Zentral-Osteuropa</i>	32	27
<i>Süd-Osteuropa</i>	172	163
Energy Infrastructure Solutions	79	82
Energy Retail	18.270	18.033
<i>Deutschland</i>	5.262	5.337
<i>Großbritannien</i>	3.415	4.072
<i>Niederlande</i>	1.301	1.365
<i>Sonstige</i>	8.292	7.259
Corporate Functions/Other	–	–
E.ON-Konzern	20.339	19.888



Der Außenumsatz (nach Sitz der Kunden und Gesellschaften), die immateriellen Vermögenswerte, die Sachanlagen und die at equity bewerteten Unternehmen stellen sich nach Regionen wie folgt dar:

Segmentinformationen nach Regionen

in Mio €	Deutschland		Großbritannien		Schweden		Niederlande ¹		Übriges Europa		Sonstige		Summe	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Außenumsatz nach Sitz des Kunden	40.685	41.456	18.915	16.593	2.416	2.238	2.199	2.746	14.372	16.992	117	94	78.704	80.119
Außenumsatz nach Sitz der Gesellschaften	48.061	47.242	15.048	17.020	2.452	2.284	2.757	2.785	10.273	10.694	113	94	78.704	80.119
Immaterielle Vermögenswerte	1.410	1.471	309	140	229	205	209	197	1.850	1.698	–	–	4.007	3.711
Nutzungsrechte	2.310	2.494	99	107	84	87	104	88	206	163	4	4	2.807	2.943
Sachanlagen	33.327	31.145	1.120	1.027	6.270	5.581	133	138	7.050	6.369	9	9	47.909	44.269
At equity bewertete Unternehmen	4.718	4.394	–	6	70	65	–	–	1.814	1.889	759	757	7.361	7.111

¹ Belgien im Segment „Übriges Europa“ enthalten.

Aus der Kundenstruktur des Konzerns ergibt sich ein Schwerpunkt für die Region Deutschland. Darüber hinaus ergeben sich keine wesentlichen Konzentrationen auf bestimmte geografische Regionen oder Geschäftsbereiche. Aufgrund der großen Anzahl von Kundinnen und Kunden und der Vielzahl der Geschäftsaktivitäten gibt es keine Kunden, deren Geschäftsvolumen im Vergleich zum Gesamtgeschäftsvolumen des Konzerns wesentlich ist.



35 Organbezüge

Aufsichtsrat

Die Gesamtbezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats betrugen 4,3 Mio € (2024: 4,2 Mio €).

Im Geschäftsjahr 2025 bestanden wie im Vorjahr keine Kredite gegenüber Mitgliedern des Aufsichtsrats.

Vorstand

Die gewährten Gesamtbezüge des Vorstands gemäß § 314 (1) Nr. 6 HGB in Verbindung mit § 315 e HGB betrugen 20,0 Mio € (2024: 19,3 Mio €).

Die Mitglieder des Vorstands haben im Jahr 2025 virtuelle Aktien der neunten Tranche des E.ON Performance Plans (2024: achte Tranche des E.ON Performance Plans) mit einem Wert von 8,4 Mio € (2024: 7,8 Mio €) und einer Stückzahl von 822.028 (2024: 650.587) im Rahmen der Gesamtbezüge erhalten.

Die Gesamtbezüge der ehemaligen Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen betrugen 23,2 Mio € (2024: 13,0 Mio €). Für die Pensionsverpflichtungen gegenüber ehemaligen Vorstandsmitgliedern und ihren Hinterbliebenen sind 140,9 Mio € (2024: 162,6 Mio €) zurückgestellt.

Im Geschäftsjahr 2025 bestanden wie im Vorjahr keine Kredite gegenüber Vorstandsmitgliedern.



36 Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Unternehmensanleihen ausgegeben

E.ON hat im Januar 2026 zwei Unternehmensanleihen begeben. Die eine Anleihe hat ein Volumen in Höhe von 750 Mio €, fällig im Januar 2034, mit einem 3,448-Prozent-Kupon; die andere, grüne Anleihe hat ein Volumen in Höhe von 850 Mio €, fällig im Januar 2038, mit einem 3,895-Prozent-Kupon.

Veräußerung des Gasverteilnetzes in der Tschechischen Republik vollzogen

Wir berichteten im Abschnitt „Wesentliche Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und Veräußerungsgruppen im Jahr 2025“ über den vereinbarten Verkauf des Gasverteilnetzes in der Tschechischen Republik. Zwischenzeitlich wurde die Transaktion zum 15. Januar 2026 vollzogen. Es resultierte ein Veräußerungserfolg im niedrigen dreistelligen Millionenbereich. Insoweit ergibt sich zum Bilanzstichtag kein Wertminderungsbedarf.

Schuldscheindarlehen abgeschlossen

Am 23. Januar 2026 hat E.ON ein Schuldscheindarlehen mit variablem Zinssatz und einem Volumen von 300 Mio € abgeschlossen. Die Finanzierung hat eine Laufzeit von sechs Jahren.

*Weitere
Informationen*





Versicherung der gesetzlichen Vertreter	262
Wiedergabe des Bestätigungsvermerks	263
Prüfungsvermerk zum Nachhaltigkeitsbericht	271
Organe	275
Aufsichtsrat (einschließlich Angaben zu weiteren Mandaten)	275
Vorstand (einschließlich Angaben zu weiteren Mandaten)	277
Mehrjahresübersicht	278



Versicherung der gesetzlichen Vertreter

Wir versichern nach bestem Wissen, dass gemäß den anzuwendenden Rechnungslegungsgrundsätzen der Konzernabschluss ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt und im Konzernlagebericht, der mit dem Lagebericht der Gesellschaft zusammengefasst ist, der Geschäftsverlauf einschließlich des Geschäftsergebnisses und die Lage des Konzerns so dargestellt sind, dass ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt wird, sowie die wesentlichen Chancen und Risiken der voraussichtlichen Entwicklung des Konzerns beschrieben sind.

Essen, den 18. Februar 2026

Der Vorstand

Birnbaum

Jakobi

König

Ossadnik

Spieker



Wiedergabe des Bestätigungsvermerks

Als Ergebnis unserer Prüfung haben wir den folgenden uneingeschränkten Bestätigungsvermerk erteilt:

Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

An die E.ON SE, Essen

Vermerk über die Prüfung des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts

Prüfungsurteile

Wir haben den Konzernabschluss der E.ON SE, Essen, und ihrer Tochtergesellschaften (der Konzern) – bestehend aus der Gewinn- und Verlustrechnung, der Aufstellung der im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen, der Bilanz, der Kapitalflussrechnung und der Entwicklung des Eigenkapitals für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2025 sowie dem Konzernanhang, einschließlich wesentlicher Informationen zu den Rechnungslegungsmethoden – geprüft. Darüber hinaus haben wir den Bericht über die Lage der Gesellschaft und des Konzerns (im Folgenden „zusammengefasster Lagebericht“) der E.ON SE für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2025 geprüft.

Die im Abschnitt „Sonstige Informationen“ unseres Bestätigungsvermerks genannten Bestandteile des zusammengefassten Lageberichts 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 vom International Accounting Standards Board (IASB) herausgegebenen IFRS Accounting Standards

(im Folgenden „IFRS Accounting Standards“), wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung dieser Vorschriften 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 zusammengefasste Lagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns. In allen wesentlichen Belangen steht dieser zusammengefasste Lagebericht in Einklang mit dem Konzernabschluss, entspricht den deutschen gesetzlichen Vorschriften und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar. Unser Prüfungsurteil zum zusammengefassten Lagebericht erstreckt sich nicht auf den Inhalt der im Abschnitt „Sonstige Informationen“ genannten Bestandteile des zusammengefassten Lageberichts.

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

Grundlage für die Prüfungsurteile

Wir haben unsere Prüfung des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts in Übereinstimmung mit § 317 HGB und der EU-Abschlussprüferverordnung (Nr. 537/2014; im Folgenden „EU-APrVO“) 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 zusammengefassten Lageberichts“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von den Konzernunternehmen unabhängig in Übereinstimmung mit den europarechtlichen sowie den deutschen handelsrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und haben unsere sonstigen deutschen Berufspflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Darüber hinaus erklären wir gemäß Artikel 10 Abs. 2 Buchst. f) EU-APrVO, dass wir keine verbotenen Nichtprüfungleistungen nach Artikel 5 Abs. 1 EU-APrVO erbracht haben. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum zusammengefassten Lagebericht zu dienen.



Besonders wichtige Prüfungssachverhalte in der Prüfung des Konzernabschlusses

Besonders wichtige Prüfungssachverhalte sind solche Sachverhalte, die nach unserem pflichtgemäßen Ermessen am bedeutsamsten in unserer Prüfung des Konzernabschlusses für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2025 waren. Diese Sachverhalte wurden im Zusammenhang mit unserer Prüfung des Konzernabschlusses als Ganzem und bei der Bildung unseres Prüfungsurteils hierzu berücksichtigt; wir geben kein gesondertes Prüfungsurteil zu diesen Sachverhalten ab.

Bilanzierung von Derivaten im Zusammenhang mit Absatz- und Beschaffungsverträgen über Strom- und Gaslieferungen (Commodity-Termingeschäfte)

Zu den angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsgrundlagen verweisen wir auf den Konzernanhang Ziffer [1]. Angaben zur Bilanzierung von Derivaten im Zusammenhang mit Absatz- und Beschaffungsverträgen über Strom- und Gaslieferungen (Commodity-Termingeschäfte) finden sich im Konzernanhang unter den Ziffern [7], [8], [17] und [26].

DAS RISIKO FÜR DEN ABSCHLUSS

Die E.ON SE hat zum 31. Dezember 2025 für Derivate im Zusammenhang mit Commodity-Termingeschäften im Konzernabschluss in den sonstigen betrieblichen Vermögenswerten Marktwerte in Höhe von EUR 1,3 Mrd sowie in den lang- und kurzfristigen (sonstigen) betrieblichen Verbindlichkeiten Marktwerte in Höhe von EUR 1,8 Mrd für Beschaffungs- und Absatzgeschäfte erfasst, die nach den Vorschriften des IFRS 9: Finanzinstrumente zum beizulegenden Zeitwert bilanziert werden.

E.ON hält Portfolios von Absatz- und Beschaffungsverträgen über Strom- und Gaslieferungen mit verschiedenen Kunden- und Lieferantengruppen (Commodity-Termingeschäfte), die teilweise nach den sog. own-use-Regelungen des IFRS 9 als schwebende Geschäfte gemäß den Regelungen des IAS 37 und teilweise als Finanzinstrumente mit ihrem beizulegenden Zeitwert bilanziert werden. Die in diesen Portfolios enthaltenen Verträge werden überwiegend im Rahmen von Massenprozessen erfasst und verarbeitet.

Bei der Bestimmung, ob ein Commodity-Termingeschäft zur eigenen Bedarfsdeckung abgeschlossen wurde und weiter zu diesem Zweck gehalten wird und somit die own-use-Kriterien bei Zugang sowie bei Folgebilanzierung erfüllt, ist Ermessen erforderlich. Die zugrunde

liegenden Verträge sind in Übereinstimmung mit den Anforderungen von IFRS 9 als Eigenverbrauchsverträge oder als derivative Finanzinstrumente zu klassifizieren und fortlaufend zu überwachen. Für den Konzernabschluss besteht dabei das Risiko einer unvollständigen oder fehlerhaften Erfassung und / oder einer falschen Klassifizierung. Weiterhin besteht das Risiko, dass eine spätere Zweckänderung nicht erkannt wird und die Verträge nicht zutreffend bilanziert werden.

Für die als derivative Finanzinstrumente klassifizierten Commodity-Termingeschäfte sind die beizulegenden Zeitwerte zu ermitteln. Sofern keine Marktpreise beobachtbar sind, sind diese auf Basis anerkannter Bewertungsmethoden zu ermitteln. Die hierbei verwendeten Methoden, Annahmen und Daten sind ermessensbehaftet. Es besteht das Risiko für den Abschluss, dass die sonstigen betrieblichen Vermögenswerte, die (sonstigen) betrieblichen Verbindlichkeiten sowie das sonstige betriebliche Ergebnis insoweit nicht im Einklang mit den Rechnungslegungsanforderungen bewertet bzw. ermittelt werden.

UNSERE VORGEHENSWEISE IN DER PRÜFUNG

Im Rahmen unserer Prüfung haben wir uns einen umfassenden Einblick in die Entwicklung der Commodity-Termingeschäfte, die damit verbundenen Risiken sowie ein Verständnis über den Prozess der E.ON zur Erfassung, Klassifizierung dieser Geschäfte sowie Erfassung und Beurteilung von Verkäufen aus dem Bestand in Bezug auf die Zulässigkeit der own-use-Kriterien verschafft.

Für die zum Einsatz kommenden IT-Systeme und individuellen Datenverarbeitungssysteme haben wir die Wirksamkeit der Regelungen und Verfahrensweisen, die sich auf eine Vielzahl von IT-Anwendungen beziehen und die Wirksamkeit von Anwendungskontrollen unterstützen, unter Einbindung unserer IT-Spezialisten gewürdigt.

Unter Einbeziehung unserer Spezialisten für Finanzinstrumente haben wir die Angemessenheit, Implementierung und Wirksamkeit der internen Kontrollen beurteilt, die E.ON im Rahmen der Erfassung sowie der Klassifizierung von Commodity-Termingeschäften sowie zur vollständigen und zutreffenden Erfassung und Beurteilung von Verkäufen aus dem Bestand in Bezug auf die Zulässigkeit der own-use-Kriterien eingerichtet hat.

Anhand von Analysen haben wir uns von der sachgerechten Erfassung und Klassifizierung der Commodity-Termingeschäfte überzeugt. Im Fall von Verkäufen haben wir gewürdigt, ob eine Zweckänderung vorlag und diese sachgerecht bilanziert wurde.



Weiterhin haben wir in Bezug auf die Bewertung von Commodity-Termingeschäften, für die keine Marktpreise beobachtbar sind, unter Einbeziehung unserer Bewertungsspezialisten Befragungen durchgeführt sowie Einsicht in die relevanten Unterlagen genommen und hierbei die Auswahl der Methoden, Daten und Annahmen der Bewertung gewürdigt. Zur Beurteilung der methodisch und mathematisch sachgerechten Umsetzung der Bewertungsmethode, haben wir unter Einbindung unserer Bewertungsspezialisten für eine risikoorientierte Auswahl die von E.ON vorgenommene Bewertung anhand eigener Berechnungen nachvollzogen und Abweichungen analysiert. Dabei wurden soweit möglich am Markt beobachtbare Preis- und Marktinformationen verwendet.

UNSERE SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die Erfassung, Klassifizierung und fortlaufende Überwachung von Commodity-Termingeschäften erfolgt sachgerecht. Die bei der Bewertung von Commodity-Termingeschäften zugrunde liegenden Methoden, Annahmen und Daten sind angemessen.

Die Werthaltigkeit der Geschäfts- oder Firmenwerte

Zu den angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsgrundlagen verweisen wir auf den Konzernanhang Ziffer [1]. Angaben zu den verwendeten Annahmen sowie zur Höhe der Geschäfts- oder Firmenwerte finden sich im Konzernanhang unter Ziffer [14] und Angaben zur wirtschaftlichen Entwicklung der Geschäftssegmente im Konzernlagebericht im Abschnitt Segmentinformationen.

DAS RISIKO FÜR DEN ABSCHLUSS

Die Geschäfts- oder Firmenwerte betragen zum 31. Dezember 2025 EUR 16,0 Mrd und haben mit 62 % des Konzerneigenkapitals eine erhebliche Bedeutung für die Vermögenslage.

Die Werthaltigkeit der Geschäfts- oder Firmenwerte wird jährlich anlassunabhängig zum 1. Oktober überprüft. Ergeben sich unterjährig Anhaltspunkte für Wertminderungen, wird unterjährig ein anlassbezogener Goodwill-Impairment-Test durchgeführt. Die Geschäfts- oder Firmenwerte sind den zahlungsmittelgenerierenden Einheiten bzw. Gruppen zahlungsmittelgenerierender Einheiten zugeordnet, welche im E.ON-Konzern grundsätzlich den Geschäftssegmenten entsprechen. Für den Goodwill-Impairment-Test wird der Buchwert mit dem erzielbaren Betrag der jeweiligen zahlungsmittelgenerierenden Einheiten bzw. Gruppen zahlungsmittelgenerierender Einheiten verglichen. Liegt der Buchwert über dem erzielbaren Betrag, ergibt sich ein Abwertungsbedarf. Der erzielbare Betrag wird bei E.ON zunächst als beizulegender Zeitwert abzüglich Kosten der Veräußerung ermittelt.

Die Werthaltigkeitsprüfung der Geschäfts- oder Firmenwerte ist komplex und beruht auf einer Reihe ermessensbehafteter Annahmen. Hierzu zählen unter anderem die Schätzung der künftigen Zahlungsströme, die unterstellten langfristigen Wachstumsraten und der verwendete Abzinsungssatz.

Als Ergebnis der durchgeführten Werthaltigkeitsprüfung hat die Gesellschaft keinen Wertminderungsbedarf festgestellt.

Es besteht das Risiko für den Konzernabschluss, dass eine zum Abschlussstichtag bestehende Wertminderung nicht erkannt wurde. Außerdem besteht das Risiko, dass die damit zusammenhängenden Anhangangaben nicht sachgerecht sind.

UNSERE VORGEHENSWEISE IN DER PRÜFUNG

Zunächst haben wir uns durch Erläuterungen von Mitarbeitern der Finanzorganisation sowie Würdigung von Dokumentationen der Gesellschaft ein Verständnis über den Prozess zur Beurteilung der Werthaltigkeit der Geschäfts- oder Firmenwerte verschafft. Unter Einbezug unserer Bewertungsspezialisten haben wir unter anderem die Angemessenheit der wesentlichen Annahmen sowie der Berechnungsmethode der Gesellschaft beurteilt. Dazu haben wir die erwarteten Zahlungsströme sowie die unterstellten langfristigen Wachstumsraten mit den Planungsverantwortlichen erörtert. Außerdem haben wir Abstimmungen mit dem vom Vorstand erstellten und vom Aufsichtsrat genehmigten Budget und der vom Vorstand erstellten und vom Aufsichtsrat zur Kenntnis genommenen Mittelfristplanung, die die geplante Entwicklung der kommenden fünf Jahre beinhaltet, vorgenommen. Darüber hinaus haben wir die Konsistenz der Annahmen mit externen Markteinschätzungen beurteilt.

Ferner haben wir uns von der bisherigen Prognosegüte der Gesellschaft überzeugt, indem wir Planungen früherer Geschäftsjahre mit den tatsächlich realisierten Ergebnissen verglichen und Abweichungen analysiert haben. Wir haben darüber hinaus die den Kapitalkostensätzen zugrunde liegenden Annahmen und Daten, insbesondere den risikofreien Zinssatz, die Marktrisikoprämie, die Länderrisikoprämie und den Betafaktor, mit eigenen Annahmen und öffentlich verfügbaren Daten verglichen.

Zur Beurteilung der methodisch und mathematisch sachgerechten Umsetzung der Bewertungsmethode haben wir risikoorientiert ausgewählte, von der Gesellschaft vorgenommene Bewertungen anhand eigener Berechnungen nachvollzogen und Abweichungen analysiert.



Um der bestehenden Prognoseunsicherheit und dem vorgezogenen Stichtag für die jährliche Werthaltigkeitsprüfung Rechnung zu tragen, haben wir die Auswirkungen möglicher Veränderungen des Abzinsungssatzes, der Ergebnisentwicklung bzw. der langfristigen Wachstumsrate auf den erzielbaren Betrag untersucht, indem wir alternative Szenarien berechnet und mit den Werten der Gesellschaft verglichen haben (Sensitivitätsanalyse).

Schließlich haben wir beurteilt, ob die Anhangangaben zur Werthaltigkeit der Geschäfts- oder Firmenwerte sachgerecht sind.

UNSERE SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die der Werthaltigkeitsprüfung der Geschäfts- oder Firmenwerte zugrunde liegende Berechnungsmethode ist sachgerecht und steht im Einklang mit den anzuwendenden Bewertungsgrundsätzen.

Die der Bewertung zugrunde liegenden Annahmen und Daten der Gesellschaft sind angemessen.

Die mit der Werthaltigkeit der Geschäfts- und Firmenwerte zusammenhängenden Anhangangaben sind sachgerecht.

Sonstige Informationen

Der Vorstand bzw. der Aufsichtsrat ist für die sonstigen Informationen verantwortlich. Die sonstigen Informationen umfassen die folgenden nicht inhaltlich geprüften Bestandteile des zusammengefassten Lageberichts:

- den Nachhaltigkeitsbericht einschließlich der zusammengefassten nichtfinanziellen Erklärung der Gesellschaft und des Konzerns nach §§ 315b, 315c i. V. m. §§ 289b Abs. 1, 289c HGB, der im zusammengefassten Lagebericht enthalten ist,
- die zusammengefasste Erklärung zur Unternehmensführung der Gesellschaft und des Konzerns, auf die im zusammengefassten Lagebericht Bezug genommen wird, und
- die im zusammengefassten Lagebericht enthaltenen lageberichts-fremden und als ungeprüft gekennzeichneten Angaben.

Die sonstigen Informationen umfassen zudem die übrigen Teile des Geschäftsberichts. Die sonstigen Informationen umfassen nicht den Konzernabschluss, die inhaltlich geprüften Angaben im zusammengefassten Lagebericht sowie unseren dazugehörigen Bestätigungsvermerk.

Unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum zusammengefassten Lagebericht 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 Angaben im zusammengefassten Lagebericht oder unseren bei der Prüfung erlangten Kenntnissen aufweisen oder
- anderweitig wesentlich falsch dargestellt erscheinen.

Falls wir auf Grundlage der von uns durchgeführten Arbeiten zu dem Schluss gelangen, dass eine wesentliche falsche Darstellung dieser sonstigen Informationen vorliegt, sind wir verpflichtet, über diese Tatsache zu berichten. Wir haben in diesem Zusammenhang nichts zu berichten.

Auftragsgemäß haben wir eine gesonderte betriebswirtschaftliche Prüfung der Nachhaltigkeitsberichterstattung durchgeführt. In Bezug auf Art, Umfang und Ergebnisse dieser betriebswirtschaftlichen Prüfung weisen wir auf unseren Prüfungsvermerk vom 23. Februar 2026 hin.

Verantwortung des Vorstands und des Aufsichtsrats für den Konzernabschluss und den zusammengefassten Lagebericht

Der Vorstand ist verantwortlich für die Aufstellung des Konzernabschlusses, der den IFRS Accounting Standards, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften in allen wesentlichen Belangen entspricht, und dafür, dass der Konzernabschluss unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt. Ferner ist der Vorstand verantwortlich für die internen Kontrollen, die er als

notwendig bestimmt hat, um die Aufstellung eines Konzernabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen (das heißt Manipulationen der Rechnungslegung und Vermögensschädigungen) oder Irrtümern ist.

Bei der Aufstellung des Konzernabschlusses ist der Vorstand dafür verantwortlich, die Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu beurteilen. Des Weiteren hat er die Verantwortung, Sachverhalte in Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit, sofern einschlägig, anzugeben. Darüber hinaus ist er dafür verantwortlich, auf der Grundlage des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu bilanzieren, es sei denn, es besteht die Absicht den Konzern zu liquidieren oder der Einstellung des Geschäftsbetriebs oder es besteht keine realistische Alternative dazu.

Außerdem ist der Vorstand verantwortlich für die Aufstellung des zusammengefassten Lageberichts, 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 ist der Vorstand verantwortlich für die Vorkehrungen und Maßnahmen (Systeme), die er als notwendig erachtet hat, um die Aufstellung eines zusammengefassten Lageberichts in Übereinstimmung mit den anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften zu ermöglichen, und um ausreichende geeignete Nachweise für die Aussagen im zusammengefassten Lagebericht erbringen zu können.

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

Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts

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 zusammengefasste Lagebericht 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 zusammengefassten Lagebericht beinhaltet.

Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit § 317 HGB und der EU-APrVO 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 zusammengefassten Lageberichts getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Adressaten beeinflussen.

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

- identifizieren und beurteilen wir die Risiken wesentlicher falscher Darstellungen im Konzernabschluss und im zusammengefassten Lagebericht aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern, planen und führen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken durch sowie erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zu dienen. Das Risiko, dass eine aus dolosen Handlungen resultierende wesentliche falsche Darstellung nicht aufgedeckt wird, ist höher als das Risiko, dass eine aus Irrtümern resultierende wesentliche falsche Darstellung nicht aufgedeckt wird, da dolose Handlungen kollusives Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen bzw. das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- erlangen wir ein Verständnis von den für die Prüfung des Konzernabschlusses relevanten internen Kontrollen und den für die Prüfung des zusammengefassten Lageberichts relevanten Vorkehrungen und Maßnahmen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen 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 vom Vorstand angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der vom Vorstand dargestellten geschätzten Werte und damit zusammenhängenden Angaben.
- ziehen wir Schlussfolgerungen über die Angemessenheit des vom Vorstand 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 zusammengefassten Lagebericht aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser jeweiliges Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch dazu führen, dass 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 IFRS Accounting Standards, wie sie in der EU anzuwenden sind, und der ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften 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 Geschäftsbereiche innerhalb des Konzerns einzuholen als Grundlage für die Bildung der Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum zusammengefassten Lagebericht. 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 zusammengefassten Lageberichts mit dem Konzernabschluss, seine Gesetzesentsprechung und das von ihm vermittelte Bild von der Lage des Konzerns.
- führen wir Prüfungshandlungen zu den vom Vorstand dargestellten zukunftsorientierten Angaben im zusammengefassten Lagebericht durch. Auf Basis ausreichender geeigneter Prüfungsnachweise vollziehen wir dabei insbesondere die den zukunftsorientierten Angaben vom Vorstand 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.

Wir geben gegenüber den für die Überwachung Verantwortlichen eine Erklärung ab, dass wir die relevanten Unabhängigkeitsanforderungen eingehalten haben, und erörtern mit ihnen alle Beziehungen und sonstigen Sachverhalte, von denen vernünftigerweise angenommen werden kann, dass sie sich auf unsere Unabhängigkeit auswirken, und sofern einschlägig, die zur Beseitigung von Unabhängigkeitsgefährdungen vorgenommenen Handlungen oder ergriffenen Schutzmaßnahmen.

Wir bestimmen von den Sachverhalten, die wir mit den für die Überwachung Verantwortlichen erörtert haben, diejenigen Sachverhalte, die in der Prüfung des Konzernabschlusses für den aktuellen Berichtszeitraum am bedeutsamsten waren und daher die besonders wichtigen Prüfungssachverhalte sind. Wir beschreiben diese Sachverhalte im Bestätigungsvermerk, es sei denn, Gesetze oder andere Rechtsvorschriften schließen die öffentliche Angabe des Sachverhalts aus.

Sonstige gesetzliche und andere rechtliche Anforderungen

Vermerk über die Prüfung der für Zwecke der Offenlegung erstellten elektronischen Wiedergaben des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts nach § 317 Abs. 3a HGB

Prüfungsurteil

Wir haben gemäß § 317 Abs. 3a HGB eine Prüfung mit hinreichender Sicherheit durchgeführt, ob die in den bereitgestellten Dateien „eonse-2025-12-31-de.zip“ (SHA256-Hashwert: 559cc9bd7d0a1a2baee5941b53d1715d8fb3c040d70354729e5028e6c80b2545) und „EON_Zusammengefasster Lagebericht_2025.xhtml“ (SHA256-Hashwert: f50f3850ac8a91c6522f9858a48a6854847d934cc7506796330c67e811a14bbd) enthaltenen und für Zwecke der Offenlegung erstellten Wiedergaben des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts (im Folgenden auch als „ESEF-Unterlagen“ bezeichnet) den



Vorgaben des § 328 Abs. 1 HGB an das elektronische Berichtsformat („ESEF-Format“) in allen wesentlichen Belangen entsprechen. In Einklang mit den deutschen gesetzlichen Vorschriften erstreckt sich diese Prüfung nur auf die Überführung der Informationen des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts in das ESEF-Format und daher weder auf die in diesen Wiedergaben enthaltenen noch auf andere in der oben genannten Datei enthaltene Informationen.

Nach unserer Beurteilung entsprechen die in der oben genannten bereitgestellten Datei enthaltenen und für Zwecke der Offenlegung erstellten Wiedergaben des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts in allen wesentlichen Belangen den Vorgaben des § 328 Abs. 1 HGB an das elektronische Berichtsformat. Über dieses Prüfungsurteil sowie unsere im voranstehenden „Vermerk über die Prüfung des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts“ enthaltenen Prüfungsurteile zum beigefügten Konzernabschluss und zum beigefügten zusammengefassten Lagebericht für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2025 hinaus geben wir keinerlei Prüfungsurteil zu den in diesen Wiedergaben enthaltenen Informationen sowie zu den anderen in der oben genannten Datei enthaltenen Informationen ab.

Grundlage für das Prüfungsurteil

Wir haben unsere Prüfung der in der oben genannten bereitgestellten Datei enthaltenen Wiedergaben des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts in Übereinstimmung mit § 317 Abs. 3a HGB unter Beachtung des IDW Prüfungsstandards: Prüfung der für Zwecke der Offenlegung erstellten elektronischen Wiedergaben von Abschlüssen und Lageberichten nach § 317 Abs. 3a HGB (IDW PS 410 (06.2022)) durchgeführt. Unsere Verantwortung danach ist im Abschnitt „Verantwortung des Abschlussprüfers des Konzernabschlusses für die Prüfung der ESEF-Unterlagen“ weitergehend beschrieben. Unsere Wirtschaftsprüferpraxis hat den IDW Qualitätsmanagementstandard: Anforderungen an das Qualitätsmanagement in der Wirtschaftsprüferpraxis (IDW QMS 1 (09.2022)) angewendet.

Verantwortung des Vorstands und des Aufsichtsrats für die ESEF-Unterlagen

Der Vorstand der Gesellschaft ist verantwortlich für die Erstellung der ESEF-Unterlagen mit den elektronischen Wiedergaben des Konzernabschlusses und des zusammengefassten Lageberichts nach Maßgabe des § 328 Abs. 1 Satz 4 Nr. 1 HGB und für die Auszeichnung des Konzernabschlusses nach Maßgabe des § 328 Abs. 1 Satz 4 Nr. 2 HGB.

Ferner ist der Vorstand der Gesellschaft verantwortlich für die internen Kontrollen, die er als notwendig erachtet, um die Erstellung der ESEF-Unterlagen zu ermöglichen, die frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – Verstößen gegen die Vorgaben des § 328 Abs. 1 HGB an das elektronische Berichtsformat sind.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Prozesses der Erstellung der ESEF-Unterlagen als Teil des Rechnungslegungsprozesses.

Verantwortung des Abschlussprüfers des Konzernabschlusses für die Prüfung der ESEF-Unterlagen

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob die ESEF-Unterlagen frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – Verstößen gegen die Anforderungen des § 328 Abs. 1 HGB sind. Während der Prüfung üben wir pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung. Darüber hinaus

- identifizieren und beurteilen wir die Risiken wesentlicher – beabsichtigter oder unbeabsichtigter – Verstöße gegen die Anforderungen des § 328 Abs. 1 HGB, planen und führen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken durch sowie erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen.
- gewinnen wir ein Verständnis von den für die Prüfung der ESEF-Unterlagen relevanten internen Kontrollen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit dieser Kontrollen abzugeben.
- beurteilen wir die technische Gültigkeit der ESEF-Unterlagen, d. h. ob die die ESEF-Unterlagen enthaltende bereitgestellte Datei die Vorgaben der Delegierten Verordnung (EU) 2019/815 in der zum Abschlussstichtag geltenden Fassung an die technische Spezifikation für diese Datei erfüllt.
- beurteilen wir, ob die ESEF-Unterlagen eine inhaltsgleiche XHTML-Wiedergabe des geprüften Konzernabschlusses und des geprüften zusammengefassten Lageberichts ermöglichen.
- beurteilen wir, ob die Auszeichnung der ESEF-Unterlagen mit Inline XBRL-Technologie (iXBRL) nach Maßgabe der Artikel 4 und 6 der Delegierten Verordnung (EU) 2019/815 in der am Abschlussstichtag geltenden Fassung eine angemessene und vollständige maschinenlesbare XBRL-Kopie der XHTML-Wiedergabe ermöglicht.



Übrige Angaben gemäß Artikel 10 EU-APrVO

Wir wurden von der Hauptversammlung am 15. Mai 2025 als Abschlussprüfer des Konzernabschlusses gewählt. Wir wurden am 15. Dezember 2025 vom Prüfungs- und Risikoausschuss des Aufsichtsrats beauftragt. Wir sind ununterbrochen seit dem Geschäftsjahr 2021 als Abschlussprüfer des Konzernabschlusses der E.ON SE tätig.

Wir erklären, dass die in diesem Bestätigungsvermerk enthaltenen Prüfungsurteile mit dem zusätzlichen Bericht an den Prüfungsausschuss nach Artikel 11 EU-APrVO (Prüfungsbericht) in Einklang stehen.

Sonstiger Sachverhalt – Verwendung des Bestätigungsvermerks

Unser Bestätigungsvermerk ist stets im Zusammenhang mit dem geprüften Konzernabschluss und dem geprüften zusammengefassten Lagebericht sowie den geprüften ESEF-Unterlagen zu lesen. Der in das ESEF-Format überführte Konzernabschluss und zusammengefasste Lagebericht – auch die in das Unternehmensregister einzustellenden Fassungen – sind lediglich elektronische Wiedergaben des geprüften Konzernabschlusses und des geprüften zusammengefassten Lageberichts und treten nicht an deren Stelle. Insbesondere ist der ESEF-Vermerk und unser darin enthaltenes Prüfungsurteil nur in Verbindung mit den in elektronischer Form bereitgestellten geprüften ESEF-Unterlagen verwendbar.

Verantwortlicher Wirtschaftsprüfer

Der für die Prüfung verantwortliche Wirtschaftsprüfer ist Alexander Bock.

Essen, den 23. Februar 2026

KPMG AG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

gez. Kneisel	gez. Bock
Wirtschaftsprüfer	Wirtschaftsprüfer



Prüfungsvermerk zum Nachhaltigkeitsbericht

Prüfungsvermerk des unabhängigen Wirtschaftsprüfers über eine betriebswirtschaftliche Prüfung zur Erlangung begrenzter und hinreichender Sicherheit in Bezug auf den Nachhaltigkeitsbericht

An die E.ON SE, Essen

Prüfungsurteile

Wir haben die im Abschnitt „Nachhaltigkeitsbericht“ des zusammengefassten Lageberichts enthaltene Konzernnachhaltigkeitserklärung der E.ON SE (im Folgenden: „E.ON SE“ oder „die Gesellschaft“) für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2025, unter Berücksichtigung der im nachfolgenden Absatz dargelegten Prüfung mit hinreichender Sicherheit der mit **[+]** gekennzeichneten Angaben im Nachhaltigkeitsbericht, einer betriebswirtschaftlichen Prüfung zur Erlangung begrenzter Sicherheit unterzogen. Der Nachhaltigkeitsbericht wurde zur Erfüllung der Anforderungen der Richtlinie (EU) 2022/2464 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. Dezember 2022 (Corporate Sustainability Reporting Directive, CSRD) und des Artikels 8 der Verordnung (EU) 2020/852 unter Anwendung der Delegierten Verordnung (EU) 2026/73 der Europäischen Kommission vom 4. Juli 2025 sowie der §§ 315b und 315c HGB an eine nichtfinanzielle Konzernerklärung und der §§ 289b bis 289e HGB an eine nichtfinanzielle Erklärung der Gesellschaft aufgestellt.

Aufgrund entsprechender Beauftragung haben wir die mit **[+]** gekennzeichneten Angaben im Nachhaltigkeitsbericht einer Prüfung mit hinreichender Sicherheit unterzogen. Eine Prüfung mit hinreichender Sicherheit dieser Angaben erfüllt die Anforderungen an eine Prüfung mit begrenzter Sicherheit und entspricht, nach dem Erwägungsgrund 60 der CSRD, damit den Anforderungen der CSRD an die Prüfung des Nachhaltigkeitsberichts.

Auf der Grundlage der im Rahmen unserer Prüfung zur Erlangung begrenzter Sicherheit durchgeführten Prüfungshandlungen und der erlangten Prüfungsnachweise sind uns keine Sachverhalte bekannt geworden, die uns zu der Auffassung veranlassen, dass der beigefügte Nachhaltigkeitsbericht unter Berücksichtigung der mit **[+]** gekennzeichneten und mit

hinreichender Sicherheit geprüften Angaben im Nachhaltigkeitsbericht nicht in allen wesentlichen Belangen in Übereinstimmung mit den Anforderungen der CSRD und des Artikels 8 der Verordnung (EU) 2020/852 unter Anwendung der Delegierten Verordnung (EU) 2026/73 der Europäischen Kommission vom 4. Juli 2025, der §§ 315b und 315c HGB an eine nichtfinanzielle Konzernerklärung, der §§ 289b bis 289e HGB an eine nichtfinanzielle Erklärung der Gesellschaft sowie mit den von den gesetzlichen Vertretern der Gesellschaft dargestellten konkretisierenden Kriterien aufgestellt ist. Dieses Prüfungsurteil schließt ein, dass uns keine Sachverhalte bekannt geworden sind, die uns zu der Auffassung veranlassen,

- dass der beigefügte Nachhaltigkeitsbericht nicht in allen wesentlichen Belangen den Europäischen Standards für die Nachhaltigkeitsberichterstattung (ESRS) entspricht, einschließlich dass der vom Unternehmen durchgeführte Prozess zur Identifizierung von Informationen, die in den Nachhaltigkeitsbericht aufzunehmen sind (die Wesentlichkeitsanalyse), nicht in allen wesentlichen Belangen in Übereinstimmung mit der im Abschnitt „Prozess der Wesentlichkeitsanalyse“ des Nachhaltigkeitsberichts aufgeführten Beschreibung steht, bzw.
- dass die Angaben im Kapitel „EU-Taxonomie“ im Nachhaltigkeitsbericht nicht in allen wesentlichen Belangen Artikel 8 der Verordnung (EU) 2020/852 unter Anwendung der Delegierten Verordnung (EU) 2026/73 der Europäischen Kommission vom 4. Juli 2025 entsprechen.

Nach unserer Beurteilung auf der Grundlage unserer Prüfung zur Erlangung hinreichender Sicherheit sind die mit **[+]** gekennzeichneten Angaben im Nachhaltigkeitsbericht in allen wesentlichen Belangen in Übereinstimmung mit den für diese Angaben geltenden Vorschriften sowie mit den von den gesetzlichen Vertretern der Gesellschaft dargestellten konkretisierenden Kriterien aufgestellt.

Grundlage für die Prüfungsurteile

Wir haben unsere Prüfung unter Beachtung des vom International Auditing and Assurance Standards Board (IAASB) herausgegebenen International Standard on Assurance Engagements (ISAE) 3000 (Revised): Assurance Engagements Other Than Audits or Reviews of Historical Financial Information durchgeführt.



Bei einer Prüfung zur Erlangung einer begrenzten Sicherheit unterscheiden sich die durchgeführten Prüfungshandlungen im Vergleich zu einer Prüfung zur Erlangung einer hinreichenden Sicherheit in Art und zeitlicher Einteilung und sind weniger umfangreich. Folglich ist der erlangte Grad an Prüfungssicherheit erheblich niedriger als die Prüfungssicherheit, die bei Durchführung einer Prüfung mit hinreichender Prüfungssicherheit erlangt worden wäre.

Unsere Verantwortung nach ISAE 3000 (Revised) ist im Abschnitt „Verantwortung des Wirtschaftsprüfers für die Prüfung des Nachhaltigkeitsberichts“ weitergehend beschrieben.

Wir sind von dem Unternehmen unabhängig in Übereinstimmung mit den europarechtlichen sowie den deutschen handelsrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und haben unsere sonstigen deutschen Berufspflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Unsere Wirtschaftsprüferpraxis hat die Anforderungen an das Qualitätssicherungssystem des vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) herausgegebenen IDW Qualitätsmanagementstandards: Anforderungen an das Qualitätsmanagement in der Wirtschaftsprüferpraxis (IDW QMS 1 (09.2022)) angewendet. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zu dienen.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsrats für den Nachhaltigkeitsbericht

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Nachhaltigkeitsberichts in Übereinstimmung mit den Anforderungen der CSRD sowie den einschlägigen deutschen gesetzlichen und weiteren europäischen Vorschriften sowie mit den von den gesetzlichen Vertretern der Gesellschaft dargestellten konkretisierenden Kriterien und für die Ausgestaltung, Implementierung und Aufrechterhaltung der internen Kontrollen, die sie als notwendig erachtet haben, um die Aufstellung eines Nachhaltigkeitsberichts in Übereinstimmung mit diesen Vorschriften zu ermöglichen, der frei von wesentlichen falschen Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen (d. h. Manipulationen des Nachhaltigkeitsberichts) oder Irrtümern ist.

Diese Verantwortung der gesetzlichen Vertreter umfasst die Einrichtung und Aufrechterhaltung des Prozesses der Wesentlichkeitsanalyse, die Auswahl und Anwendung angemessener Methoden zur Aufstellung des Nachhaltigkeitsberichts sowie das Treffen von Annahmen und die Vornahme von Schätzungen und die Ermittlung von zukunftsorientierten Informationen zu einzelnen nachhaltigkeitsbezogenen Angaben.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Prozesses zur Aufstellung des Nachhaltigkeitsberichts.

Inhärente Grenzen bei der Aufstellung des Nachhaltigkeitsberichts

Die CSRD sowie die einschlägigen deutschen gesetzlichen und weiteren europäischen Vorschriften enthalten Formulierungen und Begriffe, die erheblichen Auslegungsunsicherheiten unterliegen und für die noch keine maßgebenden umfassenden Interpretationen veröffentlicht wurden. Demzufolge haben die gesetzlichen Vertreter im Abschnitt „Allgemeine Informationen“ und den folgenden Abschnitten des Nachhaltigkeitsberichts ihre Auslegungen solcher Formulierungen und Begriffe angegeben. Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Vertretbarkeit dieser Auslegungen. Da solche Formulierungen und Begriffe unterschiedlich durch Regulatoren oder Gerichte ausgelegt werden können, ist die Gesetzmäßigkeit von Messungen oder Beurteilungen der Nachhaltigkeitssachverhalte auf Basis dieser Auslegungen unsicher. Wie ferner im Nachhaltigkeitsbericht dargelegt, unterliegt auch die Quantifizierung der dort genannten nichtfinanziellen Leistungsindikatoren inhärenten Unsicherheiten aufgrund von wesentlichen Schätz- und Messunsicherheiten.

Diese inhärenten Grenzen betreffen auch die Prüfung des Nachhaltigkeitsberichts.

Verantwortung des Wirtschaftsprüfers für die Prüfung des Nachhaltigkeitsberichts

Unsere Zielsetzung ist es,

- auf Grundlage der von uns durchgeführten Prüfung ein Prüfungsurteil mit begrenzter Sicherheit darüber abzugeben, ob uns Sachverhalte bekannt geworden sind, die uns zu der Auffassung veranlassen, dass der beigefügte Nachhaltigkeitsbericht unter Berücksichtigung der mit **[+]** gekennzeichneten und mit hinreichender Sicherheit geprüften Angaben im Nachhaltigkeitsbericht nicht in allen wesentlichen Belangen in Übereinstimmung mit der CSRD sowie den einschlägigen deutschen gesetzlichen und weiteren europäischen Vorschriften sowie den von den gesetzlichen Vertretern der Gesellschaft dargestellten konkretisierenden Kriterien aufgestellt worden ist sowie einen Prüfungsvermerk zu erteilen, der unser Prüfungsurteil zum



Nachhaltigkeitsbericht unter Berücksichtigung der mit **[+]** gekennzeichneten und mit hinreichender Sicherheit geprüften Angaben im Nachhaltigkeitsbericht beinhaltet.

- auf Grundlage der von uns durchgeführten Prüfung ein Prüfungsurteil mit hinreichender Sicherheit darüber abzugeben, ob die mit **[+]** gekennzeichneten Angaben im Nachhaltigkeitsbericht in allen wesentlichen Belangen in Übereinstimmung mit den für diese Angaben geltenden Vorschriften sowie mit den von den gesetzlichen Vertretern der Gesellschaft dargestellten konkretisierenden Kriterien gemacht worden sind.

Im Rahmen einer Prüfung gemäß ISAE 3000 (Revised) üben wir pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung.

Darüber hinaus:

- für die Prüfung mit begrenzter Sicherheit
 - erlangen wir ein Verständnis über den für die Aufstellung des Nachhaltigkeitsberichts angewandten Prozess, einschließlich des vom Unternehmen durchgeführten Prozesses der Wesentlichkeitsanalyse zur Identifizierung der zu berichtenden Angaben im Nachhaltigkeitsbericht.
 - identifizieren wir Angaben, bei denen die Entstehung einer wesentlichen falschen Darstellung aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern wahrscheinlich ist, planen und führen Prüfungshandlungen durch, um diese Angaben zu adressieren und eine das Prüfungsurteil unterstützende begrenzte Prüfungssicherheit zu erlangen. 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. Außerdem ist das Risiko, eine wesentliche falsche Darstellung in Informationen aus der Wertschöpfungskette nicht aufzudecken, die aus Quellen stammen, die nicht unter der Kontrolle des Unternehmens stehen (Informationen aus der Wertschöpfungskette), in der Regel höher als das Risiko, eine wesentliche Falschdarstellung in Informationen nicht aufzudecken, die aus Quellen stammen, die unter der Kontrolle des Unternehmens stehen, da sowohl die gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft als auch wir als Prüfer in der Regel Beschränkungen beim direkten Zugang zu den Quellen von Informationen aus der Wertschöpfungskette unterliegen.

- würdigen wir die zukunftsorientierten Informationen, einschließlich der Angemessenheit der zugrunde liegenden Annahmen. Es besteht ein erhebliches unvermeidbares Risiko, dass künftige Ereignisse wesentlich von den zukunftsorientierten Informationen abweichen.

- für die Prüfung mit hinreichender Sicherheit
 - führen wir Prüfungshandlungen zur Risikobeurteilung durch, einschließlich der Erlangung eines Verständnisses über die für die Prüfung der mit **[+]** gekennzeichneten Angaben im Nachhaltigkeitsbericht relevanten internen Kontrollen, um die Risiken wesentlicher falscher Darstellungen auf Aussageebene aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern zu identifizieren und zu beurteilen, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit dieser internen Kontrollen der Gesellschaft abzugeben. 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. Außerdem ist das Risiko, eine wesentliche falsche Darstellung in Informationen aus der Wertschöpfungskette nicht aufzudecken, die aus Quellen stammen, die nicht unter der Kontrolle des Unternehmens stehen (Informationen aus der Wertschöpfungskette), in der Regel höher als das Risiko, eine wesentliche Falschdarstellung in Informationen nicht aufzudecken, die aus Quellen stammen, die unter der Kontrolle des Unternehmens stehen, da sowohl die gesetzlichen Vertreter des Unternehmens als auch wir als Prüfer in der Regel Beschränkungen beim direkten Zugang zu den Quellen von Informationen aus der Wertschöpfungskette unterliegen.
 - beurteilen wir die sachgerechte Ableitung der zukunftsorientierten Angaben aus den bedeutsamen Annahmen und die Angemessenheit dieser 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.



Zusammenfassung der vom Wirtschaftsprüfer für die Prüfung mit begrenzter Sicherheit durchgeführten Tätigkeiten

Eine Prüfung zur Erlangung einer begrenzten Sicherheit beinhaltet die Durchführung von Prüfungshandlungen zur Erlangung von Nachweisen über die Nachhaltigkeitsinformationen. Art, zeitliche Einteilung und Umfang der ausgewählten Prüfungshandlungen liegen in unserem pflichtgemäßen Ermessen.

Bei der Durchführung unserer Prüfung mit begrenzter Sicherheit haben wir u. a.:

- die Eignung der von den gesetzlichen Vertretern im Nachhaltigkeitsbericht dargestellten Kriterien insgesamt beurteilt.
- die gesetzlichen Vertreter und relevante Mitarbeiter befragt, die in die Aufstellung des Nachhaltigkeitsberichts einbezogen wurden, über den Aufstellungsprozess, einschließlich des vom Unternehmen durchgeführten Prozesses der Wesentlichkeitsanalyse zur Identifizierung der zu berichtenden Angaben im Nachhaltigkeitsbericht, sowie über die auf diesen Prozess bezogenen internen Kontrollen.
- die von den gesetzlichen Vertretern angewandten Methoden zur Aufstellung des Nachhaltigkeitsberichts beurteilt.
- die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern angegebenen geschätzten Werte und der damit zusammenhängenden Erläuterungen beurteilt. Wenn die gesetzlichen Vertreter in Übereinstimmung mit den ESRS die zu berichtenden Informationen über die Wertschöpfungskette für einen Fall schätzen, in dem die gesetzlichen Vertreter nicht in der Lage sind, die Informationen aus der Wertschöpfungskette trotz angemessener Anstrengungen einzuholen, ist unsere Prüfung darauf begrenzt zu beurteilen, ob die gesetzlichen Vertreter diese Schätzungen in Übereinstimmung mit den ESRS vorgenommen haben, und die Vertretbarkeit dieser Schätzungen zu beurteilen, aber nicht Informationen über die Wertschöpfungskette zu ermitteln, die die gesetzlichen Vertreter nicht einholen konnten.
- analytische Prüfungshandlungen und Befragungen zu ausgewählten Informationen im Nachhaltigkeitsbericht durchgeführt.
- Standortbesuche durchgeführt.

- die Darstellung der Informationen im Nachhaltigkeitsbericht gewürdigt.
- den Prozess zur Identifikation der taxonomiefähigen und taxonomiekonformen Wirtschaftsaktivitäten und der entsprechenden Angaben im Nachhaltigkeitsbericht gewürdigt.

Verwendungsbeschränkung / AAB-Klausel

Dieser Prüfungsvermerk ist an die E.ON SE, Essen, gerichtet und ausschließlich für diese bestimmt.

Dem Auftrag, in dessen Erfüllung wir vorstehend benannte Leistungen für die E.ON SE, Essen, erbracht haben, lagen die Allgemeinen Auftragsbedingungen für Wirtschaftsprüferinnen, Wirtschaftsprüfer und Wirtschaftsprüfungsgesellschaften vom 1. Januar 2024 zugrunde (www.kpmg.de/AAB_2024). Durch Kenntnisnahme und Nutzung der im Prüfungsvermerk enthaltenen Informationen bestätigt jeder Empfänger, die dort getroffenen Regelungen (einschließlich der Haftungsbeschränkung auf EUR 4 Mio für Fahrlässigkeit in Ziffer 9 der AAB) zur Kenntnis genommen zu haben, und erkennt deren Geltung im Verhältnis zu uns an.

Essen, den 23. Februar 2026

KPMG AG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Bock	Mund
Wirtschaftsprüfer	Wirtschaftsprüferin

Organe

Aufsichtsrat (einschließlich Angaben zu weiteren Mandaten)

Erich Clementi

Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE

- Deutsche Lufthansa AG¹
- KnowCE SpA.
- Quant, Inc. (seit 15. April 2025)

Ulrich Grillo

Stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE

Vorsitzender des Vorstands der Grillo-Werke AG

- Rheinmetall AG¹ (Vorsitz)

Frank Werneke

Stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE

Vorsitzender der Vereinten Dienstleistungsgewerkschaft (ver.di)

- ZDF Studios GmbH (bis 31. Dezember 2025)

Katja Bauer

Stellvertretende Vorsitzende des Gesamtbetriebsrats der E.ON Energie Deutschland GmbH;

Vorsitzende des Betriebsrats Wunstorf/Osnabrück/Kassel der E.ON Energie Deutschland GmbH;

Mitglied des Konzernbetriebsrats der E.ON SE

- E.ON Energie Deutschland GmbH²

Klaus Fröhlich

Diplom-Ingenieur, ehemaliges Vorstandsmitglied der Bayerische Motoren Werke AG

Anke Groth

Selbstständige Unternehmensberaterin

- DKV Mobility Group SE
- Mondi plc¹

Eugen-Gheorghe Luha

Vorsitzender des Gas-Gewerkschaftsverbands Gaz România;

Vorsitzender der Arbeitnehmervertreter Rumäniens;

Mitglied des SE-Betriebsrats der E.ON SE

Stefan May

Stellvertretender Vorsitzender des Konzernbetriebsrats der E.ON SE;

Mitglied des SE-Betriebsrats der E.ON SE;

Vorsitzender des Gesamtbetriebsrats der Westenergie-AG Gruppe;

Vorsitzender des Betriebsrats der Region Münster der Westnetz GmbH

- Westenergie AG²

Szilvia Pinczésné Márton

Vorsitzende des Betriebsrats der E.ON Dél-dunántúli Áramhálózati Zrt.;

Mitglied des SE-Betriebsrats der E.ON SE

Nadège Petit

Bis 30. November 2025: Chief Innovation Officer und Mitglied des Executive Committee der Schneider-Electric-Gruppe

Seit 1. Dezember 2025: CEO für die Region Nordamerika und Mitglied des Executive Committee der Veolia-Gruppe

Alle Angaben beziehen sich – wenn nicht anders angegeben – auf den 31. Dezember 2025, bei unterjährig ausgeschiedenen Organmitgliedern auf den Tag ihres Ausscheidens.

• Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten

• Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

¹ Börsennotierte Gesellschaft

² Konzernmandat

René Pöhls

Vorsitzender des SE-Betriebsrats der E.ON SE;

Stellvertretender Vorsitzender des Konzernbetriebsrats der E.ON SE;

Vorsitzender des Konzernbetriebsrats der envia Mitteldeutsche Energie AG;

Vorsitzender des gemeinsamen Gesamtbetriebsrats und des gemeinsamen Betriebsrats Halle/
Kabelsketal der envia Mitteldeutsche Energie AG, MITGAS Mitteldeutsche Gasversorgung GmbH,
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH und Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH

- envia Mitteldeutsche Energie AG²

Andreas Schmitz

Unternehmensberater

- Scheidt & Bachmann GmbH (Vorsitz)
- Webasto SE (bis Oktober 2025)

Dr. Rolf Martin Schmitz

Ehemaliger Vorsitzender des Vorstands der RWE AG

- TÜV Rheinland AG
- Encavis AG¹ (Vorsitz) (bis 21. Februar 2025; mit Ablauf des 31. Januar 2025 nicht mehr börsennotiert)
- Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH
- KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG

Elisabeth Wallbaum

Teamleiterin des SE-Betriebsrats der E.ON SE und des Konzernbetriebsrats der E.ON SE

Deborah Wilkens

Unternehmensberaterin

Axel Winterwerber

Vorsitzender des Betriebsrats Frankfurt und Vorsitzender des Gesamtbetriebsrats der Süwag-Gruppe;

Stellvertretender Vorsitzender des SE-Betriebsrats,

Konzernbetriebsratsvorsitzender der E.ON SE

- E.ON Pensionsfonds AG² (bis 29. Juli 2025)
- Süwag Energie AG²
- Syna GmbH²

Ausschüsse des Aufsichtsrats

Präsidialausschuss

Erich Clementi, Vorsitzender

Frank Werneke, stellvertretender Vorsitzender

Ulrich Grillo

René Pöhls

Dr. Rolf Martin Schmitz

Axel Winterwerber

Prüfungs- und Risikoausschuss

Andreas Schmitz, Vorsitzender

René Pöhls, stellvertretender Vorsitzender

Katja Bauer

Anke Groth

Elisabeth Wallbaum

Deborah Wilkens

Innovations- und Nachhaltigkeitsausschuss

Klaus Fröhlich, Vorsitzender

Stefan May, stellvertretender Vorsitzender

Nadège Petit

Axel Winterwerber

Nominierungsausschuss

Erich Clementi, Vorsitzender

Ulrich Grillo, stellvertretender Vorsitzender

Andreas Schmitz

Alle Angaben beziehen sich – wenn nicht anders angegeben – auf den 31. Dezember 2025, bei unterjährig ausgeschiedenen Organmitgliedern auf den Tag ihres Ausscheidens.

• Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten

• Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

¹ Börsennotierte Gesellschaft

² Konzernmandat



Vorstand (einschließlich Angaben zu weiteren Mandaten)

Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum

Geb. 1967 in Ludwigshafen,

Vorsitzender des Vorstands seit 2021

Mitglied des Vorstands seit 2013

Kommunikation & Politik, Revision, Strategie, Konzern- und Führungskräfte-Personalwesen, Gesundheit- und Sicherheit, Nachhaltigkeit, Recht & Compliance und Nuclear Coordination (PreussenElektra GmbH)

- Georgsmarienhütte Holding GmbH (Vorsitz)
- Nord Stream AG (bis 10. Oktober 2025)

Nadia Jakobi

Geb. 1977 in Brilon,

Mitglied des Vorstands seit 2024

Finanzen, Investor Relations, Mergers & Acquisitions, Rechnungswesen, Controlling, Risikomanagement, Steuern, Finanzstrategie & Transformation

Dr. Thomas König

Geb. 1965 in Finnentrop,

Mitglied des Vorstands seit 2018

Energienetze (inklusive Türkei), Einkauf

- Avacon AG² (Vorsitz)
- RheinEnergie AG (bis 31. Juli 2025)
- Stadtwerke Essen AG
- Westenergie AG² (Vorsitz vom 20. Mai 2025 bis 31. Dezember 2025)
- E.ON Grid Solutions GmbH² (seit 12. September 2025)
- E.ON Hungária Zrt.² (Vorsitz)
- E.ON Česká republika s.r.o.² (Vorsitz)
- EG.D Holding a.s.² (Vorsitz)
- Essener Wirtschaftsförderungsgesellschaft mbH

Dr. Victoria Ossadnik

Geb. 1968 in Frankfurt am Main,

Mitglied des Vorstands seit 2021

Digital Technology, interne Beratung, Cyber Security, Innovation

- E.ON Digital Technology GmbH² (Vorsitz)
- Linde plc.¹
- Münchener Rückversicherungs-Gesellschaft AG¹

Dr. Marc Spieker

Geb. 1975 in Essen,

Mitglied des Vorstands seit 2017

Energy Retail, Energy Infrastructure Solutions (EIS), Energiemanagement und Marketing

- Süwag Energie AG² (bis 27. Mai 2025)
- Nord Stream AG (bis 10. Oktober 2025)
- E.ON Energie Deutschland GmbH² (Vorsitz)
- E.ON Energie a.s.² (Vorsitz)
- E.ON Italia S.p.A.²
- Essent N.V.² (Vorsitz)

Alle Angaben beziehen sich – wenn nicht anders angegeben – auf den 31. Dezember 2025, bei unterjährig ausgeschiedenen Organmitgliedern auf den Tag ihres Ausscheidens.

• Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten

• Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

¹ Börsennotierte Gesellschaft

² Konzernmandat

Mehrjahresübersicht

Mehrjahresübersicht¹

in Mio €	2021	2022	2023	2024	2025
Umsatz und Ergebnis					
Umsatz	77.358	115.660	93.686	80.119	78.704
Bereinigtes EBITDA ²	7.889	8.059	9.370	9.049	9.849
Bereinigtes EBIT ²	4.723	5.197	6.387	5.762	6.227
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	5.305	2.242	760	5.562	2.280
Konzernüberschuss/-fehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE	4.691	1.831	517	4.531	1.734
Bereinigter Konzernüberschuss ²	2.503	2.728	3.068	2.856	3.022
Wertentwicklung					
ROCE (in Prozent)	7,8	8,8	10,7	8,8	8,9
Vermögens- und Kapitalstruktur					
Langfristige Vermögenswerte	80.637	81.769	83.034	85.307	88.407
Kurzfristige Vermögenswerte	39.122	52.240	30.472	26.054	22.278
Gesamtvermögen	119.759	134.009	113.506	111.361	110.685
Eigenkapital	17.889	21.867	19.970	24.166	25.833
<i>Gezeichnetes Kapital</i>	2.641	2.641	2.641	2.641	2.641
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>	5.836	5.944	5.856	6.325	6.573
Langfristige Schulden	61.359	57.934	55.923	57.218	56.768
<i>Rückstellungen</i>	19.449	14.968	14.013	13.473	12.335
<i>Finanzverbindlichkeiten</i>	28.131	28.965	30.823	34.100	34.053
<i>Übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges</i>	13.779	14.001	11.087	9.645	10.380
Kurzfristige Schulden	40.511	54.208	37.613	29.977	28.084
<i>Rückstellungen</i>	11.782	5.528	4.866	4.292	4.040
<i>Finanzverbindlichkeiten</i>	6.530	5.186	4.617	4.964	4.445
<i>Übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges</i>	22.199	43.494	28.130	20.721	19.599
Gesamtkapital	119.759	134.009	113.506	111.361	110.685

¹ Um nicht fortgeführte Aktivitäten angepasste Werte.

² Bereinigt um nicht operative Effekte.



Mehrjahresübersicht¹

in Mio €	2021	2022	2023	2024	2025
Cashflow/Investitionen und Kennziffern					
Operativer Cashflow ⁵	4.069	10.045	5.654	5.673	7.003
Zahlungswirksame Investitionen	4.762	4.753	6.463 ⁴	7.499	8.509
Eigenkapitalquote (in Prozent)	15	16	18	22	23
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (31. Dezember)	38.773	32.742	37.691	41.067	43.236
Operativer Cashflow in Prozent des Umsatzes	5,3	8,7	6	7,1	8,9
Aktie und langfristiges Rating der E.ON SE					
Ergebnis je Aktie in € (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	1,8	0,70	0,20	1,73	0,66
Dividende je Aktie ⁶ (in €)	0,49	0,51	0,53	0,55	0,00
Dividendensumme	1.278	1.331	1.384	1.437	0
Moody's	Baa2	Baa2	Baa2	Baa2	Baa2
Standard & Poor's	BBB	BBB	BBB	BBB+	BBB+
Fitch		BBB+	BBB+	BBB+	BBB+
Mitarbeiter					
Mitarbeiter ⁷ (31. Dezember)	69.733	69.378	72.242	76.566	78.270

1 Um nicht fortgeführte Aktivitäten angepasste Werte.

2 Bereinigt um nicht operative Effekte.

3 Der Ausweis der Fristigkeiten von Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten wurde zum 31. Dezember 2022 um 16,7 Mrd € von langfristig auf kurzfristig im Sinne des IAS 8.41 ff. angepasst. Dies betrifft Energiebeschaffungs- und -absatzverträge, die nach IFRS 9 nicht als Eigenverbrauchsverträge eingestuft werden und als Commodity-Derivat bilanziert sind.

4 Anpassung der Vorjahreszahlen aufgrund der Erweiterung der Investitionen um Ein- und Auszahlungen für Ausleihungen an verbundene nicht konsolidierte Unternehmen sowie sonstige Ausleihungen.

5 Entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten; ab 1. Januar 2018 bis 18. September 2019 Segment Erneuerbare Energien und ab 18. September 2019 bis 30. Oktober 2020 innogy-Geschäft in Tschechien jeweils vollständig enthalten.

6 Für das jeweilige Geschäftsjahr; Vorschlag für 2025.

7 Auszubildende und Werkstudenten/Praktikanten sind nicht enthalten; berichtet wird in Kapazität/FTE (Full-Time Equivalent).

Finanzkalender

Impressum

23. April 2026 **Hauptversammlung 2026**

13. Mai 2026 **Quartalsmitteilung
Januar – März 2026**

12. August 2026 **Halbjahresfinanzbericht
Januar – Juni 2026**

11. November 2026 **Quartalsmitteilung
Januar – September 2026**

E.ON SE
Brüsseler Platz 1
45131 Essen
Deutschland

T 02 01-1 84-00
info@eon.com
<https://www.eon.com/de> ↗

Für Journalisten
<https://www.eon.com/de/ueber-uns/presse.html> ↗

Für Analysten, Aktionäre und Anleiheinvestoren
investorrelations@eon.com

Der vorliegende integrierte Geschäftsbericht wurde am 25. Februar 2026 veröffentlicht.

Dieser integrierte Geschäftsbericht enthält möglicherweise bestimmte in die Zukunft gerichtete Aussagen, die auf den gegenwärtigen Annahmen und Prognosen der Unternehmensleitung des E.ON-Konzerns und anderen derzeit verfügbaren Informationen beruhen. Verschiedene bekannte wie auch unbekannte Risiken und Ungewissheiten sowie sonstige Faktoren können dazu führen, dass die tatsächlichen Ergebnisse, die Finanzlage, die Entwicklung oder die Leistung der Gesellschaft wesentlich von den hier abgegebenen Einschätzungen abweichen. Die E.ON SE beabsichtigt nicht und übernimmt keinerlei Verpflichtung, derartige zukunftsgerichtete Aussagen zu aktualisieren und an zukünftige Ereignisse oder Entwicklungen anzupassen.