



Landesrechnungshof
Niederösterreich

Landtag von Niederösterreich

Landtagsdirektion

Eing.: 07.11.2024

Ltg.-577/XX-2024

**Nachvollziehbarkeit der
Tarifgestaltung der EVN AG,
Prüfauftrag**
Bericht 6 | 2024

Impressum:

Medieninhaber, Hersteller und Herausgeber:

Landesrechnungshof Niederösterreich
A-3109 St. Pölten, Wiener Straße 54/A

Redaktion:

Landesrechnungshof Niederösterreich

Bildnachweis:

EVN AG

Foto Deckblatt: Mein Strom - EVN, Kundenberatung; © Raimo Rudi Rumpler

Foto Rückseite: Mein Strom - EVN, Kundenberatung; © Raimo Rudi Rumpler

Druck:

Amt der NÖ Landesregierung

Abteilung Gebäude- und Liegenschaftsmanagement LAD3, Amtsdruckerei

Herausgegeben:

St. Pölten, im Oktober 2024



Europäisches Qualitätszertifikat

Der CAF (Common Assessment Framework) ist das für den öffentlichen Sektor entwickelte Qualitätsbewertungs- und Qualitätsmanagementsystem der Europäischen Union.



Dieses Zertifikat bestätigt die Barrierefreiheit der Website sowie deren Zugänglichkeit für alle Menschen nach den internationalen W3C-Richtlinien (WCAG 2.1 – AA).

Die Website des Landesrechnungshofs Niederösterreich www.lrh-noe.at hat das Qualitätssiegel „Web Accessibility Certificate Austria (WACA)“ erhalten.



Im nebenstehenden QR-Code ist der Link zur Website des Landesrechnungshofs Niederösterreich eingebettet. Um die Adresse auszulesen, benötigen Sie ein Programm (App) für Ihr Mobiltelefon. Nachdem Sie es installiert haben, fotografieren Sie den Code. Das Programm übersetzt die URL und führt Sie auf unsere Website.



Landesrechnungshof
Niederösterreich

**Nachvollziehbarkeit der
Tarifgestaltung der EVN AG,
Prüfauftrag**

Bericht 6 | 2024

Nachvollziehbarkeit der Tarifgestaltung der EVN AG, Prüfauftrag Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	I
1. Prüfungsauftrag	1
2. Gebarungsumfang und Kenndaten	3
3. Zuständigkeiten	12
4. Rechtliche Grundlagen	15
5. Organisatorische Grundlagen	31
6. Strategische Grundlagen	38
7. Grundversorgung	43
8. Produkt- und Kundenportfolio	44
9. Preisermittlung	52
10. Frage 1 <i>„Wie kamen die Preissteigerungen bei den seitens des Unternehmens angebotenen Produkten in den einzelnen Geschäftsfeldern (Strom, Gas, Fernwärme) seit September 2021 zustande?“</i>	66
11. Frage 2 <i>„Inwiefern wurde bei Preiserhöhungen einzelner Produkte stets die Verhältnismäßigkeit gewahrt?“</i>	75
12. Frage 3 <i>„Warum wurden Preissteigerungen einzelner Produkte zeitnah an die Kund:innen weitergegeben, nicht jedoch Preissenkungen?“</i>	81
13. Frage 4 <i>„Welche zusätzlichen Gewinne in welchem Geschäftsfeld sind auf die Preiserhöhungen zurückzuführen?“</i>	85

14.	Frage 5 <i>„Wie kann angesichts der intensiven Trading-Tätigkeit der EVN AG und ihrer Töchter, insbesondere der Energie-Allianz Austria GmbH das Kundenversprechen, "100 % Strom aus Österreich, 100 % CO₂-frei" gewährleistet werden?“</i>	89
15.	Frage 6 sowie Unterfragen a, b und c <i>„Hat die EVN AG auch Verträge, die mit einem höheren Risiko behaftet sind, zum Stromkauf- bzw. -verkauf abgeschlossen und dabei – ähnlich der Wien Energie GmbH – Verluste erlitten?“</i>	92
16.	Frage 7 <i>„Werden die vorgeschriebenen Gebühren für Netzkosten tatsächlich zum Ausbau und Instandhaltung der Netze verwendet und in welcher Relation stehen, in den letzten 10 Jahren, Einnahmen zu Ausgaben für den Ausbau der Netze?“</i>	100
17.	Frage 8 <i>„Sind die Fernwärme Tarife seit Beginn des Angriffskrieges auf die Ukraine nach dem Preisgesetz 1992 (RIS Preisgesetz 1992, Bundesrecht konsolidiert, Fassung vom 19.06.2023 (bka.gv.at)) gerechtfertigt?“</i>	116
18.	Frage 9 <i>„Ist die Kampagne und das Tarifangebot der EVN AG mit einjähriger Bindungsfrist für rund 300.000 Altverträge wirtschaftlich nachvollziehbar und im öffentlichen Interesse?“</i>	118
19.	Abkürzungen und Begriffe	128
20.	Tabellenverzeichnis	133
21.	Abbildungsverzeichnis	134

Nachvollziehbarkeit der Tarifgestaltung der EVN AG, Prüfauftrag

Zusammenfassung

Die EVN AG betrieb die Endkundengeschäfte in den Geschäftsfeldern Strom und Gas mit der EVN Energievertrieb GmbH & Co KG und im Geschäftsfeld Fernwärme mit der EVN Wärme GmbH. Diesen beiden Gesellschaften oblag auch die Ausgestaltung der Allgemeinen Geschäfts- und Lieferbedingungen, der Verträge sowie der Tarife.

Die Strombeschaffungsgeschäfte führte die ENERGIEALLIANZ Austria GmbH durch, die an und außerhalb der Energiebörsen kurzfristige Spotgeschäfte sowie langfristige Termingeschäfte tätigte. Dafür waren abhängig von den Marktpreisen und deren Schwankungen (Volatilität) finanzielle Sicherheiten (Margins) zu hinterlegen. Das erforderte eine entsprechend hohe Liquidität. Gasbeschaffungen nahmen die Gesellschaften selbst vor.

In den Geschäftsjahren 2020/21 bis 2022/23 verzeichnete weder die EVN AG noch die EVN Energievertrieb GmbH & Co KG Verluste aus Verträgen zur Absicherung von Stromgeschäften (Futures, Forwards). Auch zu einem Liquiditätsengpass kam es nicht.

Im Geschäftsjahr 2021/22 waren 88,1 Prozent des Strombezugs (3.268,2 Gigawattstunden) über Futures abgesichert. In den Monaten August und September 2022 wurde die Beschaffung von 601,2 Gigawattstunden Strom für die Jahre 2022 bis 2025 zu durchschnittlichen Preisen von 19,0 Cent bis 62,0 Cent je Kilowattstunde gegen Risiken abgesichert. Die abgesicherten Strommengen orientierten sich fristenkongruent am Stromabsatz.

Verzögerte und unterschiedliche Auswirkungen der Entwicklungen auf den Energiemärkten auf die Verbraucherpreise

Die außergewöhnlichen Steigerungen der Großhandelspreise für Strom und Gas – wegen Abschaltungen von Atomkraftwerken, niedrigen Wasserständen in Flüssen und dem Angriffskrieg gegen die Ukraine – erhöhten vor allem von August 2021 bis August 2022 die Beschaffungskosten der EVN Energievertrieb GmbH & Co KG. In weiterer Folge erhöhten sich dadurch die Tarife für die Endverbraucher, die an den Österreichischen Strompreisindex, den Österreichischen Gaspreisindex und den Europäischen Gaspreisindex gebunden waren. Die Großhandelspreise wirkten sich je nach Vertragsmodell und Produktfamilie (Garant, Float, Flex, Klassik) zeit- sowie wertmäßig unterschiedlich auf die Tarife aus.

Keine Untersuchung der Fernwärmetarife nach dem Preisgesetz

Im Geschäftsfeld Fernwärme kamen die Preissteigerungen durch die Wertsicherung laut den Preisblättern zu den Wärmelieferverträgen der EVN Wärme GmbH zustande. Dafür galt ein Mix aus verschiedenen Indizes (Verbraucherpreisindex, Energieholzindex, Großhandelspreisindex für sonstige Mineralölerzeugnisse und andere), in denen sich die Kosten (Erzeugung, Vertrieb) und die Großhandelspreise für die Primärenergieträger (Biomasse, Erdgas, Erdöl) niederschlugen. Die Anwendung der verschiedenen Indizes milderte die Auswirkungen der Preissteigerungen einzelner Energieträger auf die Fernwärmetarife. Dieses System änderte sich nach dem 24. Februar 2022 (Beginn des Angriffskriegs auf die Ukraine) nicht.

Im Zeitraum 1. Oktober 2023 bis 30. April 2024 gewährte die EVN Wärme GmbH jedoch Rabatte, vor allem um im Vergleich zu alternativen Heizungsformen konkurrenzfähig zu bleiben und Reputationsverluste wegen vergleichsweise hoher Tarife sowie den Vorwurf der Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung zu vermeiden. Die wirtschaftliche Lage der Verbraucher war dafür nicht ausschlaggebend. Eine Untersuchung nach dem Preisgesetz 1992 oder andere Hinweise, dass die Fernwärmetarife die allgemeine Preiserhöhung des Wirtschaftszweigs in einem ungewöhnlichen Maß überstiegen, lagen nicht vor.

Preisanpassungen und Kündigungen von Altverträgen aus betriebswirtschaftlichen und rechtlichen Gründen

Die Preisanpassungen bei Strom, Gas und Fernwärme umfassten sowohl Preissteigerungen als auch Preissenkungen. Diese erfolgten aus betriebswirtschaftlichen und rechtlichen Gründen sowie nach den jeweiligen Vertragsgrundlagen.

Die Preissteigerungen auf den Strom- und Gasmärkten erhöhten vor allem die Kosten für kurzfristige Beschaffungen von Strom- und Gasmengen, insbesondere für die Übernahme von rund 45.000 Kunden, die von ihren Energieversorgern (Diskontern) gekündigt worden waren. Aus betriebswirtschaftlichen und rechtlichen Gründen mussten höhere Kosten grundsätzlich durch entsprechend höhere Tarife abgedeckt werden.

Das war bei Altverträgen (Klassik-Produkte) im Unterschied zu indexgebundenen Verträgen (Flex- und Float-Produkte) nicht durchsetzbar, was sich in der Rechtsprechung (Zustimmungsfiktion, Preisänderungsrecht) ab dem Jahr 2018 abgezeichnet hatte.

Im März 2023 wurden schließlich rund 389.000 Energielieferverträge für Strom und Gas gekündigt und ein Wechsel zu einem neuen Tarif angeboten. Dieses Tarifangebot nahmen rund 317.000 oder 81,5 Prozent der Kunden an. Die Vorgangsweise diente der Rechtssicherheit, woran durchaus ein öffentliches Interesse bestand, beeinträchtigte jedoch die Reputation der Dachmarke EVN insbesondere in Bezug auf ihre Kundenorientierung.

Keine Zusatzgewinne durch höhere Verbraucherpreise, sondern aus Stromerzeugung beziehungsweise Beteiligungen

Im Geschäftsjahr 2022/23 verzeichnete die evn naturkraft Erzeugungsgesellschaft mbH ein Betriebsergebnis (EBIT) von 238,1 Millionen Euro, welches gemeinsam mit den Erträgen aus Beteiligungen (Verbund AG, Burgenland Energie AG) von 189,0 Millionen Euro in den Konzernabschluss einfluss. Diese positiven Entwicklungen waren vor allem auf Preiserhöhungen auf den Großhandelsmärkten sowie auf den Kapazitätsausbau von Windkraft (rund 20,0 Millionen Euro) zurückzuführen.

Verglichen mit den Vorjahren betrug ein „normalisiertes Ergebnis“ der evn naturkraft Erzeugungsgesellschaft mbH angabegemäß rund 100,0 Millionen Euro, womit sich Zusatzgewinne im Geschäftsjahr 2022/23 von 138,0 Millionen Euro ergaben. Nach dieser Berechnung kamen aus der Dividende der Verbund AG und dem Ergebnisbeitrag der Burgenland Energie AG 128,0 Millionen Euro hinzu. Diesen Zusatzgewinnen von insgesamt 266,0 Millionen Euro standen jedoch Verluste und Gewinneinbrüche der EVN Energievertrieb GmbH & Co KG und der EVN Wärme GmbH gegenüber, weil diese Gesellschaften die gesamten Strom- und Gasmengen für ihre Endkunden nicht selbst erzeugten, sondern zu den gestiegenen Großhandelspreisen beschaffen mussten. Das führte zu einem negativen Betriebsergebnis bei der EVN Energievertrieb GmbH & Co KG von 240,3 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2022/23. Das Betriebsergebnis der EVN Wärme GmbH betrug 15,7 Millionen Euro. In Summe ergab sich daraus im Geschäftsjahr 2022/23 ein negatives Betriebsergebnis aus dem Endkundengeschäft von 224,6 Millionen Euro.

Festgelegte Gebühren der E-Control flossen in die Netze

Die Netz Niederösterreich GmbH verwendete die Gebühren (Netznutzungsentgelte), die die E-Control festgelegt hatte, sowohl für den Ausbau als auch für die Instandhaltung der Netze im gesetzlich vorgesehenen Rahmen. In den Geschäftsjahren 2013/14 bis 2022/23 betrug für das Strom- beziehungsweise Gasnetz der Anteil der Abschreibungen am

Netznutzungsentgelt durchschnittlich 26,7 Prozent beziehungsweise 25,2 Prozent.

Zertifikate über Herkunft aus Österreich und CO₂-Freiheit

Die EVN Energievertrieb GmbH & Co KG konnte ihr Versprechen „100 % Strom aus Österreich, 100 % CO₂-frei“ auf zertifizierte Herkunftsnachweise der TÜV AUSTRIA GMBH stützen.

Hinweise auf Verbesserungen und Herausforderungen

Die Hinweise auf Verbesserungen betrafen das Beschaffungswesen und das Risikomanagementsystem der EVN Wärme GmbH, die teilweise bereits umgesetzt wurden, sowie die Vornahme von systematischen Nachkalkulationen zu den Strom-, Gas- und Fernwärmeparaten.

Außerdem war die EVN Energievertrieb GmbH & Co KG gefordert, ihre Allgemeinen Lieferbedingungen und Vertragsformulare sowie ihre Kommunikation so zu gestalten, dass damit markt- und rechtskonforme Preisanpassungen erfolgen können, die den Ansprüchen und Werten der Dachmarke EVN insbesondere in Bezug auf die Kundenorientierung gerecht werden.

Sie stand dabei weiterhin – unbeschadet rechtlicher und wirtschaftlicher Erfordernisse und verbesserter digitaler Informationen – vor der Herausforderung, ihr Verständnis von richtiger, vollständiger und zeitnaher Information mit dem ihrer (potenziellen) Kunden in Einklang zu bringen. Das betraf die schriftliche und die mündliche Kommunikation, die zielgruppengenau und leichter verständlich über das bestehende und das zukünftige Preis-Leistungs-Verhältnis sowie über dessen finanzielle Auswirkungen (Indexierung, Preisanpassungen) auf den jeweiligen Kunden informieren sollte.

Energiedienstleistungen waren entsprechend den rechtlichen und wirtschaftlichen Anforderungen bereitzustellen. Aufsichtsrat und Vorstand waren dabei primär dem Wohl des Unternehmens verpflichtet. Das sollte letztlich auch im Interesse der Aktionäre und der Arbeitnehmer sowie im öffentlichen Interesse gelegen sein. Im Rahmen des Aufsichtsrats der EVN AG lag es auch bei den Kapitalvertretern des Landes NÖ, darauf beziehungsweise allenfalls auf dahingehende Verbesserungen hinzuwirken.

Die EVN Energievertrieb GmbH & Co KG strebte ein klar geregeltes gesetzliches Preisanpassungsrecht mit einer Zustimmungsfiktion und einem Kündigungsrecht auf Kundenseite an, mit festgelegten Kriterien, um weitere Rechtsstreitigkeiten zu vermeiden.

Maßnahmen zur sozialen Verantwortung

Die soziale Verantwortung gegenüber ihren Haushaltskunden kam in Maßnahmen, wie dem Verzicht auf Abschaltungen bei Strom, Gas und Fernwärme (angabegemäß 1. Dezember 2022 bis 30. April 2023, 1. Dezember 2023 bis 31. März 2024) sowie in der Einrichtung eines Energiehilfe-Fonds von drei Millionen Euro, zum Ausdruck.

Die EVN AG und die NÖ Landesregierung sagten in ihren Stellungnahmen vom 18. September 2024 und vom 22. Oktober 2024 zu, die sie betreffenden Empfehlungen des Landesrechnungshofs umzusetzen, und informierten über die dazu geplanten beziehungsweise bereits gesetzten Maßnahmen.

1. Prüfungsauftrag

Der Landesrechnungshof überprüfte die Gebarung der EVN AG sowie der EVN Energievertrieb GmbH & Co KG, der Netz Niederösterreich GmbH und der EVN Wärme GmbH in Bezug auf die Nachvollziehbarkeit der Tarifgestaltung in den Geschäftsfeldern Strom, Gas und Fernwärme.

Der Überprüfung lag der Antrag, Landtagszahl Ltg.-109/A-4/21-2023, betreffend „Sonderprüfung durch den NÖ Landesrechnungshof zur Nachvollziehbarkeit der Tarifgestaltung der EVN AG“ vom 22. Juni 2023 zugrunde. Den Prüfauftrag erteilten 19 Abgeordnete des NÖ Landtags aufgrund Artikel 51 Absatz 3 litera c NÖ Landesverfassung 1979.

Ziel war, diesen Prüfauftrag nach Maßgabe der NÖ Landesverfassung 1979 und der Prüfungskriterien Rechtmäßigkeit, Sparsamkeit, Wirtschaftlichkeit und Zweckmäßigkeit durchzuführen sowie die EVN AG beziehungsweise ihre Tochter- und Beteiligungsgesellschaften sowie die NÖ Landesregierung auf mögliche Verbesserungen hinzuweisen und dem NÖ Landtag zur Wahrnehmung seiner Budget- und Kontrollhoheit darüber zu berichten.

1.1 Gegenstand des Prüfauftrags

Den Gegenstand der Sonderprüfung bildeten die Tarifgestaltung in den Geschäftsfeldern Strom, Gas und Fernwärme der EVN AG beziehungsweise deren Tochter- und Beteiligungsgesellschaften sowie die Beantwortung der folgenden Fragen (Zitat):

1. Wie kamen die Preissteigerungen bei den seitens des Unternehmens angebotenen Produkten in den einzelnen Geschäftsfeldern (Strom, Gas, Fernwärme) seit September 2021 zustande?
2. Inwiefern wurde bei Preiserhöhungen einzelner Produkte stets die Verhältnismäßigkeit gewahrt?
3. Warum wurden Preissteigerungen einzelner Produkte zeitnah an die Kund:innen weitergegeben, nicht jedoch Preissenkungen?
4. Welche zusätzlichen Gewinne in welchem Geschäftsfeld sind auf die Preiserhöhungen zurückzuführen?
5. Wie kann angesichts der intensiven Trading-Tätigkeit der EVN AG und ihrer Töchter, insbesondere der Energie-Allianz Austria GmbH das Kundenversprechen, "100 % Strom aus Österreich, 100 % CO₂-frei" gewährleistet werden?

6. Hat die EVN AG auch Verträge, die mit einem höheren Risiko behaftet sind zum Stromkauf- bzw. verkauf abgeschlossen und dabei – ähnlich der Wien Energie GmbH Verluste erlitten?
 - a. Welche Mengen an für Endkund:innen bestimmten Strom beziehen die EVN AG über Futures?
 - b. Welche Mengen an Strom haben die EVN AG über Futures in den einzelnen Monaten des Jahres 2022 bezogen?
 - c. Wurden insbesondere in den hochpreisigen Monaten August und September 2022 Verträge über künftige Lieferungen zu den damaligen Preisen abgeschlossen?
7. Werden die vorgeschriebenen Gebühren für Netzkosten tatsächlich zum Ausbau und Instandhaltung der Netze verwendet und in welcher Relation stehen, in den letzten 10 Jahren, Einnahmen zu Ausgaben für den Ausbau der Netze?
8. Sind die Fernwärme Tarife seit Beginn des Angriffskrieges auf die Ukraine nach dem Preisgesetz 1992 (RIS - Preisgesetz 1992 - Bundesrecht konsolidiert, Fassung vom 19.06.2023 (bka.gv.at)) gerechtfertigt?
9. Ist die Kampagne und das Tarifangebot der EVN AG mit einjähriger Bindungsfrist für rund 300.000 Altverträge wirtschaftlich nachvollziehbar und im öffentlichen Interesse?

Die Überprüfung konzentrierte sich auf den Zeitraum Oktober 2020 bis September 2023 beziehungsweise die im Prüfauftrag genannten Zeitspannen.

1.2 Prüfungsmethode

Die Umsetzung des Prüfauftrags orientierte sich methodisch an den Standards und Richtlinien der INTOSAI „International Standards of Supreme Audit Institutions“ und der EURORAI „European Organisation of Regional Audit Institutions“.

Zudem zog der Landesrechnungshof Fachliteratur, Gutachten und Studien heran, zum Beispiel das „Rechtsgutachten zu ausgewählten Fragen der Strompreiserhöhung nach § 80 Abs 2a ELWOG“ vom 1. März 2023 sowie die Grundlagenstudie „Rechtlicher Rahmen im Fernwärmesektor“ vom 6. Februar 2024, welche die Kammern für Arbeiter und Angestellte für Tirol sowie für Salzburg beziehungsweise der Bundesminister für Arbeit und Wirtschaft beauftragt hatten.

Außerdem stimmte sich der Landesrechnungshof mit anderen Rechnungshöfen sowie mit der Bundeswettbewerbsbehörde und der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

ab. Das betraf insbesondere die Auslegung von unbestimmten Rechtsbegriffen im Aktien-, Energie- und Wirtschaftsrecht.

Im Rahmen der Überprüfung forderte der Landesrechnungshof Daten und Unterlagen zu den Fragen aus dem Prüfauftrag an. Dazu holte er ergänzende Auskünfte und vertiefende Informationen ein. Die Übermittlung von Daten und Unterlagen erfolgte über eine verschlüsselte Cloud (NÖ-Box) oder eine andere sichere Verbindung.

Die EVN AG bestätigte die Vollständigkeit der übermittelten Daten und Unterlagen.

Die Schlussbesprechung am 17. Juni 2024 diente dazu, die Sicht der EVN AG beziehungsweise der EVN Energievertrieb GmbH & Co KG und der EVN Wärme GmbH (Geschäftsgeheimnisse, Berufungsverfahren) zu besprechen, Sachverhalte und Beurteilungen zu vervollständigen oder zu verdeutlichen.

1.3 Berichterstattung

Der Bericht wurde grundsätzlich in einer geschlechtergerechten Sprache verfasst. Personenbezogene Bezeichnungen, die nur in einer Form verwendet wurden, um die Lesbarkeit zu erleichtern, umfassen alle Personen gleichermaßen, unabhängig von einem Geschlecht.

Außerdem wurde auf eine leichte Verständlichkeit bei maschineller Wiedergabe für Menschen mit Beeinträchtigungen geachtet und daher weitgehend auf Abkürzungen verzichtet, Tabellen verbal eingeleitet und erklärt sowie Zahlen auf- oder abgerundet. Die Darstellung in Millionen Euro kann in Ausnahmefällen Rundungsdifferenzen aufweisen. Die angeführten Geldbeträge enthielten keine Umsatzsteuer.

2. Gebarungsumfang und Kenndaten

Die EVN AG war eine börsennotierte Aktiengesellschaft, die sich in den Bereichen Energie, Wasser und Umwelt betätigte. Im Geschäftsjahr 2022/23 umfasste der Konzernabschluss der EVN AG 68 Beteiligungen, davon 33 im Ausland. Weitere 22 Beteiligungen waren aufgrund von Unwesentlichkeit nicht im Konzernabschluss der EVN AG einbezogen. Ihr Geschäftsjahr dauerte vom 1. Oktober eines Jahrs bis 30. September des Folgejahrs.

4 Nachvollziehbarkeit der Tarifgestaltung der EVN AG, Prüfauftrag

Die Sonderprüfung betraf die EVN AG sowie die

- EVN Energievertrieb GmbH & Co KG, kurz EVN Energievertrieb
- Netz Niederösterreich GmbH, kurz Netz NÖ
- EVN Wärme GmbH, kurz EVN Wärme.

Kenndaten der EVN AG

In den Geschäftsjahren 2021/22 und 2022/23 wies die EVN AG folgende Kenndaten auf:

Tabelle 1: Kenndaten EVN AG in Millionen Euro

Kenndaten	Geschäftsjahr 2021/22	Geschäftsjahr 2022/23
Gesamtkapital	4.782,48	5.182,13
Eigenkapital	2.608,74	2.932,44
Fremdkapital	2.173,74	2.249,69
Gesamtertrag	838,71	938,35
Umsatzerlöse	790,28	936,41
Sonstige betriebliche Erträge und aktivierte Eigenleistungen	48,44	1,93
Gesamtaufwand	764,74	923,25
Aufwendungen für Material und sonstige bezogene Herstellungsleistungen	657,34	788,71
Personalaufwand	73,46	96,60
Abschreibungen	6,39	6,51
Sonstige betriebliche Aufwendungen	27,56	31,43
Betriebsergebnis	73,97	15,10
Finanzergebnis	276,76	389,63
Jahresergebnis nach Steuern	353,99	416,31
Anzahl Mitarbeitende im Jahresdurchschnitt	546	561

Quelle: EVN AG

Im Geschäftsjahr 2022/23 wies die EVN AG ein um 399,65 Millionen Euro höheres Gesamtkapital von 5.182,13 Millionen Euro als im Geschäftsjahr 2021/22 aus. Vom Gesamtkapital entfielen 56,6 Prozent (54,5 Prozent im Geschäftsjahr 2021/22) auf Eigenkapital und 43,4 Prozent (45,5 Prozent im Geschäftsjahr 2021/22) auf Fremdkapital.

Der Gesamtertrag erhöhte sich vom Geschäftsjahr 2021/22 auf das Geschäftsjahr 2022/23 um 99,64 Millionen Euro auf 938,35 Millionen Euro. Dem stand ein Gesamtaufwand von 923,25 Millionen Euro gegenüber, der sich vom Geschäftsjahr 2021/22 auf das Geschäftsjahr 2022/23 um 158,51 Millionen Euro erhöhte.

Dadurch verringerte sich das Betriebsergebnis im Geschäftsjahr 2022/23 um 58,87 Millionen Euro auf 15,10 Millionen Euro. Da das Finanzergebnis im Geschäftsjahr 2022/23 mit 389,63 Millionen Euro um 112,87 Millionen Euro höher ausfiel, konnte ein um 62,32 Millionen Euro höheres Jahresergebnis nach Steuern von 416,31 Millionen Euro erzielt werden.

Im Jahresdurchschnitt des Geschäftsjahrs 2022/23 bestand das Personal der EVN AG aus 561 Personen. Das bedeutete eine Erhöhung um 15 Personen gegenüber dem Geschäftsjahr 2021/22.

Kenndaten der EVN Energievertrieb GmbH & Co KG

In den Geschäftsjahren 2021/22 und 2022/23 wies die EVN Energievertrieb folgende Kenndaten auf:

Tabelle 2: Kenndaten EVN Energievertrieb in Millionen Euro

Kenndaten	Geschäftsjahr 2021/22	Geschäftsjahr 2022/23
Gesamtkapital	535,41	424,49
Eigenkapital	96,27	78,04
Fremdkapital	439,14	346,45
Gesamtertrag	703,13	1.568,50
Umsatzerlöse	702,08	1.375,14
Sonstige betriebliche Erträge und aktivierte Eigenleistungen	1,04	193,35
Gesamtaufwand	697,43	1.687,23
Aufwendungen für Material und sonstige bezogene Herstellungsleistungen	662,51	1.521,67
Personalaufwand	3,18	0,00
Abschreibungen	0,54	134,43
Sonstige betriebliche Aufwendungen	31,20	31,13
Betriebsergebnis	5,70	-118,73
Finanzergebnis	-0,18	-11,03
Jahresergebnis	5,52	-129,76
Anzahl Mitarbeitende im Jahresdurchschnitt	37	0

Quelle: EVN AG

Im Geschäftsjahr 2022/23 wies die EVN Energievertrieb ein Gesamtkapital von 424,49 Millionen Euro (535,41 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2021/22) aus. Davon entfielen 18,4 Prozent (18,0 Prozent im Geschäftsjahr 2021/22) auf Eigenkapital und 81,6 Prozent (82,0 Prozent im Geschäftsjahr 2021/22) auf Fremdkapital.

Die Gesamterträge erhöhten sich im Geschäftsjahr 2022/23 gegenüber dem Vorjahr um 865,37 Millionen Euro auf 1.568,50 Millionen Euro. Dieser Anstieg ergab sich im Wesentlichen aus höheren Umsatzerlösen aus Strom und Gas von 673,06 Millionen Euro sowie einem nicht rückzahlbaren Gesellschafterzuschuss der EVN AG (Position „Sonstige betriebliche Erträge“) von 190,00 Millionen Euro.

Den Erträgen im Geschäftsjahr 2022/23 stand ein Gesamtaufwand von 1.687,23 Millionen Euro gegenüber, welcher sich im Vergleich zum Vorjahr um 989,80 Millionen Euro erhöhte, wovon 859,16 Millionen Euro Aufwendungen für Material und sonstige bezogene Herstellungsleistungen betrafen. Die Erhöhung war vor allem auf einen höheren Strom- und Gasbezug zurückzuführen.

Im Geschäftsjahr 2022/23 verzeichnete die EVN Energievertrieb keine eigenen Mitarbeitenden, weil das Personal an die EVN Energieservices GmbH übertragen worden war.

Das Jahresergebnis belief sich im Geschäftsjahr 2021/22 auf plus 5,52 Millionen Euro und im Geschäftsjahr 2022/23 auf minus 129,76 Millionen Euro. Das negative Ergebnis resultierte insbesondere aus gestiegenen Beschaffungskosten sowie gesunkenen Absatzmengen. Darüber hinaus mussten Wertberichtigungen auf Gasvorräte sowie Drohverlustrückstellungen für belastende Verträge und vertragliche Risiken gebildet werden.

Weiters übernahm die EVN Energievertrieb in den Jahren 2021 und 2022 rund 45.000 Kunden, die von ihren Lieferanten gekündigt worden waren. Zur Versorgung dieser Kunden mussten Zusatzmengen an Strom und Gas zu Höchstpreisen vom Markt zugekauft werden.

Das negative operative Ergebnis der EVN Energievertrieb erforderte Maßnahmen, um deren Liquidität und damit den Fortbestand sicherzustellen. In den Geschäftsjahren 2021/22 und 2022/23 musste die EVN AG dazu folgende Maßnahmen ergreifen:

- Einräumung eines Finanzierungsrahmens von 100,00 Millionen Euro; Beschluss des Aufsichtsrats der EVN AG vom 24. Februar 2022
- Erhöhung des Finanzierungsrahmens von 100,00 Millionen Euro auf 400,00 Millionen Euro; Beschluss des Aufsichtsrats der EVN AG vom 8. Juni 2022
- Eigenkapitaleinschuss von 50,00 Millionen Euro; Beschluss des Aufsichtsrats der EVN AG vom 2. August 2022

- Erhöhung des Finanzierungsrahmens von 400,00 Millionen Euro auf 950,00 Millionen Euro; Beschluss des Aufsichtsrats der EVN AG vom 26. September 2022
- Eigenkapitaleinschuss von 125,00 Millionen Euro; Beschluss des Aufsichtsrats der EVN AG vom 20. Februar 2023
- Nicht rückzahlbarer Gesellschafterzuschuss von 190,00 Millionen Euro; Beschluss des Aufsichtsrats der EVN AG vom 27. September 2023

Diese Maßnahmen der EVN AG zur Sicherung der Liquidität der EVN Energievertrieb dienten im hohen Maß den Absicherungsgeschäften am Großhandelsmarkt. Die Steuerung und die Optimierung der erforderlichen Liquidität erfolgten mit Finanzierungsverträgen zu marktüblichen Konditionen. Ohne die Unterstützung der EVN AG hätte sich die EVN Energievertrieb aus wirtschaftlichen Gründen aus dem Strom- und Gasvertrieb in Niederösterreich zurückziehen müssen.

Der Landesrechnungshof anerkannte, dass die Finanzierungszusagen und die Gesellschafterzuschüsse der EVN AG wirtschaftlich und zweckmäßig waren, um die Zahlungsfähigkeit und damit den Fortbestand der EVN Energievertrieb sicherzustellen.

Kenndaten der Netz Niederösterreich GmbH

In den Geschäftsjahren 2021/22 und 2022/23 wies die Netz NÖ folgende Kenndaten auf:

Tabelle 3: Kenndaten Netz NÖ in Millionen Euro

Kenndaten	Geschäftsjahr 2021/22	Geschäftsjahr 2022/23
Gesamtkapital	2.219,18	2.486,36
Eigenkapital	684,35	746,59
Fremdkapital	1.534,83	1.739,77
Gesamtertrag	628,46	640,73
Umsatzerlöse	554,82	612,53
Sonstige betriebliche Erträge und aktivierte Eigenleistungen	75,64	28,20
Gesamtaufwand	502,76	540,65
Aufwendungen für Material und sonstige bezogene Herstellungsleistungen	177,54	177,94
Personalaufwand	117,09	136,98
Abschreibungen	134,18	140,60
Sonstige betriebliche Aufwendungen	73,96	85,13
Betriebsergebnis	125,70	100,08
Finanzergebnis	-13,75	-21,24
Jahresergebnis nach Steuern	87,12	62,25
Anzahl Mitarbeitende im Jahresdurchschnitt davon Lehrlinge	1.192 76	1.176 65

Quelle: EVN AG

Im Geschäftsjahr 2022/23 wies die Netz NÖ ein Gesamtkapital von 2.486,36 Millionen Euro (2.219,18 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2021/22) aus. Davon entfielen 30,0 Prozent (30,8 Prozent im Geschäftsjahr 2021/22) auf Eigenkapital und 70,0 Prozent (69,2 Prozent im Geschäftsjahr 2021/22) auf Fremdkapital.

Die Gesamterträge erhöhten sich im Geschäftsjahr 2022/23 gegenüber dem Vorjahr um 12,27 Millionen Euro auf 640,73 Millionen Euro. Dieser Anstieg ergab sich aus höheren Umsatzerlösen aus Netzentgelten für das Stromnetz sowie höheren Umsatzerlösen aus Leistungsverrechnung an verbundene Unternehmen, Auflösung von Baukostenzuschüssen und sonstigen Umsatzerlösen. Den Erhöhungen standen geringere Netzentgelte für das Gasnetz sowie geringere sonstige betriebliche Erträge und aktivierte Eigenleistungen gegenüber.

Der Gesamtaufwand stieg um 37,89 Millionen Euro auf 540,65 Millionen Euro. Dieser Anstieg war im Wesentlichen auf einen höheren Personalaufwand um 19,89 Millionen Euro auf 136,98 Millionen Euro, einen höheren Abschreibungsaufwand um 6,42 Millionen Euro auf 140,60 Millionen Euro und höhere sonstige betriebliche Aufwendungen um 11,17 Millionen Euro auf 85,13 Millionen Euro zurückzuführen.

Dadurch verringerte sich das Betriebsergebnis im Geschäftsjahr 2022/23 um 25,62 Millionen Euro auf 100,08 Millionen Euro. Durch höhere Aufwendungen für Zinsen sank auch das Finanzergebnis um 7,49 Millionen Euro auf minus 21,24 Millionen Euro. Damit erzielte die Netz NÖ ein um 24,87 Millionen Euro geringeres Jahresergebnis nach Steuern von 62,25 Millionen Euro als im Geschäftsjahr 2021/22.

In beiden Geschäftsjahren wurde der Bilanzgewinn zur Finanzierung des steigenden Investitionsbedarfs auf neue Rechnung vorgetragen und auf Gewinnausschüttungen verzichtet.

Das Personal der Netz NÖ bestand im Jahresdurchschnitt aus 1.176 Personen, davon 65 Lehrlinge. Das bedeutete eine Reduktion vom Geschäftsjahr 2021/22 auf das Geschäftsjahr 2022/23 um 16 Personen, davon elf Lehrlinge.

Kenndaten der EVN Wärme GmbH

In den Geschäftsjahren 2021/22 und 2022/23 wies die EVN Wärme folgende Kenndaten auf:

Tabelle 4: Kenndaten EVN Wärme in Millionen Euro

Kenndaten	Geschäftsjahr 2021/22	Geschäftsjahr 2022/23
Gesamtkapital	314,76	348,62
Eigenkapital	91,34	98,94
Fremdkapital	223,42	249,68
Gesamtertrag	223,84	279,54
Umsatzerlöse	218,30	273,31
Sonstige betriebliche Erträge und aktivierte Eigenleistungen	5,54	6,23
Gesamtaufwand	238,59	267,41
Aufwendungen für Material und sonstige bezogene Herstellungleistungen	191,53	219,66
Personalaufwand	6,75	8,80
Abschreibungen	27,14	27,55
Sonstige betriebliche Aufwendungen	13,17	11,39
Betriebsergebnis	-14,72	12,14
Finanzergebnis	-1,13	-2,15
Jahresergebnis nach Steuern	-12,30	7,60
Anzahl Mitarbeitende im Jahresdurchschnitt	77	96

Quelle: EVN AG

Im Geschäftsjahr 2022/23 wies die EVN Wärme ein Gesamtkapital von 348,62 Millionen Euro (314,76 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2021/22) aus. Davon entfielen 28,4 Prozent (29,0 Prozent im Geschäftsjahr 2021/22) auf Eigenkapital und 71,6 Prozent (71,0 Prozent im Geschäftsjahr 2021/22) auf Fremdkapital. Die Gesamterträge erhöhten sich im Geschäftsjahr 2022/23 gegenüber dem Vorjahr um 55,70 Millionen Euro auf 279,54 Millionen Euro.

Diese Steigerung war auf höhere Umsatzerlöse, insbesondere aus dem zentralen Tätigkeitsbereich „Energie“, zurückzuführen.

Den Erträgen im Geschäftsjahr 2022/23 stand ein Gesamtaufwand von 267,41 Millionen Euro gegenüber, welcher sich im Vergleich zum Vorjahr um 28,82 Millionen Euro erhöhte, wovon 28,13 Millionen Euro Aufwendungen für Material und sonstige bezogene Herstellungsleistungen betrafen. Die zum Teil deutliche Erhöhung der Aufwandspositionen war mit der Marktpreisentwicklung zu begründen. Die spezifischen Einstandskosten für Strom, Gas, Kohle und Biomasse waren im Jahr 2022 angestiegen und hatten sich zeitversetzt im Geschäftsjahr 2022/23 niedergeschlagen. Beim Hackgut wirkte sich zusätzlich auch eine höhere Einsatzmenge aus.

Die Abschreibungen im Geschäftsjahr 2022/23 von 27,55 Millionen Euro enthielten außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 5,77 Millionen Euro für zwei Wärmekraftanlagen und die zugehörigen Leitungsnetze. Den Grund bildeten nicht technische Gebrechen oder Überalterung, sondern die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Die Abschreibungen betrafen großteils Erzeugungs- und Verteilungsanlagen.

Das Betriebsergebnis 2021/22 betrug minus 14,72 Millionen Euro und erholte sich im Geschäftsjahr 2022/23 auf plus 12,14 Millionen Euro. Das Jahresergebnis nach Steuern im Geschäftsjahr 2022/23 betrug 7,60 Millionen Euro.

Die EVN Wärme verfügte im Geschäftsjahr 2022/23 mit den beiden Geschäftsführern über 96 Mitarbeitende (77 Mitarbeitende im Geschäftsjahr 2021/22) sowie zusätzlich über 53 mit Personalgestellungsvertrag überlassene Mitarbeitende der EVN AG (55 Mitarbeitende im Geschäftsjahr 2021/22).

3. Zuständigkeiten

Im Zusammenhang mit der EVN AG sowie deren Tochter- beziehungsweise Beteiligungsgesellschaften bestanden folgende Zuständigkeiten der NÖ Landesregierung und des Amtes der NÖ Landesregierung:

3.1 NÖ Landesregierung

Aufgrund der Verordnung über die Geschäftsordnung der NÖ Landesregierung fielen die Entsendung von Vertretern des Landes NÖ oder der NÖ Landesregierung in öffentliche Körperschaften oder andere juristische Personen, die Verwaltung der Gesellschaftsanteile des Landes NÖ und der daraus erzielten Einnahmen, soweit diese Angelegenheiten keinem anderen

Mitglied der NÖ Landesregierung zugewiesen waren, in die Zuständigkeit von Landeshauptfrau Mag.^a Johanna Mikl-Leitner.

Dem Landeshauptfrau-Stellvertreter für Energie, Wirtschaft und Landwirtschaft Dr. Stephan Pernkopf wies die Geschäftsordnung unter anderem die rechtlichen Angelegenheiten des Energiewesens und der Energiewirtschaft und damit zusammenhängende Preisangelegenheiten sowie sonstige Angelegenheiten der Energiewirtschaft, soweit diese keinem anderen Mitglied der Landesregierung zugewiesen waren, zu.

Die Finanzangelegenheiten einschließlich der Verwaltung des Landesvermögens zählten zu den Zuständigkeiten von Landesrat Dipl.-Ing. Ludwig Schleritzko.

Die Angelegenheiten des Konsumentenschutzgesetzes sowie preisrechtliche Angelegenheiten, soweit diese keinem anderen Mitglied der NÖ Landesregierung zugewiesen waren, oblagen der Landesrätin für Arbeit, Konsumentenschutz, Natur- und Tierschutz Mag.^a Susanne Rosenkranz.

Kollegiale Beratung und Beschlussfassung

Der kollegialen Beratung und Beschlussfassung der NÖ Landesregierung unterlag die Entsendung von Vertretern des Landes NÖ oder der NÖ Landesregierung in juristische Personen.

3.2 Amt der NÖ Landesregierung

Die Geschäftseinteilung des Amtes der NÖ Landesregierung wies die Entsendung von Vertretern des Landes NÖ oder der NÖ Landesregierung in öffentliche Körperschaften oder andere juristische Personen der Abteilung Landesamtsdirektion LAD1 zu.

Die Aufgaben im Zusammenhang mit Finanzangelegenheiten einschließlich der Verwaltung des Landesvermögens und die Verwaltung der Gesellschaftsanteile des Landes NÖ und der daraus erzielten Einnahmen, soweit diese keiner anderen Abteilung zugewiesen waren, fielen in die Zuständigkeit der Abteilung Finanzen F1. Das umfasste auch die Anteilsverwaltung an der EVN AG. Der Leiter der Gruppe Finanzen war seit 21. Jänner 2021 Mitglied des Aufsichtsrats und Vorsitzender des Prüfungsausschusses des Aufsichtsrats der EVN AG.

Die Abteilung Umwelt- und Anlagenrecht WST1 war für rechtliche Angelegenheiten des Energiewesens und der Energiewirtschaft und damit zusammenhängende Preisangelegenheiten sowie für preisrechtliche Angelegenheiten, soweit diese Angelegenheiten keiner anderen Abteilung

zugewiesen waren, und Angelegenheiten des Konsumentenschutzgesetzes zuständig.

3.3 Beteiligungsverwaltung

Das NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005 (NÖ ELWG 2005) verpflichtete Anbieter von Energiedienstleistungen dazu, nach den Grundsätzen einer sicheren, kostengünstigen, umweltverträglichen und effizienten Bereitstellung von nachgefragten Dienstleistungen sowie nach den Grundsätzen eines wettbewerbsorientierten und wettbewerbsfähigen Elektrizitätsmarkts zu agieren. Mitglieder des Aufsichtsrats der EVN AG waren, wie der Vorstand, dabei primär dem Wohl des Unternehmens verpflichtet und hatten auch die Interessen der Aktionäre und der Arbeitnehmer sowie das öffentliche Interesse zu berücksichtigen. Im Rahmen des Aufsichtsrats der EVN AG lag es auch bei den Kapitalvertretern des Landes NÖ, darauf beziehungsweise allenfalls auf dahingehende Verbesserungen hinzuwirken.

In diesem Zusammenhang verwies der Landesrechnungshof auf seine Empfehlung aus Vorberichten, wonach die Abteilung Finanzen F1 ein zweckmäßiges Regelwerk für die Verwaltung der Anteile des Landes NÖ an Unternehmungen ausarbeiten sollte.

Ergebnis 1

Die NÖ Landesregierung sollte ein zweckmäßiges Regelwerk für die Verwaltung der Anteile des Landes NÖ an Unternehmungen ausarbeiten lassen und verbindlich in Kraft setzen.

Stellungnahme der NÖ Landesregierung:

Der Empfehlung des NÖ Landesrechnungshofes wird gefolgt werden.

Eine Stellungnahme zu den übrigen Ergebnispunkten liegt in der Zuständigkeit der EVN AG.

Äußerung des Landesrechnungshofs Niederösterreich:

Der Landesrechnungshof nahm die Stellungnahme zur Kenntnis.

4. Rechtliche Grundlagen

Den rechtlichen Rahmen für die Tarifgestaltung der EVN AG in den Geschäftsfeldern Strom, Gas und Fernwärme bildeten europa-, bundes- und landesrechtliche Grundlagen. Einen Überblick über rechtliche Grundlagen betreffend Strom und Gas bot die E-Control auf ihrer Website unter der Rubrik Recht.

4.1 Strom, Gas und Fernwärme

Für die Geschäftsfelder Strom, Gas und Fernwärme galten unter anderem:

Richtlinie über alternative Streitbeilegung in Verbraucherangelegenheiten

Die Richtlinie 2013/11/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Mai 2013 über die alternative Beilegung verbraucherrechtlicher Streitigkeiten und zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 2006/2004 und der Richtlinie 2009/22/EG galt für Verfahren zur außergerichtlichen Beilegung von Streitigkeiten aus Kauf- oder Dienstleistungsverträgen zwischen einem Unternehmer und einem Verbraucher.

Gesellschaftsrecht

Das Gesetz über Gesellschaften mit beschränkter Haftung (GmbH-Gesetz – GmbHG), RGBl 1906/58, regelte unter anderem Errichtung, Organisation, Aufgaben und Verantwortung der Organe (Geschäftsführung, Aufsichtsrat, Generalversammlung).

Das Bundesgesetz über Aktiengesellschaften (Aktiengesetz – AktG), BGBl 1985/24, regelte unter anderem Gründung und Verfassung einer Aktiengesellschaft, Aktien, Rechtsverhältnisse der Gesellschaft und der Gesellschafter, Aufgaben und Verantwortung der Organe (Vorstand, Aufsichtsrat, Hauptversammlung). Im Unterschied zu einer Gesellschaft mit beschränkter Haftung leitete der Vorstand eine Aktiengesellschaft grundsätzlich weisungsfrei unter eigener Verantwortung. Vorstand und Aufsichtsrat einer Aktiengesellschaft waren primär dem Wohl des Unternehmens verpflichtet, wobei auch die Interessen der Aktionäre und der Arbeitnehmer sowie das öffentliche Interesse zu berücksichtigen waren. Dem öffentlichen Interesse wurde nach herrschender Auffassung in der Regel durch die Beachtung der rechtlichen Vorgaben entsprochen.

Zudem galt das Bundesgesetz über besondere zivilrechtliche Vorschriften für Unternehmen (Unternehmensgesetzbuch – UGB), dRGBl S 219/1897.

Preisgesetz 1992

Das Bundesgesetz, mit dem Bestimmungen über Preise für Sachgüter und Leistungen getroffen werden, BGBl 1992/145, galt nicht für die Lieferung elektrischer Energie und Erdgas. Dieses verpflichtete den Bundesminister für wirtschaftliche Angelegenheiten dazu, ungewöhnliche Preise oder Preiserhöhungen bei Erdöl und seinen Derivaten von Amts wegen zu untersuchen und bei einer ungerechtfertigten Preispolitik eines oder mehrerer Unternehmen und volkswirtschaftlich nachteiligen Auswirkungen einen Höchstpreis zu bestimmen.

Konsumentenschutzgesetz

Das Bundesgesetz, mit dem Bestimmungen zum Schutz der Verbraucher getroffen werden (Konsumentenschutzgesetz – KSchG), BGBl 1979/140, regelte Rücktrittsrechte sowie Folgen für unlautere Geschäftsbedingungen, unzulässige Vertragsbestandteile und Verletzungen öffentlich-rechtlicher Vorschriften (Höchst- oder Mindestpreise).

Landesrecht

Für den Bereich des Landes NÖ wiesen unter anderem das NÖ Energieeffizienzgesetz 2012 (NÖ EEG 2012), LGBl 7830, das NÖ Gebrauchsabgabengesetz 1973, LGBl 3700, das NÖ Starkstromwegegesetz, LGBl 7810, die NÖ Stromkennzeichnungsverordnung (NÖ SKV), LGBl 7800/1, oder das NÖ Gassicherheitsgesetz 2002, LGBl 8280, einen Bezug zum Prüfungsauftrag auf.

Für die Beziehungen des Bundes und der Länder waren allgemein auch noch die Umsetzung der Vereinbarung zwischen dem Bund und den Ländern gemäß Artikel 15a B-VG über die Einsparung von Energie, LGBl 8206, und der Vereinbarung zwischen Bund und Ländern gemäß Artikel 15a B-VG zur Umsetzung der Richtlinie 2006/32/EG über Endenergieeffizienz, LGBl 7820, relevant.

4.2 Strom

Im Geschäftsfeld Strom regelte das Elektrizitätsrecht alle Stufen der Elektrizitätsversorgung (Erzeugung, Handel, Transport, Verteilung, Verkauf). Das umfasste unterschiedliche Rechtsgebiete des öffentlichen Rechts und des Privatrechts.

Europarecht

Die Verträge der Europäischen Union enthielten grundsätzliche Regelungen für den Binnenmarkt, zur Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit, zur Förderung der Energieeffizienz, zur Entwicklung erneuerbarer Energiequellen und zum Ausbau der Verbindungen zwischen den Europäischen Energienetzen. Diese grundsätzlichen Regelungen wurden in Richtlinien und Verordnungen konkretisiert:

- Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU
- Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen
- Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG
- Verordnung (EU) 2019/941 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG
- Verordnung (EU) 2019/942 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
- Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt
- Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts

Dazu bestanden Verordnungen der Europäischen Kommission über Netzkodizes und Leitlinien, zum Beispiel für Netzzugänge, Kapazitätsvergaben oder Engpassmanagement.

Aufgrund der hohen und volatilen Energiepreise in den Jahren 2021 und 2022 schlug die Europäische Kommission Verbesserungen zum Strommarktdesign (EMD) und zum Schutz gegen Marktmanipulationen im Großhandelsenergiemarkt (REMIT) vor:

- Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie

der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung der Elektrizitätsmärkte in der EU

- Verordnung (EU) 2024/1106 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. April 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011 und (EU) 2019/942 in Bezug auf einen besseren Schutz der Union vor Marktmanipulation auf dem Energiegroßhandelsmarkt

Bundesrecht

Die Bundesverfassung wies das Zivilrechtswesen sowie das Starkstromwegerecht, soweit sich die Leitungsanlage auf zwei oder mehrere Bundesländer erstreckte, in Gesetzgebung und Vollziehung dem Bund zu (Artikel 10 B-VG). Im Übrigen waren das Elektrizitätswesen einschließlich des Starkstromwegerechts Bundessache hinsichtlich der Grundsatzgesetzgebung sowie Landessache hinsichtlich der Ausführungsgesetzgebung und Vollziehung (Artikel 12 B-VG).

Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010

Das Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – ElWOG 2010), BGBl I 2010/110, umfasste

- die Erlassung von Bestimmungen für die Erzeugung, Übertragung, Verteilung von und Versorgung mit Elektrizität sowie die Organisation der Elektrizitätswirtschaft,
- die Regelung des Systemnutzungsentgelts sowie Vorschriften über die Rechnungslegung, die innere Organisation, Entflechtung und Transparenz der Buchführung von Elektrizitätsunternehmen und
- die Festlegung von sonstigen Rechten und Pflichten für Elektrizitätsunternehmen.

Ziel des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010 war entsprechend der europarechtlichen Marktorganisation für die Elektrizitätswirtschaft unter anderem,

- der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft kostengünstige Elektrizität in hoher Qualität zur Verfügung zu stellen,
- durch geeignete Rahmenbedingungen die Netz- und Versorgungssicherheit zu erhöhen und nachhaltig zu gewährleisten,
- die Weiterentwicklung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen zu unterstützen und den Zugang zum Elektrizitätsnetz aus erneuerbaren Quellen zu gewährleisten,

- einen Ausgleich für gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen der Elektrizitätsunternehmen betreffend Sicherheit, Versorgungssicherheit, Regelmäßigkeit, Qualität und Preis der Lieferungen sowie Umweltschutz zu schaffen und
- das öffentliche Interesse an der Versorgung mit elektrischer Energie, insbesondere aus heimischen, erneuerbaren Ressourcen, bei der Bewertung von Infrastrukturprojekten zu berücksichtigen.

Als gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen sah das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 für die Netzbetreiber

- die diskriminierungsfreie Behandlung aller Kunden eines Netzes,
- den Abschluss von privatrechtlichen Verträgen mit Netzbenutzern über den Anschluss an ihr Netz (Allgemeine Anschlusspflicht) sowie
- die Errichtung und die Erhaltung einer ausreichenden Netzinfrastruktur für die inländische Elektrizitätsversorgung oder die Erfüllung völkerrechtlicher Verpflichtungen an.

Die Ausführungsgesetze hatten den Netzbetreibern und Elektrizitätsunternehmen die Erfüllung rechtlicher Pflichten im öffentlichen Interesse sowie die Mitwirkung an der Beseitigung von Netzengpässen und der Gewährleistung der Versorgungssicherheit aufzuerlegen. Zudem war vorzusehen, dass die Elektrizitätsunternehmen mit allen ihnen zur Verfügung stehenden Mitteln die bestmögliche Erfüllung der ihnen auferlegten Pflichten anstreben.

In den Unternehmenszielen war zu verankern, dass die Elektrizitätsunternehmen als Anbieter von Energiedienstleistungen nach den Grundsätzen einer sicheren, kostengünstigen, umweltverträglichen und effizienten Bereitstellung der nachgefragten Dienstleistungen sowie eines wettbewerbsorientierten und wettbewerbsfähigen Elektrizitätsmarkts agieren.

Energie-Control-Gesetz

Das Bundesgesetz über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz – E-ControlG), BGBl I 2010/110 in der Fassung BGBl I 2022/7, übertrug der E-Control die Besorgung der Regulierungsaufgaben im Bereich der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft. Ziele dieser Anstalt öffentlichen Rechts mit eigener Rechtspersönlichkeit waren unter anderem

- die Förderung eines wettbewerbsbestimmten, sicheren und ökologisch nachhaltigen Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkts,

- die Aufhebung der bestehenden Beschränkungen des Elektrizitäts- und Erdgashandels zwischen den Mitgliedstaaten, einschließlich des Aufbaus geeigneter grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten,
- die Erleichterung des Anschlusses neuer Erzeugungs- und Gewinnungsanlagen an das Netz, insbesondere durch Beseitigung von Hindernissen, die den Zugang neuer Marktteilnehmer und die Einspeisung von Strom oder Erdgas aus erneuerbaren Energiequellen verhindern könnten,
- Maßnahmen, die bewirkten, dass die Kunden Vorteile aus dem effizienten Funktionieren des nationalen Markts ziehen, Förderung eines effektiven Wettbewerbs und Beiträge zur Gewährleistung des Verbraucherschutzes oder
- Beiträge zur Verwirklichung hoher Standards bei der Gewährleistung der Grundversorgung und der Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen im Bereich der Strom- und Erdgasversorgung, zum Schutz benachteiligter Kunden und im Interesse der Kompatibilität der beim Anbieterwechsel von Kunden erforderlichen Datenaustauschverfahren.

Energielenkungsgesetz 2012

Bundesgesetz über Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung (Energielenkungsgesetz 2012 – EnLG 2012), BGBl I 2013/41

Ökostromgesetz 2012

Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012), BGBl I 2011/75

Energie-Infrastrukturgesetz

Bundesgesetz zur Durchführung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die europäische Infrastruktur (Energie-Infrastrukturgesetz – E-InfrastrukturG), BGBl I 2016/4

Bundes-Energieeffizienzgesetz

Bundesgesetz über die Verbesserung der Energieeffizienz bei Haushalten, Unternehmen und dem Bund sowie Energieverbrauchserfassung und Monitoring (Bundes-Energieeffizienzgesetz – EEffG), BGBl I 2014/72

Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz

Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG), BGBl I 2021/150

Ministerialentwurf zum Elektrizitätswirtschaftsgesetz

Am 12. Jänner 2024 ging der Ministerialentwurf für ein Bundesgesetz zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätswirtschaftsgesetz – ElWG), für ein Bundesgesetz zur Definition des Begriffs der Energiearmut und für die Bestimmung von Zielgruppen für Unterstützungsmaßnahmen (Energiearmuts-Definitions-Gesetz – EnDG) sowie für Änderungen des Energie-Control-Gesetzes in Begutachtung.

Das betraf auch maßgebliche Regelungen für die Tarifgestaltung, so unter anderem für Allgemeine Lieferbedingungen, Grundversorgung, Sozialtarife sowie Information für Endkunden.

In Bezug auf die Änderung der Allgemeinen Lieferbedingungen übernahm der Entwurf weitgehend die bisherigen Bestimmungen aus dem ElWOG 2010 (§ 80). Demnach mussten Änderungen der vertraglich vereinbarten Entgelte von unbefristeten Verträgen in einem angemessenen Verhältnis zu dem für die Änderung maßgebenden Umstand stehen. Die dafür maßgebenden Umstände mussten zudem sachlich gerechtfertigt und durften nicht ausschließlich vom Willen des Lieferanten abhängig sein. Diese Voraussetzungen seien laut den Erläuterungen in der Rechtsprechung hinreichend geklärt worden (vergleiche Oberster Gerichtshof vom 28. September 2021, 5 Ob 103/21i).

Allerdings legten zahlreiche Stellungnahmen dar, dass der Entwurf nicht die gebotene Rechtssicherheit für die Anpassung der Entgelte von langfristigen Lieferverträgen beinhaltete, sondern Unklarheiten beibehielt. Auch in Bezug auf die Allgemeinen Lieferbedingungen der EVN Energievertrieb bliebe damit strittig, ob die Erfordernisse des § 80 Absatz 2a ElWOG 2010 beziehungsweise des neuen § 20 Absatz 2 ElWG zusätzlich zu den zivil- und konsumentenrechtlichen Vorgaben auch für indexgebundene Preisanpassungsklauseln (Indexklauseln) gelten.

In diesem Fall müssten die Kunden selbst bei Verträgen mit indexgebundenen Preisanpassungen (Österreichischer Strompreisindex), die das Sachlichkeits- und Transparenzgebot (ABGB, KSchG) erfüllen, im Voraus über jede Anpassung sowie über ihr Kündigungs- sowie Nachversorgungsrecht informiert werden. Damit wären Verträge mit dynamischen Tarifen laut einiger Stellungnahmen praktisch undurchführbar.

Um Rechtssicherheit zu schaffen, wäre die Anwendung des geplanten § 20 ElWG entweder ausdrücklich auf einseitig gestaltete Preisänderungen zu beschränken, wie es die Energiewirtschaft forderte, oder aber auf vertraglich vereinbarte Preisanpassungen (Indexklauseln) zu erstrecken, wie es Verbraucherschutzorganisationen forderten.

Verordnungen

Im Strombereich bestanden zudem folgende Verordnungen:

- Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der die Anforderungen an die Datenübermittlung von Netzbetreiber zu Lieferant und die Verbrauchsinformationen an die Endkunden festgelegt werden (Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012 – DAVID-VO 2012), BGBl II 2012/313
- Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von allgemeinen technischen Anforderungen für den Lastanschluss (DCC Anforderungs-V), BGBl II 2019/268
- Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Meldung von Daten zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung und zur Durchführung eines Monitoring der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich (Elektrizitäts-Energie-lenkungsdaten-Verordnung 2017, E-EnLD-VO 2017), BGBl II 2016/415
- Verordnung des Vorstands der E-Control über die Datenerhebung zur Wahrnehmung der Überwachungsaufgaben durch die Landesregierungen und zur Erfüllung der Aufgaben der Regulierungsbehörde (Elektrizitäts-Monitoring-Verordnung 2022 – EMo-V 2022), BGBl II 2022/351
- Verordnung des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft über statistische Erhebungen für den Bereich der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätsstatistikverordnung 2016), BGBl II 2016/17
- Verordnung des Vorstands der E-Control über die Melde-, Aufbewahrungs- und Übermittlungspflichten von Daten zu Energiegroßhandelsprodukten (Großhandelsdatenverordnung – GHD-V), BGBl II 2017/245
- Verordnung des Vorstands der E-Control zur Festlegung von Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung (HVDC Anforderungs-V), BGBl II 2022/352
- Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO), BGBl II 2012/138
- Verordnung der E-Control, mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden (Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 – IMA-VO 2011), BGBl II 2011/339
- Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der die Methode der verfügbaren Einspeisekapazität gemäß § 20 EIWOG 2010 festgesetzt wird

(Kapazitätsberechnungsmethoden-Verordnung 2022 – KBM-V 2022), BGBl II 2022/350

- Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von Netzbenutzerkategorien (Netzbenutzerkategorien-Verordnung – NB-V), BGBl II 2017/402
- Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012, END-VO 2012), BGBl II 2012/477
- Verordnung des Vorstands der E-Control über nähere Modalitäten der Ratenzahlung gemäß § 82 Abs. 2a ElWOG 2010 (Ratenzahlungs-Verordnung), BGBl II 2022/180
- Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von allgemeinen technischen Anforderungen für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen (RfG Anforderungs-V), BGBl II 2019/56
- Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von Schwellenwerten für Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C und D gemäß Artikel 5 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (RfG Schwellenwert-Verordnung, RfG Schwellenwert-V), BGBl II 2019/55
- Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von allgemeinen Anforderungen für den Datenaustausch (SOGL Datenaustausch-V), BGBl II 2021/316
- Verordnung der E-Control über die Regelungen zur Stromkennzeichnung und zur Ausweisung der Herkunft nach Primärenergieträgern (Stromkennzeichnungsverordnung 2022 – KenV 2022), BGBl II 2022/48
- Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der nähere Kostenarten gemäß § 59 Abs. 6 Z 6 ElWOG 2010 bestimmt werden (Strom-NBK-VO), BGBl II 2013/273
- Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungs-entgelte-Verordnung 2018 – SNE-V 2018), BGBl II 2017/398
- Verordnung der E-Control über den Wechsel, die Anmeldung, die Abmeldung und den Widerspruch (Wechselverordnung 2014, WVO 2014), BGBl II 2014/167

Neben Verordnungen bestanden „Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR)“, „Sonstige Marktregeln Strom“ sowie „Allgemeine Bedingungen Strom“ der E-Control.

Landesrecht

Das NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005 (NÖ ElWG 2005), LGBl 7800 in der Fassung LGBl 2022/34, führte das Grundsatzgesetz des Bundes (ElWOG 2010) näher aus:

NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005

Das NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005 regelte Erzeugung, Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie sowie Versorgung mit elektrischer Energie in Niederösterreich. Demnach war unter anderem

- der Bevölkerung und der Wirtschaft elektrische Energie umweltfreundlich, kostengünstig, ausreichend, sicher und in hoher Qualität zur Verfügung zu stellen,
- eine Marktorganisation für die Elektrizitätswirtschaft gemäß dem EU-Primärrecht und den Grundsätzen des Elektrizitätsbinnenmarkts gemäß der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie zu schaffen,
- durch die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen die Netz- und die Versorgungssicherheit zu erhöhen und nachhaltig zu gewährleisten,
- die Weiterentwicklung der Erzeugung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen zu unterstützen und der Zugang zum Elektrizitätsnetz aus erneuerbaren Energiequellen zu gewährleisten oder
- das öffentliche Interesse an der Versorgung mit elektrischer Energie, insbesondere aus heimischen, erneuerbaren Ressourcen, bei der Bewertung von Infrastrukturprojekten zu berücksichtigen.

Das Landesgesetz erlegte den Netzbetreibern und Elektrizitätsunternehmen die Erfüllung der rechtlichen Pflichten im öffentlichen Interesse auf. Dazu zählten eine diskriminierungsfreie Behandlung aller Kunden und eine Anschlusspflicht beziehungsweise die Versorgung von Haushaltskunden (Grundversorgung). Die Erfüllung der auferlegten Pflichten war mit allen verfügbaren Mitteln anzustreben. In den Unternehmenszielen war zu verankern, dass die Unternehmen als Anbieter von Energiedienstleistungen nach den Grundsätzen einer sicheren, kostengünstigen, umweltverträglichen und effizienten Bereitstellung der nachgefragten Dienstleistungen sowie eines wettbewerbsorientierten und wettbewerbsfähigen Elektrizitätsmarkts agieren.

4.3 Gas

Für das Geschäftsfeld Gas galt neben Richtlinien und Verordnungen zu den Verträgen der Europäischen Union vor allem das Gaswirtschaftsgesetz 2011 des Bundes.

Europarecht

Das Europarecht umfasste folgende Richtlinien und Verordnungen:

- Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG
- Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG
- Verordnung (EU) 2022/869 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2022 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 715/2009, (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 sowie der Richtlinien 2009/73/EG und (EU) 2019/944 und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013
- Verordnung (EU) 2022/1032 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 29. Juni 2022 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2017/1938 und (EG) Nr. 715/2009 im Hinblick auf die Gasspeicherung
- Verordnung (EU) 2022/1854 des Rates vom 6. Oktober 2022 über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise
- Verordnung (EU) 2022/1369 des Rates vom 5. August 2022 über koordinierte Maßnahmen zur Senkung der Gasnachfrage
- Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010
- Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009
- Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts
- Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden

- Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005
- Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts

Auch für den Gasmarkt bestanden Netzkodizes und Leitlinien der Europäischen Kommission.

Bundesrecht

Die öffentliche Versorgung mit Gas fiel als Angelegenheit des Gewerbes und der Industrie (Artikel 10 B-VG) in die Gesetzgebung und die Vollziehung des Bundes.

Gaswirtschaftsgesetz 2011

Das Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), BGBl I 2011/107, umfasste Regelungen

- für die Fernleitung, die Verteilung, den Kauf oder die Versorgung von Erdgas einschließlich des Netzzugangs sowie des Speicherzugangs,
- für das Systemnutzungsentgelt sowie für Rechnungslegung, innere Organisation, Entflechtung und Transparenz der Buchführung von Erdgasunternehmen,
- von sonstigen Rechten und Pflichten für Erdgasunternehmen sowie
- zur Errichtung, Erweiterung, Änderung und zum Betrieb von Erdgasleitungsanlagen.

Ziel des Gesetzes war entsprechend der Erdgasbinnenmarktrichtlinie und der Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung

- eine sichere Versorgung und den effizienten Einsatz von Gas sowie die erforderliche Infrastruktur für die sichere Gasversorgung auch der Mitgliedstaaten der Gemeinschaft zu gewährleisten,
- in der Planung von Erdgasleitungen die Grundlagen für die Dekarbonisierung, die kostengünstige Versorgung und den effizienten Einsatz gasförmiger Energieträger zu schaffen,
- durch ein Systemnutzungsentgelt und ein Kostenwälzungsverfahren eine angemessene Aufteilung der Netzkosten auf die Netzbenutzer zu bewirken,

- einen Ausgleich für die gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen der Netzbetreiber betreffend Sicherheit, Versorgungssicherheit, Regelmäßigkeit, Qualität und Preis der Lieferungen sowie Umwelt- und Klimaschutz zu schaffen,
- die Grundlagen für eine zunehmende Nutzung von biogenen Gasen für die österreichische Gasversorgung zu schaffen sowie den Anteil an erneuerbaren Gasen kontinuierlich anzuheben und die Nutzung von erneuerbarem Gas in der österreichischen Gasversorgung stetig voranzutreiben,
- zur Verwirklichung des Pariser Klimaschutzübereinkommens 2015 und der Klimaneutralität Österreichs bis 2040 beizutragen, insbesondere bei der Planung von Erdgasleitungsanlagen, sowie
- durch die bestehende Gasinfrastruktur nationale Potentiale zur Sektorkopplung und Sektorintegration zu realisieren.

Dabei wurden den Netzbetreibern folgende gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse auferlegt:

- die Gleichbehandlung aller Kunden eines Netzes bei gleicher Charakteristik der Transportleistung,
- der Abschluss von privatrechtlichen Verträgen mit Netzbenutzern über den Anschluss an ihre Erdgasleitungsanlagen (Allgemeine Anschlusspflicht) sowie
- die Errichtung und Erhaltung einer für die inländische Erdgasversorgung und für die Erfüllung völkerrechtlicher Verpflichtungen ausreichenden Erdgasinfrastruktur.

Die Erdgasunternehmen hatten mit den ihnen zur Verfügung stehenden Mitteln im Allgemeininteresse die ihnen auferlegten Pflichten zu erfüllen. In den Unternehmenszielen war zu verankern, dass sie als Anbieter von Energiedienstleistungen nach den Grundsätzen einer sicheren, kostengünstigen, umweltverträglichen und effizienten Bereitstellung der nachgefragten Dienstleistungen sowie eines wettbewerbsorientierten und wettbewerbsfähigen Erdgasmarkts agieren.

Energie-Control-Gesetz

Bundesgesetz über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz – E-ControlG), BGBl I 2010/110

Verordnungen

Im Zusammenhang mit dem Gasbereich bestanden folgende Verordnungen:

- Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der nähere Kostenarten gemäß § 79 Abs. 6 Z 4 GWG 2011 bestimmt werden (GAS-NBK-VO), BGBl II 2011/39
- Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der das Clearingentgelt für die Erfüllung der Aufgaben eines Bilanzgruppenkoordinators im Erdgasbereich festgesetzt wird (Erdgas-Clearingentgelt-Verordnung 2021), BGBl II 2020/590
- Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Meldung von Daten zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen zur Sicherstellung der Erdgasversorgung und zur Durchführung eines Monitoring der Versorgungssicherheit im Erdgasbereich (Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung 2017, G-EnLD-VO 2017), BGBl II 2016/416
- Verordnung des Vorstands der E-Control über die nähere Regelung der Datenerhebung zur Wahrnehmung der in § 131 Abs. 1 GWG 2011 genannten Überwachungsaufgaben (Gas-Monitoring-Verordnung 2017 – GMO-VO 2017), BGBl II 2016/418
- Verordnung der E-Control über die Regelungen zur Gaskennzeichnung und zur Ausweisung der Herkunft nach Primärenergieträgern (Gaskennzeichnungsverordnung – G-KenV), BGBl II 2019/275
- Verordnung des Vorstands der E-Control zu Regelungen zum Gas-Marktmodell (Gas-Marktmodell-Verordnung 2020 – GMMO-VO 2020), BGBl II 2019/425
- Verordnung des Vorstands der E-Control über Standards für Netzbetreiber bezüglich der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der gegenüber den Netzbenutzern erbrachten Dienstleistungen (Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung), BGBl II 2011/172
- Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Anordnung statistischer Erhebungen über gasförmige Energieträger jeder Art (Gasstatistikverordnung 2017 – GStat-VO 2017), BGBl II 2017/417
- Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden (Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013, GSNE-VO 2013), BGBl II 2012/309
- Verordnung des Vorstands der E-Control über die Nachweise sowie die Überprüfung des Gasversorgungsstandards für geschützte Kunden in Österreich, BGBl II 2023/151 (in Kraft ab 1. August 2023)

- Verordnung des Vorstands der E-Control über die Melde-, Aufbewahrungs- und Übermittlungspflichten von Daten zu Energiegroßhandelsprodukten (Großhandelsdatenverordnung – GHD-V), BGBl II 2017/245
- Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden (Intelligente Gas-Messgeräte-AnforderungsVO 2012 – IGMA-VO 2012), BGBl II 2012/501
- Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend Zuordnung, Erstellung und Anpassung von standardisierten Lastprofilen (Lastprofilverordnung 2018 – LPV 2018), BGBl II 2018/338
- Verordnung der E-Control über den Wechsel, die Anmeldung, die Abmeldung und den Widerspruch (Wechselverordnung 2014, WVO 2014), BGBl II 2014/167

Zudem bestanden „Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR)“ sowie „Sonstige Marktregeln Gas“ der E-Control.

4.4 Fernwärme

Die öffentliche Versorgung mit Fernwärme fiel als Angelegenheit des Gewerbes und der Industrie grundsätzlich in die Gesetzgebung und die Vollziehung des Bundes (Artikel 10 B-VG). Den Ländern verblieb die Regelung bestimmter Angelegenheiten aufgrund der Generalklausel (Artikel 15 B-VG). Das betraf zum Beispiel das Baurecht. Ein spezifisches Bundes- oder Landesgesetz für Fernwärme bestand nicht. Im Rahmen der europarechtlichen Vorgaben verteilten sich die maßgeblichen Vorschriften für Fernwärme auf unterschiedliche Bundes- und Landesgesetze.

Europarecht

Erzeugung und Verteilung von Fernwärme (oder Kälte) in Form von Dampf, Wasser und anderen Flüssigkeiten erfolgten aus technischen und wirtschaftlichen Gründen (Leitungsverluste) kleinräumig. Anders als bei Strom und Gas erfuhren Fernwärmenetze keine unionsrechtliche Regulierung und Öffnung für Dritte. Dennoch galten einige Richtlinien auch für die Fernwärmeversorgung, wie zum Beispiel

- Richtlinie (EU) 2018/844 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Änderung der Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden,

- Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 über Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG oder
- Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates.

Bundesrecht

Unter anderem enthielten das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz, BGBl I 2022/233, das Bundes-Energieeffizienzgesetz, BGBl I 2014/72, das Energielenkungsgesetz 2012, BGBl I 2013/41, oder das Heiz- und Kältekostenabrechnungsgesetz, BGBl 1992/827, Vorschriften für Fernwärme.

Das Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz, BGBl I 2008/113, sah Förderungen von Fernwärmeausbauprojekten vor.

Die Fernwärmeversorgung beruhte auf Vertragsrecht, wobei das Allgemeine bürgerliche Gesetzbuch (ABGB), das Konsumentenschutzgesetz (KSchG) und das Preisgesetz 1992 (volkswirtschaftlich gerechtfertigter Preis) galten.

Landesrecht

Auch einzelne Vorschriften der NÖ Bauordnung 2014, LGBl 2015/1, (Aufstellung von Wärmetauschern) und das NÖ Energieeffizienzgesetz 2012, LGBl 7830-0, (Kosten- und Nutzen-Ermittlung zur Verwendung der Abwärme von Industrieanlagen) bezogen sich auf die Fernwärme.

Die Studien „Rechtlicher Rahmen im Fernwärmesektor“ vom 6. Februar 2024 und „Nah- und Fernwärme – Stärkung der Rechte der Konsumenten“ vom November 2016 sowie das Rechtsgutachten „Möglichkeiten der verbindlichen Festlegung von ‘Gebieten in denen qualitätsgesicherte Fernwärme vorhanden ist‘ Punctuation“ vom 8. Februar 2023 wiesen auf die intransparente Marktstruktur und Preisbildung hin. Im Hinblick auf die Monopolstellung der Fernwärmeerzeuger forderten die Studien eine Regulierung der Fernwärmenetze und -preise nach dem Vorbild des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010, des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 und des Energie-Control-Gesetzes.

Die Einführung der Meldepflicht nach dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (§ 89 EAG) mit 1. Jänner 2024 verbesserte die Transparenz.

5. Organisatorische Grundlagen

Die EVN AG hatte ihren Sitz in Maria Enzersdorf in Niederösterreich und notierte an der Wiener Börse. Aufgrund ihrer Satzung verfügte die EVN AG über ein Grundkapital von 330,00 Millionen Euro, das sich in 179.878.402 nennwertlose Stückaktien unterteilte. Die wesentlichen Geschäftszweige bildeten das Energiegeschäft und das Umweltgeschäft.

Das Land NÖ hielt an der EVN AG über die NÖ Holding GmbH sowie die NÖ Landes-Beteiligungsholding GmbH 51,0 Prozent. Weitere Anteile entfielen mit 28,4 Prozent auf die WIENER STADTWERKE GmbH sowie mit 19,7 Prozent auf Streubesitz und mit 0,9 Prozent auf eigene Aktien.

Im Übrigen stellte sich die Organisation des EVN Konzerns in Bezug auf die Tarifgestaltung von Strom, Gas und Fernwärme wie folgt dar:

5.1 Organe

Die EVN AG verfügte über die erforderlichen Organe sowie Organisationsgrundlagen (Satzung, Konzern- und Geschäftsanweisungen, Richtlinien) und veröffentlichte maßgebliche Dokumente auf ihrer Website.

Vorstand

Im Zeitraum Oktober 2020 bis September 2023 bestand der Vorstand der EVN AG aus zwei Mitgliedern. Diese vertraten die EVN AG gemeinsam oder einzeln mit einem Prokuristen.

Der Vorstand hatte die Aktiengesellschaft unter eigener Verantwortung zum Wohl des Unternehmens unter Berücksichtigung der Interessen der Aktionäre und der Arbeitnehmer sowie des öffentlichen Interesses zu leiten. Dabei hatten die Mitglieder des Vorstands die Sorgfalt einer ordentlichen und gewissenhaften Geschäftsleitung anzuwenden, über vertrauliche Angaben Stillschweigen zu bewahren und ein Wettbewerbsverbot einzuhalten.

Die gebotene Sorgfalt lag vor, wenn unternehmerische Entscheidungen nicht von sachfremden Interessen geleitet wurden und auf Grundlage angemessener Information angenommen werden durfte, zum Wohle der Gesellschaft zu handeln.

Der Vorstand hatte innerhalb der ersten fünf Monate eines jeden Geschäftsjahrs den Jahresabschluss für das vergangene Geschäftsjahr (Jahresbilanz, Gewinn- und Verlustrechnung, Anhang) und den Geschäftsbericht zu erstellen und nach Prüfung durch den Abschlussprüfer mit einem Vorschlag für die Gewinnverwendung dem Aufsichtsrat vorzulegen.

Aufsichtsrat

Der Aufsichtsrat konnte aus mindestens acht und höchstens zwölf Mitgliedern bestehen, die von der Hauptversammlung für die Dauer von fünf Jahren gewählt wurden. Im Zeitraum Oktober 2020 bis September 2023 bestand der Aufsichtsrat aus zehn gewählten Mitgliedern und fünf entsandten Mitgliedern der Arbeitnehmervertretung.

Der Aufsichtsrat hatte die Geschäftsführung zu überwachen und konnte jederzeit einen Bericht über die Angelegenheiten der Gesellschaft oder einer Konzernunternehmung verlangen, Bücher und Schriften einsehen und prüfen oder Prüfungen beauftragen. Außerdem oblag es dem Aufsichtsrat, allgemeine Grundsätze der Geschäftspolitik und der Vergütungspolitik festzulegen sowie Betragsgrenzen für zustimmungspflichtige Rechtsgeschäfte festzusetzen.

Zur Unterstützung der Aufsichtsratsangelegenheiten und zur Vorbereitung der Beschlüsse bestanden ein Prüfungsausschuss, ein Arbeitsausschuss, ein Nominierungsausschuss sowie ein Vergütungsausschuss.

Zu den Aufgaben des Prüfungsausschusses gehörten die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses, des internen Kontroll- und Risikomanagementsystems sowie der Jahresabschluss- und der Konzernabschlussprüfung. Weitere Aufgaben betrafen die Berichterstattung an den Aufsichtsrat über den Jahres- beziehungsweise Konzernabschluss, die Abschlussprüfung, die Zuverlässigkeit der Finanzberichterstattung, den Vorschlag für die Gewinnverteilung, den Lagebericht und den Corporate Governance-Bericht.

Aufsichtsrat und Vorstand waren primär dem Wohl des Unternehmens verpflichtet und hatten auch die Interessen der Aktionäre und der Arbeitnehmer sowie das öffentliche Interesse zu berücksichtigen.

Hauptversammlung

Die Hauptversammlung diente der gemeinschaftlichen Willensbildung der Aktionäre in den Angelegenheiten der Gesellschaft. Ihre Einberufung oblag dem Vorstand oder dem Aufsichtsrat unter Vorlage der Tagesordnung, des Jahres- und Konzernabschlusses, des Lageberichts, des Corporate Governance-Berichts, des Berichts des Aufsichtsrats sowie gegebenenfalls des Vorschlags für die Gewinnverwendung.

Die ordentliche Hauptversammlung war in den ersten acht Monaten eines Geschäftsjahrs einzuberufen, um die Entlastung des Vorstands und des Aufsichtsrats, die Vergütungspolitik und den Vergütungsbericht, die Gewinnverteilung, die Wahl der Abschlussprüfer und allenfalls auch die Feststellung des Jahresabschlusses zu beschließen. Sie konnte dabei den

Bilanzgewinn ganz oder teilweise von der Verteilung ausschließen. Nicht behobene Gewinnanteile der Aktionäre verfielen drei Jahre nach Fälligkeit zugunsten der freien Rücklage.

5.2 Satzung, Konzern- und Geschäftsanweisungen, Richtlinien

Zu den rechtlichen und organisatorischen Grundlagen der EVN AG zählten neben der Satzung auch Konzern- und Geschäftsanweisungen sowie interne Richtlinien.

Die Satzung stammte ursprünglich vom 24. August 1989 (Beschluss der außerordentlichen Hauptversammlung), wurde wiederholt angepasst und war im Internet abrufbar.

Zu den Konzern- und Geschäftsanweisungen und Richtlinien zählten unter anderem der Verhaltenskodex, die Integritätsklausel der EVN Gruppe, die Konzernanweisung betreffend Beschaffungswesen mit der Regelung des Umgangs mit Interessenskonflikten, die Unterschriftenregelungen der EVN AG, die Allgemeinen Einkaufsbedingungen der EVN Gruppe, die Geschäftsanweisung betreffend Vorgangsweise bei der Beschaffung von Lieferungen und Leistungen, die Aufgabenverteilung zwischen den Fachbereichen des EVN Konzerns als Bedarfsträger und der Konzernfunktion „Beschaffung und Einkauf“ und die Konzernanweisung „Rahmenbedingungen Vermarktung Erzeugung“.

Die gesetzlichen Grundsätze für Anbieter von Energiedienstleistungen betreffend eine sichere, kostengünstige, umweltverträgliche und effiziente Bereitstellung der nachgefragten Dienstleistungen sowie eines wettbewerbsorientierten und wettbewerbsfähigen Elektrizitätsmarkts wurden im Unternehmensprofil und im Verhaltenskodex angesprochen.

5.3 Geschäftsbereiche

Die Geschäftsbereiche des EVN Konzerns bildeten das Energiegeschäft sowie das Umweltgeschäft und die Sonstigen Geschäftsaktivitäten.

Das Umweltgeschäft umfasste Wasserversorgung und Abwasserentsorgung in Niederösterreich, internationales Projektgeschäft im Zusammenhang mit Planung, Errichtung, Finanzierung und Betriebsführung von Anlagen für die Trinkwasserver- und die Abwasserentsorgung sowie die thermische Abfall- und Klärschlammverwertung.

Die Sonstigen Geschäftsaktivitäten betrafen Beteiligungen (50,03 Prozent an der RAG-Beteiligungs-Aktiengesellschaft, 73,63 Prozent an der Burgenland Holding, 12,63 Prozent an der Verbund AG) sowie Konzerndienstleistungen.

Energiegeschäft

Das Energiegeschäft unterteilte sich wie folgt in die Segmente Energie, Erzeugung, Netze sowie Südosteuropa:

Tabelle 5: Segmente und Beteiligungen des Energiegeschäfts

Segment	Aktivitäten	Beteiligungen und Gesellschaften
Energie	Vermarktung des im Segment Erzeugung produzierten Stroms, Beschaffung von Strom, Erdgas und Primärenergieträgern, Handel mit und Verkauf von Strom und Erdgas an Endkunden und auf Großhandelsmärkten, Wärmeproduktion und -verkauf, Beteiligungen	ENERGIEALLIANZ Austria GmbH EVN Energieservices GmbH EVN Energievertrieb GmbH & Co KG EVN Wärme GmbH
Erzeugung	Stromerzeugung aus erneuerbarer Energie sowie in thermischen Produktionskapazitäten zur Netzstabilisierung an österreichischen und internationalen Standorten, Betrieb einer thermischen Abfallverwertungsanlage in Niederösterreich, Beteiligung von 13,0 Prozent an der Verbund Innkraftwerke (Deutschland), Beteiligung von 49,99 Prozent am Laufkraftwerk Ashta (Albanien)	evn naturkraft Erzeugungsgesellschaft mbH EVN Wärmekraftwerke GmbH
Netze	Betrieb von Verteilnetzen und Netzinfrastruktur für Strom und Erdgas in Niederösterreich, Kabel-TV- und Telekommunikationsdienstleistungen in Niederösterreich und im Burgenland	Netz Niederösterreich GmbH
Südosteuropa	Betrieb von Verteilnetzen und Netzinfrastruktur für Strom sowie Stromverkauf an Endkunden in Bulgarien und Nordmazedonien, Stromerzeugung aus Wasserkraft und Photovoltaik in Nordmazedonien, Wärmeerzeugung, -verteilung und -verkauf in Bulgarien, Errichtung und Betrieb von Gasnetzen in Kroatien, Energiehandel für die gesamte Region	Beteiligungen im Ausland

Quelle: EVN AG

Wesentliche Unternehmensgegenstände im Energiegeschäft waren

- die Erzeugung, die Gewinnung, die Beschaffung, die Verarbeitung, die Behandlung, der Transport und der Vertrieb von Energie und Energieträgern jeglicher Art und von Wasser unter Beobachtung der Erfordernisse des Umweltschutzes und der Versorgungssicherheit,
- die Analyse, die Anwendung, die Förderung und die Verbreitung des wirtschaftlichen, sparsamen und sinnvollen Energie- und Wassereinsatzes,
- die Planung, die Errichtung, der Betrieb, die gewerbliche Nutzung und der Vertrieb von Geräten, Anlagen und Einrichtungen auf den Gebieten der Gas-, Wasser-, Wärme- und Elektrotechnik,
- der Handel mit Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen, unfertigen und fertigen Erzeugnissen sowie Waren, vornehmlich auf den vorgenannten Geschäftsfeldern sowie
- Sicherungsgeschäfte für die vorstehend angeführten Tätigkeiten sowie der Handel mit Energiebezugsrechten und -optionen und sonstigen gehandelten Rechten.

Die EVN AG war berechtigt, alle Maßnahmen zu ergreifen, Tätigkeiten auszuüben und Geschäfte abzuschließen, die unmittelbar oder mittelbar geeignet waren, dem Unternehmensgegenstand zu dienen. Weiters konnte sie im In- und Ausland Zweigniederlassungen und andere Unternehmungen, insbesondere solche, deren Unternehmensgegenstände sich ganz oder teilweise auf die vorgenannten Geschäftsfelder erstreckten, errichten, erwerben, betreiben, pachten, verpachten und veräußern beziehungsweise sich an solchen Unternehmen beteiligen. Die Gesellschaft konnte Unternehmen, an denen sie beteiligt war, unter ihrer einheitlichen Leitung zusammenfassen oder sich auf die Verwaltung der Beteiligung beschränken.

Die Stromerzeugung der EVN AG erfolgte vornehmlich in der evn naturkraft Erzeugungsgesellschaft mbH sowie der EVN Wärmekraftwerke GmbH.

Die Vermarktung des selbst erzeugten Stroms erfolgte bis Ende 2022 durch die ENERGIEALLIANZ Austria GmbH (ENERGIE ALLIANZ). Auf Grundlage eines Alleinvertriebsvertrags verwertete die ENERGIE ALLIANZ die erzeugten Mengen bestmöglich am Markt (Börse oder bilateraler Handel).

Seit Anfang 2023 vermarktete die EVN AG den von ihr erzeugten Strom selbst an Börsen und im bilateralen Handel. Ebenso erfolgte in der EVN AG die Beschaffung und der Handel mit Erdgas zur Versorgung der Wärmekraftwerke der EVN Wärme sowie zur Optimierung der Gasspeicherverträge.

Im Rahmen eines Dienstleistungsvertrags zwischen der EVN AG und der EVN Energievertrieb erbrachten die Abteilung Energiewirtschaftliche Planung und die Abteilung Energy Trading der EVN AG für die EVN Energievertrieb Leistungen der Planung und des Portfoliomanagements.

Die Vermarktung erfolgte zentral durch den Energiehandel der EVN AG, sofern nicht Erzeugungsanlagen auf Basis regulierter Tarife für Ökostrom in das Netz einspeisten oder für die Netzreserve des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers, die Austrian Power Grid AG, eingesetzt wurden.

Auftritt der EVN AG

Die EVN AG unterhielt keine direkten Kundenbeziehungen. Sie betrieb die Energiegeschäfte unter dem Logo „EVN“. Auf der Website der EVN AG (www.evn.at) schien diese im Impressum als Herausgeber und Medieninhaber auf. Auch auf den Seiten mit den Tarifmodellen für den Energiebezug wurde das Logo „EVN“ angezeigt, wobei nur das Impressum die EVN Energievertrieb GmbH & Co KG als Herausgeber und Medieninhaber auswies.

5.4 Beteiligungen der EVN AG

Das Energiegeschäft des EVN Konzerns umfasste die gesamte Wertschöpfungskette von der Stromerzeugung über die Errichtung und den Betrieb der Netze bis hin zur Lieferung von Energie (Strom, Gas und Fernwärme) an die Endkunden.

EVN Energievertrieb GmbH & Co KG

Die EVN Energievertrieb war eine Kommanditgesellschaft und bestand aus der ENERGIE ALLIANZ als Komplementärin und der EVN Energieservices GmbH als Kommanditistin, die zu 100,0 Prozent am Kapital (mit einer Haftenlage von 10.001.000,00 Euro) beteiligt und eine hundertprozentige Tochtergesellschaft der EVN AG war.

Die Gesellschafter der ENERGIE ALLIANZ waren die EVN Energieservices GmbH, die WIEN ENERGIE GmbH und die Burgenland Energie AG. Sie waren mit einem Syndikatsvertrag verbunden.

Der Unternehmensgegenstand der EVN Energievertrieb umfasste vor allem die Teilbetriebe Strom- und Gasgeschäft der EVN AG, den An- und Verkauf von Energie (insbesondere elektrischer Energie und Gas) sowie die Planung, die Errichtung und den Betrieb von Anlagen zur Energiegewinnung und -umwandlung. Die EVN Energievertrieb erzeugte weder Strom noch Gas, sondern kaufte die gesamte Energiemenge zu, die sie an ihre Kunden weiterverkaufte.

Die Geschäftsführung der EVN Energievertrieb erfolgte durch die ENERGIE ALLIANZ und wurde durch drei Geschäftsführer wahrgenommen.

Vernetzung EVN Konzern und ENERGIE ALLIANZ

Die ENERGIE ALLIANZ stellte (kartellrechtlich) ein Vollfunktionsunternehmen dar, das als selbstständige wirtschaftliche Einheit agierte. Mit der ENERGIE ALLIANZ vergemeinschafteten die Gesellschafter (EVN Energieservices GmbH, WIEN ENERGIE GmbH und Burgenland Energie AG) die Lieferung von Strom und Gas über das öffentliche Netz an Endverbraucher und Weiterverteiler sowie die damit verbundenen Beschaffungstätigkeiten.

Nicht zum vergemeinschafteten Stromgeschäft gehörten der Netzbetrieb und die Stromerzeugung, die Strombezugsrechte aus Kraftwerken sowie der Stromabsatz (inklusive Vermarktung von erneuerbarer Energie) auf der Erstabsatzstufe (Stromgroßhandel).

Nicht zum vergemeinschafteten Gasgeschäft zählten die Gasförderung, die Gasspeicherung, der Netzbetrieb und der Gashandel.

In den drei Regionalvertriebsgesellschaften EVN Energievertrieb GmbH & Co KG, Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG und BE Vertrieb GmbH & Co KG sorgte die ENERGIEALLIANZ Austria GmbH als Komplementärin für die kartellrechtlich gebotene einheitliche wirtschaftliche Leitung. Der einzige Kommanditist dieser drei Gesellschaften war der jeweilige ENERGIE ALLIANZ Gesellschafter (EVN Energieservices GmbH, WIEN ENERGIE GmbH und Burgenland Energie AG).

Die EVN Energieservices GmbH erbrachte zum einen vertriebsnahe Dienstleistungen für die EVN Energievertrieb und zum anderen Dienstleistungen im Zusammenhang mit E-Mobilität, Photovoltaikanlagen und Stromspeicher für Privatkunden.

Aufgrund des Syndikatsvertrags war die EVN Energievertrieb ausschließlich im Verteilnetzgebiet der Netz NÖ tätig.

Die ENERGIE ALLIANZ erfüllte ihre Aufgaben sowohl direkt (Betreuung von Industrie- und Kettenkunden, Handel mit Strom, Gas und CO₂-Zertifikaten) als auch durch die beiden Tochtergesellschaften Switch Energievertriebsgesellschaft m.b.H und Naturkraft Energievertriebsgesellschaft m.b.H für Strom-Diskontgeschäft und Ökostromverkauf. Den drei Regionalvertriebsgesellschaften oblag der Vertrieb von Strom und Gas an private Haushalte, Gewerbe und Kommunalwirtschaft mit Anschlusspunkten in den Verteilnetzgebieten.

Netz Niederösterreich GmbH

Die Netz NÖ stand zu 100,0 Prozent im Eigentum der EVN AG. Ihr Unternehmensgegenstand umfasste die Errichtung und den Betrieb von Strom- und Erdgasnetzen sowie die Erbringung technischer und administrativer Dienstleistungen beim Netzbetrieb. Die Netz NÖ verfügte über zwei Geschäftsführer, einen Aufsichtsrat und eine Generalversammlung.

EVN Wärme GmbH

Die EVN Wärme stand ebenfalls zu 100,0 Prozent im Eigentum der EVN AG. Ihr Unternehmensgegenstand umfasste die Erzeugung, die Gewinnung, die Beschaffung, die Verarbeitung, die Behandlung, den Transport und den Vertrieb von Energie und Energieträgern sowie vor allem die Erzeugung, die Fortleitung und den Verkauf von Wärme und Kälte. Die EVN Wärme verfügte über zwei Geschäftsführer und eine Generalversammlung.

Biowärme Amstetten-West GmbH

Die EVN Wärme hielt 49,0 Prozent der Anteile an der Biowärme Amstetten-West GmbH, die drei Fernwärmeversorgungsanlagen betrieb und Kunden mit Fernwärme in der Stadt Amstetten versorgte. Mehrheitseigentümerin war die Stadtwerke Amstetten GmbH mit einem Anteil von 51,0 Prozent am Stammkapital.

Fernwärme St. Pölten GmbH

Die EVN AG hielt einen Anteil von 49,0 Prozent an der Fernwärme St. Pölten GmbH. Die Gesellschaft versorgte öffentliche Gebäude, Gewerbe- und Haushaltskunden in Sankt Pölten mit Fernwärme. Mehrheitseigentümerin war die Stadt Sankt Pölten mit einem Anteil von 51,0 Prozent am Stammkapital.

6. Strategische Grundlagen

Die Strategie des EVN Konzerns leitete sich aus der Satzung sowie aus seinem Unternehmensleitbild (Vision, Mission, Werte) ab.

Die Kernstrategien 2030 setzten mit der EVN Klimainitiative auf Nachhaltigkeit als langfristiges Unternehmenskonzept und auf ein integriertes Geschäftsmodell mit einem Investitionsschwerpunkt auf Netzinfrastuktur, einer Stärkung des Endkundengeschäfts durch Digitalisierung sowie einem verstärkten Fokus auf Trinkwasserversorgung in Niederösterreich und auf Konzepte im Bereich Kreislaufwirtschaft. In Südosteuropa lag die Kernstrategie auf Wachstum und Effizienzsteigerung.

6.1 Beschaffungsstrategien

Das folgende Kapitel beschreibt die Beschaffungsstrategien für Strom, Gas und Fernwärme.

Strom und Gas

Die Beschaffung von Strom und Gas wurde folgendermaßen abgewickelt:

Beschaffungsstrategie 2019 bis 2023

Die Beschaffungsstrategie 2019 wurde laufend an Veränderungen der Allgemeinen Lieferbedingungen angepasst und im Juni 2023 (Geschäftsfeld Strom) beziehungsweise im September 2023 (Geschäftsfeld Gas) finalisiert.

Im Mai 2022 erfolgte die Umstellung auf ein neues Energie-Handels- und Risikomanagement-System, das alle Beschaffungs- und Absicherungsgeschäfte des EVN Konzerns inklusive jener der EVN Energievertrieb erfasste. Damit stand jederzeit ein vollständiges Positions- und Risikobild zur Verfügung. Durch einen höheren Automatisierungsgrad in der Indexbeschaffung konnte von einer monatlichen auf eine wöchentliche Beschaffung umgestellt werden. Im Oktober 2022 wurde die Preisfixierung von einem Kalenderjahr auf verschobene Halbjahre umgestellt. Damit bewirkte der Preisindex einen Fixpreis für jeweils die Zeiträume Oktober bis März sowie April bis September.

Beschaffungswesen

Strom konnte im Gegensatz zu Gas nicht auf Lager gelegt werden, sondern musste im Zeitpunkt seiner Erzeugung verbraucht werden. Dabei war auf eine Balance zwischen Stromeinspeisung und Stromverbrauch zu achten, um die Netzstabilität im europäischen Stromnetz nicht zu gefährden.

Die EVN Energievertrieb beschaffte und speicherte Gas in jenen Mengen, welche für die Sicherstellung der Versorgung ihrer Kunden erforderlich waren. Daraus resultierten Kosten der Speicherbewirtschaftung.

Die Beschaffungsplanung erfolgte durch die Abteilung Energy Trading der EVN AG im Rahmen von vertraglichen Vereinbarungen.

Die Beschaffung von Strom und Herkunftsnachweisen führte die EVN Energievertrieb zum größten Teil über die ENERGIE ALLIANZ durch.

Gas beschaffte die EVN Energievertrieb über die OMV Gas Marketing and Trading GmbH im Rahmen eines längerfristigen Bezugsvertrags oder über Börsen und im bilateralen Handel.

Das Beschaffungswesen zielte darauf ab, die Beschaffung möglichst deckungsgleich mit den Konditionen, Fristen und Preisbindungen der Energieprodukte beziehungsweise Endkundenverträge durchzuführen.

Die Beschaffung für Kunden mit Fixpreis-Verträgen für ein Jahr wurde ein Jahr im Voraus am Markt fixpreisig abgesichert.

Die Absicherung der Beschaffung für Kunden mit indexgebundenen Verträgen erfolgte gemäß den maßgeblichen Indizes. Die erforderlichen Liefermengen wurden je nach Verfügbarkeit der Produkte bestmöglich am Großhandelsmarkt beschafft. Jahres-, Quartals-, Monats-, Wochen- und Tagesprodukte waren jeweils entweder Baseload (Montag bis Sonntag von 0:00 bis 24:00 Uhr) beziehungsweise Peakload (Montag bis Freitag von 8:00 bis 20:00 Uhr) verfügbar. Grundsätzlich wurden die Energielieferungen gemäß den Preisbindungen abgesichert. Das Hauptgewicht der Absicherungen lag ein bis eineinhalb Jahre im Voraus.

Der Ausgleich zwischen kurzfristiger Absatzprognose und längerfristigen Standard-Absicherungsgeschäften erfolgte auf dem Spot- und Intradaymarkt sowie über Ausgleichsenergie für Restmengen (Differenz zwischen tatsächlichem und prognostiziertem Verbrauch).

Absicherung der Liefermengen und Beschaffungsrisiken

Das Beschaffungswesen zielte darauf ab, die erforderlichen Liefermengen für die Endkunden zu den jeweils günstigsten Preisen zu beziehen und die damit verbundenen Risiken abzusichern.

So bestanden bei Beschaffungen zum Lieferzeitpunkt zu Spotpreisen ein Marktpreisrisiko, bei zukünftigen Beschaffungen ein Kreditrisiko bezüglich der Bonität der Handelspartner und bei Terminabsicherungen an Börsen ein Liquiditätsrisiko aufgrund der erforderlichen Sicherheitsleistungen (Margin-Zahlungen für Börsenhandel).

Die Marktpreisrisiken sicherte die EVN Energievertrieb mit Termingeschäften ab. Das erfolgte teils über bilaterale Geschäfte mit Handelspartnern mit einem Kreditrisiko abhängig von der Bonität sowie teils über Geschäfte an der Börse mit einem Liquiditätsrisiko abhängig von Positionierung, Preisvolatilität und Preishöhe.

Beschaffungsbücher und Marktbücher

Jedes Energieprodukt und die Zählpunkte waren durch eine spezifische Beschaffungsformel einem Beschaffungsbuch zugeordnet („Rollierend Haushalt und Gewerbe“, „Back to Back für Bindungsverträge Haushalt und Gewerbe (B2B)“, „Indiziert“ und „Optima Flex“). Die Beschaffungsbücher

stellten eine Zusammenfassung von Absatzprognosen für Produkte mit gewisser gleichartiger Preisbindung dar. Die Beschaffungsbücher wurden in einem Marktbuch wöchentlich zusammengefasst und die erforderlichen Mengen an den Energiemärkten beschafft.

Eigenerzeugungsquote Strom und Gas

Die Eigenerzeugungsquote des EVN Konzerns zeigt das Verhältnis zwischen der Stromerzeugung in eigenen Kraftwerken (erneuerbare Energiequellen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen) und dem gesamten Stromverkaufsvolumen.

Im Geschäftsjahr 2022/23 betrug die konzernweite Eigenerzeugungsquote von Strom 16,4 Prozent (16,1 Prozent im Geschäftsjahr 2021/22) und für Gas null Prozent, weil der EVN Konzern kein Gas förderte.

Daher mussten die gesamten Liefermengen an Gas für die Endkunden der EVN Energievertrieb sowie für die thermischen Kraftwerke des EVN Konzerns über den Markt beschafft werden.

Fernwärme

Die Beschaffungsstrategie der EVN Wärme bezog sich auf die Primärenergie für Fernwärmeerzeugung. Die EVN Wärme verfolgte die Strategie, die Primärenergie zu 80,0 Prozent mit Biomasse und die Spitzenlast von 20,0 Prozent mit fossilen Brennstoffen abzudecken. Der Wärmebedarf hing sehr stark von der Witterung ab. Die EVN Wärme ging davon aus, dass jedenfalls 80,0 Prozent der geplanten Energie notwendig sein werden. Das entsprach dem Anteil, der aus Biomasse abgedeckt werden konnte.

Strom und Gas für Fernwärme sollten über Beteiligungsunternehmen der ENERGIE ALLIANZ zu Float-Tarifen beschafft werden. Diese Tarife gaben die monatlichen Preisschwankungen unmittelbar weiter.

Die Biomasse für die Fernwärmeerzeugung beschaffte die EVN Wärme von unterschiedlichen regionalen Anbietern, wie Landwirten mit Eigenwaldflächen oder Händlern. Ihre Diversifizierungsstrategie schloss den Bezug von Biomasse aus dem östlichen Ausland aus und sicherte die ununterbrochene Versorgung der Werkstandorte durch Lagerhaltung von Energierundholz ab. Die Beschaffung von Heizöl und Pellets erfolgte über Ausschreibungen. Die Lieferanten mussten die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien durch Zertifizierungen nachweisen.

Der Landesrechnungshof anerkannte, dass der Anteil an erneuerbarer Energie zur Wärmeerzeugung im Geschäftsjahr 2022/23 rund 90,0 Prozent betrug und die EVN Wärme GmbH an der Optimierung der Beschaffung

arbeitete. Er stellte jedoch fest, dass für das Beschaffungswesen der EVN Wärme GmbH kein eigenes Handbuch und kein Risikomanagementsystem vorlagen, obwohl jährlich rund 200,00 Millionen Euro für Materialaufwand und sonstige Leistungen anfielen.

Die EVN Wärme hielt ein Beschaffungshandbuch oder eine verschriftlichte Beschaffungsstrategie für nicht erforderlich, weil die Prozesse festgelegt wären. Die Gesellschaft arbeitete jedoch an einem Risikomanagementsystem und plante erste Anwendungen im Jahr 2024.

Im Zuge der Schlussbesprechung teilte die EVN Wärme mit, dass das Risikomanagementsystem im Geschäftsjahr 2023/24 eingeführt und die Beschaffungskonzepte für alle Biomasse-Heizkraftwerke sowie für Biomasse einzelner ausgewählter Heizwerke schriftlich dokumentiert worden seien. Dazu legte sie eine Präsentation zur Absicherungsstrategie vom April 2024, Konzepte zur Versorgungslogistik für zwei Biomasse-Heizkraftwerke und die Darstellung des Biomasseeinkaufs für das Geschäftsjahr 2021/22 vor.

Der Landesrechnungshof anerkannte die Maßnahmen zur Umsetzung seiner Hinweise beziehungsweise zur Verbesserung des Beschaffungswesens der EVN Wärme GmbH.

6.2 Einführung neuer Tarife

Die Einführung neuer Produkte oder Tarife für Strom und Gas musste durch Beschluss der Geschäftsleitung der ENERGIE ALLIANZ genehmigt werden. Entscheidungen über Angelegenheiten der Fernwärme fielen in der EVN Wärme.

Strom und Gas

Für die Einführung neuer Tarife oder neuer Produkte gab es einen Prozess, der die notwendigen Schritte von der Idee oder Notwendigkeit bis zur Markteinführung festlegte und alle betroffenen Abteilungen einbezog. Zur Erfüllung der rechtlichen Anforderungen fanden sowohl EVN-intern als auch mit der ENERGIE ALLIANZ Abstimmungen statt.

Fernwärme

Die Tarife für Fernwärme legte die EVN Wärme fest, wenn sie Fernwärmenetze neu errichtete oder bestehende Netze maßgeblich erweiterte. In bestehenden Versorgungsgebieten waren so grundsätzlich keine neuen Tarife möglich. Die Grundlage für neue Tarife bildeten Projektkalkulationen.

Die Genehmigung solcher Projekte (Errichtung, Erweiterung) oblag bis zu einem Investitionsvolumen von 400.000,00 Euro der Geschäftsführung und darüber dem Gesellschafterausschuss der EVN Wärme. Investitionen von mehr als zehn Millionen Euro erforderten zudem Beschlüsse des Vorstands und des Aufsichtsrats der EVN AG. Die Genehmigung setzte voraus, dass die Wirtschaftlichkeitsberechnung einen positiven Barwert und eine Amortisation innerhalb von 20 Jahren ergab. In die Wirtschaftlichkeitsberechnung flossen die geschätzten Kosten und Absatzmengen (Vertriebslisten, Kundenpreise, Einstandskosten für Energieträger), Baukostenzuschüsse der Kunden sowie Förderungen durch die öffentliche Hand ein.

In den Jahren 2022 und 2023 setzte die EVN Wärme wesentliche Erweiterungen der Fernwärmenetze Klosterneuburg, Krems, Wiener Neustadt, im Wärmeverbund Baden-Mödling sowie in den Wiener Umlandgemeinden um. Zudem investierte die EVN Wärme in Wärmeproduktionsanlagen für Industrie-, Gewerbe-, Bundes-, Landes- und Gemeindegemeinschaften, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

7. Grundversorgung

Das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 sowie das Gaswirtschaftsgesetz 2011 normierten ein Recht auf Grundversorgung mit Strom und Gas für Haushaltskunden und Kleinunternehmen im Wesentlichen bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 Kilowattstunden (§ 77 Absatz 1 und 2 ElWOG 2010 und § 124 Absatz 1 und 2 GWG 2011).

Die Grundversorgung musste unabhängig von den Marktpreisen zu jenem Tarif angeboten werden, zu dem die größte Anzahl der Kunden des jeweiligen Energieversorgungsunternehmens versorgt wurde, die Verbraucher im Sinn des Konsumentenschutzgesetzes waren (§ 1 Absatz 1 Ziffer 2 KSchG). Diesen Neukunden musste die EVN Energievertrieb den Bestandskundenpreis für Strom und Gas auch dann anbieten, wenn dieser Tarif unter den Großhandelspreisen lag und die Liefermengen für die Neukunden nicht kostendeckend beschafft werden konnten. Das galt unabhängig von der finanziellen Lage des Kunden und des Energieversorgungsunternehmens.

Die EVN Energievertrieb GmbH & Co KG veröffentlichte den Grundversorgungstarif auf der Website www.evn.at.

Eine Grundversorgung für Fernwärme sahen die rechtlichen Grundlagen nicht vor. Die EVN AG bekannte sich im Ganzheitsbericht 2021/22 jedoch zu Kulanzlösungen für soziale Härtefälle.

8. Produkt- und Kundenportfolio

In den Geschäftsjahren 2021/22 und 2022/23 bestand ein vielfältiges Produkt- und Kundenportfolio für Strom, Gas und Fernwärme.

8.1 Strom und Gas

Die Produktfamilien für Strom und Gas der EVN Energievertrieb setzten sich wie folgt zusammen:

- **Garant:** Das Produkt bot einen langfristigen Vertrag mit Preisgarantie, wobei für Privatkunden eine zwölfmonatige Vertragsbindung sowie bis März 2023 eine Preisgarantie von 24 Monaten und danach von zwölf Monaten galt. Vor Vertragsablauf erhielt der Kunde ein Verlängerungsangebot. Für Businesskunden betrug die Vertrags- und Preisbindung 24 beziehungsweise 36 Monate mit automatischer Vertragsverlängerung.
- **Flex:** Das Produkt bot Privat- und Businesskunden eine Preisgarantie für zwölf Monate ohne Mindestvertragsbindung und mit indexierter Preisbildung.
- **Float und Float Cap:** Die zwei Produkte boten eine automatische Index-Anpassung an die Marktpreise für Strom und Gas, wobei für 24 Monate eine Preisobergrenze (Cap) vereinbart werden konnte. Privatkunden erhielten vor Vertragsablauf ein Verlängerungsangebot, bei Businesskunden bestand eine automatische Vertragsverlängerung.
- **Klassik:** Das Produkt umfasste bindungsfreie Verträge von Privat- und Businesskunden, die vor 2019 abgeschlossen wurden. Die Preisanpassung erfolgte über die Allgemeinen Lieferbedingungen. Diese Verträge waren weder den indexgebundenen noch den Fixpreis-Verträgen zuzuordnen.

Produktausprägungen für Strom

Für Strom bestanden fünf Produktausprägungen mit zwei Untervarianten:

- **Optima:** Privatkundensegment mit Ferraris-Zähler oder Smart Meter
- **Mega:** Businesskundensegment mit Ferraris-Zähler oder Smart Meter
- **Giga:** Businesskundensegment mit Leistungszähler
- **Vario:** Businesskundensegment mit 2-Tarif-Leistungszähler
- **Universal:** Gemeindegundensegment

Dazu gab es die beiden Untervarianten:

- **Eco:** Bei Anlagen mit Rundsteuerempfängern (Hochtarif 06:00 bis 22:00 Uhr und Niedertarif 22:00 bis 06:00 Uhr; zwischen 09:00 und 21:00 Uhr wurde das Netz zwei mal zwei Stunden unterbrochen)
- **Smart:** Bei Anlagen mit Smart Meter in IME-Konfiguration (Intelligentes Meßgerät Extended); Tageszeit Montag bis Freitag von 08:00 bis 20:00 Uhr, sonst Nebenzeit

Die Auszeichnung mit Herkunftsnachweisen (Labeling) unterschied zwischen Natur und Konventionell:

- **Natur:** bezeichnete einen Produktmix aus 100 Prozent erneuerbaren Energieträgern
- **Konventionell:** bezeichnete einen Produktmix aus erneuerbaren und konventionellen Energieträgern

Produktausprägungen für Gas

Für Gas bestanden zwei Produktausprägungen:

- **Optima:** Privatkundensegment
- **Mega/Giga:** Businesskundensegment

Die Auszeichnung mit Herkunftsnachweisen (Labeling) unterschied zwischen Biogas und Konventionell:

- **Biogas:** bezeichnete einen Produktmix aus Erdgas und Biomethan
- **Konventionell:** bezeichnete ein Produkt aus 100,0 Prozent Erdgas

Die EVN Energievertrieb unterschied grundsätzlich nicht zwischen Bestands- und Neukunden. Bestandskunden erhielten bei Vertragsablauf mit Preisbindung die gleichen Tarifprodukte wie Neukunden angeboten.

Ein Neukunde konnte kein Tarifprodukt aus einer Vorperiode und kein bereits zur Neuvergabe gesperrtes Produkt wählen.

Kundenstruktur Strom

Die Kundenstruktur der EVN Energievertrieb stellte sich im Geschäftsfeld Strom mit 30. September 2023 (Ende des Geschäftsjahrs 2022/23) wie folgt dar:

Tabelle 6: Kundenanlagen der EVN Energievertrieb – Strom

Produkt	Haushalt		Business und Gemeinden		Gesamt	
	Anzahl	in Prozent	Anzahl	in Prozent	Anzahl	in Prozent
Produkt A	313.969	58,0	36.525	35,9	350.494	54,5
Produkt B	214.911	39,7	5.111	5,0	220.022	34,3
Produkt C	3.445	0,7	57.736	56,8	61.181	9,5
Produkt D	8.723	1,6	2.283	2,3	11.006	1,7
Summe	541.048	100,0	101.655	100,0	642.703	100,0

Quelle: EVN AG

Die EVN Energievertrieb wies für Strom insgesamt 642.703 Kundenanlagen auf. Davon entfielen 541.048 oder 84,2 Prozent auf Haushalte und 101.655 oder 15,8 Prozent auf Businesskunden (Gewerbe und Kleinindustrie) und Gemeinden.

Die Haushaltskunden bezogen Strom zu 58,0 Prozent mit Produkt A, zu 39,7 Prozent mit Produkt B, zu 0,7 Prozent mit Produkt C und zu 1,6 Prozent mit Produkt D.

Die Businesskunden und die Gemeinden hatten sich zu 35,9 Prozent für Produkt A, zu 5,0 Prozent für Produkt B, zu 56,8 Prozent für Produkt C und zu 2,3 Prozent für Produkt D entschieden.

Der Landesrechnungshof stellte fest, dass der überwiegende Teil der Kundenanlagen für Strom auf Produkte mit Preisgarantie entfiel und daher von Änderungen der Strommarktpreise erst nach Auslaufen der Preisgarantie betroffen war. Im Unterschied dazu sanken oder stiegen die Tarife für Float-Produkte mit den Preisänderungen auf den Strommärkten.

Kundenstruktur Gas

Die Kundenstruktur der EVN Energievertrieb stellte sich im Geschäftsfeld Gas mit 30. September 2023 (Ende des Geschäftsjahrs 2022/23) wie folgt dar:

Tabelle 7: Kundenanlagen der EVN Energievertrieb – Gas

Produkt	Haushalt		Business und Gemeinden		Gesamt	
	Anzahl	in Prozent	Anzahl	in Prozent	Anzahl	in Prozent
Produkt A	91.948	53,1	11.137	61,7	103.085	53,9
Produkt B	51.991	30,1	1.040	5,8	53.031	27,8
Produkt C	26.475	15,3	5.135	28,4	31.610	16,5
Produkt D	2.641	1,5	735	4,1	3.376	1,8
Summe	173.055	100,0	18.047	100,0	191.102	100,0

Quelle: EVN AG

Die EVN Energievertrieb wies für Gas insgesamt 191.102 Kundenanlagen auf. Davon entfielen 173.055 oder 90,6 Prozent auf Haushalte und 18.047 oder 9,4 Prozent auf Businesskunden (Gewerbe und Kleinindustrie) und Gemeinden.

Die Haushaltskunden bezogen Gas zu 53,1 Prozent mit Produkt A, zu 30,1 Prozent mit Produkt B, zu 15,3 Prozent mit Produkt C und zu 1,5 Prozent mit Produkt D.

Die Businesskunden und Gemeinden hatten sich zu 61,7 Prozent für Produkt A, zu 5,8 Prozent für Produkt B, zu 28,4 Prozent für Produkt C und zu 4,1 Prozent für Produkt D entschieden.

Der Landesrechnungshof stellte fest, dass der überwiegende Teil der Kundenanlagen für Gas auf Produkte mit Preisgarantie entfiel und daher von Änderungen der Gasmarktpreise erst nach Auslaufen der Preisgarantie betroffen war. Im Unterschied dazu sanken oder stiegen die Tarife für Float-Produkte mit den Preisänderungen auf den Gasmärkten.

8.2 Fernwärme

Das Kunden- und Produktportfolio der Fernwärme leitete sich aus den Versorgungsgebieten beziehungsweise den regionalen Netzstrukturen ab.

Die EVN Wärme listete 64 Teilnetze mit unterschiedlicher Größe für das Geschäftsjahr 2022/23. Für jedes Versorgungsgebiet bestand zumindest ein allgemeines Preisblatt. Dieses enthielt die Grund- und die Verbrauchspreise sowie deren Wertsicherung. Die Preisblätter bildeten einen Bestandteil der Wärmelieferverträge und die Grundlage für die Abrechnung mit den Kunden.

Für besondere Objekte oder Anforderungen kamen eigene Preisblätter und Verrechnungsweisen beziehungsweise Sonderverträge zum Einsatz, zum Beispiel bei Einbindung einer kontrollierten Wohnraumlüftung oder einer Solaranlage in das Netz.

Verrechnung der Grundpreise und Verbrauchspreise

Die Verrechnung der Grundpreise erfolgte unterschiedlich je Kilowatt der vereinbarten Leistung, je Quadratmeter der zu beheizenden Nutzfläche oder unter bestimmten Voraussetzungen pauschal.

Der Grundpreis bezog sich bei Einfamilienhäusern, Mehrfamilienhäusern, Geschäftslokalen, Gastronomiebetrieben oder landwirtschaftlichen Betrieben in der Regel auf Kilowatt der vereinbarten Leistung. Die Verrechnung nach Quadratmeteranzahl der zu beheizenden Nutzfläche sowie die pauschale Verrechnung der Grundpreise kamen bei Wohnhausanlagen oder gewerblichen Flächen mit Wärmemengenzählern zur Anwendung.

Die Verbrauchspreise waren für Preisblattkunden im jeweiligen Versorgungsgebiet einheitlich. Für spezielle Anforderungen, wie Großabnehmer, Kombinationen mit Solaranlagen oder Versorgung von Gewerbegebieten, bestanden zum Teil auch eigene Preisblätter.

Die folgende Tabelle listet die Anzahl der Kunden der EVN Wärme in den einzelnen Versorgungsgebieten am Ende des Geschäftsjahrs 2022/23 auf.

Tabelle 8: Kunden der EVN Wärme zum 30. September 2023

Versorgungsgebiet	Kunden gesamt	
	Anzahl	in Prozent
Wiener Neustadt	4.788	11,7
Mödling	4.639	11,3
Baden	3.161	7,7
Krems	3.036	7,4
Mittleres Schwarzwatal	2.855	7,0
Tulln	1.962	4,8
Korneuburg	1.745	4,3
Stockerau	1.710	4,2

Versorgungsgebiet	Kunden gesamt	
	Anzahl	in Prozent
Mistelbach	1.121	2,7
Hollabrunn	966	2,4
Bad Vöslau	916	2,2
Schwechat	875	2,1
Gänserndorf	730	1,8
Zwentendorf	707	1,7
Bruck an der Leitha	690	1,7
Ybbs an der Donau	667	1,6
Leobersdorf	584	1,4
Hainburg	540	1,3
Klosterneuburg	525	1,3
Mank	511	1,2
Leopoldsdorf	486	1,2
Fischamend	466	1,1
Waidhofen an der Ybbs	454	1,1
Waidhofen an der Thaya	434	1,1
Horn	416	1,0
Gföhl	388	0,9
Deutsch Wagram Helmahof	378	0,9
Pyhra	355	0,9
Lasseo	316	0,8
Herzogenburg	303	0,7
Pottenstein	290	0,7

Versorgungsgebiet	Kunden gesamt	
	Anzahl	in Prozent
Krumbach	273	0,7
Gross-Enzersdorf	264	0,6
Spillern	259	0,6
Oberwaltersdorf	253	0,6
Strasshof	250	0,6
Orth an der Donau	203	0,5
Allentsteig	196	0,5
Göttlesbrunn	195	0,5
Eggenburg	186	0,5
Neulengbach	184	0,4
Zwettl	165	0,4
Himberg	162	0,4
Sankt Veit an der Gölsen	153	0,4
Retz	142	0,3
Langenlebarn	140	0,3
Markt Piesting	119	0,3
Reichenau an der Rax	117	0,3
Rotheau	103	0,3
Waldegg	94	0,2
Sieghartskirchen	74	0,2
Langenlois	72	0,2
Deutsch Wagram	66	0,2
Aschbach-Ulmerfeld	61	0,1

Versorgungsgebiet	Kunden gesamt	
	Anzahl	in Prozent
Gmünd	58	0,1
Bad Schönau	46	0,1
Sitzendorf an der Schmida	42	0,1
Gußwerk	28	0,1
Hagenbrunn	16	0,0
Ramingdorf	5	0,0
Aspang-Olbersdorf	5	0,0
Sankt Valentin	4	0,0
Maria Gugging	4	0,0
Amstetten	2	0,0
Summe	40.955	100,0

Quelle: EVN AG

Am Ende des Geschäftsjahrs 2022/23 wies die EVN Wärme insgesamt 40.955 Fernwärmekunden in 64 Versorgungsgebieten aus. Im Durchschnitt umfasste ein Versorgungsgebiet rund 640 Kunden, wobei sich die Anzahl der Kunden zwischen 4.788 im Versorgungsgebiet Wiener Neustadt und zwei Kunden im Versorgungsgebiet Amstetten bewegte.

Auf die Versorgungsgebiete Wiener Neustadt (4.788 Kunden oder 11,7 Prozent), Mödling (4.639 Kunden oder 11,3 Prozent), Baden (3.161 Kunden oder 7,7 Prozent), Krems (3.036 Kunden oder 7,4 Prozent) und Mittleres Schwarzatal (2.855 Kunden oder 7,0 Prozent) entfielen insgesamt 45,1 Prozent der Fernwärmekunden. Weitere 13,3 Prozent der Gesamtkundenanzahl verteilten sich mit Anteilen von 4,2 Prozent auf die Versorgungsgebiete Stockerau (1.710 Kunden), 4,3 Prozent auf Korneuburg (1.745) und 4,8 Prozent auf Tulln (1.962 Kunden).

Die Verrechnung des Grundpreises erfolgte bei 5.948 oder 14,5 Prozent der Kunden nach Kilowatt, bei 34.520 oder 84,3 Prozent der Kunden nach Quadratmetern und bei 487 oder 1,2 Prozent der Kunden aufgrund einer Pauschalierung. Bei einem Durchschnitt von 640 Kunden pro

Versorgungsgebiet wurde der Grundpreis damit bei rund 93 Kunden nach Kilowatt, bei rund 539 Kunden nach Quadratmetern und bei rund acht Kunden pauschal verrechnet. Dabei zeigten sich in den einzelnen Versorgungsgebieten unterschiedliche Vorgangsweisen.

So rechnete die EVN Wärme in einem Versorgungsgebiet alle Kunden nur nach Quadratmetern, in einem anderen Versorgungsgebiet nur pauschal, in drei Versorgungsgebieten überwiegend nach Quadratmetern und einige wenige Kunden pauschal ab. 62 Kunden in sechs Versorgungsgebieten wurde der Grundpreis nach Kilowatt (49 Kunden) oder pauschal (13 Kunden) verrechnet.

Die Versorgungsgebiete Ramingdorf, Aspang-Olbersdorf, Sankt Valentin, Maria Gugging und Amstetten wiesen jeweils nur eine Anlage und zwei bis fünf Kunden auf.

Biowärme Amstetten-West GmbH und Fernwärme St. Pölten GmbH

Die Biowärme Amstetten-West GmbH versorgte 1.380 Kunden und die Fernwärme St. Pölten GmbH im Stadtgebiet von Sankt Pölten 4.528 Kunden.

9. Preisermittlung

Strompreise, Gaspreise und Fernwärmepreise für Endkunden setzten sich im Wesentlichen aus Energiepreisen (bestehend aus Grund-, Verbrauchs- beziehungsweise Messpreisen), Netzpreisen sowie Steuern und Abgaben zusammen.

9.1 Strom und Gas

Der Preis für Strom und Gas errechnete sich für Fixpreis- und für indexgebundene Verträge wie folgt:

Tabelle 9: Kalkulationsansatz von Verträgen

Komponente	Erklärung
Beschaffung von Terminmengen	Je Tarifart folgte die Terminbeschaffung einem Index (> 1 Monat) oder back-to-back.
+ Beschaffung von Spotmengen	Kurzfristige Absatzprognose („day-ahead“) führte zu Abweichungen von der Terminbeschaffung.
+ Ausgleichsenergieerisiko	Abweichung des berechneten tatsächlichen Absatzes von der Day-Ahead-Prognose
+ Kosten für Strompreiszone AT ⇔ DE	Wurden die Terminmarkt mengen Strom im Marktgebiet Deutschland (DE) beschafft, musste für das zusätzliche Risiko eine Absicherung über FTR (finanzielle Absicherung der Spotpreisdifferenz AT ⇔ DE beziehungsweise Location Spreads) erfolgen. Für Gas galt dies gleichermaßen, wenn die Terminmarkt mengen im Marktgebiet DE beschafft wurden.
+ Finanzierungskosten für Absicherung	Für die beschafften Terminmengen fielen Finanzierungskosten an, beim Gas Speicherkosten.
+ Herkunftsnachweise	Wegen der Strompreiskennzeichnung wurde für jede Megawattstunde ein Herkunftsnachweis beschafft. Für Gas galt dies gleichermaßen, wenn der Produktmix Biogas gewählt wurde und in unterschiedlicher Ausprägung Herkunftsnachweise für Biomethan beschafft wurden.
+ Einbringlichkeitsrisiko	Risiko durch verspätete Zahlungen beziehungsweise Zahlungsausfall
+ Operative Kosten	Kosten für Kundenbetreuung und -verrechnung (über Grundpreis)
+ Gewinnmarge	Als Aufschlag auf alle Kostenpositionen
= Gesamtenergiepreis	
+ Netzkosten	Gemäß Systemnutzungsverordnung
+ Abgaben und Gebühren	Elektrizitäts-/Erdgasabgabe, Erneuerbaren-Förderpauschale und -beitrag, CO ₂ -Bepreisung
= Gesamtpreis für Unternehmen	
+ 20 Prozent Umsatzsteuer	
= Gesamtpreis für Haushalte und nicht abzugsfähige Körperschaften	

Quelle: EVN AG

Die Zusammensetzung des Strom- und Gaspreises hing vom Jahresverbrauch sowie von den Energie- und Netzpreisen ab und konnte daher variieren. Im Unterschied zum regulierten Netzpreis wurde der Energiepreis stark von der Entwicklung an den Großhandelsmärkten mitbestimmt.

Der Energiepreis unterteilte sich wiederum in den Verbrauchspreis (in Cent pro Kilowattstunde ausgewiesen) und den Grundpreis (in Euro pro Jahr ausgewiesen). Der Verbrauchspreis spiegelte die variablen Kosten für die Beschaffung von Energie, der Grundpreis die Fixkosten der Gesellschaft für Kundenmanagement wider.

Die Anpassungen des Verbrauchspreises sowie des Grundpreises regelten entweder das Produktblatt des Tarifs (Vertragsgrundlage) oder die Allgemeinen Lieferbedingungen.

Am Beispiel eines Haushalts mit einem Stromverbrauch von 3.500 Kilowattstunden pro Jahr und dem Tarif Optima Garant (Tarif mit den meisten Zählpunkten) entfielen im Jahr 2023 (Preisbasis 1. Juli 2023) ohne Berücksichtigung des Stromkostenzuschusses auf den Energiepreis 64,9 Prozent, auf den Netzpreis 18,2 Prozent sowie auf Steuern und Abgaben 16,9 Prozent.

Energiepreisermittlung bei Fixpreis-Verträgen

Die Energiepreisermittlung bei Fixpreis-Verträgen (Produktfamilie Garant) beruhte auf einer Aufschlagskalkulation. Im Zuge der Preiskalkulation wurde zunächst ein Ausgangswert für einen vordefinierten Zeitraum ermittelt. Dazu wurde auf Basis der im Zeitpunkt der Kalkulation vorliegenden Energiepreise eine Aufschlagskalkulation durchgeführt, die verschiedene Risikozuschläge berücksichtigte.

Energiepreisermittlung bei indexgebundenen Verträgen

Auch die Energiepreisermittlung bei indexgebundenen Verträgen (Produktfamilie Flex, Float und Float Cap) beruhte auf einer Aufschlagskalkulation. Im Zuge einer „Initialpreiskalkulation“ wurde ein Ausgangswert „P₀ (null)“ erstmalig ermittelt.

Die Aufschlagskalkulation auf Basis der im Zeitpunkt der Kalkulation vorliegenden Energiepreise berücksichtigte verschiedene Risikozuschläge. Ab dem ersten Zeitpunkt der vereinbarten Preisgleitung folgten die Preisadjustierungen dem zugrundeliegenden Index.

Der Landesrechnungshof stellte stichprobenartig fest, dass bis auf den Tarif Optima Smart Natur mit rund 15.000 Kundenanlagen die Preisadjustierungen gemäß den im Preisblatt hinterlegten Formeln erfolgten.

Die angegebene Formel in den Preisblättern des Tarifs Optima Smart Natur enthielt bis Juni 2023 keine Angabe zur Verrechnung eines Naturaufschlags. Ohne diese Angabe war die Preisermittlung für die Kunden nicht nachvollziehbar. Ab Juli 2023 wurde in den Preisblättern die Formel korrekt abgebildet.

Energiepreisermittlung bei Klassik-Verträgen

Nach der Energiepreisermittlung mit Aufschlagskalkulation bei Verträgen der Produktfamilie Klassik, die vor dem Jahr 2019 abgeschlossen worden waren, erfolgten die Preisanpassungen aufgrund der Allgemeinen Lieferbedingungen. Diese Verträge wurden im März 2023 gekündigt. Die Kunden erhielten mit der Kündigung ein Alternativangebot.

Einzelkalkulationen für bestimmte Kunden

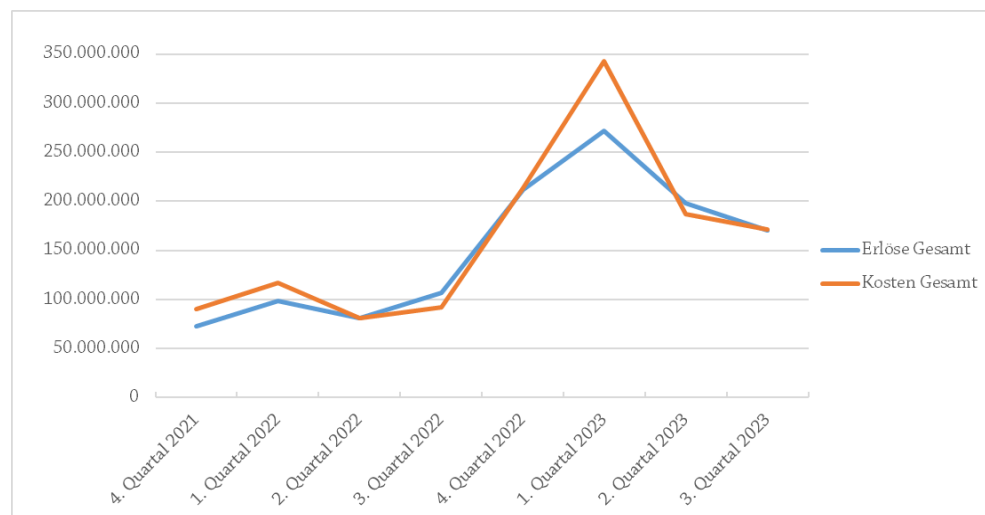
Für Businesskunden mit einem Jahresverbrauch ab 100.000 Kilowattstunden Strom beziehungsweise Gas konnte alternativ zu den angebotenen Produktfamilien ein individuelles Angebot auf Basis des Lastgangs des Kunden erstellt werden. Dazu wurden tagesaktuelle Marktpreise für die gewünschte Vertragslaufzeit herangezogen und mit den relevanten Risikozuschlägen bepreist.

Entwicklung der Erlöse und Kosten auf Tarifebene

Die Entwicklungen auf den Strom- und Gasmärkten wirkten sich auf die Erlöse und Kosten der Energieversorgungsunternehmen aus. Die im Folgenden dargestellten Erlöse umfassten die Absatzmengen sowie die Verbrauchspreise der jeweiligen Tarife und die Kosten umfassten die Gesamtbeschaffungskosten der EVN Energievertrieb. Höhere Beschaffungskosten hatten grundsätzlich Preiserhöhungen zur Folge, welche die Erträge beeinflussten.

Strom

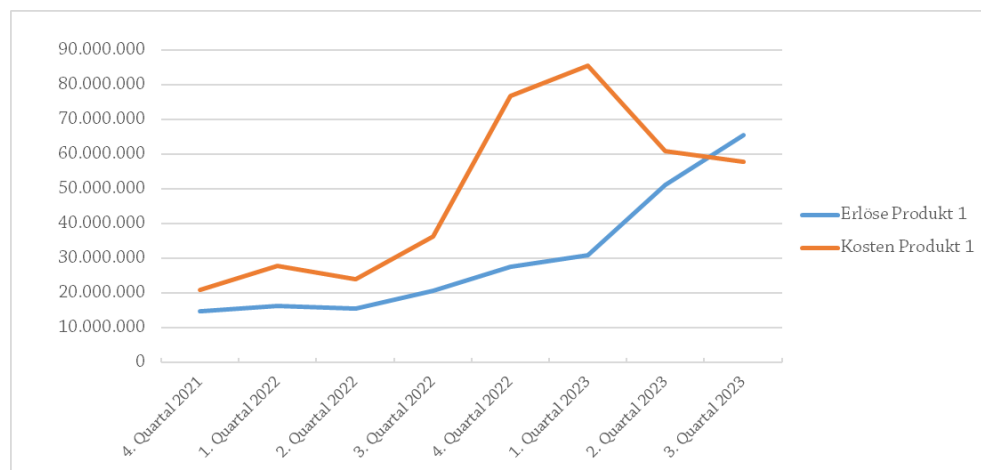
Im Zeitraum Oktober 2021 bis September 2023 stellte sich die Entwicklung der Erlöse und Kosten der Stromtarife gesamt und je Produktfamilie (anonymisiert) wie folgt dar:

Abbildung 1: Erlöse versus Kosten Stromtarife gesamt in Euro

Quelle: EVN AG, eigene Darstellung Landesrechnungshof

Im Zeitraum Oktober 2021 bis September 2023 stiegen über alle Stromtarife hinweg die Beschaffungskosten ab dem dritten Quartal 2022 bis zum ersten Quartal 2023 wesentlich stärker als die Erlöse. Dies war vor allem darauf zurückzuführen, dass die gestiegenen Großhandelspreise durch die den Produkten zugrundeliegende Preisformel erst zeitverzögert weitergegeben werden konnten. Zudem mussten Strommengen für Neukunden zu den damaligen, besonders hohen Marktpreisen nachbeschafft werden. Aufgrund der deutlich höheren Kosten gegenüber den Erlösen wurde eine Unterdeckung erzielt.

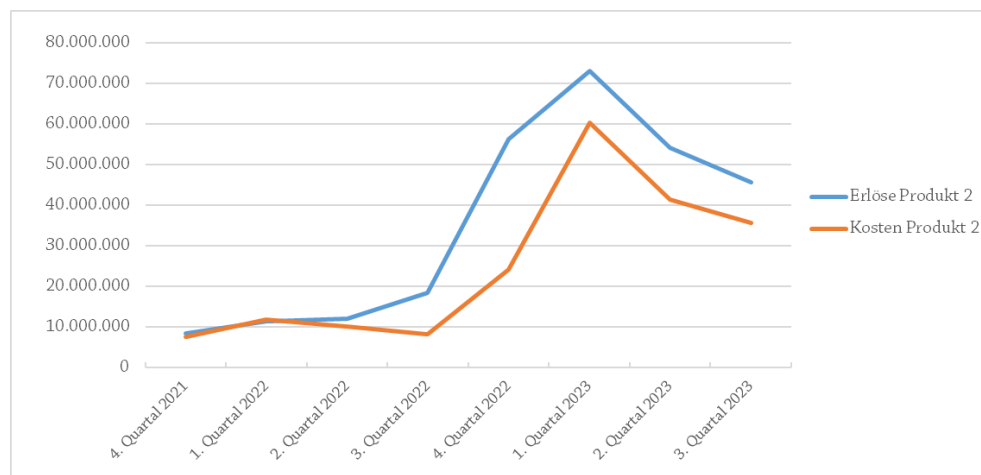
Der Rückgang von Erlösen und Kosten ab dem ersten Quartal 2023 war vor allem auf den Kundenverlust bei ungebundenen Verträgen aufgrund fallender Großhandelspreise und gleichzeitig dem neuerlichen Eintritt von Mitbewerbern in den Markt zurückzuführen. Außerdem wirkten sich die Kündigungen der Klassik-Produktfamilie aus. Der Preis der Alternativangebote war niedriger beziehungsweise hatte die EVN Energievertrieb durch die Kündigungen Kunden verloren.

Abbildung 2: Erlöse versus Kosten Stromtarife – Produkt 1 in Euro

Quelle: EVN AG, eigene Darstellung Landesrechnungshof

Im Zeitraum Oktober 2021 bis Mai 2023 ergab sich bei Produkt 1 eine Unterdeckung, vor allem, weil es sich um langfristige Verträge handelte und die EVN Energievertrieb daher die gestiegenen Großhandelspreise erst verzögert berücksichtigen konnte.

Der Wechsel von rund 240.000 Kunden ab 1. März 2023 zu diesem Produkt führte zu einem deutlichen Anstieg der Erlöse ab dem zweiten Quartal 2023. Damit endete mit Juni 2023 die Unterdeckung dieser Produktfamilie.

Abbildung 3: Erlöse versus Kosten Stromtarife – Produkt 2 in Euro

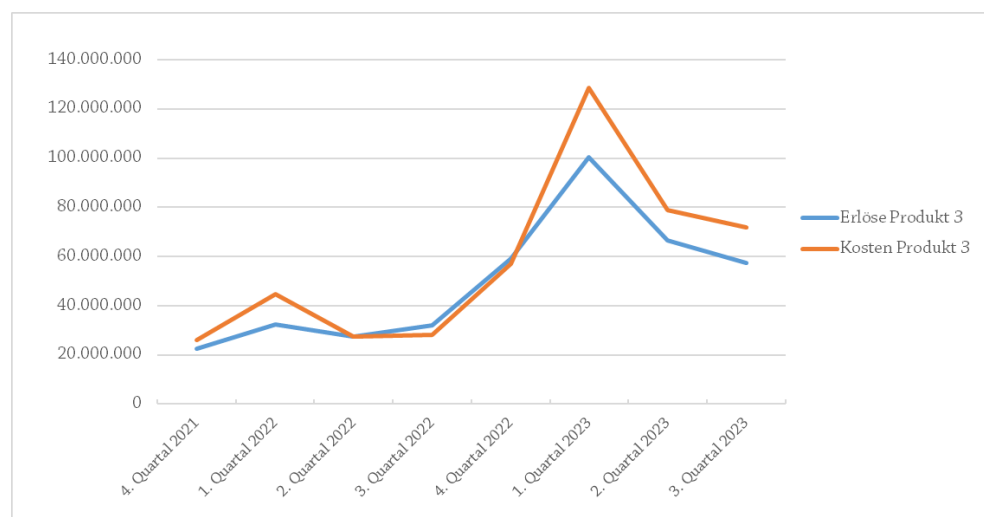
Quelle: EVN AG, eigene Darstellung Landesrechnungshof

Im Zeitraum Oktober 2021 bis September 2023 deckten sich bis März 2022 Kosten und Erlöse von Produkt 2. Ab dem dritten Quartal 2022 bis zum ersten

Quartal 2023 stiegen die Kosten und Erlöse stark an, da die Beschaffung und Preisbildung beim Kunden synchron verliefen.

Auf dieses Produkt wirkte sich zudem aus, dass die EVN Energievertrieb Kunden übernahm, die wegen der stark gestiegenen Großhandelspreise von ihren Versorgern gekündigt wurden. Ein Großteil dieser Kunden wählte dieses Produkt. Im September 2022 wechselten zusätzlich Kunden der EVN Energievertrieb zu diesem Produkt, weil zu diesem Zeitpunkt eine Preiserhöhung eines anderen Produkts erfolgte. Weitere Kunden konnten durch die Einführung eines neuen Tarifs in dieser Produktfamilie im Bereich Haushalt gewonnen werden.

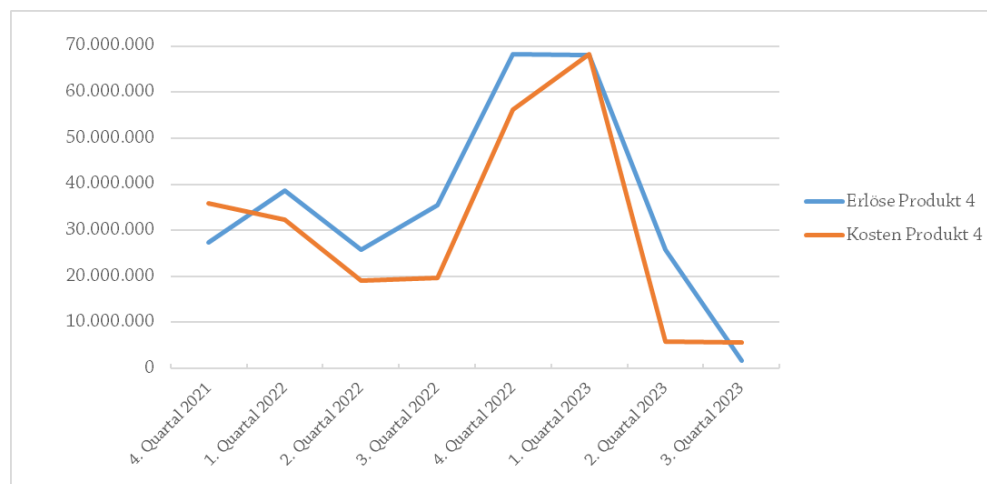
Abbildung 4: Erlöse versus Kosten Stromtarife – Produkt 3 in Euro



Quelle: EVN AG, eigene Darstellung Landesrechnungshof

Produkt 3 erzielte im Zeitraum Oktober 2021 bis September 2023 kaum positive Ergebnisse.

Aufgrund der dem Produkt zugrundeliegenden Preisformel erwies sich Produkt 3 durch die höheren Beschaffungskosten in den Jahren 2021 und 2022 als nicht wirtschaftlich und wurde zur Neuvergabe eingestellt.

Abbildung 5: Erlöse versus Kosten Stromtarife – Produkt 4 in Euro

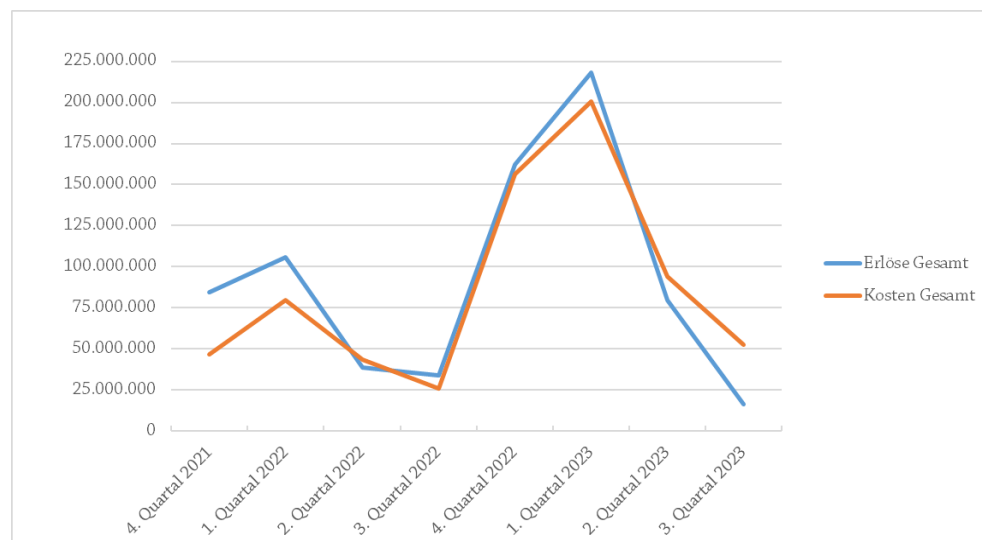
Quelle: EVN AG, eigene Darstellung Landesrechnungshof

Im Zeitraum Oktober 2021 bis September 2023 überstiegen die Erlöse des Produkts 4 ab dem ersten Quartal 2022 die Kosten. Die Entwicklung der Erlöse spiegelte die Preisanpassungen aufgrund der Kostenentwicklung wider. Tarifierhöhungen im Jahr 2022 führten zu höheren Erlösen, bevor das Produkt eingestellt wurde. Daher gingen Erlöse und Kosten im dritten Quartal 2023 gegen Null.

Gas

Auch beim Gasgeschäft führten höhere Beschaffungskosten zu Preiserhöhungen, die sich auf die Erträge der EVN Energievertrieb auswirkten. Aufgrund des Einsatzes von Gasspeichern wirkten sich kurzfristige Preisänderungen jedoch weniger stark aus als auf das Stromgeschäft.

Im Zeitraum Oktober 2021 bis September 2023 entwickelten sich die Erlöse und die Kosten der Gas-Tarife gesamt und je Produktfamilie (anonymisiert) wie folgt:

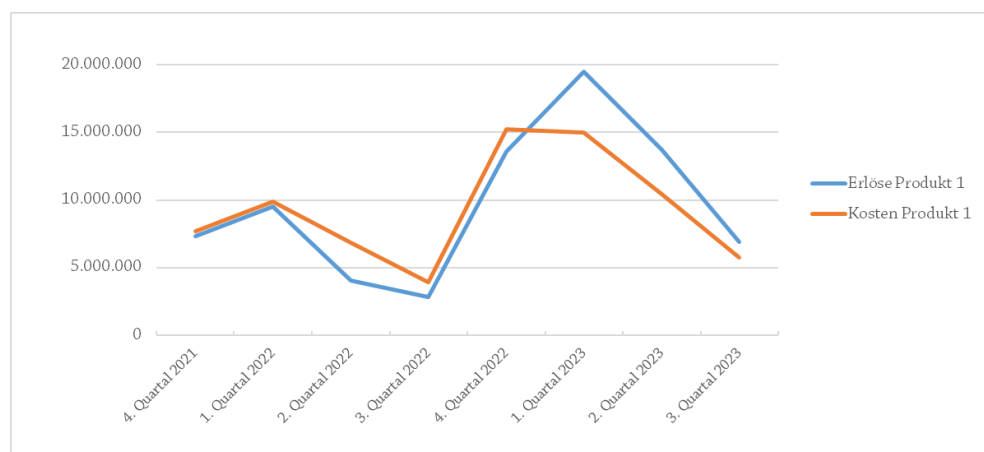
Abbildung 6: Erlöse versus Kosten Gas-Tarife gesamt in Euro

Quelle: EVN AG, eigene Darstellung Landesrechnungshof

Im Zeitraum Oktober 2021 bis September 2023 lieferten die Gas-Tarife der EVN Energievertrieb zunächst eine Überdeckung.

Ab dem dritten Quartal 2022 verliefen Erlöse und Kosten weitgehend parallel. Dies war vor allem darauf zurückzuführen, dass Beschaffungen zu höheren Kosten erforderlich waren, die Preiserhöhungen nach sich zogen.

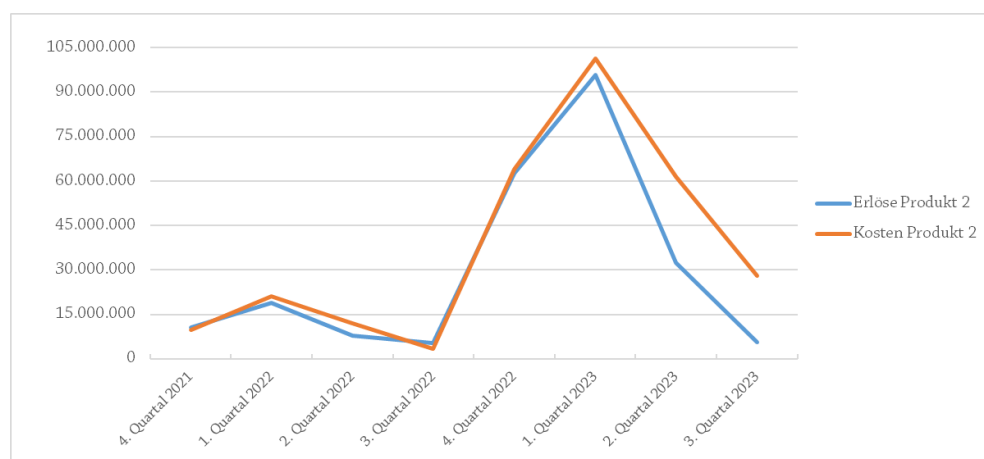
Ab dem zweiten Quartal 2023 lagen die Kosten über den Erlösen und lieferten demnach eine Unterdeckung. Der Rückgang von Erlösen und Kosten war auf den Kundenverlust bei ungebundenen Verträgen aufgrund fallender Großhandelspreise und gleichzeitig dem neuerlichen Eintritt von Mitbewerbern in den Markt zurückzuführen. Außerdem wirkten sich die Kündigungen der Klassik-Produkte aus. Der Preis der Alternativangebote war niedriger beziehungsweise hatte die EVN Energievertrieb durch die Kündigungen Kunden verloren.

Abbildung 7: Erlöse versus Kosten Gas-Tarife – Produkt 1 in Euro

Quelle: EVN AG, eigene Darstellung Landesrechnungshof

Im Zeitraum Oktober 2021 bis September 2023 überstiegen die Kosten für Produkt 1 bis Dezember 2022 die Erlöse, vor allem, weil Beschaffungen zu höheren Kosten erforderlich waren. Dies zog Preiserhöhungen nach sich, die sich ab dem ersten Quartal 2023 in höheren Erlösen widerspiegelten.

Aufgrund des Umstiegs von rund 60.000 Kunden der EVN Energievertrieb zu diesem Produkt konnten die Erlöse im Vergleich zum Vorjahr erhöht und eine Überdeckung erreicht werden.

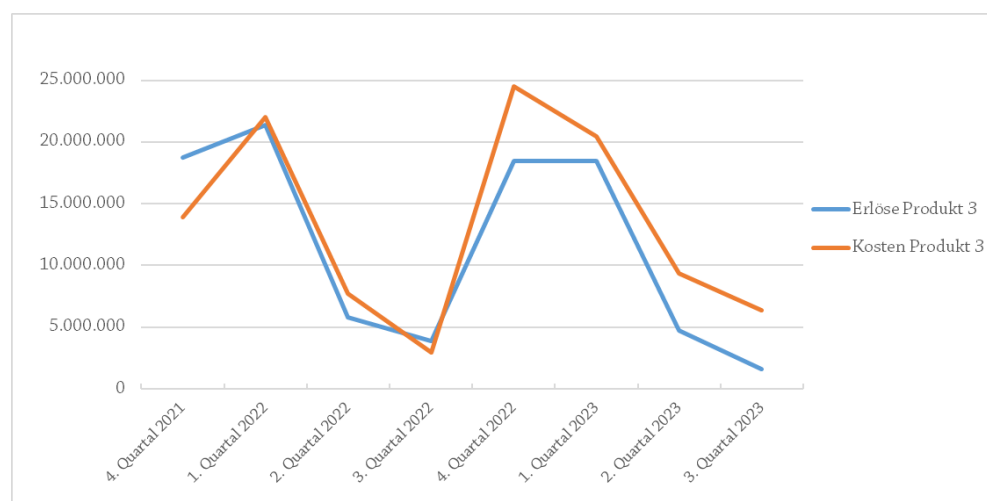
Abbildung 8: Erlöse versus Kosten Gas-Tarife – Produkt 2 in Euro

Quelle: EVN AG, eigene Darstellung Landesrechnungshof

Im Zeitraum Oktober 2021 bis September 2023 war Produkt 2 größtenteils kostendeckend, wobei Kosten und Erlöse ab dem dritten Quartal 2022 stark anstiegen.

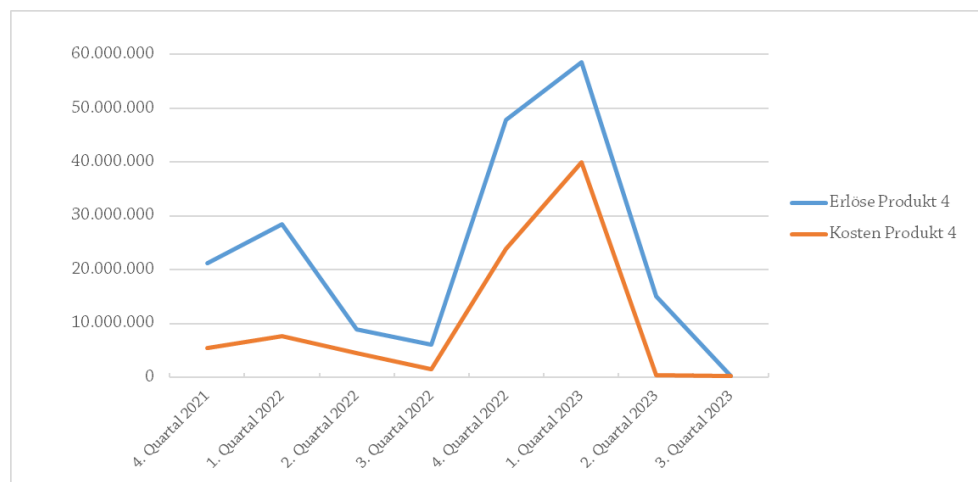
Im dritten Quartal 2022 übernahm die EVN Energievertrieb Kunden, die wegen der stark gestiegenen Großhandelspreise von ihren Energieversorgern gekündigt wurden. Diese Kunden wählten vor allem dieses Produkt. Die Übernahme der Kunden zog Nachbeschaffungen zu hohen Marktpreisen nach sich. Die stark gestiegenen Beschaffungskosten erforderten Preiserhöhungen, die im ersten bis dritten Quartal 2023 zu einem Kundenrückgang und damit zu geringeren Erlösen führten.

Abbildung 9: Erlöse versus Kosten Gas-Tarife – Produkt 3 in Euro



Quelle: EVN AG, eigene Darstellung Landesrechnungshof

Im Zeitraum Oktober 2021 bis September 2023 war Produkt 3 ab dem ersten Quartal 2022 nicht kostendeckend. Der starke Anstieg der Kosten ab dem dritten Quartal 2022, der zum Teil durch übernommene Kunden entstand, konnte durch die Erlöse nicht gedeckt werden. Im April und Mai 2023 verminderte angabegemäß zusätzlich ein Verrechnungsfehler die Erlöse, weil irrtümlich ein fehlerhaftes Preisblatt versendet und damit rund 5.500 Kunden ein zu geringer Verkaufspreis zugesagt wurde.

Abbildung 10: Erlöse versus Kosten Gas-Tarife – Produkt 4 in Euro

Quelle: EVN AG, eigene Darstellung Landesrechnungshof

Im Zeitraum Oktober 2021 bis September 2023 überstiegen die Erlöse des Produkts 4 die Kosten. Die Tarifierhöhung im Jahr 2022 führte zu einem Anstieg der Erlöse, bevor das Produkt eingestellt wurde. Daher gingen Erlöse und Kosten im dritten Quartal 2023 gegen Null.

9.2 Fernwärme

Die Preisermittlung für Fernwärme erfolgte aufgrund von Allgemeinen Geschäftsbedingungen und der Kalkulationsvorlagen.

Die Grundlage für die Verrechnung mit den Kunden bildeten Preisblätter zu den Wärmelieferverträgen oder Sonderverträge. Innerhalb eines Versorgungsgebiets galten für die Kundengruppen einheitliche Allgemeine Geschäftsbedingungen sowie Preise beziehungsweise Tarife.

Die Preisermittlung der EVN Wärme erfolgte anhand von Kalkulationsvorlagen für Gesamt- und für Netzerweiterungsprojekte (Gesamtprojektkalkulation, Netzerweiterungskalkulation).

Die Preise in einem Versorgungsgebiet ergaben sich aus der Projektkalkulation für das Versorgungsnetz (Erweiterung oder Errichtung), den betrieblichen Aufwendungen und den Anteilen der Energieträger für die Wärmeerzeugung. Die Komponenten der Preisermittlung waren in den Preisblättern angeführt und erläutert. Zudem legten die Preisblätter die Form und die Stichtage der Wertsicherung für die Preise fest. Die Valorisierung der Preise erfolgte in Form von Indizes zumindest jährlich und höchstens quartalsweise.

Für die Bereitstellung und die Lieferung von Wärme wurden die im Preisblatt vereinbarten Preise für die gelieferten Mengen verrechnet.

Komponenten der Preisermittlung der EVN Wärme

Die Preisblätter enthielten folgende Preiskomponenten:

- **Jährlicher Grundpreis für die Bereitstellung von Wärme**

Der jährliche Grundpreis für die Bereitstellung von Wärme enthielt Investitionen, Netzverluste, sprungfixe Wartung oder Bereitschaftspersonal und konnte nach drei Varianten berechnet werden: nach der zu beheizenden Nutzfläche je Quadratmeter, nach der vereinbarten Leistung in Kilowatt (für die im Abrechnungszeitraum höchste bereitzustellende Leistung) oder pauschal. Für die Wartung eines Wärmerückgewinnungsgeräts fiel zusätzlich eine jährliche Pauschale an.
- **Verbrauchspreis für die Lieferung von Wärme**

Der Verbrauchspreis für die Lieferung von Wärme enthielt Energiekosten sowie Wärme-, Netz- und Transportverluste und spiegelte die tatsächlich verwendete Energiemenge wider; in der Regel fiel ein verbrauchsbezogener Preis je Kilowattstunde an.
- **Steuern und Abgaben**

Steuern und Abgaben umfassten Zuschläge für die Energieabgabe (bei Erdgas oder Strom), die CO₂-Bepreisung, die Gebrauchsabgabe je Kilowattstunde und die Umsatzsteuer.
- **Messpreis laut Messleistungstabelle**

Der Messpreis laut Messleistungstabelle enthielt Kosten für Beschaffung und Einbau des Zählers, für Nacheichung, für Ableseaufwand sowie für Datenübermittlung und wurde monatlich abgerechnet.
- **Kostenersatz für bestimmte Nebenleistungen der EVN Wärme oder sonstige Dienstleistungsentgelte**

Dieser Kostenersatz umfasste Entgelte für Heizkostenverteilung sowie für Wartungs- und Instandhaltungsverträge.

Wertsicherung der EVN Wärme

Die Wertsicherung der Preiskomponenten erfolgte über verschiedene Indizes, die mit Ausgangswert, Gewichtung, Art und Weise der Preisänderung im jeweiligen Preisblatt zum Wärmeliefervertrag ausgewiesen waren. Aufgrund der vereinbarten Valorisierung erhöhte und senkte die EVN Wärme die Preise.

In den 64 Versorgungsgebieten der EVN Wärme kamen sechs verschiedene Indizes zur Anwendung: Verbraucherpreisindex VPI 2000 oder 2015, Energie-

Verbraucherpreisindex 2015 Gruppe 227 „Heizöl extra leicht/Großabnahme“, Großhandelspreisindex 2015 für „Sonstige Mineralölerzeugnisse“ sowie COICOP 4.5 Strom, Gas und andere Brennstoffe, Bundesmessziffer 2005 der Statistik Austria, weiters der Energieholzindex der Landwirtschaftskammer Niederösterreich und der Index „THE Natural Gas Year Future“ der European Energy Exchange AG.

Biowärme Amstetten-West GmbH

Die Biowärme Amstetten-West GmbH setzte für die Valorisierung vier Indizes ein: Verbraucherpreisindex 2015 und Großhandelspreisindex 2015 für „Sonstige Mineralölerzeugnisse“ jeweils der Statistik Austria sowie Energieholzindex der Landwirtschaftskammer Niederösterreich und den Index „THE Natural Gas Year Future“ der European Energy Exchange AG.

Fernwärme St. Pölten GmbH

Die Fernwärme St. Pölten GmbH ermittelte ihre Preise aus einem einmaligen Trassenbeitrag als Anschlussbeitrag für die installierte Leistung je Kilowatt, aus einem jährlichen Arbeitspreis für Wärme nach Objektzählung oder Einzelverzählung, Bauwärme je Megawattstunde, Warmwasser je Kubikmeter und einem jährlichen Pauschalpreis bezogen auf den vereinbarten Verrechnungsanschlusswert je Kilowatt sowie aus Zuschlägen für Steuern und Abgaben.

Die Wertsicherung erfolgte nach dem Verbraucherpreisindex 2015 und dem Großhandelspreisindex 2015 für „Sonstige Mineralölerzeugnisse“ der Statistik Austria, dem Energieholzindex der Landwirtschaftskammer Niederösterreich, dem „European Gas Index“ der European Energy Exchange AG (EGIX Germany normiert, Basis Jänner 2008) und dem Index „EEX Phelix-AT Base Year Future“ der European Energy Exchange AG.

Veröffentlichung der Preisblätter

Die EVN Wärme, die Biowärme Amstetten-West GmbH und die Fernwärme St. Pölten GmbH fielen unter das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (§ 89 EAG), wonach Tarife und Tarifänderungen für Wärme- oder Kältelieferungen dem Bundesministerium für Klima, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zu melden waren. Die Meldepflicht galt ab 1. Jänner 2024.

Die EVN AG veröffentlichte die Allgemeinen Geschäftsbedingungen und die gemeldeten Preisblätter der EVN Wärme auf ihrer Website.

10. Frage 1

„Wie kamen die Preissteigerungen bei den seitens des Unternehmens angebotenen Produkten in den einzelnen Geschäftsfeldern (Strom, Gas, Fernwärme) seit September 2021 zustande?“

In den Geschäftsfeldern Strom und Gas kamen die Preissteigerungen bei den Produkten der EVN Energievertrieb GmbH & Co KG durch Preiserhöhungen am Großhandelsmarkt zustande, die im August 2021 begonnen und im August 2022 ihren Höhepunkt erreicht hatten.

Die Preiserhöhungen am Großhandelsmarkt wirkten sich zeitverzögert vor allem auf den Österreichischen Strompreisindex ÖSPI und den Österreichischen Gaspreisindex ÖGPI aus, welche wiederum Tariferhöhungen auslösten, um die Kosten für Energiebeschaffung abdecken zu können.

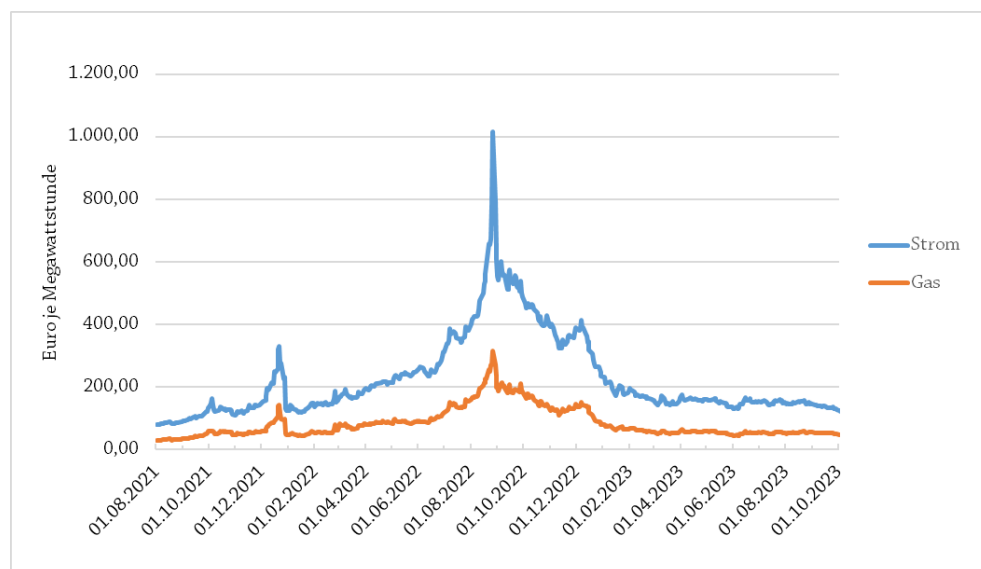
Die Kunden von Fixpreis-Verträgen erhielten kurz vor Ablauf des Vertrags einen neuen Vertrag angeboten. Die Preis- beziehungsweise Tarifierhöhungen erfolgten bei indexgebundenen Verträgen ausschließlich nach dem vorab festgelegten Index und Zeitpunkt. Verträge mit Preisanpassung durch die Allgemeinen Lieferbedingungen wurden gemäß deren Bestimmungen angepasst.

Im Geschäftsfeld Fernwärme kamen die Preissteigerungen in den 64 Versorgungsgebieten der EVN Wärme GmbH, bei der Biowärme Amstetten-West GmbH und der Fernwärme St. Pölten GmbH durch die Wertsicherung in den Preisblättern zu den Wärmelieferverträgen zustande. Für die Wertsicherung kamen verschiedene Indizes zur Anwendung, die sich auf Preiskomponenten (Grundpreis, Verbrauchspreis, Messpreis, Kostenersatz für Nebenleistungen) auswirkten.

10.1 Strom und Gas

Von August 2021 bis Oktober 2023 wiesen die für die Energiewirtschaft maßgeblichen Großhandelspreise folgende Preisschwankungen auf:

Abbildung 11: Entwicklung Großhandelspreise Strom und Gas im Zeitraum August 2021 bis Oktober 2023 in Euro je Megawattstunde



Quelle: EVN AG, EEX, eigene Darstellung Landesrechnungshof

Der Großhandelspreis für Strom verzeichnete im Vergleich der Monate August 2021 (79,12 Euro je Megawattstunde) und Oktober 2023 (128,81 Euro je Megawattstunde) einen Anstieg von 62,8 Prozent, wobei es Ende August 2022 mit 1.015,00 Euro je Megawattstunde zu einer Spitze (1.182,9 Prozent) kam.

Der Großhandelspreis für Gas zeigte im gleichen Zeitraum einen Anstieg von 78,4 Prozent (28,04 Euro je Megawattstunde im August 2021 und 50,02 Euro je Megawattstunde im Oktober 2023), wobei Ende August 2022 mit 314,78 Euro je Megawattstunde eine Spitze (1.022,6 Prozent) erreicht wurde.

Auswirkungen der Großhandelspreise von 2021 bis 2023 auf die Endkundenpreise von Strom und Gas

Seit der Liberalisierung des europaweiten Energiesektors erfolgte die Preisbildung für Endkunden nicht kosten-, sondern marktpreisorientiert.

Die EVN Energievertrieb musste ihre Preisgestaltung an den Marktpreisen und der wettbewerblichen Situation ausrichten. Sie konnte Preisänderungen am Großhandelsmarkt nicht zu willkürlichen Zeitpunkten an die Kunden weitergeben, sondern nach Maßgabe der jeweiligen Verträge:

- Die Kunden mit Fixpreis-Verträgen erhielten kurz vor Ablauf des Vertrags ein Angebot für einen neuen Vertrag; der Preis galt für einen definierten Zeitraum, je nach Vertrags- beziehungsweise Preisbindung entweder zwölf, 24 oder 36 Monate.
- Preisanpassungen bei indexgebundenen Verträgen erfolgten nach den vorab festgelegten Indizes und Zeitpunkten, zu denen der jeweils aktuelle Indexwert je nach Vertragsart – jährlich, vierteljährlich oder monatlich – ermittelt wurde.
- Verträge mit Preisanpassung durch die Allgemeinen Lieferbedingungen wurden gemäß den vertraglichen Lieferbedingungen angepasst. Die Allgemeinen Lieferbedingungen sahen bis August 2022 eine jährliche Anpassung vor. Danach konnten die Preise zweimal jährlich angepasst werden.

Strom

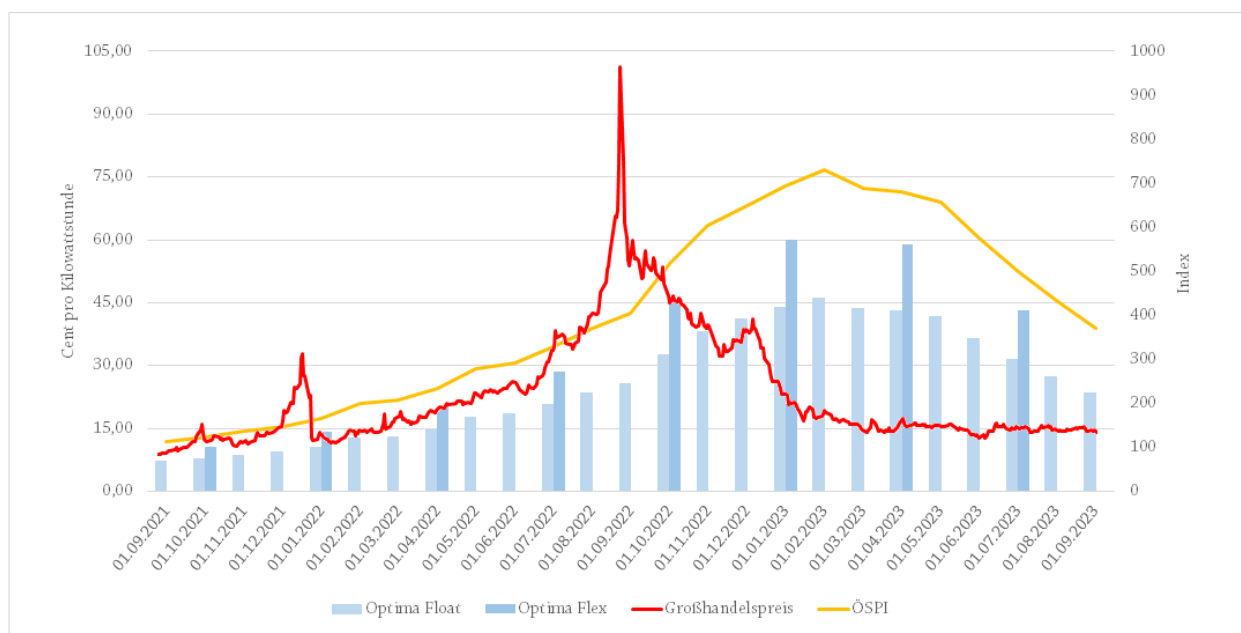
Der größte Anteil des Stroms wurde über sogenannte Termingeschäfte über einen langen Zeitraum im Voraus zu einem festgelegten Preis beschafft. Die restliche Strommenge musste über den kurzfristigen Handel täglich gekauft werden.

Das Merit-Order-Prinzip als Grundlage für die Preisbildung bestimmte die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, wobei zuerst das Kraftwerk mit den niedrigsten Grenzkosten zur Deckung der Nachfrage zugeschaltet wurde. Das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten, das als letztes zur Deckung der Nachfrage zugeschaltet wurde, bestimmte den Preis. Dieses Prinzip sorgte dafür, dass nach und nach der jeweils günstigste Stromanbieter zum Zug kam und niedrige Kosten belohnt wurden. Auch kurzfristig zu beschaffende Strommengen konnten damit den Marktpreis in die Höhe treiben.

Der Österreichische Strompreisindex ÖSPI beruhte auf den durchschnittlichen Großhandelspreisen der vergangenen neun Handelsmonate für Strompreis-Futures, wobei sich die Futures auf die jeweils kommenden vier Quartale bezogen. Bei Futures handelte es sich um standardisierte börsengehandelte Termingeschäfte zur Absicherung von Markt- beziehungsweise Preisschwankungen.

Wie die folgende Abbildung zeigt, konnten Stromprodukte mit Float- oder Flex-Tarifen, die am Österreichischen Strompreisindex ÖSPI ausgerichtet waren, Preisausschläge der Großhandelspreise glätten.

Abbildung 12: Verbrauchspreise Tarife Optima Float und Flex, Großhandelspreis und Österreichischer Strompreisindex ÖSPI im Zeitraum 1. September 2021 bis 1. September 2023



Quelle: Österreichische Energieagentur, EVN AG, eigene Darstellung Landesrechnungshof

Im Zeitraum 1. September 2021 bis 1. September 2023 traten von Juni 2022 bis Jänner 2023 hohe Preisausschläge des Großhandelspreises auf. Das wirkte sich bei den Flex-Produkten bis Herbst 2023 stärker aus als bei den kurzfristigen Float-Produkten.

Im Jahr 2022 führte die Anwendung des Österreichischen Strompreisindex ÖSPI dazu, dass die hohen Großhandelspreise nicht sofort bei den Kunden ankamen, weil zu dieser Zeit für die Preisfindung noch die niedrigeren Großhandelspreise aus der Vergangenheit ausschlaggebend waren.

Gas

Für die Tarife Garant, Flex und Klassik der EVN Energievertrieb waren der Österreichische Gaspreisindex ÖGPI und für die Float-Tarife der Europäische Gaspreisindex EGIX maßgeblich.

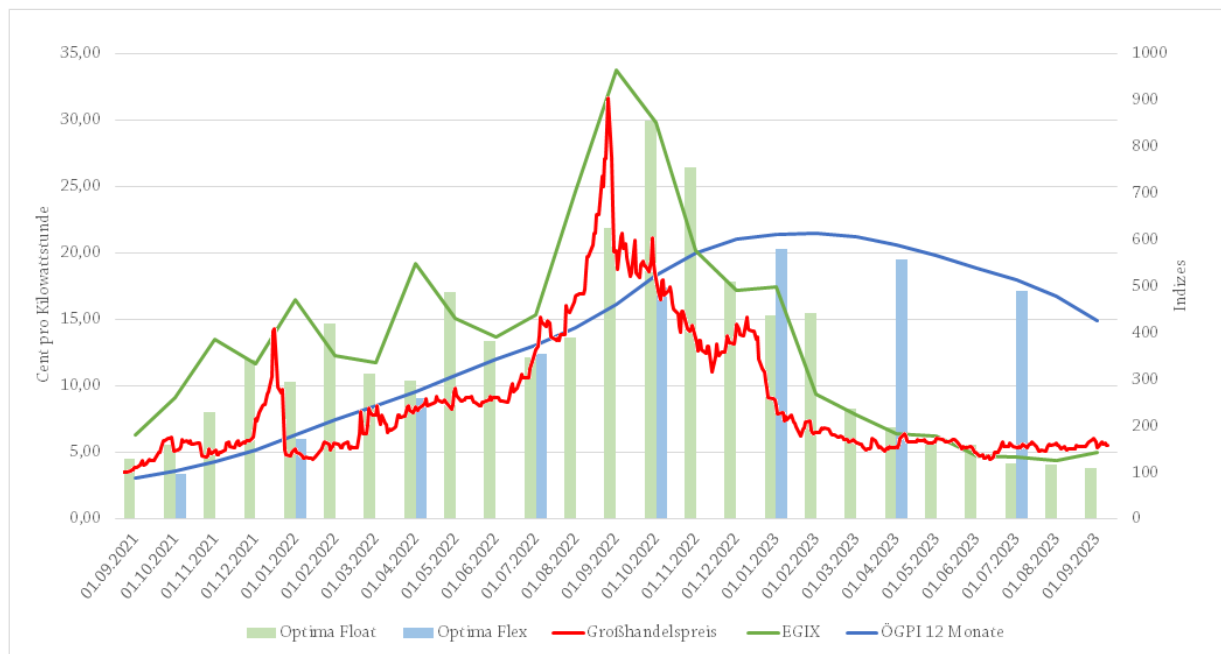
Der Österreichische Gaspreisindex ÖGPI wurde monatlich nach einer standardisierten Methode und den für den österreichischen Gasmarkt relevanten Notierungen an der Handelsplattform European Energy Exchange EEX berechnet. Die Grundlage für die Berechnung bildeten die am 27. des Monats publizierten Month-Ahead-Futures für Erdgas der vergangenen drei

Handelsmonate. Der Mittelwert des Österreichischen Gaspreisindex der letzten zwölf Monate wurde als ÖGPI 12 publiziert.

Der Europäische Gaspreisindex EGIX beruhte auf den börslichen Handelsgeschäften, die in den jeweils aktuellen Frontmonatskontrakten abgeschlossen wurden. Der Frontmonat bezeichnete den jeweils aktuellen Monat an einer Terminbörse. Damit bildete dieser Index den aktuellen Marktpreis für Gaslieferungen im nächsten Monat ab.

Die folgende Abbildung zeigt die Auswirkungen der Preisausschläge des Großhandelspreises auf die Indizes und die Verbrauchspreise der Tarife Optima Flex und Float:

Abbildung 13: Verbrauchspreise Tarife Optima Flex und Float, Großhandelspreis, Österreichischer Gaspreisindex ÖGPI 12 und Europäischer Gaspreisindex EGIX im Zeitraum 1. September 2021 bis 1. September 2023



Quelle: Österreichische Energieagentur, EVN AG, eigene Darstellung Landesrechnungshof

Im Zeitraum 1. September 2021 bis 1. September 2023 verliefen der Europäische Gaspreisindex EGIX und der Großhandelspreis mit unterschiedlich hohen Preisausschlägen, insbesondere im dritten Quartal 2022, parallel.

Im Jahr 2022 führte die Anwendung des Österreichischen Gaspreisindex ÖGPI 12 dazu, dass die hohen Großhandelspreise nicht sofort bei den Kunden

ankamen, weil zu dieser Zeit für die Preisfindung noch die niedrigeren Großhandelspreise aus der Vergangenheit ausschlaggebend waren.

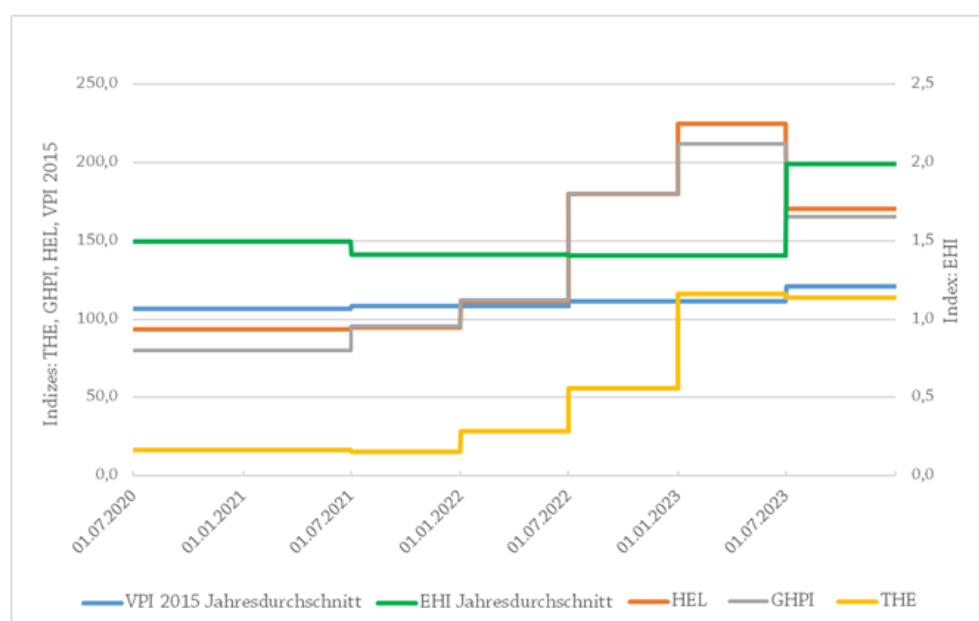
Die Flex-Tarife verliefen annähernd parallel zum Österreichischen Gaspreisindex ÖGPI 12. Unterdessen verliefen die Float-Tarife mit einem Monat Zeitverzögerung synchron zum Europäischen Gaspreisindex EGIX.

10.2 Fernwärme

Im Zeitraum Juli 2020 bis Dezember 2023 bestimmten insbesondere der Verbraucherpreisindex 2015 (VPI 2015) und der Verbraucherpreisindex Gruppe 227 „Heizöl extra leicht/Großabnahme“ (HEL) der Statistik Austria, der Energieholzindex (EHI) der Landwirtschaftskammer Niederösterreich, der Großhandelspreisindex 2015 für „Sonstige Mineralölerzeugnisse“ (GHPI) und der Index „THE Natural Gas Year Future“ (THE) der European Energy Exchange AG die Entwicklung der Fernwärmepreise.

Die folgende Abbildung stellt die maßgeblichen Durchschnittswerte der Indizes für die Preisanpassungszeitpunkte der Fernwärmetarife im Zeitraum Juli 2020 bis Dezember 2023 dar:

Abbildung 14: Durchschnittswerte und Preisanpassungszeitpunkte der maßgeblichen Indizes zur Anpassung der Fernwärmetarife



Quelle: EVN AG, eigene Darstellung Landesrechnungshof

Verbraucherpreisindex VPI 2015

Den Verbraucherpreisindex VPI 2015 der Statistik Austria zog die EVN Wärme vorrangig für die Anpassung der Personal- und teilweise der Erzeugungskosten in der Fernwärmeproduktion sowie der Kosten des Fernwärmenetzes an die allgemeine Preisentwicklung und die Inflation in Österreich heran.

Das betraf vor allem die jährlichen Valorisierungen der Grund- und Messpreise. Die Verbrauchspreise unterlagen dem Verbraucherpreisindex mit einem Anteil zwischen 25,0 und 36,0 Prozent.

Der jeweilige Wert des Verbraucherpreisindex floss entsprechend den Allgemeinen Geschäftsbedingungen und den Preisblättern in die nächstfolgende Preisermittlung ein. Für Wertanpassungen der Grund-, Mess- und Verbrauchspreise von Fernwärme zum 1. Juli 2020 und 1. Jänner 2021 galt ein Jahresdurchschnittswert des Verbraucherpreisindex für das Jahr 2019 von 106,7.

Der Jahresdurchschnittswert für das Jahr 2020 für Preisanpassungen zum 1. Juli 2021 und 1. Jänner 2022 betrug 108,2 und lag damit um 1,4 Prozent über dem Vorjahreswert. Jahresdurchschnittswerte für die Jahre 2021 und 2022 von 111,2 beziehungsweise 120,7 galten für Preisanpassungen zum 1. Juli 2022 und 1. Jänner 2023 beziehungsweise ab 1. Juli 2023.

Im Zeitraum 1. Juli 2020 bis 1. Juli 2023 verzeichneten der Verbraucherpreisindex VPI 2015 eine Erhöhung um 20,5 Prozent und die Durchschnittswerte für den jeweiligen Preisanpassungszeitpunkt um 13,1 Prozent.

Energieholzindex EHI

Der Energieholzindex EHI der Landwirtschaftskammer Niederösterreich beruhte auf einem Warenkorb aus maßgeblichen Holzsortimenten, wie Brennholz, Industrieholz und Sägenebenprodukte. Die Berechnung erfolgte österreichweit anhand der Preisstatistik der Statistik Austria.

Die EVN Wärme deckte mit diesem Index die Preisentwicklung der Biomasse ab, die zu 80,0 Prozent als Primärenergieträger für die Fernwärmeerzeugung eingesetzt werden sollte. Sie verwendete den Index in 63 von 64 Versorgungsgebieten anteilig zur Wertsicherung der Verbrauchspreise. Der Anteil des Energieholzindex EHI an der Valorisierung der Verbrauchspreise betrug 30,0 oder 35,0 Prozent.

Für die Wertanpassung der Verbrauchspreise von Fernwärme zum 1. Juli 2020 galt der Jahresdurchschnittswert 2019 des Energieholzindex EHI von 1,495. Für die Preisermittlungen zum 1. Juli 2021 und zum 1. Juli 2022 lagen die maßgeblichen Werte mit 1,409 beziehungsweise 1,404 jeweils unter dem

Vorjahreswert. Mit 1. Juli 2023 galt der Jahresdurchschnittswert 2022 von 1,992, der um 41,9 Prozent über dem Vorjahreswert lag.

Im Zeitraum 1. Juli 2020 bis 1. Juli 2023 verzeichneten der Energieholzindex EHI eine Erhöhung um 67,5 Prozent und die Durchschnittswerte für den jeweiligen Preisanpassungszeitpunkt um 33,2 Prozent.

Großhandelspreisindex 2015 „Sonstige Mineralölerzeugnisse“ GHPI

Der Großhandelspreisindex 2015 bildete die monatliche Entwicklung der Großhandelsverkaufspreise ab. Der Gesamtindex bestand aus Teilindizes für verschiedene Güterkategorien und Verwendungsarten.

Die EVN Wärme verwendete den Großhandelspreisindex 2015 „Sonstige Mineralölerzeugnisse“ (GHPI-Gruppe 46.71.13) anteilig für die Wertsicherung der Verbrauchspreise, insbesondere um die Preisentwicklung der für Erzeugung und Transport von Biomasse notwendigen fossilen Energie abzudecken. Das betraf alle Versorgungsgebiete außer Zwentendorf.

In 61 Versorgungsgebieten galt dabei ein Dreimonatsschnitt und in zwei Versorgungsgebieten ein Sechsmonatsschnitt. Der Anteil des Großhandelspreisindex an der Valorisierung der Verbrauchspreise betrug zwischen neun und 20,0 Prozent.

Für die Wertanpassung der Verbrauchspreise von Fernwärme aus Biomasse und Erdgas oder Öl galt ab 1. Juli 2020 ein Dreimonatsdurchschnittswert des Großhandelspreisindex 2015 „Sonstige Mineralölerzeugnisse“ von 79,9. Für die Preisermittlungen zum 1. Juli 2021 und zum 1. Jänner 2022 lagen die maßgeblichen Werte mit 95,3 beziehungsweise 112,4 jeweils über dem Vorjahreswert. In weiterer Folge erhöhte sich der Wert zum 1. Juli 2022 sprunghaft auf 180,4 sowie zum 1. Jänner 2023 auf 211,7 und fiel mit 1. Juli 2023 auf einen Dreimonatsdurchschnittswert von 165,5.

Im Zeitraum 1. Juli 2020 bis 1. Juli 2023 verzeichnete der Großhandelspreisindex 2015 „Sonstige Mineralölerzeugnisse“ eine Erhöhung um 101,9 Prozent. Die Durchschnittswerte stiegen für den jeweiligen Preisanpassungszeitpunkt um 107,1 Prozent.

Index „THE Natural Gas Year Future“ THE

Der Index „THE Natural Gas Year Future“ der European Energy Exchange AG bildete die Entwicklung der Preise für Erdgas je Megawattstunde aufgrund der durchschnittlichen Abrechnungspreise aller Handelstage für die aktuelle oder die nächstfolgende Lieferperiode ab.

Die EVN Wärme setzte Gas zur Spitzenlastabdeckung und als Ausfallsreserve für die Fernwärmeerzeugung ein und verwendete den Index „NCG Natural Gas Year Future“ und ab Oktober 2021 den Index „THE Natural Gas Year Future“, um die Entwicklung der Gaspreise abzudecken.

In 53 Versorgungsgebieten verwendete die EVN Wärme den Index anteilig zur Wertsicherung der Verbrauchspreise. Der Anteil an der Valorisierung der Verbrauchspreise betrug 20,0 bis 25,0 Prozent.

Für die Wertanpassungen der Verbrauchspreise von Fernwärme zum 1. Juli 2020 und zum 1. Jänner 2021 galt ein Durchschnittswert für die nächste Lieferperiode des Index „THE Natural Gas Year Future“ von 16,25. Mit 1. Juli 2021 sank dieser Wert auf 15,55 und erhöhte sich mit 1. Jänner 2022 auf 28,20 und mit 1. Juli 2022 auf 55,74. Nach einer weiteren Erhöhung auf 115,85 mit 1. Jänner 2023 ging der Wert mit 1. Juli 2023 auf 113,45 zurück.

Im Zeitraum 1. Juli 2020 bis 1. Juli 2023 verzeichneten der Index „THE Natural Gas Year Future“ und die Durchschnittswerte für den jeweiligen Preisanpassungszeitpunkt eine Erhöhung um 598,2 Prozent.

Energie-Verbraucherpreisindex 2015, Gruppe 227 „Heizöl extra leicht/Großabnahme“ HEL

Der Energie-Verbraucherpreisindex 2015, Gruppe 227 „Heizöl extra leicht/Großabnahme“ HEL der Statistik Austria bezog sich auf den Preis von Heizöl extra leicht in der Großabnahme.

Die EVN Wärme setzte Heizöl zur Spitzenlastabdeckung und als Ausfallsreserve für die Fernwärmeerzeugung ein und verwendete den Energie-Verbraucherpreisindex 2015, Gruppe 227 „Heizöl extra leicht/Großabnahme“ anteilig zur Wertsicherung der Verbrauchspreise, um die Preisentwicklung dieses Primärenergieträgers abzudecken. Der Index kam in zwölf Versorgungsgebieten zur Anwendung, wobei der Anteil an der Valorisierung der Verbrauchspreise 20,0 Prozent betrug.

Für die Wertanpassungen der Verbrauchspreise von Fernwärme zum 1. Juli 2021 galt ein Dreimonatsdurchschnittswert des Energie-Verbraucherpreisindex 2015, Gruppe 227 „Heizöl extra leicht/Großabnahme“ von 94,7. Dieser Wert erhöhte sich mit 1. Jänner 2022 auf 111,5. Nach einer Erhöhung auf 179,7 mit 1. Juli 2022 beziehungsweise auf 224,9 mit 1. Jänner 2023 fiel der Wert ab 1. Juli 2023 auf 170,1.

Im Zeitraum 1. Juli 2020 bis 1. Juli 2023 verzeichnete der Energie-Verbraucherpreisindex 2015, Gruppe 227 „Heizöl extra leicht/Großabnahme“ eine Erhöhung um 86,9 Prozent. Die Durchschnittswerte stiegen für den

jeweiligen Preisanpassungszeitpunkt um 81,7 Prozent, wobei sie zwischenzeitlich (1. Juli 2021 bis 1. Jänner 2023) einen Anstieg um 137,5 Prozent aufwiesen.

11. Frage 2

„Inwiefern wurde bei Preiserhöhungen einzelner Produkte stets die Verhältnismäßigkeit gewahrt?“

Im Zeitraum September 2021 bis September 2023 erfolgten Preiserhöhungen der einzelnen Produkte bei Strom, Gas und Fernwärme aufgrund der jeweiligen Vertragsgrundlagen und den damit vereinbarten Wertanpassungen.

Die Preiserhöhungen bei Strom- und Gas-Verträgen mit Fixpreisen reichten nicht aus, um positive Ergebnisbeiträge zu erzielen und waren demnach auf Dauer nicht wirtschaftlich und zweckmäßig.

Die Preiserhöhungen bei Verträgen mit indexgebundenen Preisen bei der EVN Energievertrieb GmbH & Co KG und der EVN Wärme GmbH waren für diese Unternehmungen wirtschaftlich und zweckmäßig.

Systematische Nachkalkulationen zu einzelnen Strom-, Gas- und Fernwärmeariften lagen nicht vor, wären zur Evaluierung und zur Verbesserung der Preiskalkulationen, der Kalkulationsverfahren und der Wertsicherung jedoch zweckmäßig.

11.1 Strom und Gas

Im dritten Quartal 2021 und im ersten Quartal 2022 stiegen aufgrund von Abschaltungen französischer Atomkraftwerke, niedriger Wasserstände in den Flüssen und nach Kriegsbeginn in der Ukraine die Preise auf dem europäischen Energiemarkt sprunghaft an. Der Anstieg der Energiepreise auf den Strom- und Gasmärkten erhöhte die Kosten für die fristenkongruente Beschaffung der Liefermengen, insbesondere für kurzfristig zu beschaffende Strom- und Gasmengen für Energieversorgungsunternehmen.

Von Jänner bis März 2022 musste die EVN Energievertrieb bei indexgebundenen Verträgen erste Preiserhöhungen vornehmen. Dieser Trend setzte sich in den Folgemonaten fort.

Die Preiserhöhungen bei Klassik-Verträgen erfolgten aufgrund der Allgemeinen Lieferbedingungen mit 1. Jänner 2022 (Strom) beziehungsweise mit 1. Februar 2022 (Gas) sowie mit 1. September 2022 (Strom und Gas).

Die Aufwendungen für die Beschaffung der Strom- und Gasmengen waren im Jahresabschluss der EVN Energievertrieb in der Position „Fremdstrombezug und Energieträger“ ausgewiesen. Diese Position spiegelte die Liefermengen und Beschaffungspreise wider.

Wie die folgende Tabelle zeigt, überschritten im Geschäftsjahr 2021/22 Umsatzerlöse von 702,08 Millionen Euro die Aufwendungen für Fremdstrombezug und Energieträger von 622,56 Millionen Euro und trugen mit 79,52 Millionen Euro zum Gewinn der EVN Energievertrieb bei.

Tabelle 10: Umsatzerlöse und Aufwendungen für Fremdstrombezug und Energieträger in Millionen Euro

Position	2021/22	2022/23
Umsatzerlöse	702,08	1.375,14
Fremdstrombezug und Energieträger	622,56	1.496,50

Quelle: EVN AG

Im Geschäftsjahr 2022/23 überstiegen die Aufwendungen für Fremdstrombezug und Energieträger von 1.496,50 Millionen Euro um 121,36 Millionen Euro die Umsatzerlöse von 1.375,14 Millionen Euro, womit die EVN Energievertrieb einen Verlust erlitt (der sich insgesamt auf 129,76 Millionen Euro belief).

Um positive Ergebnisbeiträge zu erzielen, mussten in Folge höhere Aufwendungen für die Beschaffung der zu liefernden Strom- und Gasmengen mit entsprechenden Preiserhöhungen abgedeckt werden.

Der Landesrechnungshof stellte fest, dass keine systematischen Nachkalkulationen zu den einzelnen Tarifen erstellt worden waren. Daher empfahl er der EVN Energievertrieb, ihre Kalkulationsverfahren, Preiskalkulationen sowie Preisanpassungen zu evaluieren und nach Maßgabe der Evaluierungsergebnisse zu verbessern.

Ergebnis 2

Die EVN Energievertrieb GmbH & Co KG sollte systematische Nachkalkulationen zu einzelnen Strom- und Gas-Tarifen vornehmen, um ihre Kalkulationsverfahren, Preiskalkulationen sowie Preisanpassungen zu evaluieren und dementsprechend zu verbessern.

Stellungnahme der EVN AG:

Aktuell befinden sich neue IT-Systeme für das CRM, die Verrechnung und die Beschaffungsplanung in der Einführung. Im Rahmen dieses Prozesses befindet sich auch die geforderte systematische Nachkalkulation bereits in Vorbereitung und soll ab Sommer 2025 den Standard darstellen. Während der laufenden Übergangsphase werden Preiskalkulationen regelmäßig zum frühestmöglichen Zeitpunkt nachgeprüft, um gegenüber Kunden stets konkurrenzfähige Angebote auf Basis aktueller Marktbedingungen und des individuellen Verbrauchsverhaltens anbieten zu können.

Äußerung des Landesrechnungshofs Niederösterreich:

Der Landesrechnungshof nahm die Stellungnahme zur Kenntnis.

11.2 Fernwärme

In den 64 Versorgungsgebieten der EVN Wärme bestanden rund 90 verschiedene indexgebundene Fernwärmetarife, die nach Indizes valorisiert wurden.

Der Unterschied zwischen dem niedrigsten und dem höchsten Grundpreis betrug 192,9 Prozent bei Verrechnung nach Quadratmetern beziehungsweise 94,6 Prozent bei Verrechnung nach Kilowatt, zwischen dem niedrigsten und dem höchsten Verbrauchspreis betrug der Unterschied 58,2 Prozent.

Die Grundpreise und die Messleistungen waren in allen Versorgungsgebieten an den Verbraucherpreisindex 2000 oder 2015 gebunden und von 1. Jänner 2021 bis 1. Jänner 2023 um insgesamt rund vier Prozent erhöht worden.

Die Verbrauchspreise waren teilweise an den Verbraucherpreisindex 2000 oder 2015 und teilweise an den Verbraucherpreisindex 2015 Gruppe 227 „Heizöl extra leicht/Großabnahme“, den Energieholzindex, den Großhandelspreisindex 2015 für „Sonstige Mineralölerzeugnisse“ und den Index „THE Natural Gas Year Future“ gebunden. Die Aufteilung der Indizes erfolgte nach

einem festgelegten Schlüssel und bildete – laut EVN Wärme – annäherungsweise die Verteilung der Aufwendungen ab.

Am Beispiel eines Haushalts mit 120 Quadratmetern und einem jährlichen Fernwärmeverbrauch von rund 14.000 Kilowattstunden ergab sich im Zeitraum von 1. Jänner 2021 bis 1. Jänner 2023 eine um rund 340,00 bis 980,00 Euro höhere Jahresabrechnung oder eine Preiserhöhung um 27,0 bis 67,0 Prozent.

Wie die folgende Tabelle zeigt, unterschied sich die Aufteilung der Indizes zur Wertsicherung der Verbrauchspreise in 61 Versorgungsgebieten mit Fernwärme aus Biomasse nur in Bezug auf die verschiedenen Indizes für Gas oder Heizöl, die zur Abdeckung von Spitzenlasten eingesetzt wurden. Die Aufteilung der Indizes zur Wertsicherung der Verbrauchspreise in den zwei Versorgungsgebieten der Thermenregion wich davon ab.

Tabelle 11: Aufteilung der Indizes zur Wertsicherung der Verbrauchspreise

Bezeichnung	Biomasse Gas	Biomasse Heizöl	Thermenregion
Verbraucherpreisindex 2000 oder 2015	36,0 %	36,0 %	30,0 %
Energieholzindex	35,0 %	35,0 %	30,0 %
Index "THE Natural Gas Year Future"	20,0 %	-	20,0 %
Verbraucherpreisindex 2015, 227 „Heizöl extra leicht/Großabnahme“	-	20,0 %	-
Großhandelspreisindex 2015 für „Sonstige Mineralölerzeugnisse“	9,0 %	9,0 %	20,0 %
Summe	100,0 %	100,0 %	100,0 %

Quelle: EVN AG

In 50 Versorgungsgebieten mit Fernwärme aus Biomasse wurden Spitzenlasten mit Gas abgedeckt. Auf diese Versorgungsgebiete entfielen 29.870 oder 72,9 Prozent der insgesamt 40.955 Fernwärmekunden der EVN Wärme. Im Zeitraum 1. Jänner 2021 bis 1. Jänner 2023 erhöhten sich die Verbrauchspreise für diese Kunden um 80,0 Prozent. Im Zeitraum 1. Oktober 2023 bis 30. April 2024 gewährte die EVN Wärme ihren Kunden Rabatte zwischen 3,0 und 21,0 Prozent auf Verbrauchspreise für Wärme und Warmwasser. Die Grundlage bildete ein Beschluss des Gesellschafterausschusses der EVN Wärme. Damit sollte ein Reputationsschaden vermieden werden.

In elf Versorgungsgebieten mit Fernwärme aus Biomasse wurden Spitzenlasten mit Heizöl abgedeckt. Auf diese Versorgungsgebiete entfielen 2.578 oder

6,3 Prozent der Fernwärmekunden der EVN Wärme. Im Zeitraum 1. Jänner 2021 bis 1. Jänner 2023 erhöhten sich die Verbrauchspreise für diese Kunden um 33,4 Prozent.

Auch in den zwei Versorgungsgebieten der Thermenregion wurden Spitzenlasten mit Gas abgedeckt. Auf diese Versorgungsgebiete entfielen 7.800 oder 19,0 Prozent der Fernwärmekunden der EVN Wärme. Im Zeitraum 1. Jänner 2021 bis 1. Jänner 2023 erhöhten sich die Verbrauchspreise für diese Kunden um 60,6 Prozent.

Im Versorgungsgebiet Zwentendorf mit 707 Kunden (1,7 Prozent) betrug die Erhöhung der Verbrauchspreise 61,0 Prozent, wobei der Index „COICOP 4.5 Strom, Gas und andere Brennstoffe“ mit einem Anteil von 75,0 Prozent in die Wertsicherung einfluss.

Die Anwendung mehrerer Indizes zur Wertsicherung der Grund- und Verbrauchspreise sowie Rabatte konnten Preissprünge bei den einzelnen Energieträgern (Biomasse, Gas, Heizöl, Strom), die in unterschiedlichem Ausmaß für die Fernwärmeerzeugung eingesetzt wurden, mildern.

Der Landesrechnungshof stellte fest, dass keine systematischen Nachkalkulationen zu den einzelnen Tarifen erstellt worden waren. Daher empfahl er der EVN Wärme, ihre Kalkulationsverfahren, Preiskalkulationen sowie Preisanpassungen zu evaluieren und nach Maßgabe der Evaluierungsergebnisse zu verbessern.

Ergebnis 3

Die EVN Wärme GmbH sollte systematische Nachkalkulationen zu einzelnen Fernwärmetarifen vornehmen, um ihre Kalkulationsverfahren, Preiskalkulationen sowie Preisanpassungen zu evaluieren und dementsprechend zu verbessern.

Stellungnahme der EVN AG:

Bei Neuprojekten ist es Standard, dass nach Projektabschluss Nachkalkulationen durchgeführt und ggf. Adaptierungen vorgenommen werden. Die Erkenntnisse dienen darüber hinaus der Verbesserung von Kalkulationsansätzen für Neuprojekte. Bei Bestandsanlagen bzw. Bestandskunden erfolgen Tarifanpassungen auf Basis vertraglich vereinbarter Indexierungen.

Nichtsdestotrotz hat EVN Wärme GmbH zuletzt im Frühjahr 2024 eine Evaluierung der Fernwärmepreise aller Fernwärmenetze durchgeführt und ihren Kunden ab Juli 2024 in drei Tranchen ein Angebot zur Anpassung von Preis, Index und den Allgemeinen Bedingungen (sog. Tarifreform 2024) übermittelt. Zu diesem Zweck

wurde die Rabattaktion aus dem Jahr 2023 entsprechend verlängert. Gemessen am durchschnittlichen Wärmejahresverbrauch führen die angebotenen Preise zu finanziellen Einsparungen bei Kunden. Die Indexierung wurde zeitlich marktnäher und mit einem höheren erneuerbaren Anteil ausgestaltet. Die Allgemeinen Bedingungen wurden an die aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen (maßgeblich im Sinne des Konsumentenschutzes) angepasst und gemäß Fernwärme-Kodex adaptiert.

Äußerung des Landesrechnungshofs Niederösterreich:

Der Landesrechnungshof nahm die Stellungnahme zur Kenntnis.

Biowärme Amstetten-West GmbH und Fernwärme St. Pölten GmbH

Im Versorgungsgebiet der Biowärme Amstetten-West GmbH mit 1.380 Kunden verteilten sich die Indizes für die Valorisierung der Verbrauchspreise wie in den Versorgungsgebieten der Thermenregion.

Die Fernwärme St. Pölten GmbH mit 4.528 Kunden verwendete zur Valorisierung der Arbeitspreise neben dem Verbraucherpreisindex 2015 mit 36,0 Prozent, den „European Gas Index“ mit 35,0 Prozent sowie den Index „EEX Phelix-AT Base Year Future“ und den Großhandelspreisindex 2015 für „Sonstige Mineralölerzeugnisse“ mit je zwölf Prozent und den Energieholzindex mit fünf Prozent. Im Zeitraum 1. Jänner 2021 bis 1. Jänner 2023 erhöhten sich die Arbeitspreise (Verbrauchspreise) damit um 257,8 Prozent, wobei Kunden Rabatte zum Ausgleich der starken Preisanstiege erhielten.

Entschließungsanträge betreffend Preise für Nah- und Fernwärme sowie Ausbau der Biomasse

Der NÖ Landtag nahm am 21. März 2024, Landtagszahl Ltg.-327-1/XX-2024, den Antrag des Wirtschafts- und Finanzausschusses betreffend günstigere Nah- und Fernwärme sowie Ausbau der Biomasse an. Damit wurde die NÖ Landesregierung ersucht,

- a) sich auch weiterhin für günstige Preise sowie eine übersichtliche und transparente Preisgestaltung bei den Tarifen der Nah- und Fernwärme einzusetzen,
- b) den Ausbau der Biomasse und damit die nachhaltige Nah- und Fernwärmeproduktion weiterhin zu forcieren sowie
- c) die Sinnhaftigkeit einer Delegation der Preishoheit für die niederösterreichischen Nah- und Fernwärmeanbieter gemäß dem

Preisgesetz 1992 nach Abschluss der Prüfung der Tarife der EVN Wärme GmbH durch den Landesrechnungshof zu prüfen und gegebenenfalls an den Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit mit ebendiesem Ersuchen heranzutreten.

Damit wurde der Antrag vom 20. Februar 2024, Ltg.-327/XX-2024, betreffend die Delegation der Preishoheit gemäß Preisgesetz für Niederösterreichische Fernwärmeanbieter, insbesondere die EVN AG, an das Land Niederösterreich zu ersuchen, miterledigt.

12. Frage 3

„Warum wurden Preissteigerungen einzelner Produkte zeitnah an die Kund:innen weitergegeben, nicht jedoch Preissenkungen?“

In den Geschäftsfeldern Strom und Gas wurden Preissteigerungen und Preissenkungen nach den vereinbarten Vertragsbedingungen an die Kunden weitergegeben. Die Zeitnähe hing von der Produktfamilie (Garant, Flex, Float, Klassik) und deren Tarifgestaltung (fix oder indexgebunden) ab.

Im Geschäftsfeld Fernwärme erfolgte die Weitergabe von Preissteigerungen und Preissenkungen zeit- und wertmäßig nach der – in den Preisblättern der Wärmelieferverträge – vereinbarten Wertsicherung. Diese legten verschiedene Indizes, Durchschnittswerte und Zeitpunkte für die Anpassung im Abstand von sechs bis zwölf Monaten fest.

12.1 Strom und Gas

In den Geschäftsjahren 2021/22 und 2022/23 sahen die Vertragsmodelle beziehungsweise die Produktfamilien für Strom und Gas unterschiedliche Regelungen für Preisänderungen vor. Diese Regelungen bestimmten die Weitergabe von Preissteigerungen und Preissenkungen an die Strom- und Gaskunden.

Fixpreis-Verträge

Das Vertragsmodell von Fixpreis-Verträgen (Garant-Produkte) zeichnete sich durch eine Preisgarantie für vereinbarte Laufzeiten aus. Privatkunden erhielten Preisgarantien für zwölf oder 24 Monate und vor Vertragsablauf ein Verlängerungsangebot. Für Businesskunden betrug die Vertrags- und Preisbindung 24 oder 36 Monate mit automatischer Vertragsverlängerung.

Die Weitergabe von Preisänderungen an die Kunden erfolgte grundsätzlich bei Vertragsverlängerungen. Zudem konnten zwischenzeitlich eingetretene günstigere Einkaufskonditionen für Energie genutzt werden, indem bei einer vorzeitigen Vertragsverlängerung bei gleichzeitiger Bindung über einen bestimmten Zeitraum ein niedrigerer Mischpreis angeboten wurde (blend&extend). Beispielsweise erhielten im September 2023 Kunden, die nach der Kündigung ihrer Klassik-Verträge im März 2023 auf den Tarif "Optima Garant 12" mit einjährigem Fixpreis gewechselt hatten, den Umstieg auf den aktuellen günstigeren „Optima Garant 12" angeboten und eine erneute Bindung einzugehen.

Indexgebundene Verträge

Das Vertragsmodell von indexgebundenen Verträgen (Float- und Flex-Produkte) zeichnete sich dadurch aus, dass Preisanpassungen zu festgelegten Zeitpunkten und Indexwerten erfolgten. Die Preisbindung betrug für Privatkunden einen Monat (Float-Produkte mit automatischer Indexanpassung) oder zwölf Monate (Flex-Produkte ohne Mindestvertragsbindung). Für Businesskunden galten Preisbindungen von einem oder drei Monaten (Float-Produkte) beziehungsweise zwölf Monaten (Flex-Produkte sowie Universal Float Natur).

Preisanpassungen gegenüber Kunden während einer Preisbindung waren somit nicht möglich. Durch eine Vertragsbindung für ein grundsätzlich ungebundenes Produkt konnte jedoch ein Rabatt eingeräumt werden, um das Risiko eines Lieferantenwechsels zu vermeiden.

12.2 Fernwärme

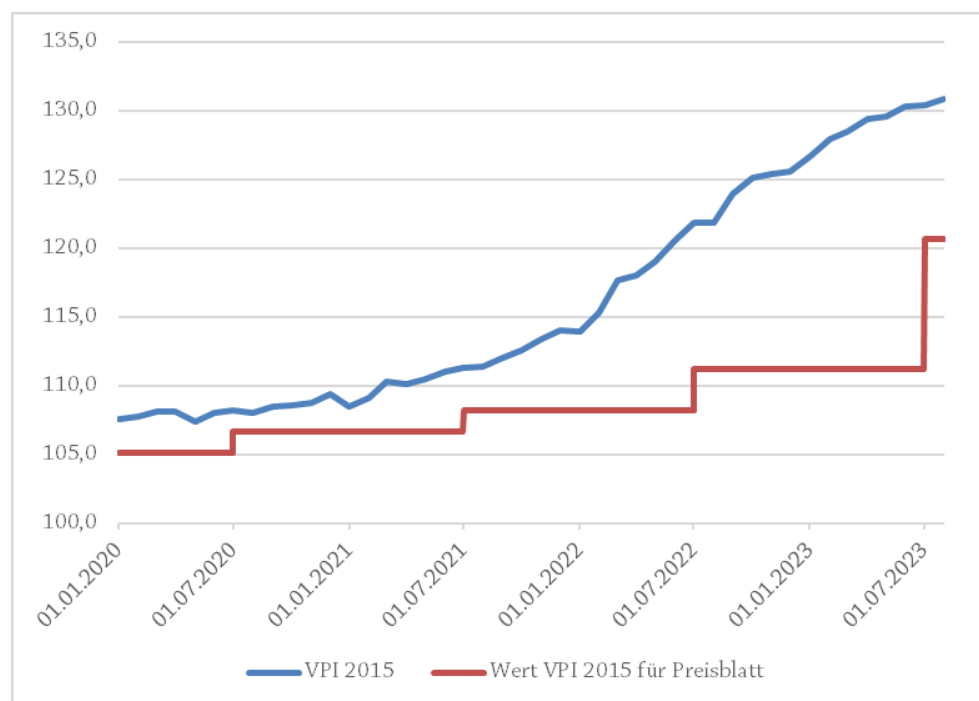
Die Weitergabe von Preissteigerungen und Preissenkungen an Fernwärmekunden war in den Preisblättern zu den Wärmelieferverträgen geregelt. Demnach erfolgte die Weitergabe in allen 64 Versorgungsgebieten nach den festgelegten Indexierungen im Abstand von sechs bis zwölf Monaten. Die maßgeblichen Indizes für die Preisanpassung waren auf die jeweilige Fernwärmeproduktion abgestimmt.

Standardmäßig erfolgten jährliche Preisanpassungen, außer die halbjährlichen Berechnungen der maßgeblichen Indexwerte ergaben eine Preissteigerung oder eine Preissenkung von mindestens fünf Prozent. Die Weitergabe von Preissteigerungen und Preissenkungen an die Kunden erfolgte damit zeitversetzt, wobei neben Jahresdurchschnittswerten auch Halbjahres- und Dreimonatsdurchschnittswerte der Indizes herangezogen wurden. Daher verliefen die jährlichen oder halbjährlichen Preisanpassungen mit

Durchschnittswerten zeit- und wertmäßig anders als die Entwicklung des jeweiligen Index.

Die folgenden Abbildungen zeigen die unterschiedlichen Verläufe des Verbraucherpreisindex VPI 2015 sowie des Energieholzindex EHI:

Abbildung 15: Verlauf des Verbraucherpreisindex 2015 und der Wert des VPI 2015 für das Preisblatt

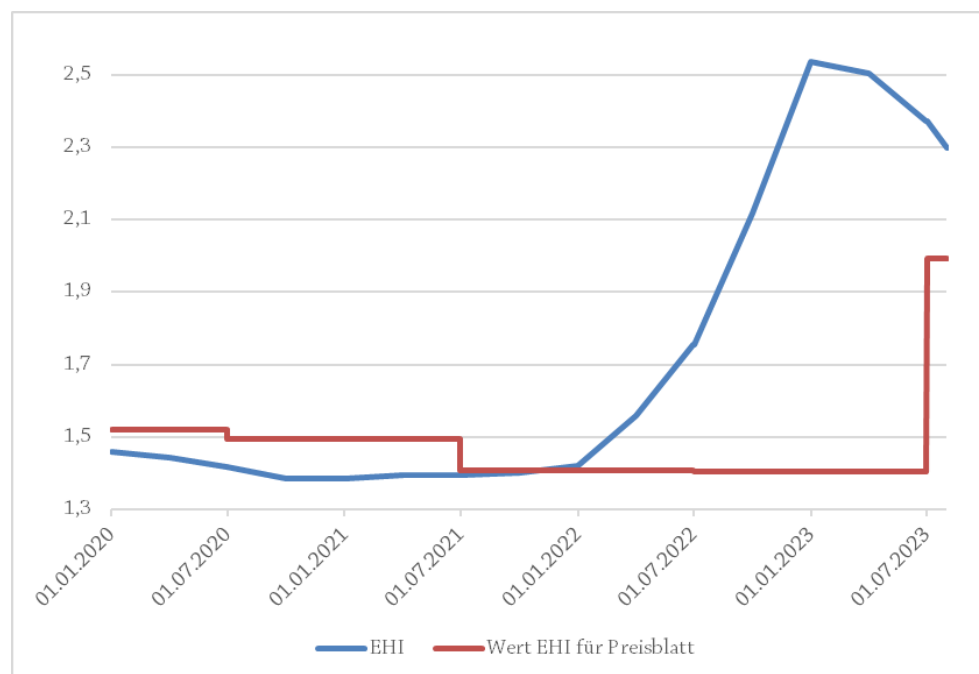


Quelle: EVN AG, Statistik Austria, eigene Darstellung Landesrechnungshof

Im Zeitraum 1. Jänner 2020 bis 1. Juli 2023 bildete der Verbraucherpreisindex 2015 eine Grundlage für die Wertsicherung von Grundpreis, Verbrauchspreis und Messleistung. Dafür wurde jeweils der zuletzt veröffentlichte Jahresdurchschnittswert für ein Kalenderjahr herangezogen. Daher wirkten sich Anstiege des Verbraucherpreisindex 2015 erst mit 1. Juli des Folgejahrs auf Grundpreis, Verbrauchspreis und Messleistung aus. Ab 1. Juli 2021 entwickelten sich die beiden Verläufe zunehmend auseinander, wobei die Entwicklung der Jahresdurchschnittswerte stets unter dem Verbraucherpreisindex 2015 verlief.

Der Energieholzindex EHI diente ausschließlich zur Wertsicherung der Verbrauchspreise. Auch dafür wurde der jeweils zuletzt veröffentlichte Jahresdurchschnittswert für ein Kalenderjahr herangezogen.

Abbildung 16: Verlauf des Energieholzindex EHI und der Wert des EHI für das Preisblatt



Quelle: EVN AG, Landwirtschaftskammer Niederösterreich, eigene Darstellung Landesrechnungshof

Im Zeitraum 1. Jänner 2020 bis 1. Juli 2021 lag der Wert des Energieholzindex für das Preisblatt über dem Energieholzindex. Nach einem annähernd deckungsgleichen Verlauf im zweiten Halbjahr 2022 verzeichnete der Energieholzindex einen starken Anstieg und Anfang 2023 einen Rückgang. In den Jahresdurchschnittswerten bildete sich diese Entwicklung erst ab 1. Juli 2023 mit einem sprunghaften Anstieg ab.

Auch die Entwicklung des Energie-Verbraucherpreisindex 2015 Gruppe 227 „Heizöl extra leicht/Großabnahme“ ging mit dem zuletzt veröffentlichten Jahresdurchschnittswert für ein Kalenderjahr in die Wertsicherung der Verbrauchspreise für Fernwärme ein. Der Großhandelspreisindex 2015 für „Sonstige Mineralölerzeugnisse“ schlug sich mit den veröffentlichten Durchschnittswerten der letzten drei oder sechs Monate nieder.

Im Unterschied dazu bildete der Durchschnitt der Abrechnungspreise aller Handelstage im letztveröffentlichten Zeitraum die Grundlage für die Indexierung nach dem Erdgasindex „THE Natural Gas Year Future“. Die Veröffentlichung für den Zeitraum 1. Juni bis 31. Mai des Folgejahrs erfolgte am 1. September und für 1. Dezember bis 30. November des Folgejahrs am 1. März. Auch daraus folgte jedoch eine versetzte Preisanpassung.

Die Weitergabe von Preissteigerungen oder Preissenkungen an die Kunden erfolgte unterschiedlich sowie zeitlich verzögert. Diese Wirkungen sollten evaluiert werden.

13. Frage 4

„Welche zusätzlichen Gewinne in welchem Geschäftsfeld sind auf die Preiserhöhungen zurückzuführen?“

Im Geschäftsjahr 2022/23 verzeichnete die evn naturkraft Erzeugungsgesellschaft mbH ein EBIT von 238,1 Millionen Euro, welches gemeinsam mit den Erträgen aus Beteiligungen (Verbund AG, Burgenland Energie AG) von 189,0 Millionen Euro in den Konzernabschluss einfluss. Diese positiven Entwicklungen waren vor allem auf Preiserhöhungen auf den Großhandelsmärkten sowie auf den Kapazitätsausbau von Windkraft (rund 20,0 Millionen Euro) zurückzuführen.

Verglichen mit den Vorjahren betrug ein „normalisiertes Ergebnis“ der evn naturkraft Erzeugungsgesellschaft mbH angabegemäß rund 100,0 Millionen Euro, womit sich Zusatzgewinne im Geschäftsjahr 2022/23 von 138,0 Millionen Euro ergaben. Nach dieser Berechnung kamen aus der Dividende der Verbund AG und dem Ergebnisbeitrag der Burgenland Energie AG 128,0 Millionen Euro hinzu. Diesen Zusatzgewinnen von insgesamt 266,0 Millionen Euro standen jedoch Verluste und Gewinneinbrüche der EVN Energievertrieb GmbH & Co KG und der EVN Wärme GmbH gegenüber, weil diese Gesellschaften die gesamten Strom- und Gasmengen für ihre Endkunden nicht selbst erzeugten, sondern zu den gestiegenen Großhandelspreisen beschaffen mussten. Das führte zu einem negativen Betriebsergebnis bei der EVN Energievertrieb GmbH & Co KG von 240,3 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2022/23. Das Betriebsergebnis der EVN Wärme GmbH betrug 15,7 Millionen Euro. In Summe ergab sich daraus im Geschäftsjahr 2022/23 ein negatives Betriebsergebnis aus dem Endkundengeschäft von 224,6 Millionen Euro.

13.1 Gewinne aus Stromerzeugung und Beteiligungen

In den Geschäftsjahren 2020/21 bis 2022/23 entwickelte sich das EBIT des EVN Konzerns (Earnings Before Interest and Taxes) wie folgt (IFRS-Werte):

Tabelle 12: EBIT EVN Konzern 2020/21 bis 2022/23 in Millionen Euro

EVN Konzern	2020/21	2021/22	2022/23
EBIT	386,4	331,6	528,5

Quelle: EVN AG

Im Geschäftsjahr 2021/22 verzeichnete der EVN Konzern mit einem EBIT von 331,6 Millionen Euro ein um 54,8 Millionen Euro geringeres Ergebnis als im Geschäftsjahr 2020/21 mit einem EBIT von 386,4 Millionen Euro. Das Geschäftsjahr 2022/23 schloss mit einem EBIT von 528,5 Millionen Euro. Das Ergebnis lag damit um 196,9 Millionen Euro oder 59,4 Prozent über dem EBIT 2021/22.

Dazu steuerten die drei Bereiche Energiegeschäft, Umweltgeschäft und Sonstige Geschäftsaktivitäten unterschiedliche Ergebnisbeiträge bei.

Die Entwicklung der Großhandelsmärkte wirkte sich auf das Segment Erzeugung im Bereich Energiegeschäft und auf die Beteiligungen des Segments Sonstige aus.

Das Segment Erzeugung umfasste unter anderem die Stromerzeugung aus erneuerbarer Energie sowie die Beteiligungen an der Verbund Innkraftwerke GmbH in Deutschland (Anteil von 13,00 Prozent) und am Laufkraftwerk Ashta in Albanien (Anteil von 49,99 Prozent). In dieses Segment fielen auch die evn naturkraft Erzeugungsgesellschaft mbH (kurz evn naturkraft) und die EVN Wärmekraftwerke GmbH.

Das EBIT der evn naturkraft entwickelte sich in den Geschäftsjahren 2020/21 bis 2022/23 wie folgt:

Tabelle 13: EBIT evn naturkraft 2020/21 bis 2022/23 in Millionen Euro

evn naturkraft	2020/21	2021/22	2022/23
EBIT ohne Impairments vor allem aus Beteiligungen an Wasserkraftwerken	47,7	217,7	238,1

Quelle: EVN AG

Die **evn naturkraft** wies nach einem EBIT von 47,7 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2020/21 in den beiden darauffolgenden Geschäftsjahren ein EBIT von 217,7 Millionen Euro beziehungsweise 238,1 Millionen Euro aus. Diese Vervielfachung der Ergebnisse gegenüber dem Geschäftsjahr 2020/21 war vor allem auf höhere Großhandelspreise für Strom sowie auf den Kapazitätsausbau von Windkraft (rund 20,0 Millionen Euro) zurückzuführen.

Unter das Segment Sonstige fielen die Beteiligungen der EVN AG an der Verbund AG (Anteil von 12,63 Prozent) und der Burgenland Holding (Anteil von 76,63 Prozent), die wiederum einen Anteil von 49,0 Prozent an der Burgenland Energie AG hielt.

Die Beteiligung der EVN AG an der Verbund AG und der Burgenland Energie AG entwickelten sich in den Geschäftsjahren 2020/21 bis 2022/23 wie folgt:

Tabelle 14: Dividende der Verbund AG und Ergebnisbeitrag der Burgenland Energie AG 2020/21 bis 2022/23 in Millionen Euro

Beteiligungen	2020/21	2021/22	2022/23
Dividende der Verbund AG	32,9	46,1	158,0
Ergebnisbeitrag der Burgenland Energie AG	12,6	14,4	31,0

Quelle: EVN AG

Aus der Beteiligung an der **Verbund AG** erhielt die EVN AG eine jährliche Dividende, die sich von 32,9 Millionen Euro beziehungsweise 46,1 Millionen Euro in den Geschäftsjahren 2020/21 und 2021/22 auf 158,0 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2022/23 vervielfachte.

Aus der Beteiligung an der **Burgenland Energie AG** erhielt die EVN AG einen jährlichen Ergebnisbeitrag, der sich von 12,6 Millionen Euro beziehungsweise 14,4 Millionen Euro in den Geschäftsjahren 2020/21 und 2021/22 auf 31,0 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2022/23 mehr als verdoppelte.

In den Geschäftsjahren 2021/22 und 2022/23 erhielt die EVN AG höhere Ergebnisbeiträge aus der evn naturkraft und der Burgenland Energie AG sowie eine höhere Dividende aus der Verbund AG. Diese Unternehmungen vermarkteten den von ihnen erzeugten Strom aus erneuerbarer Energie (Wasserkraft, Windkraft) und profitierten dabei von hohen Großhandelspreisen.

Das wies auf Zusatzgewinne aus Stromerzeugung und Energiegroßhandel hin. Verglichen mit den Vorjahren betrug ein „normalisiertes Ergebnis“ der evn naturkraft angabegemäß rund 100,00 Millionen Euro, womit sich Zusatzgewinne im Geschäftsjahr 2022/23 von rund 138,00 Millionen Euro ergaben. Betreffend Dividende der Verbund AG und Ergebnisbeitrag der Burgenland Energie AG betrug nach dieser Logik die Zusatzgewinne rund 128,00 Millionen Euro. Die Summe daraus ergab einen Betrag von 266,00 Millionen Euro.

Diesen Zusatzgewinnen standen jedoch Gewinneinbrüche und Verluste der mit Endkundengeschäft betrauten Gesellschaften EVN Energievertrieb und EVN Wärme gegenüber.

13.2 Verluste aus dem Endkundengeschäft

Die EVN Energievertrieb führte die Strom- und Gasgeschäfte mit Endkunden durch. Das EBIT von 117,2 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2020/21 brach im Geschäftsjahr 2021/22 auf 7,2 Millionen Euro ein. Das Geschäftsjahr 2022/23 schloss die EVN Energievertrieb mit einem negativen EBIT von 240,3 Millionen Euro ab.

Die EVN Wärme verzeichnete nach einem EBIT von 14,0 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2020/21 ein negatives EBIT von 11,9 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2021/22. Das Geschäftsjahr 2022/23 schloss die EVN Wärme wieder mit einem positiven EBIT von 15,7 Millionen Euro ab.

Tabelle 15: EBIT EVN Energievertrieb und EVN Wärme in den Geschäftsjahren 2020/21 bis 2022/23 in Millionen Euro

EBIT	2020/21	2021/22	2022/23
EVN Energievertrieb	117,2	7,2	-240,3
EVN Wärme	14,0	-11,9	15,7

Quelle: EVN AG

Im Geschäftsjahr 2021/22 konnten die hohen Beschaffungspreise am Energiemarkt je nach Vertragsmodell zeitversetzt an die Endkunden weitergegeben werden. Das schlug sich bei der EVN Energievertrieb in einem niedrigen EBIT von rund sieben Millionen Euro und bei der EVN Wärme mit einem negativen EBIT von rund zwölf Millionen Euro nieder.

Im Geschäftsjahr 2022/23 drückte die Entwicklung auf den Energiemärkten das EBIT der EVN Energievertrieb auf minus 240,3 Millionen Euro. Neben den hohen Beschaffungskosten waren dafür geringere Stichtagsbewertungen von Absicherungsgeschäften sowie die Bildung von Rückstellungen für drohende Verluste aus Lieferverpflichtungen ausschlaggebend. Der Strompreisrabatt wurde dabei angabegemäß nicht in der Preisbildung berücksichtigt.

Die EVN Wärme schloss das Geschäftsjahr 2022/23 mit einem positiven EBIT von 15,7 Millionen Euro ab, lag damit aber unter dem Ergebnis 2019/20 von 28,0 Millionen Euro.

Im Geschäftsjahr 2022/23 verzeichneten die EVN Energievertrieb und die EVN Wärme zusammen ein negatives EBIT von 224,6 Millionen Euro.

14. Frage 5

„Wie kann angesichts der intensiven Trading-Tätigkeit der EVN AG und ihrer Töchter, insbesondere der Energie-Allianz Austria GmbH das Kundenversprechen, "100 % Strom aus Österreich, 100 % CO₂-frei" gewährleistet werden?“

Die EVN AG und die EVN Energievertrieb GmbH & Co KG konnten ihr Kundenversprechen „100 % Strom aus Österreich, 100 % CO₂-frei“ mit Zertifikaten der TÜV AUSTRIA GMBH nachweisen. Dabei handelte es sich um gesetzlich anerkannte Herkunftsnachweise eines befugten Prüforgans.

Die Überwachung der Angaben über die Primärenergieträger und die Emissionen der Stromerzeugung (CO₂, radioaktiver Abfall) zu den Stromlieferungen an Endverbraucher oblag der E-Control als Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft.

14.1 Grundlagen der Stromkennzeichnung

Das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 verpflichtete Händler und Lieferanten, die Endverbraucher mit Strom versorgten, die Stromaufbringung für den Versorgermix einmal jährlich auf der Stromrechnung sowie im Informationsmaterial und Internet auszuweisen (Labeling; § 78 ElWOG 2010). Im Internet war zudem die gesamte an die Endverbraucher gelieferte Strommenge nach Primärenergieträgern aufzuschlüsseln. Diese vollumfassende Kennzeichnung beinhaltete auch die Umweltauswirkungen, zumindest der CO₂-Emissionen oder des radioaktiven Abfalls der erzeugten Elektrizität für den Versorgermix. Außerdem musste dem Endverbraucher der Energiemix seines Produkts dargestellt werden.

Die Aufbringung der gesamten an die Endverbraucher gelieferten Strommenge und die Anteile der Primärenergieträger mussten dokumentiert und von einem externen Prüforgang bestätigt werden. Die Bestätigung war in einem Anhang zum Geschäftsbericht zu veröffentlichen (§ 79 ElWOG 2010).

Die an Endverbraucher gelieferten Strommengen waren mit Herkunftsnachweisen zu versehen, die nach dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz oder dem Ökostromgesetz 2012 ausgestellt oder anerkannt wurden.

Die Stromkennzeichnungsverordnung 2022 schrieb dazu die grafische und textliche Darstellung nach Technologie, Ursprungsland der Herkunftsnachweise sowie Ausmaß des gemeinsamen Handels von Strom und Herkunftsnachweisen vor. Demnach waren die Primärenergieträger nach Wasserkraft, Windenergie, Sonnenenergie, geothermische Energie, feste oder flüssige Biomasse, erneuerbare Gase (Bio-, Deponie- und Klärgas), fossile Energieträger und Nuklearenergie, die anteilige Zusammensetzung der Herkunftsnachweise nach ihren Ursprungsländern und die Anteile des Stroms, der gemeinsam mit den Herkunftsnachweisen gehandelt wurde, aufzuschlüsseln.

Der E-Control oblagen die Überwachung der Angaben und die Anordnung der Richtigstellung von mangelhaften Angaben sowie die Ausstellung, die Übertragung und die Entwertung von Herkunftsnachweisen. Die E-Control betrieb dazu die Herkunftsnachweisdatenbank (§ 81 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz).

Nach dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz durfte pro erzeugter Energie nur ein Herkunftsnachweis ausgestellt werden. Dieser musste bestimmte inhaltliche Voraussetzungen erfüllen und war zwölf Monate nach der Erzeugung der betreffenden Energieeinheit zu entwerten (§ 83 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz).

Die Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) war verpflichtet, der E-Control sowie Netzbetreibern, Stromerzeugern, Stromhändlern und -lieferanten alle für die Administration und die Abwicklung der Herkunftsnachweise notwendigen Daten, wie insbesondere Anlagendaten, Betreiberdaten und Einspeisemengen, zur Verfügung zu stellen (§ 10 Ökostromgesetz 2012). Die Betreiber von Ökostromanlagen sowie Händler, die Ökostrom an die OeMAG verkauften, hatten der Käuferin Herkunftsnachweise der verkauften Menge zu überlassen.

Stromkennzeichnung mit Herkunftsnachweisen

In den Grundzügen verlief die Stromkennzeichnung mit Herkunftsnachweisen wie folgt:

- Ein Anlagenbetreiber erzeugte Strom, verkaufte den erzeugten Strom an der Börse oder direkt an einen Stromanbieter und speiste den Strom in das öffentliche Netz ein.
- Ein Netzbetreiber las die eingespeiste Strommenge über einen Zählpunkt ab, gab die Strommenge in die Stromnachweisdatenbank ein und generierte dafür einen Herkunftsnachweis für den Stromkäufer.

- Der Stromkäufer, im Rahmen der EVN AG die EVN Energievertrieb, verwendete den Herkunftsnachweis für die Stromkennzeichnung im Endkundengeschäft (Labeling).

Eine physikalische Trennung der in das Netz eingespeisten Strommengen nach erneuerbaren oder nicht erneuerbaren Primärenergieträgern war nicht möglich. Das Stromnetz und der Strom aus der Steckdose enthielten eine Mischung aus dem eingespeisten Strom aller eingesetzten Energiequellen.

14.2 Kundenversprechen der EVN Energievertrieb

Im Geschäftsjahr 2022/23 vertrieb die EVN Energievertrieb mit der

- Produktfamilie „Natur“ einen Produktmix aus 100 Prozent erneuerbaren Energieträgern und CO₂-freier heimischer Erzeugung sowie mit der
- Produktfamilie „Konventionell“ einen Produktmix aus erneuerbaren und konventionellen Energieträgern aus 100 Prozent heimischer Erzeugung.

Die beiden Produktfamilien umfassten verschiedene Stromtarife und wurden mit Formulierungen beworben, wie: „100 % heimische Erzeugung & CO₂-frei“, „100 % CO₂-frei“, „100 % heimische Erzeugung“, „100 % sauberer Strom“, „garantiert CO₂-frei“, „100 % erneuerbare Energie“, „100 % Strom aus erneuerbaren Energien“, „Umweltfreundliche und zu 100 % erneuerbare Energie“, „Strom aus ökologischer Erzeugung“, „100 % Ökostrom aus einem Mix aus Wasserkraft, Wind- und Sonnenenergie sowie Biomasse“ oder auch „Strommix, der zu 100 % aus Ökostrom – reiner Wasserkraft und Energie aus Wind, Sonne und Biomasse – besteht“.

Die Stromtarife wurden zudem mit der Zertifizierung durch die TÜV AUSTRIA GMBH, der damit garantierten Sicherheit, dass der Strom ausschließlich aus erneuerbaren Quellen kommt, sowie mit CO₂-Freiheit angepriesen.

Die EVN Energievertrieb publizierte die vorgeschriebenen Nachweise für die Stromkennzeichnung im Internet. Diese Informationen zu den verschiedenen Stromtarifen gaben die prozentmäßige Verteilung der Primärenergieträger, die Umweltauswirkungen (Emissionen) der Stromerzeugung sowie die Herkunft der Energie an. Dazu lagen Zertifikate der TÜV AUSTRIA GMBH vor.

Das Zertifikat vom 8. August 2023 für das Kalenderjahr 2022 bestätigte, dass die Angaben über die Aufteilung der Primärenergieträger, die Herkunftsländer und die Umweltauswirkungen dem Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 und der Stromkennzeichnungsverordnung 2022 entsprachen.

Mit dem Zertifikat konnte die EVN Energievertrieb nachweisen, dass für die Produktfamilien „Natur“ und „Konventionell“ entsprechende Strommengen aus erneuerbaren Energieträgern beschafft wurden, die zu 100 Prozent aus identifizierbaren Quellen in Österreich ohne CO₂-Emissionen stammten.

15. Frage 6 sowie Unterfragen a, b und c

„Hat die EVN AG auch Verträge, die mit einem höheren Risiko behaftet sind, zum Stromkauf- bzw. -verkauf abgeschlossen und dabei – ähnlich der Wien Energie GmbH – Verluste erlitten?“

Die EVN AG hatte das Stromgeschäft mit Endkunden an die EVN Energievertrieb GmbH & Co KG übertragen. Der Stromhandel oblag dabei der ENERGIEALLIANZ Austria GmbH, die an den Energiebörsen kurzfristige Spotgeschäfte sowie langfristige Termingeschäfte tätigte, für die abhängig von den Marktpreisen und der Volatilität finanzielle Sicherheiten (Margins) zu hinterlegen waren.

Das erforderte eine entsprechend hohe Liquidität. Zu einem Liquiditätsengpass wie bei der WIEN ENERGIE GmbH kam es dabei nicht.

Den Strom der evn naturkraft Erzeugungsgesellschaft mbH vermarktete die EVN AG bis zum Jahr 2022 über die ENERGIEALLIANZ Austria GmbH und danach auch mit anderen Handelspartnern. Dabei waren finanzielle Sicherheiten zu leisten.

In den Geschäftsjahren 2020/21 bis 2022/23 verzeichnete weder die EVN Energievertrieb GmbH & Co KG noch die EVN AG Verluste aus Verträgen zur Absicherung von Stromgeschäften. Diese Verträge dienten der Absicherung von Risiken (Lieferausfälle, Preisänderungen) für die Strombeschaffung oder den Stromabsatz.

Zu den in der Frage angesprochenen Verlusten der WIEN ENERGIE GmbH stellte der Stadtrechnungshof Wien in seinem Bericht *„Gebarung des WIENER STADTWERKE-Konzerns im Hinblick auf die Geschäfte an den Energiebörsen in den Jahren 2018 bis 2022“* vom Dezember 2023 fest, dass die WIEN ENERGIE GmbH in den Jahren 2021 und 2022 in Zusammenarbeit mit ihrer Eigentümerin WIENER STADTWERKE GmbH und deren Eigentümerin Stadt Wien letztlich die erforderliche Liquidität zur Abdeckung der Marginzahlungen für ihre Termingeschäfte aufbringen und damit die Schließung der

diesbezüglichen Positionen, verbunden mit signifikanten Verlusten, vermeiden konnte.

15.1 Risiken im Stromvertrieb und Stromabsatz

Die EVN Energievertrieb bestand aus der EVN Energieservices GmbH als Kommanditistin und der ENERGIEALLIANZ Austria GmbH als Komplementärin, an der die WIEN ENERGIE GmbH und die EVN Energieservices GmbH je 45,0 Prozent und die Burgenland Energie AG zehn Prozent hielten. Der Stromhandel oblag der ENERGIE ALLIANZ als kartellrechtlich selbständigem Vollfunktionsunternehmen. Das umfasste sowohl Spotgeschäfte als auch Termingeschäfte.

Die Spotgeschäfte dienten der kurzfristigen Beschaffung von Strommengen zum Ausgleich von Verbrauchsschwankungen. Die Lieferung erfolgte noch am gleichen oder an einem der folgenden Tage zum tagesaktuellen Marktpreis.

Termingeschäfte dienten der Beschaffung von Strom in der Zukunft. Die Lieferung und die Abnahme der vereinbarten Mengen und Preise wurden im Börsenhandel durch standardisierte Futures gegen Handelsrisiken, wie Ausfälle und Preisänderungen am Strommarkt, abgesichert. Im Stromhandel außerhalb von Energiebörsen (Over the Counter oder OTC) konnten Risiken durch Forwards abgesichert werden.

An den Energiebörsen mussten die Vertragsparteien abhängig von den Marktpreisen und der Volatilität finanzielle Sicherheiten (Margins) hinterlegen. Die Margins wurden bei vertragsgemäßer Erfüllung rückerstattet oder gegen den Marktpreis aufgerechnet. Die Hinterlegung erforderte bei volatilen Marktpreisen eine entsprechende Liquidität. Forwards handelten die Vertragspartner direkt aus.

Die Marktrisiken durch Preisänderungen hatten insbesondere in den Sommermonaten des Jahres 2022 stark zugenommen.

Die **Initial Margin** oder auch Grundsicherheit wurde auf einem Margin-Konto hinterlegt und nach Ablauf des Futures rückerstattet. Die Höhe legte die Energiebörse täglich neu fest, um das Risiko kurzfristiger Verluste abzudecken. Während der Laufzeit eines Futures mussten die hinterlegten Sicherheiten bei steigenden Marktpreisen aufgestockt beziehungsweise im gegenteiligen Fall rückerstattet werden.

Die **Variation Margin** war ein täglicher Ausgleich zwischen dem vereinbarten Preis und dem Marktpreis. Dieser Ausgleich stellte sicher, dass die gehandelte Position während der Laufzeit des Futures dem Marktpreis entsprach. Die

Variation Margin fiel bei steigenden Marktpreisen zugunsten des Käufers und bei sinkenden Marktpreisen zulasten des Käufers aus.

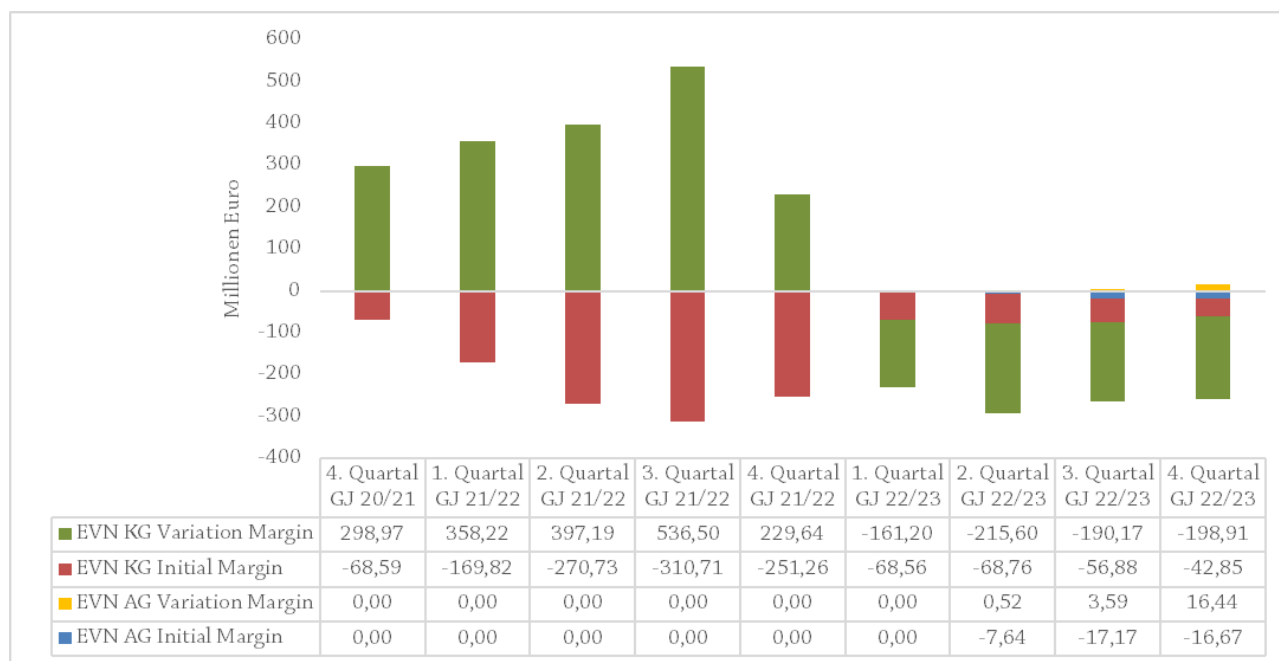
Der Saldo aus Initial und Variation Margin wurde täglich zwischen der Clearingstelle der Energiebörse sowie einem speziellen Konto des Händlers bei einer Clearingbank gebildet. Die Hinterlegung der finanziellen Sicherheiten (Margins) verhinderte Verluste durch eine vorzeitige Schließung der Futures (Termingeschäfte).

Die ENERGIE ALLIANZ handelte mit Futures und verrechnete positive und negative Marginzahlungen mit der EVN Energievertrieb über einen regelmäßigen Liquiditätsausgleich. Zu einem Liquiditätsengpass wie bei der WIEN ENERGIE GmbH kam es dabei nicht.

Die EVN AG vermarktete den Strom ihrer eigenen Kraftwerke (evn naturkraft Erzeugungsgesellschaft mbH, EVN Wärmekraftwerke GmbH) bis zum Jahr 2022 über die ENERGIE ALLIANZ. Nach dem Auslaufen des Alleinvertriebsvertrags mit der ENERGIE ALLIANZ mit Ende des Jahres 2022 vermarktete die EVN AG den Strom auch direkt über die Börse oder im bilateralen Handel, wobei sie auch Futures zur Absicherung abschloss.

Die folgende Abbildung zeigt den Stand der Initial und Variation Margins aus Futures bei der EVN Energievertrieb im Liquiditätsausgleich der ENERGIE ALLIANZ und der EVN AG in Millionen Euro:

Abbildung 17: Margins aus Futures EVN Energievertrieb und EVN AG in den Geschäftsjahren 2020/21 bis 2022/23 in Millionen Euro



Quelle: EVN AG, eigene Darstellung Landesrechnungshof

In den Geschäftsjahren 2020/21 bis 2022/23 veränderten sich mit den volatilen Marktpreisen auch die Zahlungen beziehungsweise Rückzahlungen der finanziellen Sicherheiten für Futures.

Bei der EVN Energievertrieb stieg der Stand der Initial Margins von minus 68,59 Millionen Euro im vierten Quartal 2020/21 auf minus 310,71 Millionen Euro im dritten Quartal 2021/22 und fiel im vierten Quartal 2022/23 wieder auf minus 42,85 Millionen Euro zurück. Der Stand der Variation Margins stieg hingegen von plus 298,97 Millionen Euro im vierten Quartal 2020/21 auf plus 536,50 Millionen Euro im dritten Quartal 2021/22 und wies im vierten Quartal 2022/23 ein Minus von 198,91 Millionen Euro auf. Im dritten Quartal 2021/22 ergab der Saldo aus Initial Margins und Variation Margins damit einen Liquiditätszufluss von 225,79 Millionen Euro. Im vierten Quartal 2022/23 wies der Saldo einen Liquiditätsabfluss von 241,76 Millionen Euro aus.

Bei der EVN AG änderte sich der Saldo der hinterlegten Margins von minus 7,12 Millionen Euro im zweiten Quartal 2022/23 auf minus 0,23 Millionen Euro im vierten Quartal 2022/23. Aus verrechnungstechnischen Gründen war keine Trennung der Margins nach Strom- und Gasgeschäften möglich.

Da die EVN Energievertrieb und die EVN AG die geforderten finanziellen Sicherheiten zeitgerecht hinterlegten, entstanden keine Verluste durch vorzeitige Schließung von Futures.

15.2 Unterfrage a)

„Welche Mengen an für Endkund:innen bestimmten Strom bezieht die EVN AG über Futures?“

Die EVN AG tätigte keine Endkundengeschäfte mit Strom. Den für Endkunden bestimmten Strom bezog die EVN Energievertrieb GmbH & Co KG über die ENERGIEALLIANZ Austria GmbH. Diese sicherte Stromgeschäfte an und außerhalb von Energiebörsen gegen Handelsrisiken ab. Die EVN Energievertrieb GmbH & Co KG handelte selbst nicht an Energiebörsen.

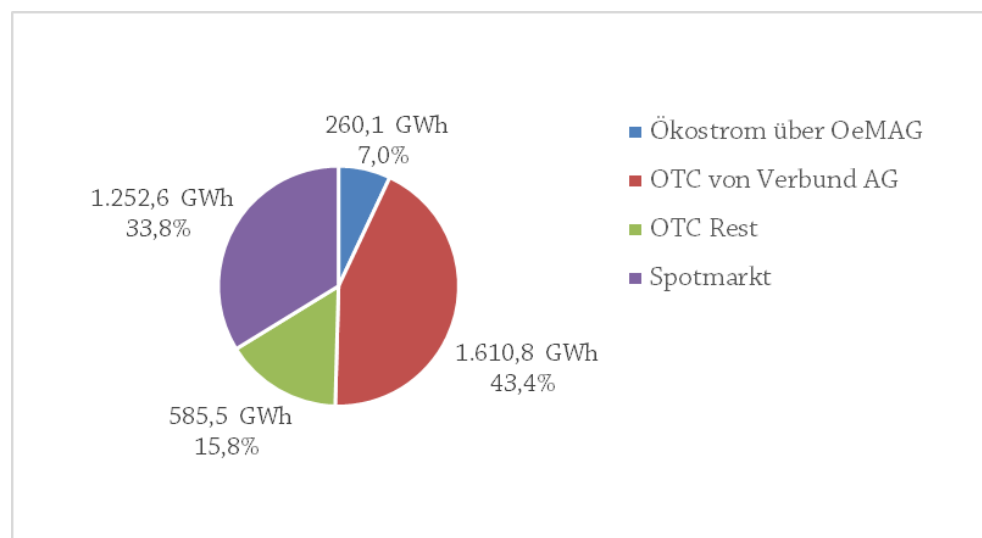
Im Geschäftsjahr 2021/22 waren 3.268,2 Gigawattstunden oder 88,1 Prozent des für Endkunden bestimmten Stroms über Futures und 121,7 Gigawattstunden aus OTC-Geschäften außerhalb von Energiebörsen mit Forwards abgesichert.

Diese Termingeschäfte stellten sicher, dass die Endkunden zu den vereinbarten Tarifen mit Strom beliefert werden konnten (Grundgeschäft).

Strombezugsquellen der EVN Energievertrieb für Endkunden

Im Geschäftsjahr 2021/22 bezog die EVN Energievertrieb über die ENERGIE ALLIANZ insgesamt 3.709,0 Gigawattstunden Strom für Endkunden. Die folgende Abbildung zeigt deren Bezugsquellen:

Abbildung 18: Strombezugsquellen im Geschäftsjahr 2021/22 in Gigawattstunden (GWh)



Quelle: EVN KG, eigene Darstellung Landesrechnungshof

Im Geschäftsjahr 2021/22 beschaffte die ENERGIE ALLIANZ für die EVN Energievertrieb 1.610,8 Gigawattstunden oder 43,4 Prozent des für Endkunden bestimmten Stroms von der Verbund AG (OTC) zu Day-Ahead-Preisen der Energiebörsen. Der Day-Ahead-Handel betrieb Stromhandel in standardisierten Blöcken zu jeder Stunde des folgenden Tags.

Auf dem Spotmarkt kaufte die ENERGIE ALLIANZ für die EVN Energievertrieb 1.252,6 Gigawattstunden oder 33,8 Prozent des für Endkunden bestimmten Stroms. Weitere 585,5 Gigawattstunden oder 15,8 Prozent bezog die ENERGIE ALLIANZ außerbörslich (OTC). Die restlichen 260,1 Gigawattstunden oder sieben Prozent entfielen auf die Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) aufgrund der gesetzlichen Abnahmeverpflichtung von Überschussstrom aus Ökostromanlagen.

Im Geschäftsjahr 2021/22 schloss die ENERGIE ALLIANZ für die EVN Energievertrieb für 3.389,9 Gigawattstunden oder 91,4 Prozent ihres Strombezugs Absicherungsgeschäfte. Davon waren 3.268,2 Gigawattstunden über Futures und 121,7 Gigawattstunden mit Forwards abgesichert.

15.3 Unterfrage b)

„Welche Mengen an Strom hat die EVN AG über Futures in den einzelnen Monaten des Jahres 2022 bezogen?“

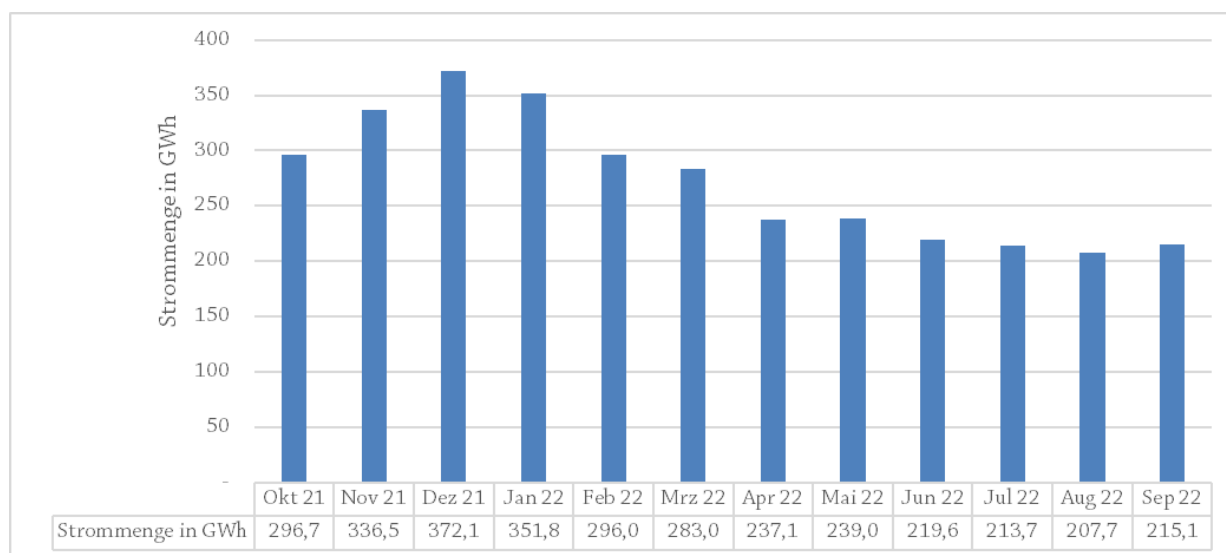
Im Geschäftsjahr 2021/22 bezog die EVN AG selbst keinen Strom über Futures. Den für Endkunden bestimmten Strom bezog die EVN Energievertrieb GmbH & Co KG über die ENERGIEALLIANZ Austria GmbH.

Diese sicherte im Geschäftsjahr 2021/22 die Beschaffung von 3.268,2 Gigawattstunden Strom über Futures gegen Ausfalls- beziehungsweise Marktrisiken ab. Das erforderte entsprechende Liquidität für die finanziellen Sicherheiten.

Im Durchschnitt waren pro Monat 272,3 Gigawattstunden damit abgesichert, wobei sich die abgesicherten Strommengen zwischen 372,1 Gigawattstunden für Dezember 2021 und 207,7 Gigawattstunden für August 2022 bewegten. Die abgesicherten Strommengen orientierten sich im Jahresverlauf fristenkongruent am Stromabsatz.

Die folgende Abbildung zeigt die Verteilung der mit Futures abgesicherten 3.268,2 Gigawattstunden in den Monaten des Geschäftsjahrs 2021/22:

Abbildung 19: Verteilung der mit Futures abgesicherten Gigawattstunden (GWh) im Geschäftsjahr 2021/22



Quelle: EVN KG, eigene Darstellung Landesrechnungshof

15.4 Unterfrage c)

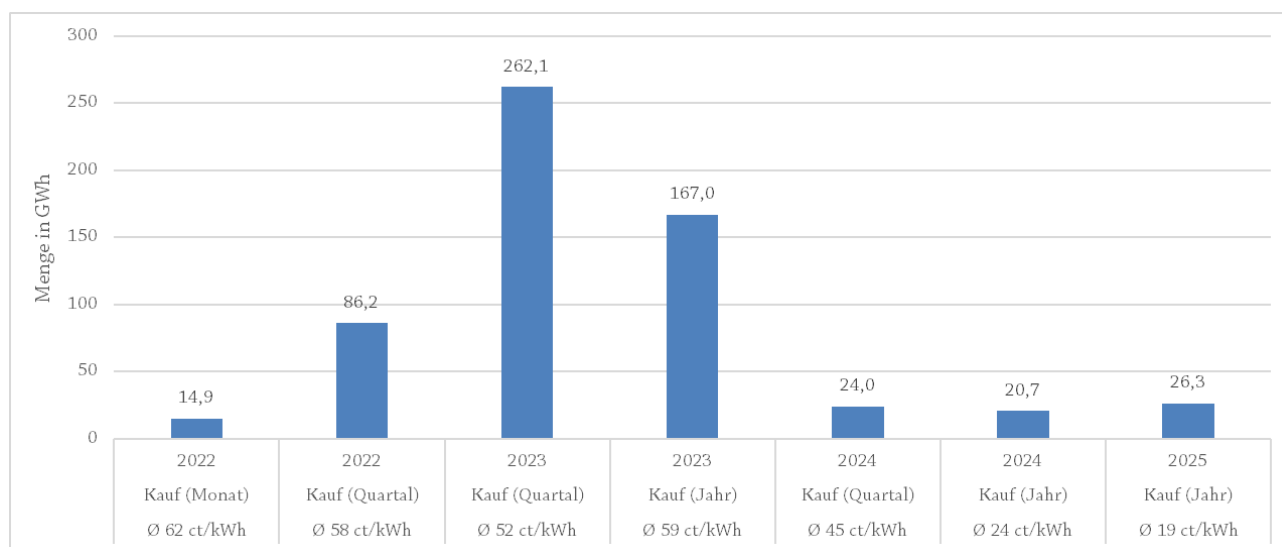
„Wurden insbesondere in den hochpreisigen Monaten August und September 2022 Verträge über künftige Lieferungen zu den damaligen Preisen abgeschlossen?“

In den Monaten August und September 2022 sicherte die ENERGIEALLIANZ Austria GmbH für die EVN Energievertrieb GmbH & Co KG die Beschaffung von 601,2 Gigawattstunden Strom für die Jahre 2022 bis 2025 zu durchschnittlichen Preisen von 19,0 Cent bis 62,0 Cent je Kilowattstunde gegen Marktpreis- und Ausfallsrisiken ab.

Die Absicherung diente der fristenkongruenten Deckung des Stromabsatzes an Endkunden der EVN Energievertrieb GmbH & Co KG.

Die folgende Abbildung zeigt die in den Monaten August und September 2022 über Futures abgesicherten Strommengen in Gigawattstunden der ENERGIE ALLIANZ für die EVN Energievertrieb zu den damaligen Preisen für Lieferzeitspannen von bis zu einem Jahr für die Jahre 2022 bis 2025:

Abbildung 20: Abgesicherte Strommengen für die Jahre 2022 bis 2025 in Gigawattstunden (GWh)



Quelle: EVN KG, eigene Darstellung Landesrechnungshof

Für das Jahr 2022 waren insgesamt 101,0 Gigawattstunden über Futures abgesichert worden. Davon betrafen 14,9 Gigawattstunden Beschaffungen (Stromkäufe) mit Lieferzeitspannen von bis zu einem Monat zu durchschnittlich 62,0 Cent je Kilowattstunde und 86,2 Gigawattstunden mit

Lieferzeitsspannen von bis zu einem Quartal zu durchschnittlich 58,0 Cent je Kilowattstunde.

Für das Jahr 2023 waren insgesamt 429,1 Gigawattstunden über Futures abgesichert worden. Davon betrafen 262,1 Gigawattstunden Beschaffungen mit Lieferzeitsspannen von bis zu einem Quartal zu durchschnittlich 52,0 Cent je Kilowattstunde und 167,0 Gigawattstunden mit Lieferzeitsspannen von bis zu einem Jahr zu durchschnittlich 59,0 Cent je Kilowattstunde.

Für das Jahr 2024 waren insgesamt 44,7 Gigawattstunden über Futures abgesichert worden. Davon betrafen 24,0 Gigawattstunden Beschaffungen für Lieferzeitsspannen von bis zu einem Quartal zu durchschnittlich 45,0 Cent je Kilowattstunde und 20,7 Gigawattstunden mit Lieferzeitsspannen von bis zu einem Jahr zu durchschnittlich 24,0 Cent je Kilowattstunde.

Für das Jahr 2025 umfasste die Absicherung über Futures 26,3 Gigawattstunden mit Lieferzeitsspannen von bis zu einem Jahr zu durchschnittlich 19,0 Cent je Kilowattstunde.

16. Frage 7

„Werden die vorgeschriebenen Gebühren für Netzkosten tatsächlich zum Ausbau und Instandhaltung der Netze verwendet und in welcher Relation stehen, in den letzten 10 Jahren, Einnahmen zu Ausgaben für den Ausbau der Netze?“

In den Geschäftsjahren 2020/21 bis 2022/23 verwendete die Netz Niederösterreich GmbH die Gebühren für Netzkosten beziehungsweise die Netznutzungsentgelte sowohl für den Ausbau als auch für die Instandhaltung der Netze im rechtlich vorgegebenen Rahmen.

Die Relation der Einnahmen zu den Ausgaben für den Ausbau des Stromnetzes betrug, berechnet als Anteil der Abschreibungen am Netznutzungsentgelt, in den Geschäftsjahren 2013/14 bis 2022/23 durchschnittlich 26,7 Prozent.

Die Relation der Einnahmen zu den Ausgaben für den Ausbau des Gasnetzes betrug, berechnet als Anteil der Abschreibungen am Netznutzungsentgelt, in den Geschäftsjahren 2013/14 bis 2022/23 durchschnittlich 25,2 Prozent.

16.1 Netzarten und Netzgebühren

Der Transport von elektrischer Energie erfolgte in Übertragungs- und Verteilernetzen. Das Übertragungsnetz transportierte die elektrische Energie über das Hochspannungsverbundnetz von den großen Kraftwerken in die Verteilernetze. Errichtung und Betrieb oblagen der Austrian Power Grid AG.

Der Transport von Erdgas erfolgte über Fern- und Verteilerleitungen. Die Fernleitungen dienten dem Transit von sowie der Inlandsversorgung mit Erdgas. Die Hauptachsen dieses Hochdrucknetzes bildeten in Österreich die Trans Austria Gasleitung und die West Austria Gasleitung.

Die Kosten für die Errichtung und den Betrieb des Übertragungsnetzes und der Fernleitungen wurden auf die jeweiligen Verteilernetze überwältzt.

Im Rahmen der EVN AG errichtete und betrieb die Netz NÖ die Verteilernetze und Netzinfrastruktur für Strom und Erdgas in Niederösterreich. Ihr Stromnetz umfasste rund 1.400 Kilometer Hochspannungsleitungen, 55.000 Kilometer Mittel- und Niederspannungsleitungen sowie 850.000 Anlagen von Stromkunden. Ihr Gasnetz wies rund 2.200 Kilometer Hochdruckleitungen, 11.600 Kilometer Mittel- und Niederdruckleitungen sowie 285.000 Anlagen von Gaskunden auf.

Komponenten der Strom- und Gasnetzentgelte (Gebühren)

Die Aufsicht über Netzanbieter, die Festsetzung von Gebühren für die österreichischen Strom- und Gasnetze sowie die Festlegung von Rahmenbedingungen zur Sicherstellung von Wettbewerbspreisen oblagen der E-Control. Die Netzbetreiber hatten der E-Control dafür die erforderlichen Daten zu übermitteln. Die Gebühren für Strom- und Gasnetze wurden auch als Systemnutzungsentgelte, Netzentgelte oder Netztarife bezeichnet und unterteilten sich in verschiedene Komponenten.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Komponenten der Strom- und Gasnetzentgelte und beschreibt deren Zweck:

Tabelle 16: Komponenten der Strom- und Gasnetzentgelte

Komponente	Zweck	Netz
Netznutzungsentgelt	Abgeltung der Kosten für Errichtung, Ausbau, Instandhaltung und Betrieb der Netzsysteme	Stromnetz Gasnetz
Netzverlustentgelt	Abgeltung der Kosten für Energiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste	Stromnetz
Entgelt für Messleistungen	Abgeltung der Kosten für Errichtung und Betrieb von Zähleinrichtungen	Stromnetz Gasnetz
Entgelt für sonstige Leistungen	Inbesondere Mahnspesen, Kosten für Abschaltung und Wiederherstellung des Netzzugangs	Stromnetz Gasnetz
Netzbereitstellungsentgelt	Leistungsbezogener Pauschalbetrag bei Netzanschluss für bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau der Netze	Stromnetz Gasnetz
Netzzutrittsentgelt	Aufwandsorientiertes Entgelt für Herstellung des Netzanschlusses	Stromnetz Gasnetz

Quelle: Landesrechnungshof auf Basis ElWOG 2010 und GWG 2011

Das **Netznutzungsentgelt** deckte die Kosten der Netzbetreiber für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Leitungssystems ab und setzte sich aus einem pauschalen Grundpreis sowie einem verbrauchsabhängigen Arbeitspreis zusammen. Damit regulierte und finanzierte das Netznutzungsentgelt sowohl den investiven als auch den operativen Bereich.

Der Arbeitspreis beinhaltete auch die anteiligen Kosten für die vorgelagerten Übertragungsnetze und Fernleitungen, welche die Betreiber der Verteilernetze zu tragen hatten. Der Anteil dieser Kosten betrug nach Auskunft der E-Control rund 20,0 Prozent des Arbeitspreises.

In den Jahren 2021 bis 2023 legte die E-Control in der für Haushalte üblichen Ebene 7 im Stromnetz und Ebene 3 im Gasnetz, jeweils ohne Leistungsmessung, folgende Netznutzungsentgelte pro Jahr beziehungsweise je Kilowattstunde in Niederösterreich fest:

Tabelle 17: Netznutzungsentgelte für Strom- und Gasnetz in den Jahren 2021 bis 2023

Strom	2021	2022	2023
Grundpreis in Euro pro Jahr	36,00	36,00	36,00
Arbeitspreis in Cent je Kilowattstunde	4,45	4,82	5,37
Gas	2021	2022	2023
Grundpreis in Euro pro Jahr	36,00	36,00	36,00
Arbeitspreis in Cent je Kilowattstunde	1,2246	1,2938	1,5575

Quelle: E-Control

In den Jahren 2021 bis 2023 betragen die Grundpreise sowohl im Strom- als auch im Gasnetz 36,00 Euro pro Jahr.

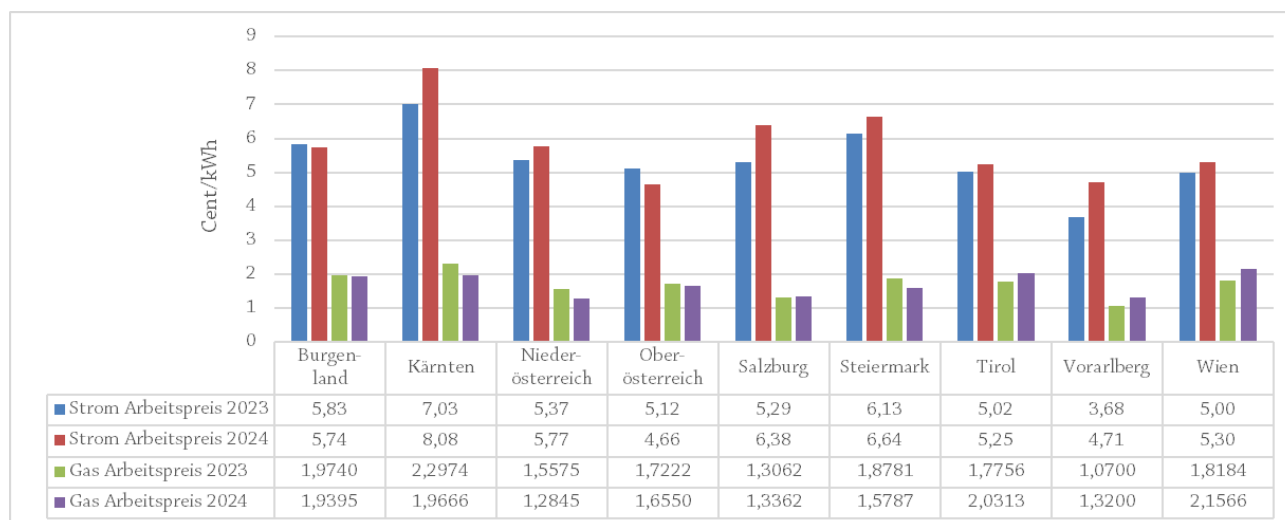
Der Arbeitspreis im Stromnetz stieg von 4,45 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2021 um 0,92 Cent oder 20,7 Prozent auf 5,37 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2023.

Im Gasnetz stieg der Arbeitspreis von 1,2246 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2021 um 0,3329 Cent auf 1,5575 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2023. Das entsprach einem Anstieg um 27,2 Prozent.

Die Arbeitspreise stiegen auch in den anderen Bundesländern und spiegelten die erforderlichen Investitionen zur Gewährleistung einer funktionierenden Netzinfrastruktur wider. Aufgrund der landesspezifischen geografischen und geologischen Gegebenheiten sowie der Investitionstätigkeiten in den Netzgebieten wiesen die Bundesländer unterschiedliche Arbeitspreise auf.

Die folgende Abbildung zeigt die unterschiedlichen Arbeitspreise für Strom- und Gasnetze der Jahre 2023 und 2024 in den Bundesländern:

Abbildung 21: Arbeitspreise der Bundesländer in den Jahren 2023 und 2024 in Cent je Kilowattstunde (kWh)



Quelle: E-Control

Im Jahr 2023 betragen die Arbeitspreise für die Stromnetze der Bundesländer im Durchschnitt 5,39 Cent je Kilowattstunde und stiegen um 8,4 Prozent auf 5,84 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2024. **In Niederösterreich lag der Anstieg um 7,4 Prozent von 5,37 Cent auf 5,77 Cent je Kilowattstunde unter dem Durchschnittswert.**

Die Arbeitspreise für Gasnetze gingen im Durchschnitt um 0,9 Prozent von 1,7110 Cent auf 1,6965 Cent je Kilowattstunde zurück. **Niederösterreich verzeichnete dabei den größten Rückgang um 17,5 Prozent beziehungsweise von 1,5575 Cent auf 1,2845 Cent je Kilowattstunde.**

Die folgende Tabelle zeigt die Erlöse aus Netznutzungsentgelten im Strom- und Gasnetz der Netz NÖ in den Jahren 2021 bis 2023 in Millionen Euro:

Tabelle 18: Netznutzungsentgelte in den Jahren 2021 bis 2023 in Millionen Euro

Erlöse aus Netznutzungsentgelten	2021	2022	2023
Stromnetz	289,29	307,68	338,90
Gasnetz	107,68	103,34	84,96

Quelle: Netz NÖ

In den Jahren 2021 bis 2023 stiegen die Erlöse der Netz NÖ aus den Netznutzungsentgelten im Stromnetz von 289,29 Millionen Euro im Jahr

2021 um 49,61 Millionen Euro oder 17,1 Prozent auf 338,90 Millionen Euro im Jahr 2023.

Im Gasnetz gingen die Erlöse hingegen von 107,68 Millionen Euro im Jahr 2021 um 22,72 Millionen Euro oder 21,1 Prozent auf 84,96 Millionen Euro im Jahr 2023 zurück.

Das **Netzverlustentgelt** deckte die Kosten der Netzbetreiber für die Beschaffung der erforderlichen Energiemengen für den Ausgleich von Transportverlusten. Diese (physikalischen) Netzverluste durch die Übertragung und die Verteilung elektrischer Energie von den Erzeugungsanlagen bis zu den Verbrauchern betragen bis zu sieben Prozent. Das Netzverlustentgelt für das Stromnetz wurde von der E-Control verordnet und war für das Gasnetz im Netznutzungsentgelt enthalten.

Im Dezember 2022 beschloss der Bund, die Auswirkungen der gestiegenen Großhandelspreise am Strommarkt auf das Netzverlustentgelt für das Jahr 2023 durch einen Beitrag von 86,00 Euro pro Megawattstunde abzufedern (§ 53 Absatz 4 ElWOG 2010).

In Niederösterreich sank das Netzverlustentgelt in der Netzebene 7 dadurch von 2,225 Cent je Kilowattstunde in den Monaten Jänner und Februar um 1,896 Cent je Kilowattstunde (oder 85,2 Prozent) auf 0,329 Cent je Kilowattstunde ab März 2023. Das waren um 0,020 Cent je Kilowattstunde (oder 6,5 Prozent) mehr als im Jahr 2022. Davor war das Netzverlustentgelt von 0,203 Cent im Jahr 2021 um 0,106 Cent je Kilowattstunde (oder 52,2 Prozent) auf 0,309 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2022 gestiegen.

Die E-Control teilte dazu mit, dass der Beitrag des Bundes bei der Festlegung des Netzverlustentgelts ab März 2023 für das gesamte Jahr 2023 berücksichtigt und auf die verbleibenden Monate verteilt worden sei.

Die Erlöse der Netz NÖ aus den Netzverlustentgelten für Strom stiegen damit von 18,18 Millionen Euro im Jahr 2021 um 39,97 Millionen Euro oder 219,9 Prozent auf 58,15 Millionen Euro im Jahr 2023.

Das **Entgelt für Messleistungen** deckte die direkten Kosten für die Errichtung und den Betrieb von Zähleinrichtungen. Die Entgelte der E-Control stellten Höchstpreise für die jeweilige Netzebene und die Art der eingesetzten Messeinrichtung dar. Diese betragen für übliche Drehstromzähleinrichtungen 2,40 Euro und für Balgengaszähleinrichtungen 1,35 Euro jeweils pro Kalendermonat. In den Jahren 2021 bis 2023 legte die Netz NÖ diese Entgelte für Drehstromzähleinrichtungen mit 2,18 Euro pro Monat und für Balgengaszähleinrichtungen mit 1,35 Euro pro Monat fest.

Wie die folgende Tabelle zeigt, verzeichnete die Netz NÖ in den Jahren 2021 bis 2023 für Messleistungen im Stromnetz Erlöse von rund 22,00 Millionen Euro und im Gasnetz rückläufige Erlöse von 5,90 Millionen Euro im Jahr 2021 und 5,59 Millionen Euro im Jahr 2023.

Tabelle 19: Entgelte für Messleistungen im Strom- und Gasnetz in den Jahren 2021 bis 2023 in Millionen Euro

Erlöse aus Entgelten für Messleistungen	2021	2022	2023
Stromnetz	22,00	22,00	21,99
Gasnetz	5,90	5,82	5,59

Quelle: Netz NÖ

Die **Entgelte für sonstige Leistungen** deckten die Kosten der Netzbetreiber, die nicht durch andere Entgelte abgegolten wurden. Dazu zählten Kosten für Mahnungen, Abschaltungen oder Sperrungen sowie für die Ablesung von Messeinrichtungen oder Zwischenabrechnungen. Diese Entgelte wurden ebenfalls von der E-Control festgesetzt.

Wie die folgende Tabelle zeigt, stiegen in den Jahren 2021 bis 2023 die Erlöse der Netz NÖ für sonstige Leistungen im Stromnetz von 0,89 Millionen Euro im Jahr 2021 um 0,10 Millionen Euro oder 11,2 Prozent auf 0,99 Millionen Euro im Jahr 2023. Im Gasnetz stiegen diese Erlöse dagegen von 0,36 Millionen Euro im Jahr 2021 um 0,31 Millionen Euro oder 86,1 Prozent auf 0,67 Millionen Euro im Jahr 2023.

Tabelle 20: Entgelte für sonstige Leistungen Strom- und Gasnetz in den Jahren 2021 bis 2023 in Millionen Euro

Erlöse aus Entgelten für sonstige Leistungen	2021	2022	2023
Stromnetz	0,89	0,89	0,99
Gasnetz	0,36	0,39	0,67

Quelle: Netz NÖ

Das **Netzbereitstellungsentgelt** deckte als einmaliges Anschlussentgelt die anteiligen Kosten für den durchgeführten und vorfinanzierten Netzausbau ab. Die Berechnungsbasis bildete die vereinbarte beziehungsweise tatsächlich in Anspruch genommene Energieleistung (Lastspitze). Im Zeitraum 2021 bis 2023 betrug das Anschlussentgelt im Stromnetz der Netz NÖ 210,65 Euro je Kilowatt in der Ebene 7 und für den Anschluss an das Gasnetz 5,00 Euro je Kilowattstunde je Stunde in der Ebene 3.

Das **Netzzutrittsentgelt** deckte die Kosten der Netzbetreiber für die Herstellung oder die Änderung eines Anschlusses ab. Im Niederspannungsnetz konnte das Entgelt aufgrund der Gesamtinvestitionskosten für gleichgelagerte Neuanschlüsse pauschaliert werden.

Die Netzbetreiber hatten die Netzbereitstellungs- und Netzzutrittsentgelte bilanziell als Baukostenzuschüsse zu behandeln und angemessen aufzulösen. Das wirkte sich kostenmindernd auf das Netznutzungsentgelt aus.

Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung der Baukostenzuschüsse der Netz NÖ aus Netzbereitstellungs- und Netzzutrittsentgelten der Jahre 2021 bis 2023 im Strom- und Gasnetz.

Tabelle 21: Baukostenzuschüsse aus Netzbereitstellungs- und Netzzutrittsentgelten im Strom- und Gasnetz in den Jahren 2021 bis 2023 in Millionen Euro

Baukostenzuschüsse aus Netzbereitstellungs- und Netzzutrittsentgelten	2021	2022	2023
Stromnetz	40,35	39,40	60,83
Gasnetz	1,22	3,38	1,60

Quelle: Netz NÖ

Im Jahr 2022 sanken die Baukostenzuschüsse der Netz NÖ im Stromnetz von 40,35 Millionen Euro im Jahr 2021 auf 39,40 Millionen Euro, bevor sie im Jahr 2023 auf 60,83 Millionen Euro stiegen. Das entsprach einem Anstieg vom Jahr 2021 auf das Jahr 2023 um 20,48 Millionen Euro oder 50,8 Prozent.

Im Gasnetz stiegen die Baukostenzuschüsse der Netz NÖ von 1,22 Millionen Euro im Jahr 2021 auf 3,38 Millionen Euro im Jahr 2022 und sanken auf 1,60 Millionen Euro im Jahr 2023. Das entsprach einem Anstieg um 0,38 Millionen Euro oder 31,1 Prozent vom Jahr 2021 auf das Jahr 2023.

Regulierung der Netznutzungsentgelte

Die E-Control hatte bei der Festsetzung des Netznutzungsentgelts angemessene Kosten nach dem Grundsatz der Kostenwahrheit zu berücksichtigen (§ 59 Absatz 1 ElWOG 2010, § 79 Absatz 1 GWG 2011).

Ihre Festlegung der Netznutzungsentgelte für das Strom- und das Gasnetz beruhte auf Modellen der Anreizregulierung, die auf Effizienzsteigerungen hinwirkten und auf der Website der E-Control unter der Rubrik Marktteilnehmer veröffentlicht waren.

Dazu legte die E-Control für mehrere Jahre (Regulierungsperiode) einen Kostenpfad mit Effizienzvorgaben fest. Dabei wurde die Wirtschaftlichkeit der operativen Kosten (Betrieb und Instandhaltung) und der Kapitalkosten (Errichtung und Ausbau) getrennt sowie im Vergleich zwischen den österreichischen Netzbetreibern beurteilt.

Der Vergleich mit den österreichischen Netzbetreibern bescheinigte der Netz NÖ sowohl in der Sparte Strom als auch in der Sparte Gas eine hohe Produktivität.

Investitionen in die Netze waren mit den Abschreibungen und den Finanzierungskosten für das betriebsnotwendige Sachanlagevermögen abzüglich der anteiligen Baukostenzuschüsse zu berücksichtigen.

Für die Finanzierungskosten galt eine Normkapitalstruktur von 40,0 Prozent Eigenkapital und 60,0 Prozent Fremdkapital mit einem durchschnittlichen Finanzierungskostensatz von zuletzt 4,88 Prozent vor Steuer für das betriebsnotwendige Vermögen. Der Finanzierungskostensatz vor Steuern errechnete sich aus einer Verzinsung von 8,16 Prozent für das Eigenkapital und 2,70 Prozent für das Fremdkapital.

Die Kostenermittlung erfolgte am Beginn einer Regulierungsperiode, getrennt nach Netzebenen. Durch die Systematik ergab sich ein Zeitverzug von zwei Jahren in der Abgeltung der Kosten durch die Netznutzungsentgelte. Diese konnten im Rahmen des Jahresabschlusses sowie über das Regulierungskonto für Mehr- oder Mindererlöse aus angenommenen und tatsächlich abgesetzten Energiemengen geltend gemacht werden. Betriebsfremde Aufwendungen und Erträge waren dabei herauszurechnen. Die Rechtmäßigkeit der Bewertung war mit Abschlussprüfungsberichten zu belegen.

Das Netznutzungsentgelt je Kilowattstunde errechnete sich pro Netzebene als Quotient aus den festgestellten Kosten für Errichtung, Ausbau, Instandhaltung und Betrieb (Basis Netznutzungsentgelt) und den abgesetzten Energiemengen.

Für die Jahre 2021 bis 2023 legte die E-Control folgende Basis für die Netznutzungsentgelte der Strom- und Gasnetze der Netz NÖ fest:

Tabelle 22: Basis Netznutzungsentgelte Strom- und Gasnetze in den Jahren 2021 bis 2023 in Millionen Euro

Basis Netznutzungsentgelte	2021	2022	2023
Stromnetz	217,32	230,99	258,92
Gasnetz	106,18	107,16	115,38

Quelle: E-Control

In den Jahren 2021 bis 2023 stiegen die Kosten und damit die Basis für die Netznutzungsentgelte für das Stromnetz von 217,32 Millionen Euro um 41,60 Millionen Euro oder 19,1 Prozent auf 258,92 Millionen Euro. Die Kosten für das Gasnetz stiegen von 106,18 Millionen Euro um 9,20 Millionen Euro oder 8,7 Prozent auf 115,38 Millionen Euro.

16.2 Verwendung der Netznutzungsentgelte

Die Elektrizitäts- und Erdgasunternehmen hatten eigene Rechnungskreise für ihre Verteilungstätigkeit zu führen und Quersubventionierungen zu unterlassen. Wirtschaftsprüfungsgesellschaften waren verpflichtet, die Jahresabschlüsse auf missbräuchliche Quersubventionierungen zu prüfen (§ 8 Absatz 2 ElWOG 2010 und § 8 Absatz 2 GWG 2011).

Die Jahresabschlüsse der Netz NÖ informierten nach dem Gesamtkostenverfahren über die Verwendung der Netzerlöse und entsprachen damit der gesetzlichen Vorgabe. Die Aufgliederung der Netznutzungsentgelte auf Errichtung, Ausbau, Instandhaltung und Betrieb ließ sich damit nicht direkt ableiten.

Die Summe aus dem Betriebsergebnis und den Abschreibungen für die Errichtung und den Ausbau der Netze – nach Abzug der Baukostenzuschüsse – konnte jedoch den Kapitalkosten und die Differenz aus dem Netznutzungsentgelt und den Kapitalkosten den Kosten für Instandhaltung und Betrieb zugeordnet werden.

In den Geschäftsjahren 2020/21 bis 2022/23 verwendete die Netz NÖ demnach die festgesetzten Netznutzungsentgelte wie folgt:

Tabelle 23: Verwendung Netznutzungsentgelte Strom- und Gasnetze in den Geschäftsjahren 2020/21 bis 2022/23 in Millionen Euro

Bezeichnung	2020/21 Stromnetz	2020/21 Gasnetz	2021/22 Stromnetz	2021/22 Gasnetz	2022/23 Stromnetz	2022/23 Gasnetz
Netznutzungsentgelt (Basis E-Control)	217,32	106,18	230,99	107,16	258,92	115,38
abzüglich Betriebsergebnis	65,99	26,39	99,35	26,35	70,47	29,61
abzüglich Abschreibungen nach Abzug Baukostenzuschüsse	65,31	31,70	67,41	31,55	70,22	32,91
operative Kosten (Betrieb und Instandhaltung)	86,02	48,09	64,23	49,26	118,23	52,86
<i>Investitionen abzüglich Baukostenzuschüsse</i>	149,80	28,30	220,30	40,50	229,60	45,60

Quelle: Bescheide E-Control und Jahresabschlüsse Netz NÖ

Im Rechnungskreis Stromnetz der Netz NÖ stieg das Betriebsergebnis von 65,99 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2020/21 auf 99,35 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2021/22 und ging im Geschäftsjahr 2022/23 wieder auf 70,47 Millionen Euro zurück. Die Verbesserung des Betriebsergebnisses um 33,36 Millionen Euro oder 50,6 Prozent im Geschäftsjahr 2021/22 resultierte im Wesentlichen aus der Anpassung des Rechnungszinssatzes für Abfertigungs- und Pensionsrückstellungen. Das ergab einen außerordentlichen buchmäßigen Ertrag, der die operativen Kosten verminderte.

Der Rechnungskreis Gasnetz der Netz NÖ verzeichnete in den Geschäftsjahren 2020/21, 2021/22 und 2022/23 Betriebsergebnisse von 26,39 Millionen Euro, 26,35 Millionen Euro und 29,61 Millionen Euro.

Die Abschreibungen – nach Abzug der Baukostenzuschüsse – stiegen durch die Investitionen für das Stromnetz von 65,31 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2020/21 auf 70,22 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2022/23 und für das Gasnetz von 31,70 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2020/21 auf 32,91 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2022/23.

Die operativen Kosten für Betrieb und Instandhaltung des Stromnetzes betragen 86,02 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2020/21 und gingen im Geschäftsjahr 2021/22 durch das höhere Betriebsergebnis auf 64,23 Millionen Euro zurück. Im Geschäftsjahr 2022/23 stiegen die operativen Kosten vor allem durch höheren Personal- und Wartungsaufwand auf 118,23 Millionen Euro.

Investitionen abzüglich Baukostenzuschüsse (Nettoinvestitionen) wirkten sich mit einem Zeitverzug von zwei Jahren über die Abschreibungen auf die Netznutzungsentgelte aus. Dem Netznutzungsentgelt für das Geschäftsjahr 2022/23 lagen daher die Abschreibungen der Investitionen bis zum Geschäftsjahr 2020/21 zugrunde.

Im Stromnetz stiegen diese Nettoinvestitionen von 149,80 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2020/21 um 79,80 Millionen Euro oder 53,3 Prozent auf 229,60 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2022/23.

Im Gasnetz stiegen die Nettoinvestitionen von 28,30 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2020/21 um 17,30 Millionen Euro oder 61,1 Prozent auf 45,60 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2022/23.

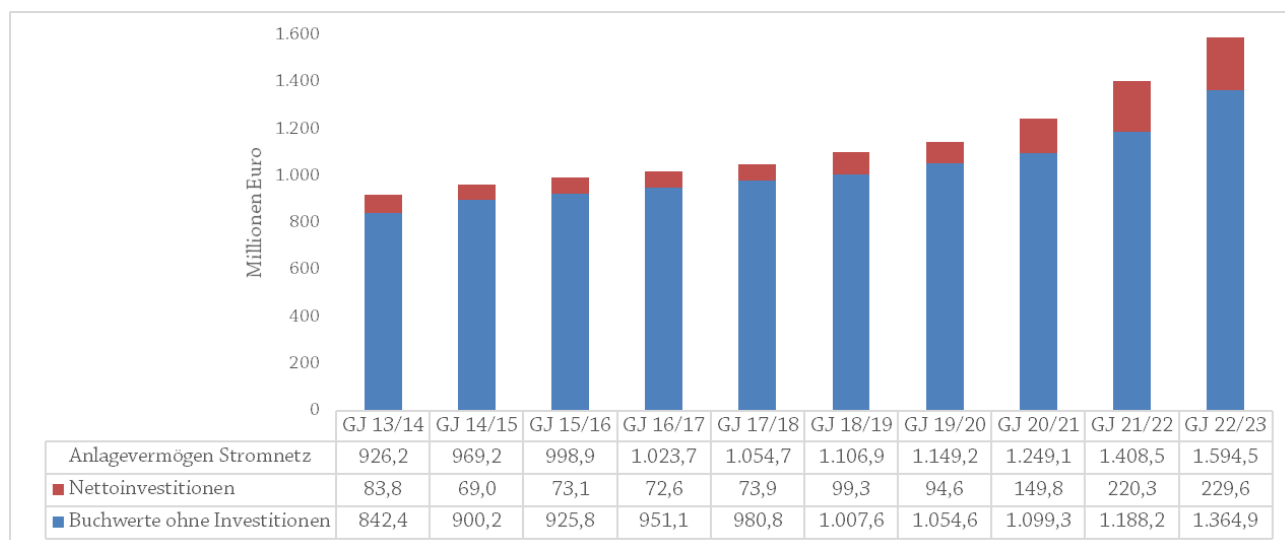
Die Netz Niederösterreich GmbH verwendete die vorgeschriebenen Gebühren (Netznutzungsentgelte) damit anteilig sowohl für den Ausbau als auch für die Instandhaltung der Netze im gesetzlich vorgesehenen Rahmen.

16.3 Relation zwischen Netznutzungsentgelten und Investitionen in den letzten zehn Jahren

Die um zwei Jahre verzögerte Berücksichtigung der Investitionen in den Netznutzungsentgelten beeinflusste auch das Verhältnis zwischen Netznutzungsentgelten und Investitionen in das Strom- und das Gasnetz.

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung des Anlagevermögens des Stromnetzes infolge der Investitionen für die Geschäftsjahre 2013/14 bis 2022/23. Die für die Abschreibung relevanten Nettoinvestitionen – nach Abzug der Baukostenzuschüsse – sind rot hervorgehoben.

Abbildung 22: Stromnetz Entwicklung Anlagevermögen und Investitionen in den Geschäftsjahren 2013/14 bis 2022/23 in Millionen Euro



Quelle: Bescheide E-Control und Jahresabschlüsse Netz NÖ, eigene Darstellung Landesrechnungshof

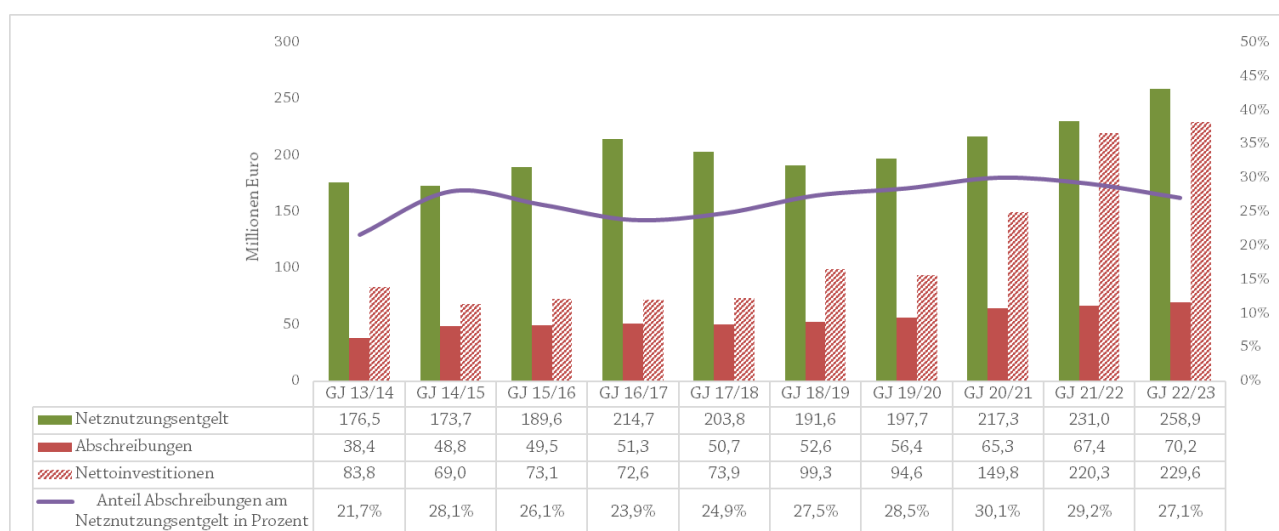
Das Anlagevermögen für das Stromnetz stieg von 926,20 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2013/14 um 668,30 Millionen Euro oder 72,1 Prozent auf 1.594,50 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2022/23.

Die Nettoinvestitionen stiegen von 83,80 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2013/14 um 145,80 Millionen Euro oder 174,0 Prozent auf 229,60 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2022/23.

Die Nettoinvestitionen der letzten zehn Jahre betragen insgesamt 1.166,00 Millionen Euro und waren höher als die Summe der Abschreibungen. Dadurch stiegen die Buchwerte ohne die Investitionen im jeweiligen Geschäftsjahr von 842,40 Millionen Euro auf 1.364,90 Millionen Euro.

In den Geschäftsjahren 2013/14 bis 2022/23 entwickelten sich die Abschreibungen – nach Abzug der Baukostenzuschüsse – in Relation zu den behördlich festgelegten Netznutzungsentgelten für das Stromnetz wie folgt:

Abbildung 23: Stromnetz Relation Netznutzungsentgelte zu Abschreibungen in den Geschäftsjahren 2013/14 bis 2022/23 in Millionen Euro



Quelle: Bescheide E-Control und Jahresabschlüsse Netz NÖ, eigene Darstellung Landesrechnungshof

Das Netznutzungsentgelt für das Stromnetz stieg von 176,50 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2013/14 um 82,40 Millionen Euro oder 46,7 Prozent auf 258,90 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2022/23.

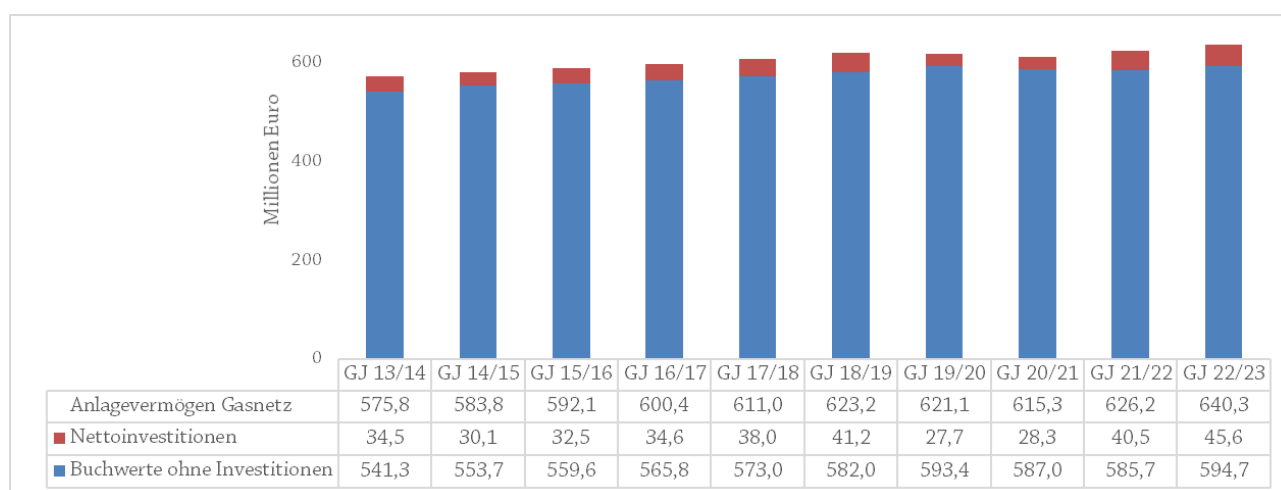
Die Abschreibungen stiegen im selben Zeitraum von 38,40 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2013/14 um 31,80 Millionen Euro oder 82,8 Prozent auf 70,20 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2022/23.

Der Anteil der Abschreibungen am Netznutzungsentgelt bewegte sich zwischen 21,7 Prozent im Geschäftsjahr 2013/14 und 30,1 Prozent im Geschäftsjahr 2020/21 und betrug 27,1 Prozent im Geschäftsjahr 2022/23.

Die Relation der Einnahmen zu den Ausgaben für den Ausbau des Stromnetzes betrug, berechnet als Anteil der Abschreibungen am Netznutzungsentgelt, in den Geschäftsjahren 2013/14 bis 2022/23 durchschnittlich 26,7 Prozent.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung des Anlagevermögens des Gasnetzes infolge der Investitionen für die Geschäftsjahre 2013/14 bis 2022/23. Die für die Abschreibung relevanten Nettoinvestitionen – nach Abzug der Baukostenzuschüsse – sind rot hervorgehoben:

Abbildung 24: Gasnetz Entwicklung Anlagevermögen und Investitionen in den Geschäftsjahren 2013/14 bis 2022/23 in Millionen Euro



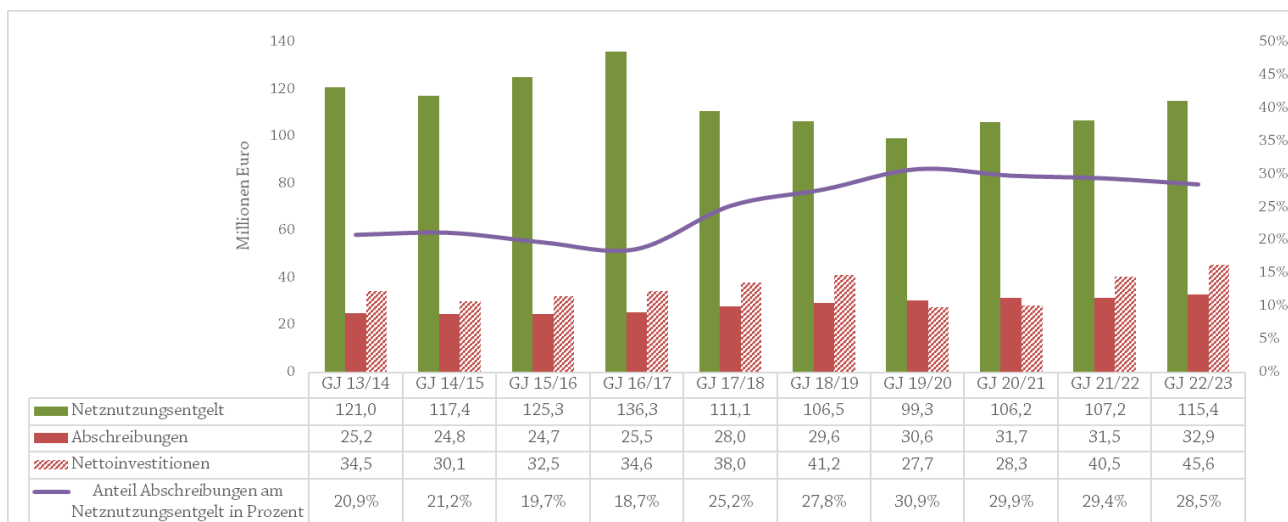
Quelle: Bescheide E-Control und Jahresabschlüsse Netz NÖ, eigene Darstellung Landesrechnungshof

Das Anlagevermögen für das Gasnetz stieg von 575,80 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2013/14 um 64,50 Millionen Euro oder 11,2 Prozent auf 640,30 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2022/23. Die Nettoinvestitionen stiegen von 34,50 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2013/14 um 11,10 Millionen Euro oder 32,2 Prozent auf 45,60 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2022/23.

Die Nettoinvestitionen der letzten zehn Jahre betragen insgesamt 353,00 Millionen Euro und waren höher als die Summe der Abschreibungen. Dadurch stiegen die Buchwerte ohne die Investitionen im jeweiligen Geschäftsjahr von 541,30 Millionen Euro auf 594,70 Millionen Euro.

In den Geschäftsjahren 2013/14 bis 2022/23 entwickelten sich die Abschreibungen – nach Abzug der Baukostenzuschüsse – in Relation zu den behördlich festgelegten Netznutzungsentgelten für das Gasnetz wie folgt:

Abbildung 25: Gasnetz Relation Netznutzungsentgelte zu Abschreibungen in den Geschäftsjahren 2013/14 bis 2022/23 in Millionen Euro



Quelle: Bescheide E-Control und Jahresabschlüsse Netz NÖ, eigene Darstellung Landesrechnungshof

Das Netznutzungsentgelt für das Gasnetz ging von 121,00 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2013/14 um 5,60 Millionen Euro oder 4,6 Prozent auf 115,40 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2022/23 zurück. Die Abschreibungen stiegen jedoch von 25,20 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2013/14 um 7,70 Millionen Euro oder 30,6 Prozent auf 32,90 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2022/23.

Der Anteil der Abschreibungen am Netznutzungsentgelt bewegte sich zwischen 18,7 Prozent im Geschäftsjahr 2016/17 und 30,9 Prozent im Geschäftsjahr 2019/20 und betrug 28,5 Prozent im Geschäftsjahr 2022/23.

Die Relation der Einnahmen zu den Ausgaben für den Ausbau des Gasnetzes betrug, berechnet als Anteil der Abschreibungen am Netznutzungsentgelt, in den Geschäftsjahren 2013/14 bis 2022/23 durchschnittlich 25,2 Prozent.

17. Frage 8

„Sind die Fernwärme Tarife seit Beginn des Angriffskrieges auf die Ukraine nach dem Preisgesetz 1992 (RIS Preisgesetz 1992, Bundesrecht konsolidiert, Fassung vom 19.06.2023 (bka.gv.at)) gerechtfertigt?“

Nach dem Preisgesetz 1992 galt ein Fernwärmetarif dann als (volkswirtschaftlich) gerechtfertigt, wenn der Tarif sowohl den volkswirtschaftlichen Verhältnissen bei der Erzeugung, dem Vertrieb oder der Erbringung der Leistung, als auch der wirtschaftlichen Lage der Verbraucher oder Leistungsempfänger bestmöglich entsprach.

Die Fernwärmetarife der EVN Wärme GmbH, der Biowärme Amstetten-West GmbH und der Fernwärme St. Pölten GmbH beruhten – vor und nach dem 24. Februar 2022 (Beginn des Angriffskriegs gegen die Ukraine) – auf den jeweiligen Allgemeinen Geschäftsbedingungen und Preisblättern der Wärmelieferverträge. Die Wertsicherung der Tarife erfolgte mit einem Mix aus Indizes der Statistik Austria, der Landwirtschaftskammer Niederösterreich und der European Energy Exchange AG. Dieses System änderte sich nach dem Beginn des Angriffskriegs auf die Ukraine nicht.

Im Zeitraum 1. Oktober 2023 bis 30. April 2024 gewährte die EVN Wärme GmbH jedoch Rabatte, vor allem um im Vergleich zu alternativen Heizungsformen konkurrenzfähig zu bleiben und Reputationsverluste wegen vergleichsweise hoher Tarife sowie den Vorwurf der Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung zu vermeiden. Die wirtschaftliche Lage der Verbraucher war dafür nicht ausschlaggebend.

Eine Untersuchung nach dem Preisgesetz 1992 oder andere Hinweise, dass die Fernwärmetarife die internationale Preisentwicklung oder die allgemeine Preiserhöhung des Wirtschaftszweigs in einem ungewöhnlichen Maß überstiegen (§§ 5 und 9 Preisgesetz 1992), lagen nicht vor.

Entwicklung der Fernwärmepreise seit 24. Februar 2022

Im Zeitraum 24. Februar 2022 bis 1. Jänner 2023 stieg der jährliche Grundpreis für Fernwärme um 2,7 Prozent und betrug 1,53 Euro bis 4,59 Euro je Quadratmeter zu beheizender Fläche oder 22,78 Euro bis 45,42 Euro je Kilowatt vereinbarter Leistung. Der Verbrauchspreis stieg im selben Zeitraum um 26,4 Prozent bei Wärme aus Biomasse und Öl, um 54,2 Prozent bei Wärme aus Biomasse und Erdgas und um 57,7 Prozent bei Wärmelieferungen in der

Thermenregion. Der Preis je Kilowattstunde betrug dabei zwischen 7,55 Cent und 15,41 Cent.

Die Fernwärmetarife der EVN Wärme, der Biowärme Amstetten-West GmbH und der Fernwärme St. Pölten GmbH beruhten auf den Allgemeinen Geschäftsbedingungen und den Preisblättern der Wärmelieferverträge. Die Wertsicherung der Tarife erfolgte mit einem Mix aus Indizes der Statistik Austria, der Landwirtschaftskammer Niederösterreich und der European Energy Exchange AG zu den festgelegten Indexwerten und vereinbarten Anpassungsterminen. Dieses System änderte sich nach dem Beginn des Angriffskriegs gegen die Ukraine seit 24. Februar 2022 nicht.

Die Indexwerte spiegelten die volatile Entwicklung der Kosten für die Infrastruktur, die Fernwärmeerzeugung und den Vertrieb wider, die vor allem von Inflation, Personalaufwand und Energiepreisen (Aufwendungen für Primärenergieträger) getrieben wurden.

Die Preisanpassung erfolgte mit Durchschnittswerten aus der Vergangenheit zu Anpassungsterminen in der Zukunft. Daher wirkten sich Preisänderungen um sechs bis zwölf Monate zeitversetzt auf die Fernwärmetarife aus, wobei einzelne Preissprünge durch die Berücksichtigung mehrerer Indizes gemildert wurden.

Die EVN Wärme wollte mit der Rabattaktion von 1. Oktober 2023 bis 30. April 2024 marktverträgliche Preise bieten, um mögliche Image- oder Reputationschäden zu vermeiden und nicht in den Verdacht des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung zu geraten. Die wirtschaftliche Lage der Kunden war dafür nicht ausschlaggebend.

Anwendung des Preisgesetzes 1992 auf Fernwärmetarife

Das Preisgesetz 1992 galt für Sachgüter und Leistungen sowie ausdrücklich für die Lieferung von Fernwärme (nicht jedoch von elektrischer Energie und Erdgas) sowie für die damit zusammenhängenden Nebenleistungen.

Dafür konnte der Bundesminister für wirtschaftliche Angelegenheiten volkswirtschaftlich gerechtfertigte Preise bestimmen. Zur Sicherstellung einer volkswirtschaftlich erforderlichen, kostenorientierten und auf eine bestmögliche Kapazitätsauslastung gerichteten Tätigkeit der Fernwärmerversorgungsunternehmen konnte der Bundesminister auch Tarifgrundsätze und Tarifstrukturen durch Verordnung festlegen.

Auf Antrag hatte der Bundesminister zu untersuchen, ob ein Preis oder eine Preiserhöhung die internationale Preisentwicklung, den allgemeinen

Preisindex oder die allgemeine Preiserhöhung des betreffenden Wirtschaftszweigs in einem ungewöhnlichen Maße überstieg. Derartige Untersuchungen konnten, neben anderen Bundesministerien, die Bundeskammer der gewerblichen Wirtschaft, die Präsidentenkonferenz der Landwirtschaftskammern Österreichs und die Bundesarbeitskammer beantragen.

Zur Beratung in Verfahren zur Preisbestimmung und zur Untersuchung ungewöhnlicher Preise oder Preiserhöhungen war eine Preiskommission zu bilden. Mit Ausübung seiner Befugnisse konnte der Bundesminister einzelne oder alle Landeshauptleute beauftragen. Derartige Aufträge lagen für Niederösterreich nicht vor.

Für die Lieferung von Fernwärme waren der EVN Wärme weder Tarife bestimmt noch Tarifgrundsätze und Tarifstrukturen verordnet worden. Auch eine Untersuchung der Fernwärmetarife der EVN Wärme nach dem Preisgesetz 1992 war nicht beantragt worden.

Ihrer im Preisgesetz 1992 auferlegten Verpflichtung zur Weitergabe von Abgabensenkungen kam die EVN Wärme im Rahmen der Preisermittlung nach. Das betraf die Elektrizitätsabgabe und die Erdgasabgabe, die von 1. Mai 2022 bis 31. Dezember 2024 von 1,5 Cent auf 0,1 Cent je Kilowattstunde beziehungsweise von 6,6 Cent auf 1,196 Cent je Kubikmeter herabgesetzt worden waren.

18. Frage 9

„Ist die Kampagne und das Tarifangebot der EVN AG mit einjähriger Bindungsfrist für rund 300.000 Altverträge wirtschaftlich nachvollziehbar und im öffentlichen Interesse?“

Die Kampagne zu den Altverträgen und das neue Tarifangebot erfolgten, nachdem der Verein für Konsumenteninformation (VKI) die Anwendung von Preisanpassungsklauseln mit Zustimmungsfiktion unter Verweis auf die Rechtsprechung in anderen Branchen erfolgreich bekämpft hatte.

Daher bestand für die EVN Energievertrieb GmbH & Co KG das Risiko, gestiegene Beschaffungskosten bei unbefristeten Verträgen nicht durch entsprechende Preisanpassungen abdecken zu können. Um Rechtssicherheit zu erlangen und das Risiko von Rückforderungen abzuwenden, sah sie sich daher gezwungen, rund 389.000 unbefristete Lieferverträge für Strom und Gas zu kündigen und Neuverträge mit einjähriger Befristung oder flexiblen Tarifen anzubieten.

Von März 2023 bis September 2023 wurden rund 317.000 neue Verträge abgeschlossen. Das entsprach einem Anteil von 81,5 Prozent. Damit war die Kampagne für einen Wechsel zum Tarifangebot und die Kündigung der betroffenen Altverträge für die Gesellschaft, ihre Arbeitnehmer, Eigentümer und Gläubiger wirtschaftlich nachvollziehbar und zweckmäßig.

Ob ein Vertragsumstieg ohne Kündigung mit ausdrücklicher Zustimmung der Kunden („Opt-In“) mehr oder weniger wirtschaftlich gewesen wäre, entzog sich einer nachträglichen Überprüfung. Derartige Kampagnen erreichten jedoch angabegemäß nur Annahmeraten von unter 50 Prozent.

Auch nach der Einführung des Preisanpassungsrechts im § 80 Absatz 2a ElWOG 2010 Mitte Februar 2022 bekämpften Verbraucherorganisationen die darauf gestützten – von der E-Control nicht untersagten – Preisanpassungsklauseln in erster Instanz erfolgreich (Landesgericht Wiener Neustadt vom 20. März 2024, 55 Cg 62/22v). Das Berufungsverfahren war noch offen (Berufung vom 17. April 2024).

Da es nicht gelang, alle betroffenen Kunden von der Notwendigkeit der Kündigung und dem neuen Tarifangebot zu überzeugen, beeinträchtigte die – zur Rechtssicherheit gewählte – Vorgangsweise die Reputation der Dachmarke EVN insbesondere in Bezug auf ihre Kundenorientierung (unter anderem „Kunden stets richtig, vollständig und zeitnah informieren“). Die EVN AG verwies dazu auf die Entwicklung der Gesamtzufriedenheit ihrer Kunden von Mai 2022 bis Mai 2024, die im Jahr 2024 verbesserte Imagewerte zeigte.

Neben den Kündigungen sollten die Rechtsstreitigkeiten über die gesetzlichen Voraussetzungen für indexgebundene Preisanpassungen (§ 80 Absatz 2a ElWOG 2010) Rechtssicherheit für den Energievertrieb herstellen, woran durchaus auch ein öffentliches Interesse bestand.

18.1 Nachvollziehbarkeit der Kampagne

Im Sinn der maßgeblichen Bundes- und Landesgesetze (ElWOG 2010, GWG 2011, NÖ ELWG 2005) waren Energiedienstleistungen sicher, kostengünstig, umweltverträglich und effizient sowie nach den Grundsätzen eines wettbewerbsorientierten und wettbewerbsfähigen Elektrizitätsmarkts bereitzustellen. Allgemeine Geschäfts- und Lieferbedingungen für die Belieferung von Kunden mit elektrischer Energie mussten formal und inhaltlich dem Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz 2010, dem

Allgemeinen bürgerlichen Gesetzbuch (ABGB) und dem Konsumentenschutzgesetz (KSchG) entsprechen und waren der E-Control anzuzeigen und zu veröffentlichen.

Die E-Control konnte deren Anwendung durch Nichtuntersagung freigeben, untersagen, Auflagen erteilen oder Änderungen von Formulierungen verlangen. Sie stellte auch Musterformulierungen zur Verfügung (§ 12 E-ControlG, § 80 ElWOG 2010, § 125 GWG 2011).

Zunächst galten einseitige Änderungen der Geschäftsbedingungen und Preisanpassungen der Versorger über eine Zustimmungsfiktion (stillschweigende Zustimmung) der Kunden unter Wahrung bestimmter Formerfordernisse (Fristen, Adressierung, Schriftlichkeit, Begründung) bei unbefristeten Verträgen als zulässig. Diese Praxis wurde jedoch vom Verein für Konsumenteninformation mit Verbandsklagen erfolgreich bekämpft und beendet.

Das betraf auch Allgemeine Lieferbedingungen und Vertragsformblätter der EVN Energievertrieb (Urteile des Landesgerichts Wiener Neustadt vom 23. Mai 2018, 26 Cg 94/17d, Obersten Gerichtshofs vom 29. August 2019, 3 Ob 139/19s, mit Verweis auf Europäischen Gerichtshof vom 21. März 2013, C-92/11, betreffend Richtlinie 93/13/EWG über missbräuchliche Klauseln in Verbraucherverträgen; Verstoß gegen das Transparenzgebot des § 6 Absatz 3 KSchG).

Daher entschied sie im Jahr 2019, die Klassik-Produkte Optima Strom und Gas nicht mehr zu vergeben und den Kunden mit Altverträgen den Umstieg auf andere Produkte anzubieten. Aufgrund dieser Kampagne sank der Anteil der Kunden mit Klassik-Verträgen bis Anfang 2023 von über 80,0 Prozent auf rund 50,0 Prozent.

Außerdem änderte die EVN Energievertrieb ihre Allgemeinen Lieferbedingungen und wendete die bekämpften Klauseln nicht mehr an. Im Jahr 2019 stellte sie auf indexgebundene Preisanpassungen auf der Grundlage des Österreichischen Strompreisindex beziehungsweise des Österreichischen Gaspreisindex um.

Diese Indizes zeigten die zu erwartende Entwicklung des Strompreises der kommenden vier Quartale aufgrund der durchschnittlichen Marktpreise der vergangenen neun Handelsmonate für Futures an. Da die EVN Energievertrieb die erforderlichen Strommengen nicht selbst produzierte, sondern zu Großhandelspreisen beschaffte, folgten angabegemäß die Beschaffungskosten jedoch annähernd dem Österreichischen Strompreisindex.

Auch nach der Einführung des Preisanpassungsrechts in § 80 Absatz 2a ElWOG 2010 Mitte Februar 2022 bekämpften Verbraucherschutzorganisationen die darauf gestützten – von der E-Control nicht untersagten – indexgebundenen Preisanpassungsklauseln der Allgemeinen Lieferbedingungen vom 15. August 2022 für Strom und Gas, die Preisänderungen zum 1. September 2022 und 1. April 2023 vorgesehen hatten, in erster Instanz erfolgreich. Gegen das Urteil des Landesgerichts Wiener Neustadt vom 20. März 2024, 55 Cg 62/22v, zur Verbandsklage vom 22. November 2022 erhob die EVN Energievertrieb am 17. April 2024 Berufung. In ihrer Berufung regte sie zudem ein Vorabentscheidungsverfahren beim Europäischen Gerichtshof betreffend die Auslegung des Artikel 10 Absatz 4 der Richtlinie 2019/944 an.

Das Berufungsverfahren war Ende Juni noch offen. Dieses sollte im Wesentlichen klären, ob die Erfordernisse des § 80 Absatz 2a ElWOG 2010 zusätzlich zu den zivil- und konsumentenschutzrechtlichen Vorgaben auch für indexgebundene Preisanpassungsklauseln (Indexklauseln) galten beziehungsweise gelten.

Nach Ansicht der EVN Energievertrieb und anderer Branchenvertreter normierte § 80 Absatz 2a ElWOG 2010 ein einseitiges Preisänderungsrecht für unbefristete Verträge und die Voraussetzungen für eine Preisänderung im Wege der Zustimmungsfiktion in Verbindung mit einem Kündigungsrecht auf Kundenseite. Demnach fielen Preisanpassungen aufgrund einer Preisgleitklausel, die Preiserhöhungen und Preissenkungen nicht durch den Anbieter, sondern durch den in den Allgemeinen Lieferbedingungen vereinbarten Index festgelegte, nicht unter § 80 Absatz 2a ElWOG 2010, sondern unter das Konsumentenschutzgesetz (§ 6 Absätze 1 Zahl 5 und 3 KSchG, Äquivalenz des Vertrags, Transparenzgebot).

Aufgrund der Rechtsprechung musste die EVN Energievertrieb mit Forderungen aus Rückerstattungen in Millionenhöhe rechnen. Daher verblieben noch zwei realistische Vorgangsweisen zur Bereinigung der Risiken aus den Altverträgen (Klassik-Produkte):

- Angebot zum Vertragsumstieg ohne Kündigung mit ausdrücklicher Zustimmung der Kunden – „Opt-In“

Diese Vorgangsweise hätte laut Angabe der EVN Energievertrieb wahrscheinlich einen geringeren Rücklauf erreicht, weil derartige Kampagnen nur auf Annahmeraten von unter 50 Prozent kamen.

▪ **Vertragskündigung und Angebot eines neuen Vertrags**

Diese Vorgangsweise gewährleistete angesichts der Rechtsprechung einen rechtssicheren Weg, drohende finanzielle Folgen aus den bekämpften Preisanpassungsklauseln zu begrenzen.

Die EVN Energievertrieb entschied sich dafür, die Altverträge zum 30. Juni 2023 zu kündigen und den betroffenen Kunden einen neuen Vertrag mit einer einjährigen Bindung und einem Fixpreis für zwölf Monate anzubieten (Optima Garant Natur 12 beziehungsweise Gas Garant 12).

Damit waren auch die Preiserhöhungen zum 1. April 2023 – im damaligen Umfeld von sinkenden Großhandelspreisen und dem neuerlichen Markteintritt von Diskontanbietern – hinfällig. Die Abwicklung von nicht gekündigten Altverträgen (Insolvenzen, Verlassenschaften) stellte dabei ein finanzielles Restrisiko dar.

Kündigungen und neue Vertragsabschlüsse

Die folgende Tabelle zeigt die Anzahl der bis 30. September 2023 gekündigten Altverträge und der neuen Vertragsabschlüsse der EVN Energievertrieb:

Tabelle 24: Anzahl der Kündigungen der Klassik-Verträge und der Vertragsabschlüsse

Bereich/Segment	Anzahl Kündigungen	Anzahl Wechsel in neuen Tarif	Anteil Wechsel in neuen Tarif
Strom	307.359	254.037	82,7 Prozent
davon Haushalt	293.148	243.503	
davon Business	14.211	10.534	
Gas	81.687	63.032	77,2 Prozent
davon Haushalt	78.531	60.893	
davon Business	3.156	2.139	
Gesamt	389.046	317.069	81,5 Prozent

Quelle: EVN AG

Die EVN Energievertrieb kündigte insgesamt 389.046 Energielieferverträge für Strom und Gas. Davon entfielen 293.148 Strom- und 78.531 Gaslieferverträge auf Haushaltskunden sowie 14.211 Strom- und 3.156 Gaslieferverträge auf Businesskunden. Diese Kunden schlossen insgesamt 317.069 neue Verträge mit der EVN Energievertrieb ab und wechselten damit in einen neuen Tarif. Das

entsprach einem Anteil von 81,5 Prozent, wobei 254.037 Verträge oder 82,7 Prozent auf neue Strom- und 63.032 oder 77,2 Prozent auf neue Gaslieferverträge entfielen.

Im Bereich Strom betrafen 243.503 Verträge mit neuem Tarif Haushalte und 10.534 Verträge Businesskunden. Im Bereich Gas entfielen 60.893 Verträge mit neuem Tarif auf Haushalte und 2.139 Verträge auf Businesskunden.

Die Kampagne, die Kündigung von 389.046 Altverträgen und das Tarifangebot waren für die EVN Energievertrieb wirtschaftlich und zweckmäßig, um das Risiko von Rückforderungen abzuwenden und Rechtssicherheit zu erlangen.

Im Lichte der Rechtsprechung war die EVN Energievertrieb gefordert, ihre Allgemeinen Lieferbedingungen und Vertragsformulare so zu gestalten und zu kommunizieren, dass damit markt- und rechtskonforme Preisanpassungen erfolgen können, die den Ansprüchen und den Werten der Dachmarke EVN insbesondere in Bezug auf die Kundenorientierung gerecht werden. Mit anderen Worten, die EVN Energievertrieb sollte jeden Kunden über das jeweilige bestehende und zukünftige Preis-Leistungs-Verhältnis (Gegenüberstellung) sowie über die Gründe und die finanziellen Auswirkungen, insbesondere von Preiserhöhungen, leicht verständlich, vollständig und zeitnah aufklären.

Ob ein Vertragsumstieg ohne Kündigung mit ausdrücklicher Zustimmung der Kunden („Opt-In“) mehr oder weniger wirtschaftlich und kundenorientierter gewesen wäre, entzog sich einer nachträglichen Überprüfung.

18.2 Öffentliches Interesse

Das Aktiengesetz verpflichtete den Vorstand, die Gesellschaft unter eigener Verantwortung so zu leiten, wie das Wohl des Unternehmens – unter Berücksichtigung der Interessen der Aktionäre und der Arbeitnehmer sowie des öffentlichen Interesses – es erforderte (§ 70 Absatz 1 Aktiengesetz).

Nach herrschender Auffassung und Rechtsprechung hatte der Vorstand seine Geschäftsführung mit der Sorgfalt eines ordentlichen Kaufmanns am Unternehmenswohl auszurichten und die Interessen von Aktionären und Arbeitnehmern sowie die öffentlichen Interessen zu berücksichtigen. Der Vorstand erfüllte seine Sorgfaltspflicht, wenn er sich nicht durch sachfremde Interessen leiten ließ und aufgrund angemessener Informationen annehmen durfte, zum Wohle der Gesellschaft zu handeln (§ 84 Absatz 1a Aktiengesetz; *Eckert/Schopper*, AktG-ON; *Kalss/Nowotny/Schauer*, Österreichisches Gesellschaftsrecht).

Das Unternehmenswohl umfasste die langfristige Sicherung des Unternehmens, die Erzielung eines bestmöglichen Betriebsergebnisses im Rahmen des Unternehmensgegenstands und die Steigerung des Unternehmenswerts. Die Sicherung des langfristigen Bestands deckte auch das Interesse der Aktionäre und der Arbeitnehmer ab und lag auch im öffentlichen Interesse.

Daraus leitete sich weder eine Verpflichtung zur Gewinnmaximierung noch ein Verbot der Gewinnminimierung zur längerfristigen Sicherung der Rentabilität des Unternehmens ab (Rabatte, Investitionen).

Das Aktiengesetz räumte dem Vorstand insgesamt einen breiten Handlungsrahmen ein, wobei er einen Ausgleich zwischen den unterschiedlichen Interessen anzustreben hatte. Das öffentliche Interesse galt dabei als berücksichtigt, wenn die rechtlichen Vorgaben beachtet wurden.

Im Sinn der Bundes- und Landesgesetze (ElWOG 2010, GWG 2011, NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005) waren Energiedienstleistungen sicher, kostengünstig, umweltverträglich und effizient sowie nach den Grundsätzen eines wettbewerbsorientierten und wettbewerbsfähigen Elektrizitätsmarkts bereitzustellen.

Die Kommanditistin der EVN Energievertrieb war die EVN Energieservices GmbH und als Komplementärin fungierte die ENERGIE ALLIANZ, an der die EVN Energieservices GmbH und die WIEN ENERGIE GmbH mit je 45,0 Prozent und die Burgenland Energie AG mit zehn Prozent beteiligt waren. Die Vertretung der Kommanditgesellschaft oblag der Geschäftsführung der Komplementärin. Auf diese Gesellschaftsform fanden unter anderem das Gesetz über Gesellschaften mit beschränkter Haftung (GmbHG, RGBl 1906/58) und das Unternehmensgesetzbuch (UGB, dRGBl 1897/219) Anwendung.

Demnach waren die Geschäfte der EVN Energievertrieb mit der Sorgfalt eines ordentlichen Geschäftsmanns zu führen. Das traf zu, wenn sich die Geschäftsführung bei unternehmerischen Entscheidungen nicht von sachfremden Interessen leiten ließ und aufgrund angemessener Information annehmen durfte, zum Wohle der Gesellschaft zu handeln (§ 25 Absatz 1 und 1a GmbHG).

Das Unternehmensgesetzbuch verpflichtete die Gesellschafter, mit gebotener Sorgfalt daran mitzuwirken, den Zweck und den Gegenstand der Gesellschaft redlich zu fördern und alles zu unterlassen, was den Gesellschaftsinteressen schadet (§ 112 Absatz 1 UGB).

Auch die Geschäftsführung der EVN Energievertrieb hatte ihr Handeln am Wohl sowie am Fortbestand des Unternehmens auszurichten und konnte

insofern auch öffentliche Interessen berücksichtigen. Im Unterschied zum Vorstand einer Aktiengesellschaft war die Geschäftsführung dabei an rechtmäßige Weisungen der Gesellschafter in ihrer Gesamtheit gebunden (Beschluss der Gesellschafterversammlung).

In diesem Sinn wahrten die Kampagne und die Kündigungen der Altverträge sowie das Tarifangebot insofern das öffentliche Interesse, als damit der Fortbestand des Unternehmens gesichert wurde.

Der EVN Energievertrieb gelang es jedoch nicht, die Notwendigkeit der Kündigungen und die Vorteilhaftigkeit des Tarifangebots allen betroffenen Kunden und der breiten Öffentlichkeit verständlich zu kommunizieren. Die Kündigungsschreiben irritierten viele Kunden und beeinträchtigten den Ruf des EVN Konzerns als kundenorientierter und verlässlicher Energieversorger. Zudem beeinträchtigte die – zur Rechtssicherheit gewählte – Vorgangsweise die Reputation der Dachmarke EVN und deren hohen Anspruch an die Kundenorientierung („Kunden stets richtig, vollständig und zeitnah informieren“). Die EVN AG verwies dazu auf die Entwicklung der Gesamtzufriedenheit ihrer Kunden von Mai 2022 bis Mai 2024, die im Jahr 2024 verbesserte Imagewerte zeigte.

Der Landesrechnungshof sah die EVN Energievertrieb weiterhin gefordert, ihre Wahrnehmung von Kundenorientierung mit der ihrer Kunden durch eine entsprechende schriftliche und mündliche Kommunikation in Einklang zu bringen. Das wäre, um Reputationsverluste durch negative Mundpropaganda irritierter Kunden und kritische Medienberichte zu vermeiden, wirtschaftlich und zweckmäßig.

Ergebnis 4

Die EVN AG und die EVN Energievertrieb GmbH & Co KG sollten ihre schriftliche und mündliche Kommunikation über rechtliche, technische und wirtschaftliche Erfordernisse, insbesondere mit Haushaltskunden, durch leicht verständliche Ausführungen sowie durch geschultes Personal in den Servicestellen weiter verbessern. Die Kommunikation wäre zielgruppen-genau zu gestalten und vorausschauend durchzuführen.

Stellungnahme der EVN AG:

Die maßgeblichen Änderungen von EIWOG und GWG aus 2023 betreffend verpflichtende Kundeninformationen sind vollständig umgesetzt. Abseits rechtlich verbindlicher Bestandteile wird im Rahmen jeglicher Kundeninformation auf eine möglichst einfache Sprache Wert gelegt, darüber hinaus wo immer möglich und sinnvoll mit Piktogrammen gearbeitet.

Im Allgemeinen wird es Kunden ermöglicht, über vier verschiedene Kanäle in Kontakt zu treten:

1) postalisch mittels Antwortblättern; 2) online über das Kundenportal „Meine EVN“; 3a) persönlich via Telefon; und 3b) persönlich durch einen Besuch in einem Service Center.

Eine hohe telefonische Erreichbarkeit und kurze Wartezeiten werden neben dem Betrieb des eigenen Callcenters durch zwei zusätzlich beauftragte externe Dienstleister abgesichert.

Im Sommer 2024 hat EVN darüber hinaus als erstes Energieunternehmen in Österreich eine Kundencharta eingeführt, welche neben Leistungsversprechen gegenüber Kunden Kompensationszahlungen an Kunden vorsieht, sollten zugesicherte Standards nicht eingehalten werden.

Weitere Potentiale zur Verbesserung der Kundenkommunikation, der Kampagnenplanung und der allgemeinen Reaktionsfähigkeit können ab Sommer 2025 ausgeschöpft werden, wenn die aktuell laufende Einführung neuer IT-Systeme betreffend das CRM und die Verrechnung abgeschlossen sein wird.

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass es weiterhin an einer gesetzlich belastbaren Grundlage für Preisanpassungsmechanismen mangelt, was zu fortgesetzten Unsicherheiten sowohl bei Energieversorgern als auch bei Kunden führt. Die Tragweite dieses Umstandes wird nicht zuletzt durch einen Beschluss der Landeshauptleutekonferenz vom 3. November 2023 unterstrichen, mittels welchem der Gesetzgeber aufgefordert wird, eine entsprechende Anpassung im EIWOG vorzunehmen: „Die aktuelle Rechtsgrundlage zur Änderung von Strompreisen ist überaus komplex und führt durch viel Spielraum für Interpretationen zu massiver Rechtsunsicherheit. Sowohl das gesetzliche Preisänderungsrecht gem. § 80 Abs 2a EIWOG als auch jegliche Form der vertraglichen Anpassung (Indexklauseln) bieten derzeit weder für Energieversorgungsunternehmen noch für deren Kundinnen und Kunden ausreichend Rechtssicherheit. Um Transparenz für alle Beteiligten zu schaffen, die Komplexität abzubauen und Rechtssicherheit zu gewährleisten, soll eine Novellierung der gesetzlichen Voraussetzungen für eine Preisanpassung vorgenommen werden.“¹ Dieser Forderung schließen wir uns, auch im Namen aller Kundinnen und Kunden der EVN Energievertrieb GmbH & Co KG, vollinhaltlich an.

¹Zitat aus dem Brief der Verbindungsstelle der Bundesländer an die Bundesregierung vom 6. November 2023 betreffend die Mitteilung des Beschlusses der Landeshauptleutekonferenz hinsichtlich der Forderung nach Anpassung des Preisanpassungsrechtes im EIWOG

Äußerung des Landesrechnungshofs Niederösterreich:

Der Landesrechnungshof nahm die Stellungnahme zur Kenntnis.

St. Pölten, im Oktober 2024

Die Landesrechnungshofdirektorin

Dr.ⁱⁿ Edith Goldeband

19. Abkürzungen und Begriffe

Der Bericht verwendet Abkürzungen und Begriffe im Sinn der nachstehenden Bedeutungen:

Baseload-Strom

Der Begriff „Baseload-Strom“ bezeichnete die Grundlast, die an der Börse im Spotmarkt und am Terminmarkt gehandelt wurde. Dazu wurden die gesamten 24 Stunden eines Tages von 0:00 bis 24:00 Uhr für die Bestimmung des Mittelwerts herangezogen.

Day-Ahead-Handel

Der englische Begriff „day-ahead“ bedeutete wörtlich „Tag voraus“. Am Day-Ahead-Markt wurde Strom für jede Stunde des folgenden Tags gehandelt. Gebote mussten bis 12:00 Uhr des Vortags abgegeben werden. Dabei konnten auch standardisierte Blockgebote wie Base- oder Peakload gehandelt werden. Der Börsenindex ergab sich aus dem Durchschnittswert der gehandelten Stundenkontrakte eines Tags. Der Preis galt auch für außerbörslich ausgehandelte Verträge.

EBIT

Die Abkürzung EBIT stand für „Earnings before Interest and Taxes“ und bezeichnete das Ergebnis vor Zinsen und Steuern beziehungsweise das Betriebs- oder operative Ergebnis.

EEX

Die Abkürzung EEX stand für „European Energy Exchange“ und bezeichnete die Europäische Energiebörse mit Sitz in Leipzig. Die EEX unterlag als öffentlich-rechtliche Institution dem deutschen Börsengesetz. Der Träger der Börse agierte jedoch als Aktiengesellschaft privatrechtlich.

EGIX

Die Abkürzung EGIX stand für „European Gas Index“. Dieser Index beruhte auf den börslichen Handelsgeschäften, die in den jeweils aktuellen Frontmonatskontrakten abgeschlossen wurden. Der EGIX entsprach jederzeit dem aktuellen Marktpreis für Gaslieferungen im nächsten Monat und eignete sich daher, um schrittweise Gaslieferverträge auf der Basis von Erdgassubstituten wie Öl oder Kohle zu ersetzen beziehungsweise zu ergänzen.

Energierecht

Das Energierecht bezeichnete die Rechtsgrundlagen für die leitungsgebundene Energieversorgung mit Strom und Gas. Das umfasste das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 sowie das Gaswirtschaftsgesetz 2011 des Bundes. Spezielle Regelungen für den Fernwärmebereich existierten nicht.

Fernwärme

Fernwärme bezeichnete die zentrale Versorgung von Wohngebäuden oder öffentlichen Gebäuden mit Heizwärme und Warmwasser über Liegenschaftsgrenzen hinweg. Die Wärme wurde über Rohrleitungsnetze von den Versorgern, meist ausgehend von Heizkraftwerken, über Pump- und Übergabestationen an die Verbraucher geliefert.

Ferraris-Zähler

Der Begriff „Ferraris-Zähler“ bezeichnete ein elektromechanisches Messgerät für elektrische Energie. Dieser Stromzähler wurde nach Galileo Ferraris benannt. Er wurde zur Anzeige der konsumierten, selten auch der eingespeisten, elektrischen Energie bei ein- oder mehrphasiger Wechselspannung in den Niederspannungsnetzen verwendet.

Futures

Bei Futures handelte es sich um standardisierte börsengehandelte Termingeschäfte zur Absicherung von Markt- beziehungsweise Preisschwankungen.

IFRS

Die Abkürzung IFRS stand für „International Financial Reporting Standards“. Der Jahresabschluss nach IFRS hatte die zentrale Aufgabe, die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage sowie die Zahlungsströme eines Unternehmens den tatsächlichen Verhältnissen entsprechend abzubilden.

Impairment

Der Begriff „Impairment“ bezeichnete buchmäßige Wertminderungen oder Werterholungen von Vermögenswerten aus Werthaltigkeitsprüfungen.

Index

Der Begriff „Index“ aus dem Lateinischen „Kennzeichen oder Verzeichnis“ bezeichnete die zeitliche Entwicklung einer Kennzahl, wie beispielsweise die Kurse auf einem Markt oder die Verbraucherpreise.

Intradaymarkt

Der Begriff „Intradaymarkt“ bezeichnete den Energiemarkt für den kontinuierlichen Kauf und Verkauf von Strom beziehungsweise Gas bei Lieferung noch am gleichen Tag.

Lastgang

Der Begriff „Lastgang“ bezeichnete in der Elektrizitätswirtschaft oder Energieversorgung den zeitlichen Verlauf der abgenommenen Leistung über eine Periode.

OTC, OTC-Handel

Die Abkürzung OTC stand für „Over the Counter“, zu Deutsch „über den Ladentisch“, und bezeichnete den außerbörslichen Handel auf dem Energiemarkt. Im OTC-Handel wickelten Energiehändler den Kauf und Verkauf von Energierohstoffen wie Strom, Erdgas und Rohöl direkt über Plattformen ab.

ÖGPI

Die Abkürzung ÖGPI bezeichnete den „Österreichischen Gaspreisindex“, der von der Österreichischen Energieagentur nach einer standardisierten Methode berechnet und veröffentlicht wurde. Der Index bildete die Preisentwicklung der börsengehandelten Gaspreis-Futures (Month-Ahead-Futures) der vergangenen drei Handelsmonate ab und zeigte damit den Gaspreis für den Folgemonat an.

ÖSPI

Die Abkürzung ÖSPI bezeichnete den „Österreichischen Strompreisindex“, den die Österreichische Energieagentur nach einer standardisierten Methode berechnete und veröffentlichte. Der Index bildete die durchschnittlichen Marktpreise der vergangenen neun Handelsmonate für Strompreis-Futures (Termingeschäfte) der kommenden vier Quartale ab.

Österreichische Energieagentur, Austrian Energy Agency

Die Österreichische Energieagentur war ein gemeinnütziger Verein, dem der Bund, alle Bundesländer, bedeutende Unternehmen der Energiewirtschaft und der Transportbranche, Interessenverbände sowie wissenschaftliche Organisationen angehörten, darunter auch die E-Control, die EVN AG und der Verein für Konsumenteninformation. Der Vereinszweck der Agentur umfasste wissenschaftliche Untersuchung, Vorbereitung, Durchführung und Unterstützung von Maßnahmen, die zu einer volkswirtschaftlich optimalen, nachhaltigen Bereitstellung beziehungsweise Nutzung von Energie führten.

Peakload-Strom

Der Begriff „Peakload-Strom“ bezeichnete die Spitzenlast, die an der Börse und auf dem Spotmarkt und Terminmarkt gehandelt wurde. Der Preis für Peakload-Strom wurde am Spotmarkt auf der Grundlage eines Handelszeitfensters von 8:00 bis 20:00 Uhr ermittelt.

Preiszonentrennung Österreich und Deutschland

Die Preiszonentrennung teilte den gemeinsamen Strommarkt von Österreich und Deutschland, der bis September 2018 bestand. Die Trennung hatte unterschiedliche Marktpreise für Österreich und Deutschland zur Folge. Damit musste ein Preisdelta zwischen den Märkten („DE/AT-Spread“) abgesichert werden.

Rundsteuerempfänger

Der Begriff „Rundsteuerempfänger“ bezeichnete eine technische Vorrichtung an Verbrauchsstellen im Stromnetz zur Verarbeitung von Steuersignalen.

Spitzenlast

Der Begriff „Spitzenlast“ bezeichnete eine kurzzeitig auftretende hohe beziehungsweise die höchste Leistungsnachfrage in einem Energie-Versorgungsnetz.

Spotmarkt Strom

Der Begriff „Spotmarkt Strom“ bezeichnete einen Markt, auf dem der kurzfristige Handel mit elektrischer Energie stattfand. Er diente dazu, Angebot und Nachfrage in Echtzeit auszugleichen.

Thermische Abfallverwertung

Der Begriff „Thermische Abfallverwertung“ bezeichnete die kontrollierte großtechnische Verbrennung von Abfall bei Temperaturen von mehr als 1.000 Grad Celsius, die zu einer Zerstörung beziehungsweise Entfrachtung von Schadstoffen führte. Die dabei freigesetzte Energie aus dem Abfall konnte zur Stromerzeugung oder Fernwärmeversorgung nutzbar gemacht werden.

Valorisierung

Der Begriff „Valorisierung“ bezeichnete die Anpassung von Preisen und Werten an die Teuerungsrate (Inflation).

Versorgermix

Der Begriff „Versorgermix“ bezeichnete die gesamte im vorangegangenen Kalenderjahr an den Endverbraucher verkaufte elektrische Energie. Er war aus der Herkunftsnachweisdatenbank der Regulierungsbehörde zu generieren und auf der Stromrechnung auszuweisen. Der Ausweis hatte nach den Kategorien Technologie, Ursprungsland der Herkunftsnachweise und Ausmaß des gemeinsamen Handels von Strom und Herkunftsnachweisen zu erfolgen.

Volatilität, volatil

Der Begriff „Volatilität“ bezeichnete die Schwankungen von Aktien- und anderen Wertpapierkursen, Preisen, Indizes, Renditen oder Zinsen innerhalb einer kurzen Zeitspanne und galt als Kennzahl für Ausmaß und Stärke solcher Schwankungen.

Vollfunktionsunternehmen

Der Begriff „Vollfunktionsunternehmen“ bezeichnete im Sinn des Kartellrechts ein Gemeinschaftsunternehmen, das auf Dauer alle Funktionen einer selbständigen wirtschaftlichen Einheit erfüllte und am Markt operativ unabhängig von den Gründungsgesellschaften auftrat.

Wertsicherung

Der Begriff „Wertsicherung“ bezeichnete eine Vereinbarung, die Schutz vor der Entwertung von Geldforderungen mit festen Beträgen bieten sollte. Es handelte sich dabei um Vereinbarungen, nach denen eine geschuldete Summe an Hand eines Faktors, der einen inneren Wert zur Grundlage hatte, aufgewertet werden sollte, falls die Kaufkraft des Geldes sank.

20. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kenndaten EVN AG in Millionen Euro.....	4
Tabelle 2: Kenndaten EVN Energievertrieb in Millionen Euro	6
Tabelle 3: Kenndaten Netz NÖ in Millionen Euro.....	9
Tabelle 4: Kenndaten EVN Wärme in Millionen Euro.....	11
Tabelle 5: Segmente und Beteiligungen des Energiegeschäfts	34
Tabelle 6: Kundenanlagen der EVN Energievertrieb – Strom	46
Tabelle 7: Kundenanlagen der EVN Energievertrieb – Gas	47
Tabelle 8: Kunden der EVN Wärme zum 30. September 2023.....	48
Tabelle 9: Kalkulationsansatz von Verträgen	52
Tabelle 10: Umsatzerlöse und Aufwendungen für Fremdstrombezug und Energieträger in Millionen Euro.....	76
Tabelle 11: Aufteilung der Indizes zur Wertsicherung der Verbrauchspreise	78
Tabelle 12: EBIT EVN Konzern 2020/21 bis 2022/23 in Millionen Euro	86
Tabelle 13: EBIT evn naturkraft 2020/21 bis 2022/23 in Millionen Euro.....	86
Tabelle 14: Dividende der Verbund AG und Ergebnisbeitrag der Burgenland Energie AG 2020/21 bis 2022/23 in Millionen Euro	87
Tabelle 15: EBIT EVN Energievertrieb und EVN Wärme in den Geschäftsjahren 2020/21 bis 2022/23 in Millionen Euro	88
Tabelle 16: Komponenten der Strom- und Gasnetzentgelte.....	102
Tabelle 17: Netznutzungsentgelte für Strom- und Gasnetz in den Jahren 2021 bis 2023	103
Tabelle 18: Netznutzungsentgelte in den Jahren 2021 bis 2023 in Millionen Euro	104
Tabelle 19: Entgelte für Messleistungen im Strom- und Gasnetz in den Jahren 2021 bis 2023 in Millionen Euro.....	106
Tabelle 20: Entgelte für sonstige Leistungen Strom- und Gasnetz in den Jahren 2021 bis 2023 in Millionen Euro.....	106
Tabelle 21: Baukostenzuschüsse aus Netzbereitstellungs- und Netzzutrittsentgelten im Strom- und Gasnetz in den Jahren 2021 bis 2023 in Millionen Euro.....	107

Tabelle 22: Basis Netznutzungsentgelte Strom- und Gasnetze in den Jahren 2021 bis 2023 in Millionen Euro.....	109
Tabelle 23: Verwendung Netznutzungsentgelte Strom- und Gasnetze in den Geschäftsjahren 2020/21 bis 2022/23 in Millionen Euro	110
Tabelle 24: Anzahl der Kündigungen der Klassik-Verträge und der Vertragsabschlüsse	122

21. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Erlöse versus Kosten Stromtarife gesamt in Euro	56
Abbildung 2: Erlöse versus Kosten Stromtarife – Produkt 1 in Euro	57
Abbildung 3: Erlöse versus Kosten Stromtarife – Produkt 2 in Euro	57
Abbildung 4: Erlöse versus Kosten Stromtarife – Produkt 3 in Euro	58
Abbildung 5: Erlöse versus Kosten Stromtarife – Produkt 4 in Euro	59
Abbildung 6: Erlöse versus Kosten Gas-Tarife gesamt in Euro	60
Abbildung 7: Erlöse versus Kosten Gas-Tarife – Produkt 1 in Euro	61
Abbildung 8: Erlöse versus Kosten Gas-Tarife – Produkt 2 in Euro	61
Abbildung 9: Erlöse versus Kosten Gas-Tarife – Produkt 3 in Euro	62
Abbildung 10: Erlöse versus Kosten Gas-Tarife – Produkt 4 in Euro	63
Abbildung 11: Entwicklung Großhandelspreise Strom und Gas im Zeitraum August 2021 bis Oktober 2023 in Euro je Megawattstunde.....	67
Abbildung 12: Verbrauchspreise Tarife Optima Float und Flex, Groß- handelspreis und Österreichischer Strompreisindex ÖSPI im Zeitraum 1. September 2021 bis 1. September 2023	69
Abbildung 13: Verbrauchspreise Tarife Optima Flex und Float, Großhandelspreis, Österreichischer Gaspreisindex ÖGPI 12 und Europäischer Gaspreisindex EGIX im Zeitraum 1. September 2021 bis 1. September 2023.....	70
Abbildung 14: Durchschnittswerte und Preisanpassungszeitpunkte der maßgeblichen Indizes zur Anpassung der Fernwärmetarife...	71
Abbildung 15: Verlauf des Verbraucherpreisindex 2015 und der Wert des VPI 2015 für das Preisblatt.....	83

Abbildung 16: Verlauf des Energieholzindex EHI und der Wert des EHI für das Preisblatt.....	84
Abbildung 17: Margins aus Futures EVN Energievertrieb und EVN AG in den Geschäftsjahren 2020/21 bis 2022/23 in Millionen Euro	95
Abbildung 18: Strombezugsquellen im Geschäftsjahr 2021/22 in Gigawattstunden (GWh).....	97
Abbildung 19: Verteilung der mit Futures abgesicherten Gigawattstunden (GWh) im Geschäftsjahr 2021/22	98
Abbildung 20: Abgesicherte Strommengen für die Jahre 2022 bis 2025 in Gigawattstunden (GWh).....	99
Abbildung 21: Arbeitspreise der Bundesländer in den Jahren 2023 und 2024 in Cent je Kilowattstunde (kWh).....	104
Abbildung 22: Stromnetz Entwicklung Anlagevermögen und Investitionen in den Geschäftsjahren 2013/14 bis 2022/23 in Millionen Euro	112
Abbildung 23: Stromnetz Relation Netznutzungsentgelte zu Abschreibungen in den Geschäftsjahren 2013/14 bis 2022/23 in Millionen Euro	113
Abbildung 24: Gasnetz Entwicklung Anlagevermögen und Investitionen in den Geschäftsjahren 2013/14 bis 2022/23 in Millionen Euro	114
Abbildung 25: Gasnetz Relation Netznutzungsentgelte zu Abschreibungen in den Geschäftsjahren 2013/14 bis 2022/23 in Millionen Euro	115



Tor zum Landhaus · Wiener Straße 54/A · 3109 St. Pölten

T +43 2742 9005 12620

post.lrh@noel.gv.at · www.lrh-noe.at