



Erfahrungsbericht

Umsetzung Mantelerlass

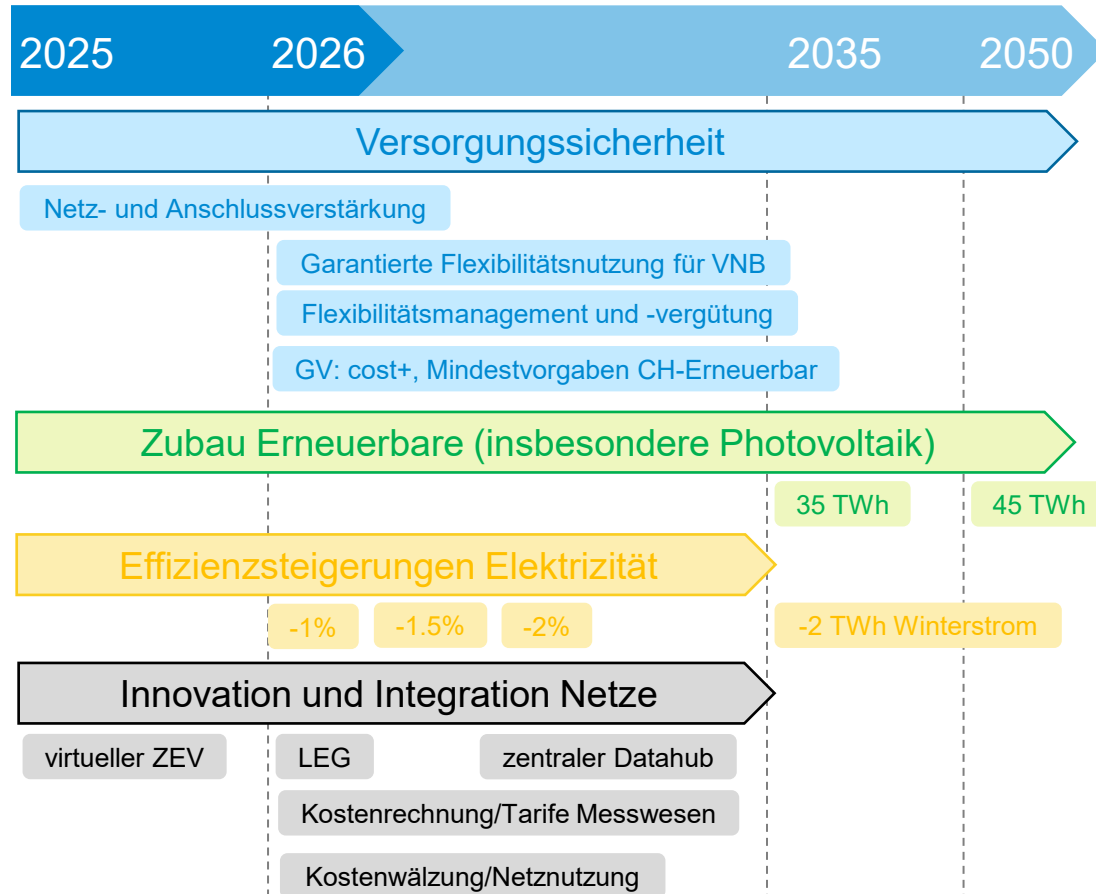
8. Mai 2026, Claudio Maag

Agenda

- Mantelerlass – mitten in der Umsetzung
- Eigenverbrauch und LEG
- Messwesen
- Netz- und Anschlussverstärkungen
- Effizienzsteigerung Elektrizität
- Kostenentwicklung aus Sicht der Branche
- Fazit

Mantelerlass – mitten in der Umsetzung

Hauptthemen aus Sicht EKZ als Verteilnetzbetreiber



Regulierungstiefe und Komplexität haben spürbar zugenommen:

- 372 neue regulatorische Bestimmungen (EnG/StromVG, inkl. VO und Anhänge)
- 7 neue Weisungen und 1 neue Mitteilung und 1 FAQ der EICom
- 1 neue Richtlinie und 2 neue Anwendungshilfen des BFE
- Branchenempfehlungen des VSE:
 - 11 umfassende Revisionen
 - 4 Neuerarbeiten

Eigenverbrauch und LEG

Eigenverbrauch und LEG

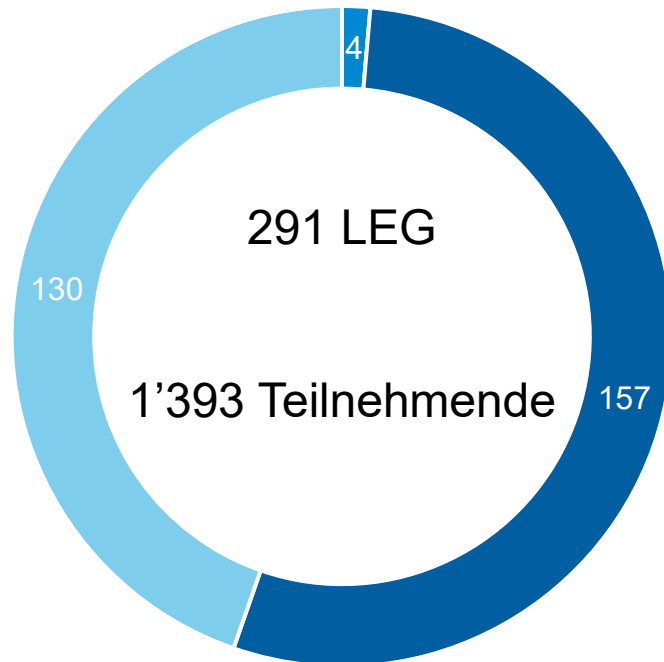
Einführung virtueller ZEV und vEigenstrom X

- Einführung virtuelle Eigenverbrauchsgemeinschaften per 1. April 2025
- Durch die Bereitstellung aller relevanten Informationen online reduzieren wir physische Kontakte auf ein Minimum
- Konsequente Digitalisierung der Onboarding-Prozesse als Standard

| | Zubau im 2025 | Stand 31.12.2025 |
|---------------|------------------|---------------------|
| ZEV | +291 | 1'092 |
| vZEV | +38 | 38 |
| Eigenstrom X | +561 | 1'961 |
| vEigenstrom X | +42 | 42 |

Eigenverbrauch und LEG

Einführung lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG)



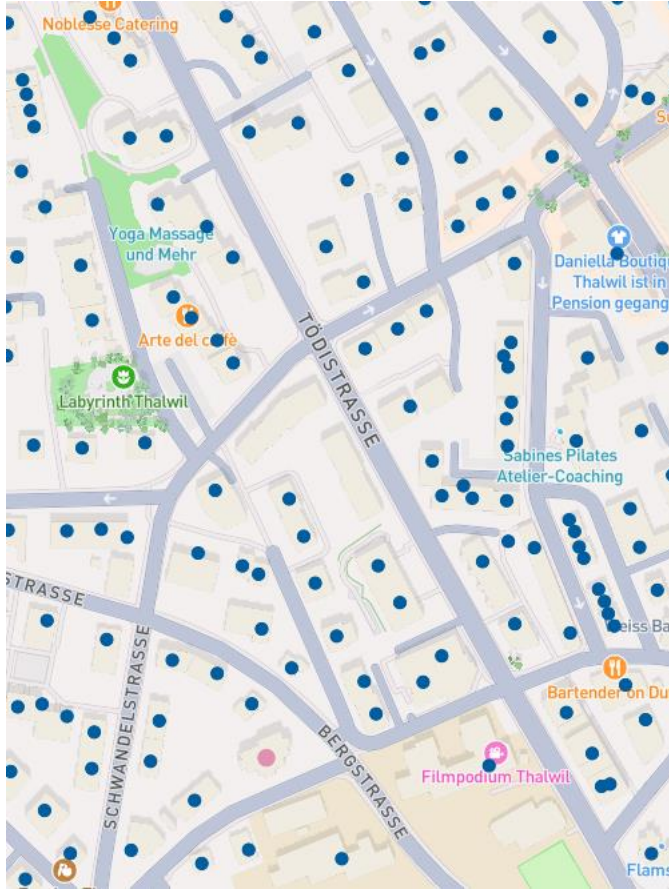
■ Aktiv ■ in Konfiguration ■ Angemeldet

- Anmeldung seit dem 1. Januar 2026 möglich
- LEG führen zu erheblichem Implementierungsaufwand und erfordern umfassende Anpassungen entlang des gesamten «D2C-Prozesses»
- Konsequente Digitalisierung der Prozesse auch bei LEG als Standard auf Basis der Branchenrichtlinie LEG des VSE

Stand 30. April 2026

Eigenverbrauch und LEG

Herausforderungen nach der Einführung



Beispiel für EKZ Kartenabfrage LEG (niedriger Abschlag)

- Automatisierte Kartenabfrage für LEG-Umsetzungsmöglichkeiten
- Auf Kundenseite besteht ein Bedarf an Beratung, der entsprechend eingefordert wird:
 - Komplexe Inhalte einfach digital vermitteln
 - Stetig steigende Anforderungen für Mitarbeitende mit direktem Kundenkontakt
 - Kundenseitige Optimierungsbestrebungen führen zu vermehrten Anfragen zur Änderung von Netzanschlüssen
- Smart Meter für alle «Verbrauchspunkte»

Messwesen

Messwesen

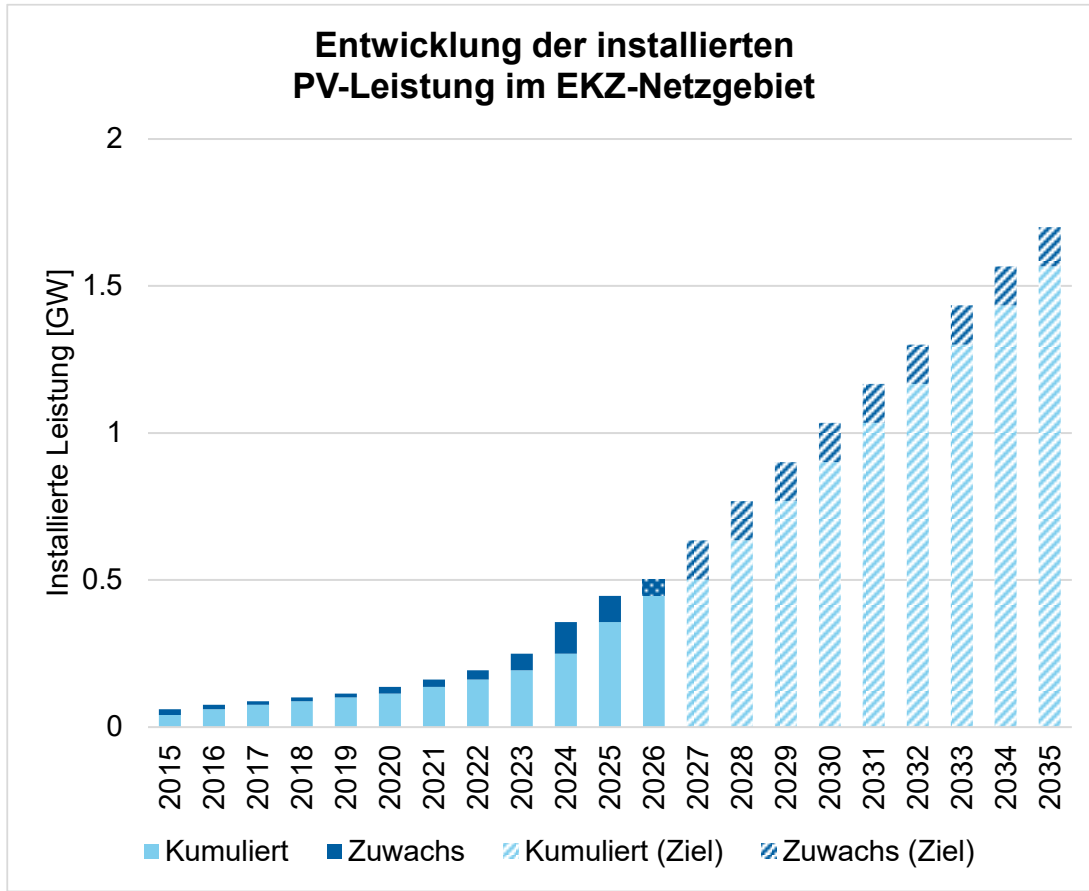
stetig steigende Anforderungen erfordern das Abweichen vom Standard

- Smartmeter für ZEV, LEG und Speicherbetreiber innert 3 Monaten
- Lokale Kundenschnittstelle
 - Einführung flächendeckender Lösung für Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber
 - Nachfrage zur Nutzung sehr gering
- Der Grundtarif Netz wurde durch den Messtarif abgelöst
 - nur vereinzelte Beschwerden
- Herausforderung
 - ein zentraler Datahub erfordert umfassende Datenzugänglichkeit für alle Akteure und höchste Anforderungen an die Datenqualität (inkl. Stammdaten)
 - steigende Kosten im Messwesen bei nur begrenzten Möglichkeiten zur Einflussnahme

Netz- und Anschlussverstärkungen

Installierte PV-Leistung löst Netzverstärkungen aus

Für das Ziel 2035 ist ein 1.5-fach höherer jährlicher Zubau erforderlich als in den letzten drei Jahren



Vorläufige Werte für 2026 (Hochrechnung in Betrieb und in Bewilligung).
Zielpfad gemäss Mantelerlass.

- Nationale Zielwerte erneuerbare Energien ohne Wasserkraft:
 - 2035: 35'000 GWh (mehrheitlich PV → 90%)
 - 2050: 45'000 GWh
- Vom Schweizer PV-Potential entfallen ca. 10% auf den Kanton Zürich, davon ca. 50% auf das Netzgebiet von EKZ
- Die Abdeckung der Spitzeneinspeisung benötigt zusätzliche Netzkapazitäten. Ein Teil kann durch Massnahmen wie Abregelung oder Laststeuerung abgefangen werden.
- Die Kosten für die erzeugungsbedingten Verstärkungen werden solidarisiert. Pro kW installierte Leistung wird eine Pauschale entrichtet (aktuell CHF 59 / kWp)

Pauschale Abgeltung erhöht Effizienz und Transparenz

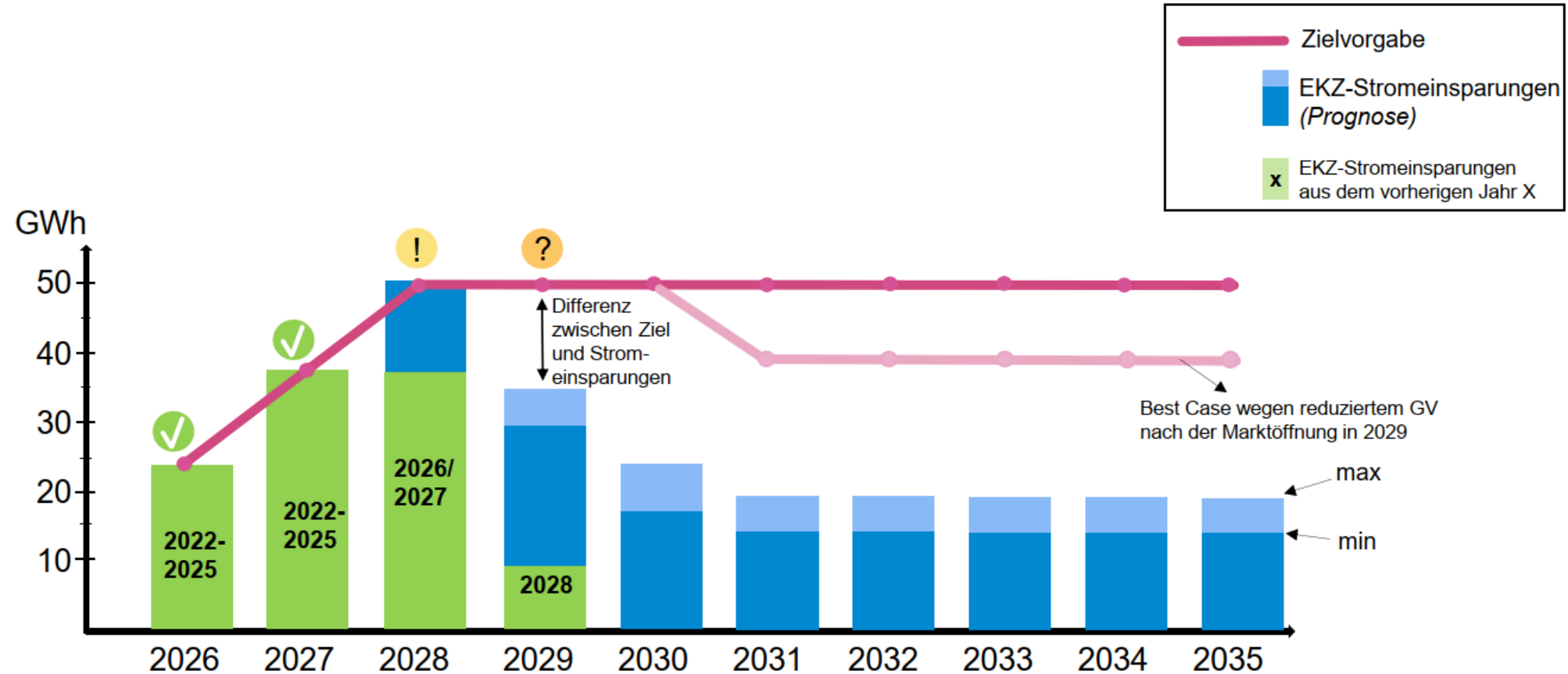
Herausforderungen und offene Punkte

- Flächendeckende **Abregelung von Bestandsanlagen** ist aus EKZ-Sicht nicht zielführend und Vorgehen noch offen:
 - Von der ECom kommunizierte Pauschalen (50–150 CHF) gelten überwiegend als zu tief
 - Selektive Abregelung pro TS-Strang grundsätzlich denkbar (Gefahr der Verzögerung im Netzbau)
 - Prüfung alternativer Ansätze: Abregelung bei Wechselrichterersatz oder Wartung, Leistungsbegrenzung auf 50 % mit Vergütung als vermiedener Netzausbau (ECom-Einschätzung ausstehend)
- Erwartete **Senkung der Pauschale** von aktuell 59 CHF/kW auf Verordnungsweg
 - keine Berücksichtigung von Verstärkungsmassnahmen auf Netzebene 6 und 5
 - Erfordert konsequente Offenlegung der Netzverstärkungskosten gegenüber ECom
- **Rückerstattung von Anschlussverstärkungskosten** über Swissgrid via VNB ist prozessual aufwändig
 - Aufbau und Betrieb entsprechender Prozesse trotz bisher geringer Fallzahlen notwendig

Effizienzsteigerung Elektrizität

Herausfordernde Zielerreichung

spätestens ab 2029 sind zusätzliche Massnahmen erforderlich



Umsetzung der neuen Effizienzvorgaben anspruchsvoll

Herausforderungen

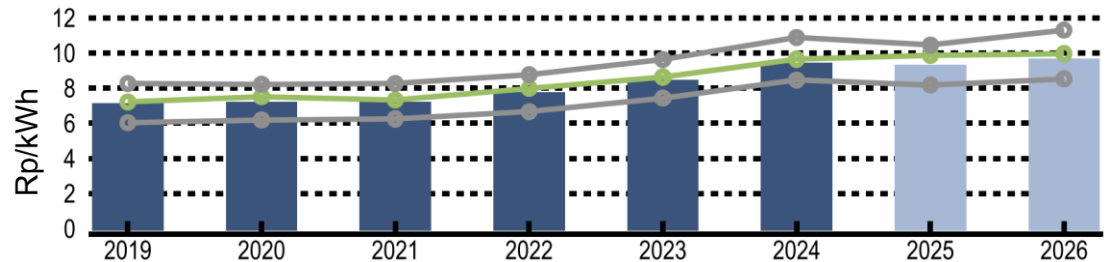
- **Interne Organisation:** Umsetzung erfordert interdisziplinäre Zusammenarbeit von Energieberatung, Regulierungsmanagement, Controlling, Rechtsdienst, Marketing und öffentliche Beleuchtung
- **Erfüllung der Zielvorgabe:** Die in der Verordnung verankerten Zielvorgaben sind sehr ambitioniert und herausfordernd für die EVU
- Hohe Anforderungen für die **Anrechenbarkeit von Massnahmen:**
 - restriktive Kriterien und viele Nachweise sind zu erbringen
 - Stromeinsparungen durch Verhaltensänderungen werden nicht anerkannt
- Verhaltene Entwicklung eines «**Effizienzmarkts**»:
 - nationales Register sowie eine Validierungs- und Handelsplattform für Effizienzzertifikate fehlt
 - Erste bekannte Kosten von bis zu 12 Rp./kWh von bereits gehandelten Protokollen
 - Spannungsfeld Make or Buy – Massnahmen können in der Grundversorgung kostenbasiert und höchstens zu marktüblichen Ansätzen selber umgesetzt werden

Kostenentwicklung aus Sicht der Branche

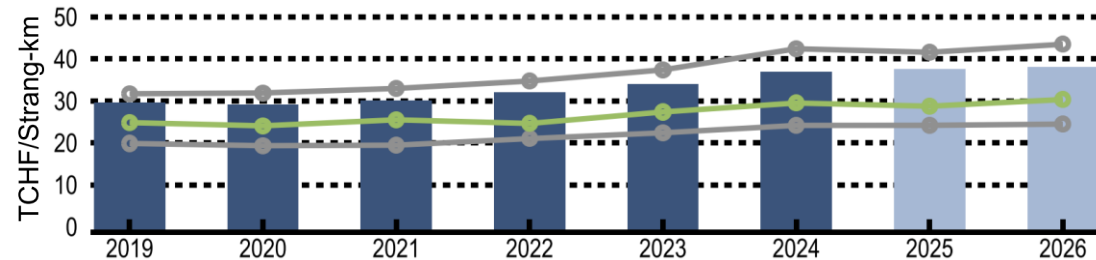
Kostenentwicklung im Netz aus Sicht der Branche

bei zunehmendem Eigenverbrauch steigen die Tarife stärker als die Kosten

Netto Netzkosten bereinigt



■ Durchschnitt Ist-Wert ■ Durchschnitt Plan-Wert ● 1. Quartil/3. Quartil ● Median



■ Kosten pro kWh (Kundensicht):

- Kontinuierlicher Anstieg von **7.2 auf 10 Rp./kWh** (Median 2019-2026)
- Sinkende Absatzmengen verstärken die Tarifwirkung
- Überproportionaler Anstieg der Rp./kWh-Tarife verstärken die öffentliche Wahrnehmung

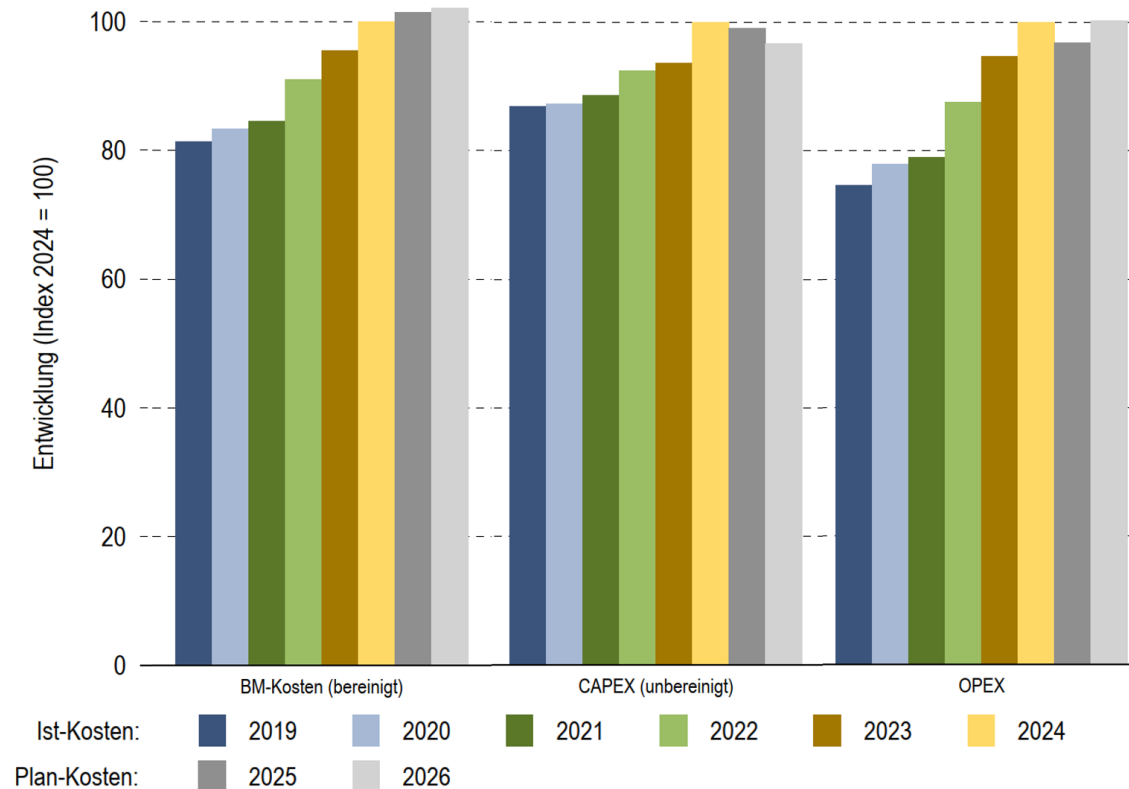
■ Kosten pro Netzlänge (VNB-Sicht):

- Ebenfalls steigend, jedoch **deutlich moderater**

Quelle: VSE/AES Datenpool, Polynomics AG, März 2026

Kostenentwicklung im Netz aus Sicht der Branche

mehr Regulierung – geringere Investitionsanreize



- Die beeinflussbaren Kosten der VNB steigen stetig an
- Kapitalkosten nur moderat gestiegen (+0.9 % p.a.)
 - Bauteuerung und Investitionstätigkeit führt zu steigenden AHK und RBW
 - deutlich unter Baupreisindex (+2.4 % p.a.)
 - WACC-Entwicklung wirkt bis zuletzt kostendämpfend
- Stark gestiegene OPEX (+5.3 % p.a.)

Quelle: VSE/AES Datenpool, Polynomics AG, März 2026

Kostenentwicklung im Netz aus Sicht der Branche

Herausforderungen – Kostenfokus der Politik und Anreizregulierung



- **Steigende Kosten** sind in der **Sunshine-Regulierung** sichtbar, die Interpretation durch den Regulator ist offen
- **Risiko politischer Fehldeutung:** Steigende Netzkosten bzw. Netznutzungstarife könnten als Ineffizienz interpretiert werden
- **Folge:** Zusätzlicher regulatorischer Kostendruck
- **Strategisches Risiko:** Einführung einer **Anreizregulierung** als nächste Regulierungsstufe

Fazit

Fazit

- Die Nachfrage nach Eigenstrom-X-überwiegt weiterhin jenes der ZEV- und LEG-Lösungen.
- Die Erreichung der Ziele 2035 erfordert einen deutlich beschleunigten PV-Zubau und eine konsequente Deklaration der Netzverstärkungskosten durch die VNB.
- Die neuen Effizienzvorgaben stellen hohe Anforderungen an die Umsetzung und gehen mit deutlich erhöhtem administrativem Aufwand einher.
- Mit dem Mantelerlass sind die Anforderungen und die Komplexität an die VNB (wiederholt) gestiegen, während gleichzeitig die Investitionsanreize sinken.
- Zunehmender regulatorischer Kostendruck ist absehbar.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Kontakt:

Claudio Maag, Leiter Regulierungsmanagement

Telefon: +41 58 359 53 83

E-Mail: claudio.maag@ekz.ch