



Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz

Kostenrechnungsschema Gestehungskosten bis Tarifjahr 2025

Branchensystematik für die Kostenermittlung
der Energielieferung an Endverbraucher mit
Grundversorgung

KRSG – CH 2024

VSE
AES

Impressum und Kontakt

Herausgeber

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE
Hintere Bahnhofstrasse 10
CH-5000 Aarau
Telefon +41 62 825 25 25
info@strom.ch
www.strom.ch

Autoren und Autorinnen der Revisionen 2013 bis 2023

Jeweilige Mitglieder aus der Kommission Kosten und Finanzen
Beratung und Unterstützung: Markus Flatt, EVU Partners AG (Revisionen 2013 und 2019)

Autoren und Autorinnen der Revision 2024

Christine Döbeli	Primeo Energie	Präsidentin der Kommission Kosten und Finanzen
Thomas Schmid	ewb	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Ruedi Wermelinger	CKW	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Mauro Braghetta	AET	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Cédric Chanez	Groupe E	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Marco Heer	CKW	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Lilian Heimgartner	IBB	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Meyer Aurelio	Axpo	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Andrea Müller	Werke am Zürichsee	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Stephan Trösch	Energie Thun	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Michael Wegmüller	IB Murten	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Marc Wüst	IB Wohlen	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Fabian Hanselmann	Swissgrid	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Otilie Morand	Romande Energie	Arbeitsgruppe
Mireille Salathé	VSE	Fachsekretariat der Kommission Kosten und Finanzen
Romina Schürch	VSE	Arbeitsgruppe

Verantwortung Kommission

Für die Pflege und die Weiterentwicklung des Dokuments zeichnet die VSE-Kommission Kosten und Finanzen verantwortlich.



Chronologie

Frühling 2009	Erarbeitung Erstfassung Branchenempfehlung durch Task Force
4. März 2010	Genehmigung durch Vorstand VSE
Jun. – Okt. 2012	Überarbeitung Fassung vom 4. März 2010 durch Task Force
3. Juli 2013	Genehmigung durch VSE-Vorstand
Sept. 2016 – Feb. 2017	Überarbeitung durch Kommission Kosten und Finanzen
Feb. – Mrz. 2017	Vernehmlassung Branchenmitgliedern
10. Mai 2017	Genehmigung durch VSE-Vorstand
Nov. 2017 – Jan. 2018	Überarbeitung durch Kommission Kosten und Finanzen
Feb.– Mrz. 2018	Vernehmlassung Branchenmitgliedern
2. Mai 2018	Genehmigung Version 2018 durch VSE-Vorstand
Jun. – Jul. 2019	Überarbeitung durch Kommission Kosten und Finanzen
Aug. – Sept. 2019	Vernehmlassung Branchenmitgliedern
23. Okt. 2019	Genehmigung Version 2019 durch VSE-Vorstand
Feb. – Mrz. 2021	Überarbeitung durch Kommission Kosten und Finanzen
Apr. – Mai 2021	Vernehmlassung Branchenmitgliedern
2. Jul. 2021	Genehmigung Version 2021 durch VSE-Vorstand
Feb. – Apr. 2022	Überarbeitung durch Kommission Kosten und Finanzen
Apr. – Mai 2022	Vernehmlassung Branchenmitgliedern
6. Jul. 2022	Genehmigung Version 2022 durch VSE-Vorstand
Jan. – Mrz. 2023	Überarbeitung durch Kommission Kosten und Finanzen
Apr. – Mai 2023	Vernehmlassung Branchenmitgliedern
5. Jul. 2023	Genehmigung Version 2023 durch VSE-Vorstand
Mrz. – Mai 2024	Überarbeitung durch Kommission Kosten und Finanzen
Aug. – Sept. 2024	Vernehmlassung Branchenmitgliedern
5. Nov. 2024	Genehmigung Version 2024 durch VSE-Vorstand

Das Dokument wurde unter Einbezug und Mithilfe von VSE und Branchenvertretern erarbeitet.

Der VSE verabschiedete das aktuelle Dokument am 5. November 2024.

Copyright

© Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE

Alle Rechte vorbehalten. Gewerbliche Nutzung der Unterlagen ist nur mit Zustimmung vom VSE/AES und gegen Vergütung erlaubt. Ausser für den Eigengebrauch ist jedes Kopieren, Verteilen oder anderer Gebrauch dieser Dokumente als durch den bestimmungsgemässen Empfänger untersagt. Die Autoren übernehmen keine Haftung für Fehler in diesem Dokument und behalten sich das Recht vor, dieses Dokument ohne weitere Ankündigungen jederzeit zu ändern.

Sprachliche Gleichstellung der Geschlechter. Das Dokument ist im Sinne der einfacheren Lesbarkeit in der männlichen Form gehalten. Alle Rollen und Personenbezeichnungen beziehen sich jedoch auf alle Geschlechter. Wir danken für Ihr Verständnis.



Inhaltsverzeichnis

Vorwort	6
Einleitung	7
1. Grundlagen	9
1.1 Rechtliche Grundlagen	9
1.1.1 Stromversorgungsgesetz und -verordnung	9
1.1.2 Energiegesetz (EnG) und Energieförderverordnung (EnFV)	11
1.2 Praxis der ElCom & Rechtsprechung	11
1.2.1 Weisungen der ElCom	11
1.2.2 Anwendung der Durchschnittspreismethode (Art. 6 Abs. 5 StromVG)	13
1.2.3 Anwendung des Rechts zur Grundversorgungspriorisierung (Art. 31 EnG / 6 Abs. 5 ^{bis} StromVG)	15
1.3 Anwendungsbereich	16
1.3.1 Akteure und Definitionen	16
1.3.2 Auslandsgeschäfte	19
1.3.3 Langfristige Bezugsverträge	19
1.3.4 Handel	19
2. Optimierung von Risikopositionen für andere Wertschöpfungsstufen.	20
2.1 Back-to-Back-Verträge	21
2.2 Energiequalitäten	21
2.3 Belieferung von Energieversorgungsunternehmen	21
3. Wertschöpfungsstufen Energie	21
3.1 Produktion	22
3.2 Einkauf	23
3.3 Vertrieb	24
3.4 Schnittstellen der Wertschöpfungsstufen	24
4. Grundsätze der Kostenermittlung	25
4.1 Allgemeines	25
4.2 Kostenschema Gestehungskosten	26
4.3 Gestehungskosten der einzelnen Wertschöpfungsstufen	27
4.3.1 Gestehungskosten Produktion	27
4.3.2 Gestehungskosten Einkauf	33
4.3.3 Gestehungskosten Vertrieb	35
5. Kostenträgerstruktur	38

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Kostenzuteilung gemäss Durchschnittspreismethode (vereinfacht)	14
Abbildung 2	Kostenzuteilung gemäss Recht zur Grundversorgungspriorisierung der Gestehungskosten (vereinfacht).	16
Abbildung 3	Wertschöpfungsstufen Energie	22
Abbildung 4	Empfohlene Kostenträgerstruktur Energie Grundversorgung	38



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Kostenschema Gestehungskosten (Übersicht)

27



Vorwort

Beim vorliegenden Dokument handelt es sich um ein Branchendokument des VSE. Es ist Teil eines umfassenden Regelwerkes für die Elektrizitätsversorgung im offenen Strommarkt. Branchendokumente beinhalten branchenweit anerkannte Richtlinien und Empfehlungen zur Nutzung der Strommärkte und der Organisation des Energiegeschäftes und erfüllen damit die Vorgabe des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) sowie der Stromversorgungsverordnung (StromVV) an die Energieversorgungsunternehmen.

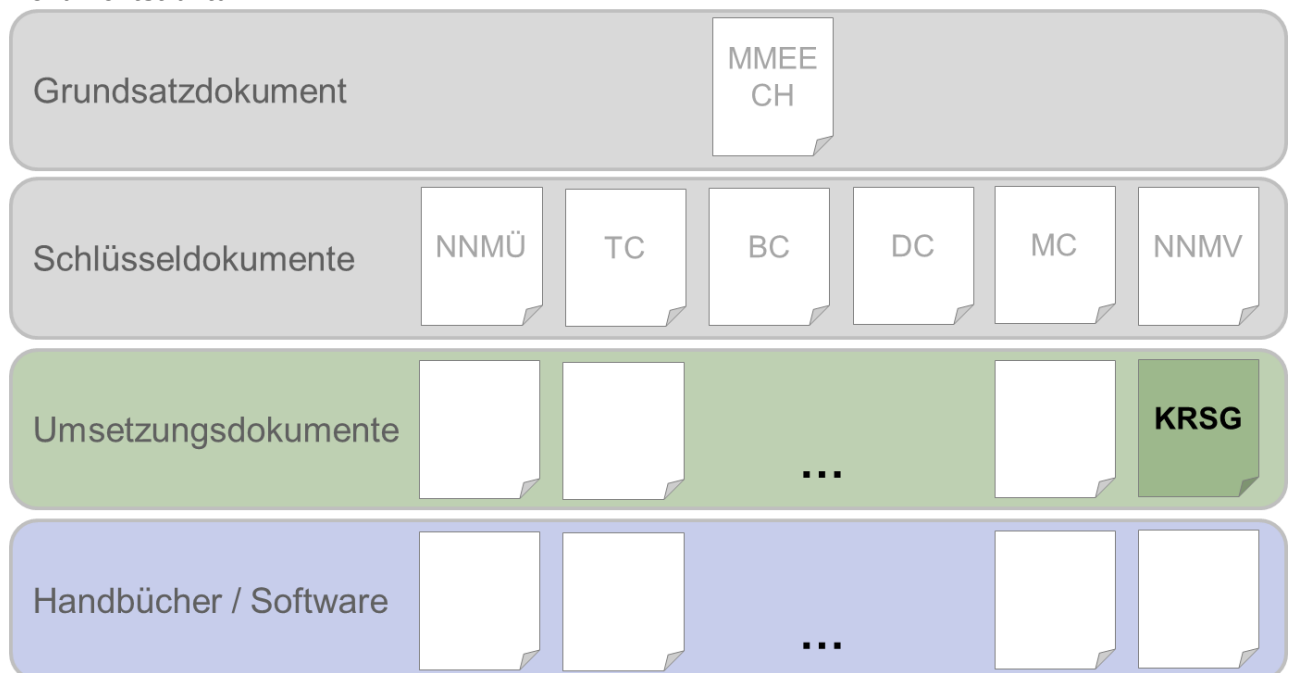
Branchendokumente werden von Branchenexperten im Sinne des Subsidiaritätsprinzips ausgearbeitet, regelmässig aktualisiert und erweitert. Bei den Bestimmungen, welche als Richtlinien im Sinne des StromVV gelten, handelt es sich um Selbstregulierungsnormen.

Die Dokumente sind hierarchisch in vier unterschiedliche Stufen gegliedert

- Grundsatzdokument: Marktmodell Elektrische Energie (MMEE)
- Schlüsseldokumente: Netznutzungsmodell für die Übertragungsnetze (NNMÜ), Transmission Code (TC), Balancing Concept (BC), Distribution Code (DC), Metering Code (MC), Netznutzungsmodell für die Verteilnetze (NNMV)
- Umsetzungsdokumente
- Handbücher / Software

Beim vorliegenden Dokument Kostenrechnungsschema Gestehungskosten handelt es sich um ein Umsetzungsdokument.

Dokumentstruktur



Einleitung

Im aktuell teilliberalisierten Markt haben Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch über 100 MWh die Möglichkeit des freien Netzzuganges. Die übrigen Endverbraucher sowie Endverbraucher, die auf den freien Netzzugang verzichten, befinden sich in der Grundversorgung (Art. 6 Abs. 1 StromVG). Im Bereich der Grundversorgung sind nicht «Lieferanten» oder «Händler» für die Belieferung verantwortlich, sondern diese Rolle kommt von Gesetzes wegen dem jeweiligen Verteilnetzbetreiber zu.

Die Lieferung von Grundversorgungsenergie erfolgt integral, d. h. Netz und Energie, auf der Basis eines sogenannten «Elektrizitätstarifs» mit getrenntem Ausweis von Netznutzungsentgelt, Energielieferung und Abgaben und Leistungen ans Gemeinwesen (Art. 6 Abs. 3 StromVG). Der Elektrizitätstarif der Grundversorgung ist reguliert, wobei als Grundlage für die Festlegung der zulässigen Höhe der Tarife die Kosten der Netznutzung und der Energielieferung zu ermitteln sind.

Die Ermittlung der Kosten für die Netznutzung wird in der VSE-Branchenempfehlung Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber (KRSV) beschrieben.

Hauptaufgabe der vorliegenden VSE-Branchenempfehlung Kostenrechnungsschema Gestehungskosten (KRSG) ist es vor diesem Hintergrund, eine Anleitung zur Bestimmung der Höhe der Gestehungskosten der Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung und zur Erstellung der gesetzlich vorgeschriebenen Kostenträgerrechnung für den Tarifbestandteil der Energielieferung zu geben.

Nicht Gegenstand des Dokuments ist die Berechnung der Gestehungskosten im Zusammenhang mit der Marktprämie nach Art. 30 Energiegesetz (vom 30. September 2016, SR 730.0, EnG).

Die vorliegende Ausgabe der Branchenempfehlung stützt sich auf das geltende Recht und berücksichtigt die Rechtsprechung mit Stand Mai 2024:

- Bundesgerichtsurteil 2C_739/2018 vom 8. Oktober 2018 (Überprüfung der anrechenbaren Energiekosten für die Geschäftsjahre 2009/2010 und Ausweitung auf Unternehmensgruppe)
- Bundesgerichtsurteil 2C_297/2019 vom 28. Mai 2020 (Kosten Bezugspreise Pumpenergie und Bestätigung der Zuständigkeit ElCom zur Überprüfung von Ökostromprodukten)
- Bundesgerichtsurteil 2C_273/2022 vom 29. März 2023 in Sachen Repower AG (Bestätigung 60-Franken-Regel)
- Bundesverwaltungsgerichtsurteil (BVGer) A-699/2017 vom 26.8.2019 in Sachen Ville de Lausanne
- Bundesverwaltungsgerichtsurteil (BVGer) A-2601/2020 vom 2. März 2022 in Sachen Repower AG
- BVGer A-385/2022 vom 15. Juni 2022 in Sachen Romande Energie (Verwendung des WACC Produktion als Zinssatz, Verzinsung NUV)
- ElCom-Verfügung 211-00033 vom 24. September 2020 in Sachen Centralschweizerische Kraftwerke AG (Überprüfung der anrechenbaren Energiekosten) ElCom-Verfügung 211-00301 vom 7. Dezember 2021 in Sachen Romande Energie (Überprüfung der Energiekosten und -tarife)
- Abschlussschreiben der ElCom 211-00016 vom 22. Februar 2022 (noch nicht rechtskräftig) in Sachen Energie Wasser Bern (Prüfung der Vorliegerkosten Netz sowie der Netznutzungstarife)
- ElCom-Verfügung 211-00016 vom 18. Oktober 2022 (noch nicht rechtskräftig) in Sachen Energie Wasser Bern (Prüfung der Vorliegerkosten Netz sowie der Netznutzungstarife)



- ElCom-Verfügung 211-00385 vom 20. September 2022 in Sachen Ville de Lausanne, Services industriels de Lausanne (SiL) (Überprüfung der Berechnung und Überwachung der Energiedeckungsdifferenzen)
- ElCom-Verfügung 212-00353 vom 20. September 2022 in Sachen Buseno, Grono und Roveredo gegen Calancasca AG (Netznutzungsentgelt für die Lieferung von Zusatzenergie)
- ElCom-Verfügung 211-00300 vom 7. November 2023 (noch nicht rechtskräftig) in Sachen BKW Energie und Société des Forces Electriques de la Goule SA (Kosten und Tarife Energie der Geschäftsjahre 2013–2018 der BKW Energie AG, der onyx Energie Netze AG und der Forces Electriques de la Goule SA – Kosten und Tarife Energie des Geschäftsjahres 2017)
- ElCom-Verfügung 212-00394 vom 6. Juni 2023 in Sachen Sachen Centralschweizerische Kraftwerke AG betr. Nachdeklaration kalkulatorischer Kapitalkosten (noch nicht rechtskräftig).
- Weisung der ElCom 03/2024 5. März 2024 Weisung der ElCom 2/2019 vom 5. März 2019 betreffend Deckungsdifferenzen Netz und Energie aus den Vorjahren
- Weisung der ElCom 2/2024 vom 6. März 2024 betreffend WACC Produktion
- Weisung der ElCom 3/2022 vom 7. Juni 2022 betreffend 60-Franken-Regel
Weisung der ElCom 5/2022 vom 29. September 2022 betreffend der nachträglichen Anpassungen der jährlichen Kostenrechnung
- Weisung der ElCom 2/2018 vom 10. Mai 2018 bzw. 14. Mai 2019 betreffend Gestehungskosten und langfristige Bezugsverträge gemäss Artikel 4 Absatz 1 Stromversorgungsverordnung
- Mitteilungen der ElCom zu häufigen Fragen zu den steigenden Strompreisen, FAQ «Steigende Elektrizitätspreise: Fragen und Antworten zur unterjährigen Anpassung der Energietarife, zur Ersatzversorgung und zur Rückliefervergütung – Update vom 26. Januar 2023»



1. Grundlagen

1.1 Rechtliche Grundlagen

Nachfolgend werden die wichtigsten rechtlichen Grundlagen zusammengefasst (nicht vollständig).

1.1.1 Stromversorgungsgesetz und -verordnung¹

- (1) **Art. 6 StromVG** regelt die Lieferpflicht und die Tarifgestaltung für die Grundversorgung im Grundsatz. Absatz 1 definiert die Grundversorgung als das Treffen der erforderlichen Massnahmen zur jederzeitigen Lieferung der gewünschten Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen an feste Endverbraucher (weniger als 100MWh Jahresverbrauch pro Verbrauchsstätte) und an Endverbraucher, die auf den Netzzugang verzichten. Die Verteilnetzbetreiber werden verpflichtet,
 - für feste Endverbraucher pro Kundengruppe mit gleichartiger Verbrauchscharakteristik und gleicher Spannungsebene, einen einheitlichen, für ein Jahr festen² Elektrizitätstarif festzulegen und diesen nach Netznutzung, Energielieferung, Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen aufgeschlüsselt zu veröffentlichen (Abs. 3);
 - für den Tarifbestandteil der Energielieferung eine separate Kostenträgerrechnung zu führen (Abs. 4);
 - die Preisvorteile aus ihrem freien Netzzugang anteilmässig an die festen Endverbraucher weiterzugeben (Abs. 5).
- (2) **Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG** gibt den Verteilnetzbetreibern, die feste Endverbraucher mit Elektrizität aus erneuerbaren Energien beliefern, ab dem Tarifjahr 2019 und bis zum Auslaufen der Marktpremie nach Art. 31 und Art. 38 EnG das Recht, die Gestehungskosten dieser Elektrizität, sofern im Inland produziert, prioritär in die Grundversorgung und damit in die Tarife für feste Endverbraucher einzurechnen. Mit diesem Artikel und der Revision des EnG per 1. Januar 2023 besteht für die Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgung weiterhin ein temporäres, jährliches Wahlrecht zur Art der Kostenanrechnung in der Grundversorgung bis maximal zum Tarifjahr 2030. Ein Verteilnetzvertreiber darf nur die gemäss Art. 6 StromVG kalkulierten Gestehungskosten anrechnen, unabhängig davon, ob er diesen Strom einkauft oder an einem Kraftwerk beteiligt ist.
- (3) **Art. 12 StromVG** verpflichtet die Netzbetreiber in Bezug auf die Grundversorgung mit Elektrizität zur jährlichen Veröffentlichung der Elektrizitätstarife (Abs. 1) sowie zur transparenten und vergleichbaren Rechnungsstellung (Abs. 2). Die Energielieferung ist dabei auf der Rechnung getrennt auszuweisen.
- (4) **Art. 4 StromVV** präzisiert die Angemessenheit der Tarife im Sinne von Art. 6 Abs. 1 und die Gestehungskosten im Sinne von Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG. Gemäss Abs. 1 muss sich der Tarifanteil für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung an den Gestehungskosten einer effizienten Produktion und an langfristigen Bezugsverträgen der Verteilnetzbetreiber orientieren. In den Abs. 2 bis 5 wird das Recht zur Anrechnung der Gestehungskosten von erneuerbarem Strom aus inländischer Produktion in der Grundversorgung präzisiert. Diese Bestimmungen sind für diejenigen Verteilnetzbetreiber von Relevanz, welche sich für dieses temporäre Recht entscheiden. Dabei wird festgehalten,

¹ Stand vom 1. Juni 2019.

² Unterjährige Tarifierpassungen sind nicht zulässig (siehe ElCom-Mitteilung vom 7. Dezember 2021 (Update vom 15. März 2022): Steigende Elektrizitätspreise: Fragen und Antworten zur unterjährigen Anpassung der Elektrizitätstarife, zur Ersatzversorgung und zur Rückliefervergütung). Allfällige Mengen- und Preisveränderungen werden bei der Nachkalkulation ermittelt und via Deckungsdifferenzen auf die Folgejahre übertragen.



dass die Gestehungskosten einer effizienten Produktion nicht überschritten und allfällige Unterstützungen (z. B. Einmalvergütungen oder Investitionsbeiträge) abzuziehen sind (Abs. 2). Für Beschaffungen von kleineren, erneuerbaren Produktionsanlagen (bis 3 MW Leistung oder bis 5'000 MWh Jahresproduktion) wird dabei vereinfachend die Anrechnung der Beschaffungskosten bis zu einer Höchstgrenze der KEV/EVS-Vergütungssätze³ gemäss den Anhängen 1.1-1.5 der Energieförderungsverordnung (Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, SR 730.03, EnFV) festgelegt. Die anrechenbaren Beschaffungskosten werden damit gegen oben gedeckelt. Dies ist insbesondere für die Anrechnung von Rücklieferenergie von Relevanz. Dabei wird weiter festgehalten, dass mit der prioritären Anrechnung von Gestehungskosten in der Grundversorgung gemäss Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG auch die entsprechenden Herkunftsnachweise für die Grundversorgung angerechnet werden müssen (Abs. 4). Ausgeschlossen von diesem Recht werden demgegenüber KEV/EVS- und MKF-Anlagen (Abs. 5).

- (5) **Art. 4a StromVV** definiert, dass Verteilnetzbetreiber bei Anwendung des Rechts auf prioritäre Anrechnung der Gestehungskosten im Sinne von Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG, Unterstützungen auch bei Beschaffungen von Drittanlagen berücksichtigen und von den Kosten in Abzug bringen müssen. So müssen beispielsweise bei Beschaffungen von PV-Anlagen Dritter die anrechenbaren Beschaffungskosten an der Höchstgrenze von 80% der KEV/EVS-Ansätze gemessen und bei Bedarf auf diese Höhe gekürzt werden. Bei eigenen Anlagen sowie bei grösseren Kraftwerken müssen Einmalvergütungen oder Investitionsbeiträge sowie weitere kantonale oder kommunale Förderbeiträge differenziert bestimmt und von den Gestehungskosten in Abzug gebracht werden.
- (6) **Art. 4b StromVV** verpflichtet die Verteilnetzbetreiber zur Begründung von Erhöhungen und Senkungen der Elektrizitätsstarife gegenüber den Endverbrauchern mit Grundversorgung sowie im Falle von Erhöhungen auch gegenüber der ElCom.
- (7) **Art. 4c StromVV** definiert für diejenigen Verteilnetzbetreiber, welche vom Recht auf Priorisierung der Gestehungskosten in der Grundversorgung gemäss Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG Gebrauch machen, entsprechende, zusätzliche Nachweis- und Meldepflichten. Die Verteilnetzbetreiber müssen der ElCom auf Verlangen nachweisen, dass höchstens die Gestehungskosten gemäss den oben zitierten Bestimmungen zur Anrechnung gelangt sind (Abs. 1). Bei Beschaffungen von Drittanlagen müssen die betroffenen Verteilnetzbetreiber der ElCom je Erzeugungstechnologie die Liefermenge und durchschnittlich angerechneten Kosten melden. Bei Grosswasserkraftanlagen (>10 MW) besteht die Meldepflicht pro Kraftwerk einzeln.
- (8) **Art. 4d StromVV** verpflichtet die Verteilnetzbetreiber, die Deckungsdifferenzen in der Grundversorgung innerhalb der nächsten drei Tarifjahre auszugleichen. Bei einer Unterdeckung kann auf den Ausgleich verzichtet werden. In begründeten Fällen kann die ElCom den Zeitraum zum Ausgleich einer Deckungsdifferenz verlängern. Zur Verzinsung der Deckungsdifferenzen in der Grundversorgung hat der Verteilnetzbetreiber bei einer Unterdeckung (bzw. Überdeckung) höchstens (mindestens) den Fremdkapitalkostensatz gemäss Anhang 1 der StromVV zu verwenden. Die neuen Bestimmungen zum Umgang mit Deckungsdifferenzen gelten erstmals für die Deckungsdifferenzen des Geschäftsjahres 2024⁴ (Art. 31m StromVV).



- (9) **Art. 19 StromVV** sieht vor, dass die ElCom neben den Netznutzungstarifen und -entgelten auch die Elektrizitätstarife mittels Effizienzvergleichen überprüft (Abs. 1) und im Fall von ungerechtfertigten Gewinnen entsprechende Tarifsenkungen bei den Netzbetreibern verfügt (Abs. 2). Im Rahmen der Effizienzvergleiche hat die ElCom mit den betroffenen Kreisen zusammenzuarbeiten, die nicht beeinflussbaren Unterschiede sowie den Amortisierungsgrad zu berücksichtigen und internationale Vergleichswerte in die Überprüfung miteinzubeziehen.

1.1.2 Energiegesetz (EnG) und Energieförderverordnung (EnFV)⁵

Art. 15 EnG regelt die Abnahme- und Vergütungspflicht.

Art. 31 EnG sieht vor, dass Berechtigte für Grosswasser-Marktpremien die Gestehungskosten derjenigen Menge, die sie in der Grundversorgung maximal verkaufen könnten, in die Grundversorgungstarife einrechnen dürfen (Abs. 3).

Art. 38 EnG Abs. 2 sah ursprünglich vor, dass ab dem 1. Januar des sechsten Jahres nach Inkrafttreten dieses Gesetzes keine Marktpremien für Grosswasserkraftanlagen nach Artikel 30 mehr ausgerichtet werden können. Mit der Revision EnG aufgrund der Parlamentarischen Initiative Girod wurde die Marktpremie verlängert und wird letztmals für das Jahr 2030 ausgerichtet.

1.2 Praxis der ElCom & Rechtsprechung

1.2.1 Weisungen der ElCom

- (1) **Weisung 2/2018** zu «Gestehungskosten und langfristige Bezugsverträge gemäss Artikel 4 Absatz 1 Stromversorgungsverordnung» der ElCom enthält die Grundsätze sowie ein Schema für die Kostenermittlung der Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung. Gemäss dieser Weisung gehören zu den anrechenbaren Gestehungskosten die Betriebs- und Kapitalkosten einer leistungsfähigen und effizienten Produktion sowie die im Zusammenhang mit der Produktion anfallenden Abgaben ans Gemeinwesen (z. B. Wasserzinsen).

Die Weisung der ElCom führt ebenfalls aus, dass die Vorteile aus dem freien Netzzugang zwischen der Grundversorgung und anderen Markttätigkeiten auf Grund der gelieferten Energiemengen aufgeteilt werden sollen. Diese Methodik wird als sogenannte «Durchschnittspreismethode» bezeichnet. In der vorliegenden Branchenempfehlung wird in Anlehnung an diese Weisung der Begriff «Gestehungskosten»⁶ in einer erweiterten Auslegung verwendet, d. h., dass zu den reinen Produktionskosten und denen für langfristige Bezugsverträge⁷ auch die sonstigen Kosten eines Energieversorgungsunternehmens zur Erfüllung seiner Versorgungsaufgabe hinsichtlich der Belieferung der Endverbraucher mit Energie hinzuzurechnen sind. Dies umfasst insbesondere auch die Kosten für Einkauf und Vertrieb (i.S.v. Energiebeschaffung, Material und Personalaufwand).

Nicht zu berücksichtigen sind demgegenüber alle mit dem Verteilnetzbetrieb zusammenhängenden Kosten. Aus diesen Überlegungen resultieren Gestehungskostenarten folgender Wertschöpfungsstufen, die in vorliegender Branchenempfehlung verwendet werden (ausführlicher Kap. 2 unten):

⁶ In diesem Dokument wird jedoch der Begriff «Produktionskosten» (für die gleichen Kostenarten) verwendet, wenn explizit auf die StromVV und die ElCom-Richtlinie 3/2012 Bezug genommen wird, da dies der dort verwendete Begriff ist.

⁷ In Anlehnung an die Weisung sind damit nicht nur die LTC mit Frankreich, sondern auch langfristige Beschaffungen generell gemeint.



- Produktion (inkl. Partnerwerke)
- Einkauf
- Vertrieb

- (2) **Weisung 2/2024⁸** zum «WACC Produktion» der ElCom legt mit Verweis auf den jährlich vom UVEK festgelegten WACC für die Förderung der Grosswasserkraft auch den WACC für die Gestehungskosten gemäss Art. 4 StromVV fest. Der «WACC Produktion» wird jährlich vom UVEK überprüft, bei Bedarf angepasst und von der ElCom mit einer neuen Weisung publiziert.

In seinem Urteil A—385/2022 vom 15. Juni 2022 hat das BVGer bestätigt, dass die ElCom mit ihren Weisungen zum WACC diesen standardisiert festlegen kann. Sie muss dann aber im Einzelfall prüfen, ob dieser WACC auch tatsächlich angemessen ist.

Die rückwirkende Anwendung dieses Zinssatzes, welche erstmals in der Weisung 3/2018 (mittlerweile aufgehoben) festgelegt wurde, ist umstritten. Auch das BVGer Urteil A-385/2022 vom 15. Juni 2022 hat diese Frage offengelassen.

- (3) **Weisung 3/2022** zur 60-Franken-Regel der ElCom definiert die ab dem Tarifjahr 2024 geltenden Schwellenwerte für die Beurteilung der Angemessenheit der Kosten und des Gewinns im Energievertrieb in der Grundversorgung. Dabei werden Verwaltungs- und Vertriebskosten (inkl. übrige Kosten) sowie der Gewinn des Energievertriebs in der Grundversorgung, welche zusammen CHF 60 pro Rechnungsempfänger nicht übersteigen, als unauffällig beurteilt und von der ElCom nicht vertieft überprüft. Liegen Kosten und Gewinn über diesem Schwellenwert, so muss der Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgungsauftrag seinen Gewinn des Energievertriebs in der Grundversorgung anteilig reduzieren. Liegen alleine die Kosten über CHF 60, so reduziert sich der Gewinnanteil auf die anteilige Verzinsung des Nettoumlaufvermögens und die ElCom prüft die Kosten vertieft. Kosten des Energievertriebs werden dabei maximal bis zu CHF 100 pro Rechnungsempfänger in der Grundversorgung anerkannt.

Für die Tarifjahre 2020 bis 2023 wurden die Schwellenwerte von CHF 75 bzw. CHF 120 pro Rechnungsempfänger angewendet. Bis und mit Tarifjahr 2019 wurden die Schwellenwerte von CHF 95 bzw. CHF 150 pro Rechnungsempfänger angewendet⁹.

Der VSE geht davon aus, dass die geltende Praxis auch mit den revidierten Vorgaben zum angemessenen Gewinn weiterhin Bestand haben wird. Das Aufgreifkriterium sollte bei 75 Franken liegen. Einerseits, da die Senkung des Aufgreifkriteriums von 75 Franken auf 60 Franken durch die ElCom (7. Juni 2022) nicht sachgerecht, sondern vor allem politisch motiviert war und andererseits da die mit der aktuellen Vorlage einhergehenden zusätzlichen Aufwände und Herausforderungen zu höheren Verwaltungs- und Vertriebskosten des Grundversorgers führen.¹⁰

- (4) **Weisung 2/2019** zu «Deckungsdifferenzen Netz und Energie aus den Vorjahren» ist nicht nur für die Netznutzung sondern auch für die Grundversorgung anzuwenden. Dabei werden die Deckungsdiffe-

⁸ Aktuelle Weisung bei Verabschiedung des vorliegenden Branchendokuments; gültig ist die jeweils aktuelle Weisung der ElCom.

⁹ Vgl. ElCom-Verfügung 211-00008 vom 22. Januar 2015 in Sachen Repower AG (rechtskräftig und mit BGE Urteil 2C_273/2022 vom 29.03.2023 bestätigt) zur Herleitung der ursprünglichen 95-CHF-Regel, https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/verfuegungen_2015/tarife/ueberpruefung_deranrechenbarenenergiekostenfuerdiegeschaeftsjahr.pdf.download.pdf/ueberpruefung_deranrechenbarenenergiekostenfuerdiegeschaeftsjahr.pdf

¹⁰ Zum Zeitpunkt der Überarbeitung des KRSG liegen die finalen Verordnungen noch nicht vor.



renzen aufgrund von Über- oder Unterdeckungen gegenüber der ElCom im Rahmen der Nachkalkulation der Grundversorgung nachgewiesen und der fortzuschreibende Saldo mit dem WACC verzinst. Dabei wendet die ElCom nicht den «WACC Produktion», sondern den «WACC Stromnetz» an.

Die Anwendung und der Umgang mit einer 5-jährigen Verjährungsfrist ist in Bezug auf die Deckungsdifferenzen bis heute rechtlich nicht abschliessend geklärt. Im Verfahren SiL 211-00385 hat die ElCom verfügt, dass die Verjährung am ersten Tag nach Ende des betreffenden Tarifjahres zu laufen beginnt. So beginnt die Verjährungsfrist für die Tarife aus dem Jahr 2016 am 1. Januar 2017 zu laufen und endet folglich am 31. Dezember 2021.

Für den Umgang mit den Deckungsdifferenzen bis und mit Ende Geschäftsjahr 2023 kommt diese Weisung zur Anwendung. Für die Deckungsdifferenzen des Geschäftsjahres 2024 gelten erstmals die neuen Bestimmungen in der StromVV (vgl. 1.1.1 (8)) und damit die Weisung 03/2024.

- (5) **Weisung 03/2024** betreffend Deckungsdifferenzen Netz und Energie aus den Vorjahren ergänzt die Weisung 2/2019. Stimmt die Summe des Entgelts, welches der Verteilnetzbetreiber für die Grundversorgung erhoben hat oder die Summe des Netznutzungsentgelts, das der Netzbetreiber während eines Tarifjahres erhoben hat, nicht mit den anrechenbaren Energie- bzw. Netzkosten überein (Deckungsdifferenz), so muss er die Abweichung innert der nächsten drei Tarifjahre ausgleichen. Bei einer Unterdeckung kann er auf den Ausgleich verzichten.

Deckungsdifferenzen aufgrund Über- oder Unterdeckungen gegenüber der ElCom im Rahmen der Nachkalkulation der Grundversorgung werden mit dem Fremdkapitalkostensatz gemäss Anhang 1 StromVV (Art. 4d Abs. 3 und 18a Abs. 3 StromVV) verzinst.

Die Deckungsdifferenzen im Bereich der Messkosten, welche separat auszuweisen sind, sind in Art. 8a^{quater} StromVV geregelt.

- (6) **Weisung 5/2022** ersetzt die bisherige Weisung 1/2020 und hält wesentliche Vorgaben der ElCom für die Einreichung sowie nachträgliche Anpassungen der jährlichen Kostenrechnung fest. Dabei setzt sie voraus, "dass der Netzbetreiber jeweils Kenntnis von der für ihn relevanten Rechtsprechung hat". Ausserdem behält sich die ElCom vor, ihrerseits nachträgliche Anpassungen anweisen zu können und Anpassungsbedarf von Seiten des Netzbetreibers schriftlich bei ihr beantragen zu lassen. Nachträgliche Anpassungen in einer Kostenrechnung sind gemäss ElCom analog Art. 128 Ziffer 1 OR höchstens für die letzten fünf abgeschlossenen Geschäftsjahre zulässig. Hinsichtlich der Begründung für nachträgliche Anpassungen verlangt sie allerdings «valable Gründe». ¹¹ Auf welche rechtliche Grundlage sich die ElCom für diese Anforderung stellt, ist unklar.
- (7) **Weisung 7/2024** hält fest, dass bzgl. Grundversorgung Energie zwischen dem Ausserkrafttreten der alten Bestimmungen und der Anwendbarkeit der neuen Bestimmungen im Jahr 2026 eine Lücke entsteht und dass für das Jahr 2025 die bis zum 31.12.24 geltenden Bestimmungen Gültigkeit haben.

1.2.2 Anwendung der Durchschnittspreismethode (Art. 6 Abs. 5 StromVG)

- (1) Gemäss der sogenannten Durchschnittspreismethode der ElCom (siehe Weisung 2/2018) sind die gesamten Kosten der eigenen Stromproduktion und der Strombeschaffung am Markt im Verhältnis

¹¹ Vgl. ElCom Informationsveranstaltung für Verteilnetzbetreiber 2022 und ElCom-Verfügung 212-00394 vom 6. Juni 2023 in Sachen CKW betreffend Nachdeklaration kalkulatorischer Kapitalkosten für die Geschäftsjahre 2015/2016 bis 2018/2019 (noch nicht rechtskräftig)



zur Absatzmenge in kWh zwischen Endverbrauchern mit Grundversorgung¹² und Kunden am freien Markt aufzuteilen (vgl. Abbildung 1). Energiemengen, welche bei der Produktion, Beschaffung oder bei der Lieferung keinen Bezug zum Territorium der Schweiz haben, werden dabei allerdings von ihr nicht berücksichtigt¹³. Die Durchschnittspreismethode basiert auf der Rechtsauslegung von Art. 6 Abs. 5 StromVG durch die ElCom, welche durch Bundesverwaltungsgericht und Bundesgericht in verschiedenen Urteilen bestätigt worden ist.

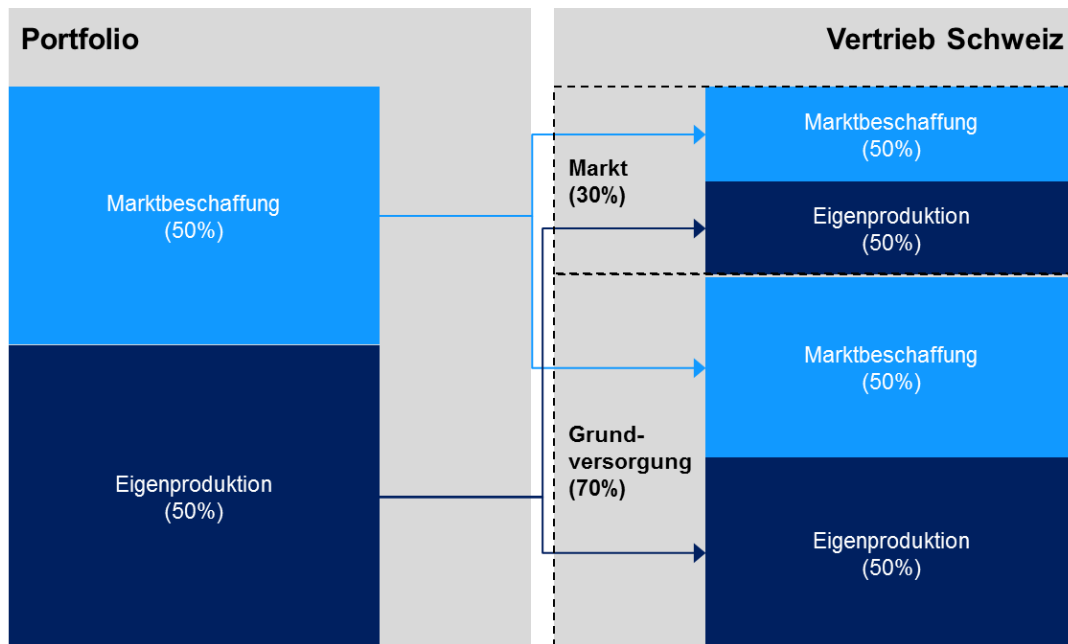


Abbildung 1 Kostenzuteilung gemäss Durchschnittspreismethode (vereinfacht)

- (2) Das Bundesgericht hat die Durchschnittspreismethode der ElCom als gesetzmässig bestätigt (Urteil 2C_681/2015, 2C_682/2015 vom 20. Juli 2016 von Roll Casting AG gegen Centralschweizerische Kraftwerke AG). Der damalige Entscheid des Bundesgerichts hat jedoch zahlreiche Umsetzungsfragen offengelassen, welche durch nachfolgende Gerichtsfälle zumindest auf Ebene des BVGer weitestgehend geklärt wurden. Die Durchschnittspreismethode beschränkt sich auf eine rein rechnerische Herleitung der anrechenbaren Gestehungskosten für die Grundversorgung auf Jahresbasis. Diese Methodik ignoriert dabei die energiewirtschaftliche Realität in Bezug auf Zeitgleichheit von Produktion und Verbrauch. Die Möglichkeit der Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen Begebenheiten wurde durch das Bundesgerichtsurteil 2C_297/2019 vom 28. Mai 2020 im Grundsatz anerkannt, sofern diese effektiv in den Kosten abgebildet werden können. Die energiewirtschaftliche Optimierung in Bezug auf den Kraftwerkseinsatz oder in Bezug auf die Beschaffungsstrategie ist im Kontext der Systemdienstleistungen und Absicherungen von diesen Regelungen zur Kostenanrechnung nicht betroffen bzw. davon zu differenzieren.

1.2.3 Anwendung des Rechts zur Grundversorgungspriorisierung (Art. 31 EnG / 6 Abs. 5^{bis} StromVG)

- (1) Mit Artikel 31 Abs. 3 EnG (Grosswasserkraft) sowie Artikel 6 Abs. 5^{bis} StromVG (inländische, erneuerbare Produktion) besteht für Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgung temporär bis 2030 die Möglichkeit, Elektrizität aus erneuerbaren Energien aus Erzeugungskapazitäten im Inland prioritär der Grundversorgung zuzuweisen. Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG erwähnt zwar explizit die festen Endverbraucher, während unter Berücksichtigung von Artikel 4 StromVV die gesamte Grundversorgung umfasst wird. Im Umfang dieser prioritären Zuweisung von Gestehungskosten kommt die Durchschnittspreismethode nicht zur Anwendung.
- (2) Während das Recht gemäss Art. 31 EnG nur für marktpremienberechtigte Betreiber von Grosswasserkraftanlagen gilt (ab 2018), steht mit der Einführung von Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG dieses Recht (ab 2019) nun allen Verteilnetzbetreibern mit Grundversorgung, welche ihre Endverbraucher mit erneuerbarer Energie aus dem Inland beliefern, zur Anwendung offen.
- (3) Die Priorisierung der Gestehungskosten aus inländischen, erneuerbaren Produktionsanlagen erfolgt rein bilanziell auf Jahresbasis (siehe dazu analog Kap. 1.2.2, Ziff. (2) oben). So wird die Grundversorgung gemäss den effektiv abgesetzten Strommengen mit entsprechenden Gestehungskosten «aufgefüllt». Besteht eine abzudeckende Restmenge, so ist diese gemäss der Durchschnittspreismethode mit den übrigen Beschaffungen und allfälligen nicht erneuerbaren Produktionsmengen anrechenbar (vgl. Abbildung 2). Die Priorisierung gemäss Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG erfolgt kraftwerksscharf¹⁴. Im Fall von marktpremienberechtigten Grosswasserkraftanlagen können diese gemäss dem Grundversorgungsabzug von Art. 31 EnG ebenfalls priorisiert werden und in der Grundversorgung kraftwerksscharf zur Anrechnung gelangen.
- (4) Das Recht zur Priorisierung der Gestehungskosten in der Grundversorgung begrenzt sich explizit nicht nur auf die Eigenproduktion, sondern auch auf Beschaffungen von erneuerbarem Strom aus inländischen Produktionsanlagen von Dritten. Darunter fallen insbesondere auch Rücklieferungen von erneuerbaren, dezentralen Produktionsanlagen im Sinne von Art. 15 EnG und Art. 11 EnV.



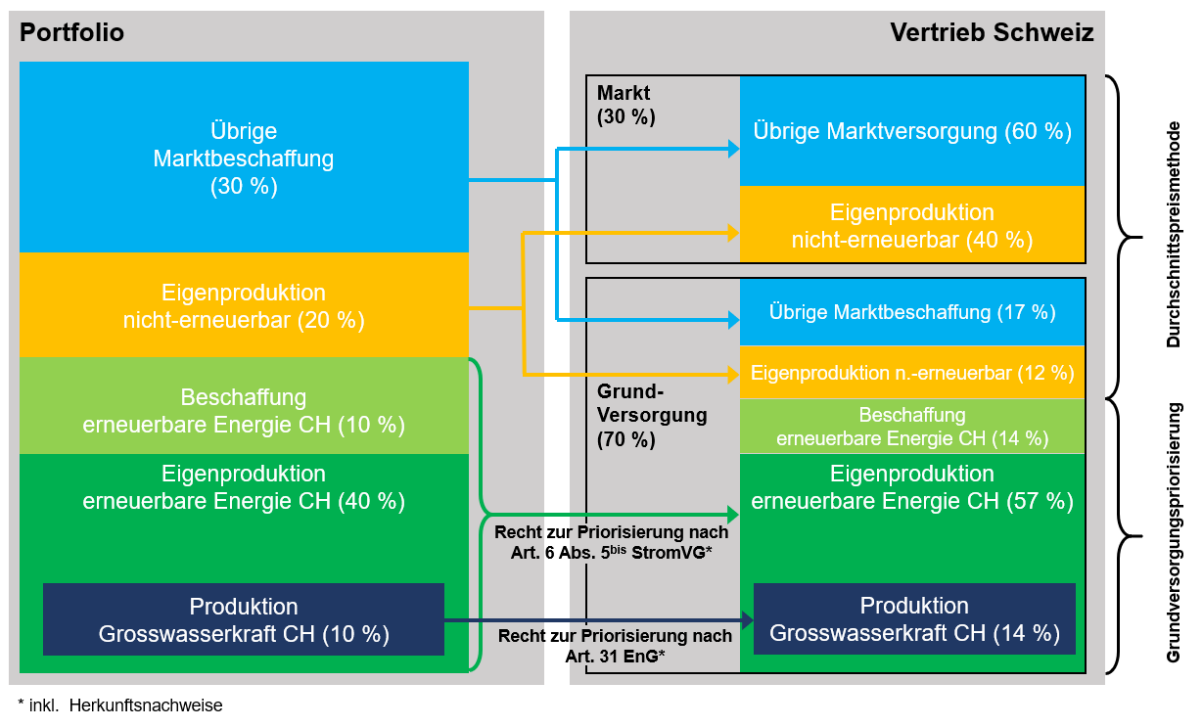


Abbildung 2 Kostenzuteilung gemäss Recht zur Grundversorgungspriorisierung der Gestehungskosten (vereinfacht).

1.3 Anwendungsbereich

1.3.1 Akteure und Definitionen

- (1) **Endverbraucher** sind Kunden, welche Elektrizität für den eigenen Verbrauch kaufen. Ausgenommen hiervon ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerks sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken (Art. 4 Abs. 1 lit. b StromVG).
- (2) **Feste Endverbraucher** sind Endverbraucher mit weniger als 100MWh Jahresverbrauch pro Verbrauchsstätte. Sie haben keinen Anspruch auf Netzzugang.
- (3) **Endverbraucher mit Grundversorgung** sind feste Endverbraucher und Endverbraucher, die auf den Netzzugang verzichten (Art. 2 Abs. 1 lit. f StromVG). Der Verteilnetzbetreiber muss die erforderlichen Massnahmen treffen, ihnen jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen liefern zu können.
- (4) **Freie Endverbraucher** sind Endverbraucher, die von ihrem Recht auf Netzzugang Gebrauch machen respektive bereits Gebrauch gemacht haben. Sie sind von der Grundversorgung im Sinn von Art. 6 StromVG ausgenommen. Eine Regulierung der Preise und der anrechenbaren Gestehungskosten

ten nach StromVG findet hier nicht statt. Jedoch sind die Beschaffungskosten für freie Endverbraucher bei der Durchschnittspreismethode zu berücksichtigen und haben somit Auswirkungen auf die Tarife der Grundversorgung.¹⁵

- (5) **Freie Endverbraucher ohne gültigen Liefervertrag** fallen in die Ersatzversorgung. Der Grundsatz «einmal frei immer frei» gilt. Einzige Ausnahme zu diesem Grundsatz bildet die Möglichkeit der Teilnahme an einem bestehenden oder neu zu gründenden Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) gemäss Art. 11 Abs. 2^{bis} StromVV. Die Bepreisung der Ersatzversorgung erfolgt meist individuell, auf vertraglicher Basis und ist – abgesehen von einer notwendigen Berücksichtigung in der Durchschnittspreismethode¹⁶ – nicht Bestandteil dieses Dokuments. Siehe dazu insbesondere auch das VSE Handbuch Ersatzversorgung (EV 2022).
- (6) **Produzenten** unterliegen der Gestehungskostenregelung von Art. 6 StromVG grundsätzlich nicht. Sie gilt für einen Produzenten bzw. dessen Eigentümer nur in zwei Fällen:
- Das Kraftwerk oder die Kraftwerksgesellschaft ist im direkten Eigentum oder unter der Kontrolle eines Verteilnetzbetreibers mit Grundversorgungsauftrag und weist einen entsprechenden Bezug zum Territorium der Schweiz auf.
 - Das Kraftwerk ist als Partnerwerk ausgestaltet, an dem mindestens ein Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgungsauftrag beteiligt ist und es weist einen entsprechenden Bezug zum Territorium der Schweiz auf. Wenn der /die Verteilnetzbetreiber von dem Kraftwerk tatsächlich Strom beziehen ist/sind dieser/diese als (Mit-)Eigentümer gemäss Ziffer 5 der ElCom-Weisung 2/2018 verpflichtet, seine/ihre Kosten aufgrund der partnerschaftlichen Eigenproduktion unabhängig von der Eigentümerstruktur als Eigenproduktion anzurechnen, entweder anteilmässig in der Durchschnittspreismethode (Art. 6 Abs. 5 StromVG) oder priorisiert in der Grundversorgung, wenn es sich um erneuerbare inländische Energie handelt (Art. 6 Abs. 5bis StromVG). Für die übrigen Eigentümer ist die vorliegende Branchenempfehlung bzw. die Gestehungskostenregelung von Art. 6 StromVG nicht anzuwenden.
- In sämtlichen übrigen Fällen von unabhängigen Produzenten ohne Grundversorgungsauftrag ist die vorliegende Branchenempfehlung bzw. die Gestehungskostenregelung von Art. 6 StromVG nicht anzuwenden.
- (7) **Eigene Anlagen im KEV/EVS mit Direktvermarktung** (Art. 19ff. EnG), d. h. Kraftwerke bzw. Produktionsgesellschaften des Verteilnetzbetreibers mit Grundversorgungsauftrag, fallen in den Anwendungsbereich von Art. 6 StromVG. Die produzierte Elektrizität gilt dabei als Strom ohne Herkunftsnachweis, da der ökologische Mehrwert durch die Einspeiseprämie vergütet wird.
- (8) **Eigene Anlagen im KEV/EVS ohne Direktvermarktung**, (Art. 19ff. EnG) fallen nicht unter den Anwendungsbereich von Art. 6 StromVG.
- (9) **Eigene Anlagen ohne Förderung, mit Marktprämie** (Art. 31 EnG) oder **mit Investitionsbeitrag oder Einmalvergütung** (Art. 24ff. EnG) fallen in den Anwendungsbereich von Art. 6 StromVG.
- (10) **Rücklieferer:** Kosten gemäss Art. 15 EnG für die Abnahme von Energie von dezentralen Produktionsanlagen Dritter ausserhalb des KEV/EVS können anteilig (Fall Durchschnittspreismethode) oder



prioritär (Fall Grundversorgungspriorisierung) als Gestehungskosten für die Grundversorgung angerechnet werden. Unter diese Produktionsanlagen fallen auch Anlagen Dritter, welche einen Investitionsbeitrag erhalten.

Gemäss Art. 15 Abs. 3 EnG richtet sich die Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität, bei Elektrizität aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen nach dem Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung.

Gemäss Art. 12 EnV richtet sich die Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien nach den Kosten des Netzbetreibers für den Bezug gleichwertiger Elektrizität bei Dritten sowie den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen; die Kosten für allfällige Herkunftsnachweise werden nicht berücksichtigt. Die Gleichwertigkeit bezieht sich auf die technischen Eigenschaften der Elektrizität, insbesondere auf die Energiemenge und das Leistungsprofil sowie auf die Steuer- und Prognostizierbarkeit. Bei der Vergütung für Elektrizität aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen ergibt sich der Marktpreis gemäss Art. 12 EnV aus den Stundenpreisen am Spotmarkt im Day-ahead-Handel für das Marktgebiet Schweiz.

Ausgehend von der Gesetzmässigkeit von Art. 12 EnV, wonach sich die Vergütung für erneuerbare Energie auch nach den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen richtet, werden die entsprechend resultierenden Preise berücksichtigt. Mit der Verfügung 222-00001 der ElCom vom 11. Mai 2021 wurde die Festlegung der Rückliefervergütung gemäss Art. 15 Abs. 3 lit. a EnG erstmals auf Grundlage der geänderten Rechtslage beurteilt. Die Verfügung ist noch nicht rechtskräftig, darin bestätigt aber die ElCom die Gesetzmässigkeit der Energieverordnung.

Die Rückspeisevergütung stellt allein das Entgelt für «Graustrom» dar. Die Entschädigung des ökologischen Mehrwertes mittels Kauf von Herkunftsnachweisen erfolgt separat, ist freiwillig, wird aber nur schon auf Grund der Kostenfolgen im Falle einer Verknappung von erneuerbaren Herkunftsnachweisen empfohlen.

Mit dem Recht zur Grundversorgungspriorisierung nach Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG besteht für Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgung temporär die Möglichkeit, die Rücklieferenergie inklusive Herkunftsnachweise zu Gestehungskosten zu vergüten und diese Kosten bis zu den Grenzen der KEV/EVS-Vergütungssätze gemäss Art. 4 Abs. 3 StromVV abzüglich 20% für Einmalvergütungen gemäss Art. 4a Abs. 1 lit. a Ziff. 3 StromVV vollständig in der Grundversorgung anzurechnen. Bei Anwendung der Durchschnittspreismethode kann aus Sicht des VSE die Rücklieferenergie ohne Abzug von 20% berücksichtigt werden.

- (11) **Verteilnetzbetreiber** sind von dieser Branchenempfehlung in ihrer Rolle als Energielieferant für Endverbraucher mit Grundversorgung betroffen. Der Verteilnetzbetreiber unterliegt in dieser Rolle den Vorschriften von Art. 6 StromVG. Verteilnetzbetreiber, die keine Endverbraucher mit Grundversorgung beliefern, unterliegen diesen Vorschriften nicht.

Auf das Verhältnis des Verteilnetzbetreibers mit seinen unabhängigen vorgelagerten Netzbetreibern bzw. Energielieferanten ist Art. 6 StromVG nicht anwendbar, da die Verteilnetzbetreiber keine Endverbraucher darstellen und deshalb keinen Anspruch auf Grundversorgung haben.



- (12) **Unabhängige Energielieferanten** ohne Grundversorgungsauftrag und reine Stromhändler unterstehen den Regelungen von Art. 6 StromVG nicht.

1.3.2 Auslandsgeschäfte

- (1) Beteiligungen an Kraftwerksgesellschaften im Ausland, entsprechende Bezugsverträge, Beschaffung und Handelstätigkeiten im Ausland sind von der Gestehungskostenregelung gemäss Art. 6 StromVG nur insofern betroffen, als eine physische Lieferung des Stroms in die Schweiz zu Versorgungszwecken erfolgt (vgl. Kap. 1.2.2). Dies bedingt entsprechende Grenzkapazitäten. Wird der Strom beispielsweise im Ausland abgesetzt oder wird der Strom durch ausländische Vergütungsmodelle, wie zum Beispiel in Deutschland von den Einspeisevergütungen nach Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütet, finden sie bei der Ermittlung der Gestehungskosten keine Berücksichtigung, da sie nicht im Zusammenhang mit der Belieferung von Endverbrauchern in der Schweiz stehen und einem anderen Geschäftszweck dienen.
- (2) Die Produktion aus Grenzkraftwerken kann unabhängig der tatsächlichen Netzsituation im Minimum im Umfang des schweizerischen Anteils gemäss staatsvertraglicher Länderquote zur Ermittlung der Gestehungskosten in der Grundversorgung anteilig berücksichtigt werden.

1.3.3 Langfristige Bezugsverträge

- (1) Als «langfristige Bezugsverträge» im Sinne von Art. 4 Abs. 1 StromVV und der Ziffer 6 der Weisung 2/2018 der ElCom werden nach der Interpretation des VSE alle Energieverträge zur physischen Strombeschaffung verstanden, die eine längerfristige Geschäftsbeziehung regeln. Als «sonstige Beschaffungsverträge» werden alle Vereinbarungen zur physischen Beschaffung von Energie verstanden, die jedoch nicht auf eine längerfristige Geschäftsbeziehung ausgelegt sind.

1.3.4 Handel

- (1) Weder der Gesetzgeber noch die ElCom oder die Rechtsprechung haben bisher eine klare Definition der Handelstätigkeit entwickelt. Daher ist unklar, welche Tätigkeiten genau unter diesen Begriff fallen. Der VSE geht davon aus, dass die Handelstätigkeit die Ausführung von Handelsgeschäften an den verschiedenen Strom- und Zertifikatsmärkten umfasst. Unter Handelsgeschäften werden vor allem Abschlüsse über die physische Lieferung von Strom oder Zertifikaten, wie auch die rein finanzielle Absicherung (z. B. durch Futures) verstanden. Die Handelstätigkeiten werden sowohl an der Börse (z. B. EPEX-Spot, EEX) als auch über den ausserbörslichen Handel (OTC, Broker, etc.) abgewickelt. Damit kann eine Handelstätigkeit z. B. der Verkauf einer Kraftwerksposition am Terminmarkt oder der Kauf einer Position im Day-Ahead-Markt gemeint sein.
- (2) Im Folgenden werden Beispiele für wesentliche Handelsfelder genannt:
 - Der Ausgleich von offenen Positionen im Auftrag des Einkaufs. Dazu zählen einerseits der Verkauf «überschüssiger» Energie, die aufgrund einer Long-Position entsteht, und andererseits der Ausgleich einer offenen Short-Position zur Gewährleistung der Versorgungspflicht (vgl. Kap. 1.2.2).
 - Handelsgeschäfte mit Lieferort im Ausland, analog zur Produktion (vgl. Kap. 1.3.2).
 - Tätigkeiten im Rahmen des Eigenhandels, welcher im eigenen Namen und auf eigene Rechnung des Unternehmens zwecks Erzielung von Handelsgewinnen durchgeführt wird und somit in



keinerlei Verbindung mit der Energiebelieferung von Endverbrauchern steht. Er erfüllt damit lediglich den Charakter einer Transformation, welche nicht den Besitz oder die Nutzung einer Bestandsposition als Ziel hat, sondern ihre Vermarktung zur Gewinnerzielung. Somit besitzt der Eigenhandel keine Versorgungsfunktion.

- Bewirtschaftung des eigenen Produktionsparks oder im Auftrag Dritter, im In- und Ausland.

2. Optimierung von Risikopositionen für andere Wertschöpfungsstufen.

- (1) Der Handel kann als interner Dienstleister gegenüber der Produktion, dem Einkauf, dem Vertrieb und gegenüber dem Netz (Netzverluste) auftreten. Dadurch wird auch die Transparenz der internen Wertflüsse und der Kostenrechnung erhöht.
- (2) Die ElCom vertritt in ihren Verfahren¹⁷ die Haltung, dass das gesamte Energieportfolio mit Bezug zum Territorium der Schweiz, welches ebenfalls die Beschaffung für Weiterverteiler (vgl. Kap. 2.3 unten), Back-to-Back-Verträge (vgl. Kap. 2.1 unten) sowie die übrigen Handelsaktivitäten beinhaltet, undifferenziert vom Anwendungsbereich der Durchschnittspreismethode erfasst wird. Diese Praxis hat das Bundesverwaltungsgericht in den Entscheiden im Fall Repower (BVGer-Urteil A-1344/2015 vom 28. Juni 2018, Ziff. 10.5) und im Fall Energie Wasser Bern (BVGer-Urteil A-321/2017 vom 20. Februar 2019, Ziff. 18/19) gestützt und wurde auch vom Bundesgericht bestätigt (Bundesgerichtsurteil 2C_273/2022 vom 29. März 2023).
- (3) In seinem Urteil A-385/2022 vom 15. Juni 2022 in Sachen Romande Energie hat das Bundesverwaltungsgericht die Frage, ob spekulative Geschäfte oder Handelsgeschäfte in die Durchschnittspreismethode eingerechnet werden müssen oder nicht (ohne dabei diese Begriffe näher zu definieren) explizit offengelassen. Es hat allerdings auch in diesem Urteil bestätigt, dass Back-to-Back-Verträge (vgl. 1.3.5 unten), Eigenhandel sowie Einkäufe für Weiterverteiler (Nachlieger) in die Durchschnittspreismethode einbezogen werden müssen (Erw. 9.2.6).
- (4) Spekulative Handelstätigkeiten (derivativer Charakter jedoch partiell mit physischer Erfüllung) an einer Börse oder Over-the-counter (OTC), sei dies in Form von Forwards, Derivaten oder Ähnlichem, sind aus Sicht des VSE bei der Kostenbestimmung der Energielieferung an Endverbraucher in der Grundversorgung nicht zu berücksichtigen. Dies aus folgenden Gründen:
 - Der undifferenzierte Einbezug dieser Energiemengen aus Handelsgeschäften in die massgebliche Energiebilanz würde dazu führen, dass dieselbe Energie einen mehrfachen Einfluss auf den Durchschnittspreis haben würde.
 - Soweit keine physische Erfüllung vorliegt, wird kein Netzzugang in Anspruch genommen, weshalb Art. 6 Abs. 5 StromVG nicht zur Anwendung kommt, welcher Preisvorteile aufgrund des freien Netzzugangs zum Inhalt hat. Das Bundesgericht weist im Urteil 2C_681/2015, 2C_682/2015 vom 20. Juli 2016 (Ziff. 5.2.4) dabei explizit darauf hin, dass der Preisvorteil, welcher die Anwendung der Durchschnittspreismethode begründet, sich ausschliesslich auf die freie Beschaffungsmöglichkeit des Verteilnetzbetreibers mit Grundversorgungsauftrag bezieht.



2.1 Back-to-Back-Verträge

- (1) Als Back-to-back-Verträge werden Energielieferverträge an Endverbraucher definiert, nach deren Abschluss der direkte Lieferant bei einem Vorlieferanten umgehend spezifische Energiebezugsverträge abschliesst. Sinn und Zweck des Geschäfts ist die Absicherung gegen Marktpreisschwankungen während der Vertragsdauer. Der direkte Lieferant selbst trägt dabei ausser dem Ausfallrisiko kaum weitere Risiken. Der Einkaufspreis und die Einkaufsmenge sind ex-ante betrachtet bis auf die Vertriebsmarge für die vereinbarte Periode (ein bis mehrere Jahre) gleich dem Verkaufspreis und der Verkaufsmenge.
- (2) Back-to-Back-Verträge müssen gemäss geltender Rechtsprechung (explizite Bestätigung durch das BG noch ausstehend, BVGer stützt aber Methode der ElCom vollumfänglich in mehreren Urteilen) in die Durchschnittspreismethode einbezogen werden.

2.2 Energiequalitäten

- (1) Gemäss Art. 4 EnV muss für jede an Endverbraucher gelieferte kWh die Stromkennzeichnung nachgewiesen werden. Stromlieferung in der Grundversorgung ohne Herkunftsnachweis (HKN) ist somit nicht mehr zulässig. Aus Gründen der Kostenfolgen empfiehlt es sich die Produkte in ihrer effektiven Zusammensetzung möglichst offen zu gestalten, d. h. möglichst keine konkreten Mengenangaben zu einzelnen Qualitäten im Produkt zu machen.
- (2) Im Bundesgerichtsurteil 2C_297/2019 vom 28. Mai 2020 wurde die Praxis der ElCom bestätigt und festgehalten, dass die ElCom auch zuständig zur Überprüfung von Ökostromprodukten ist. Die ElCom legt diesbezüglich nun zusätzlich dar, dass bei fehlenden HKN nur ausnahmsweise ein gleichwertiges Ersatzprodukt deklariert werden darf. Die entsprechenden Kosten müssen sich dabei im Rahmen des ursprünglichen Produktes bewegen.¹⁸ Aus Sicht der ElCom ist dabei das Einhalten der Kostenhöhe höher zu bewerten, als dass der ursprünglich versprochene Produktmix eingehalten wird. Der VSE geht jedoch davon aus, dass die Endverbraucher die Produktzusammensetzung höher gewichten und analog zu den Graustrombeschaffungen Preisschwankungen möglich sind, welche sich über die Zeit via Deckungsdifferenzen auch wieder ausgleichen.
- (3) Nicht der Grundversorgungsregulierung untersteht der reine Zertifikatehandel.

2.3 Belieferung von Energieversorgungsunternehmen

- (1) Gemäss derzeitiger Rechtsprechung der ElCom, welche vom Bundesverwaltungsgericht mehrfach bestätigt wurde, müssen Einkäufe für andere Energieversorgungsunternehmen oder Weiterverteiler in die Durchschnittspreismethode einbezogen werden (vgl. Kap. 1.3.4 oben).

3. Wertschöpfungsstufen Energie

- (1) Neben den im Rahmen der Produktion entstehenden Kosten sowie den Kosten für langfristige Bezugsverträge sind zur Ermittlung der Grundversorgungstarife die in einem Energieversorgungsunternehmen darüber hinaus anfallenden Kosten zur Durchführung der erforderlichen Einkaufsaktivitäten sowie der Aktivitäten zur Betreuung der Endverbraucher mit Grundversorgung und des diesbezüglichen



chen Vertriebes zu berücksichtigen. Die entsprechenden Prozesse sind für ein Energieversorgungsunternehmen zur Erfüllung seiner Versorgungsaufgabe unabdingbar. Auch die zugehörigen Betriebs- und Kapitalkosten im Vertrieb sind aus den mit Endverbrauchern getätigten Umsätzen zu decken und müssen daher bei der Tarifgestaltung ebenfalls berücksichtigt werden. Erfolgt dies nicht, so ist die Wirtschaftlichkeit von Energieversorgungsunternehmen beeinträchtigt. Unter Berücksichtigung vorgenannter Aspekte wird Art. 4 Abs. 1 StromVV insbesondere hinsichtlich des Begriffes «Orientierung an den Gestehungskosten» seitens des VSE in Übereinstimmung mit der Rechtsprechung dahingehend interpretiert, dass die Kosten einer effizienten Produktion und von langfristigen Bezugsverträgen in jedem Falle bei der Kalkulation der Tarife für die Grundversorgung heranzuziehen sind. Die übrigen Kosten eines Energieversorgungsunternehmens, die zur Erfüllung seiner Versorgungsaufgabe und zur Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit anfallen, sind aber ebenfalls zu berücksichtigen.

- (2) Zur Sicherstellung der Grundversorgung mit Energie im Sinne von Art. 6 StromVG sind, neben der Netzinfrastruktur zur Übertragung und Verteilung, je nach Energieversorgungsunternehmen die folgenden Wertschöpfungsstufen relevant: Die Produktion und/oder der Einkauf von zusätzlichen Strommengen bei Drittproduzenten oder am Markt sowie der Vertrieb des Stroms an die Endverbraucher. Da die Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Verteilnetzbereiche gemäss Art. 10 StromVG mindestens buchhalterisch von den übrigen Tätigkeitsbereichen entflechten müssen, konzentriert sich das vorliegende Kostenrechnungsschema ausschliesslich auf die «Wertschöpfungsstufen Energie».



Abbildung 3 Wertschöpfungsstufen Energie

- (3) Ein einzelnes Energieversorgungsunternehmen sowie ein einzelner Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgungsauftrag kann dabei auf allen oder nur auf einzelnen Wertschöpfungsstufen tätig sein und ist in seiner Organisation frei. Einzelne Elemente der Wertschöpfungskette können als Dienstleistung bei Dritten eingekauft oder an Dritte ausgelagert werden. Energieversorgungsunternehmen, welche eine Wertschöpfungsstufe nicht betreiben, müssen die Ausführungen im entsprechenden Kapitel dieses Dokuments nicht beachten.

3.1 Produktion

- (1) Die Kosten der Produktion von Strom in eigenen Kraftwerken sowie der mit Partnern gemeinsam betriebenen Partnerkraftwerke werden im vorliegenden Kostenrechnungsschema in der Wertschöpfungsstufe Produktion abgebildet. Nicht miteinbezogen werden KEV/EVS-Anlagen (vgl. 1.3.1 oben).
- (2) Als Gestehungskosten der Produktion werden alle Kosten eines Kraftwerkes loco Klemme verstanden. Sie umfassen alle aufwandsgleichen Kosten mit direktem oder indirektem ursächlichem Zusammenhang mit der Erzeugung, kalkulatorische Kosten (wie z. B. Kosten für Gratis- oder Vorzugsenergielieferungen) und kalkulatorische Kapitalkosten für das betriebsnotwendige Vermögen. Sie werden bei gleichzeitiger Strom- und Wärmeproduktion mengengewichtet berücksichtigt, d. h. es werden lediglich die anteiligen Stromproduktionskosten in die Gestehungskostenermittlung aufgenommen.

- (3) Die Kosten von Partnerwerken fallen anteilig den Beteiligungsverhältnissen und/oder der Energiebezüge der Partner an. Die Kostenrechnung orientiert sich dabei an den gleichen Grundsätzen wie diejenige von eigenen Kraftwerken gemäss (2).
- (4) Die Kosten von Beteiligungen fallen gemäss Jahresrechnung resp. Beteiligungsverhältnis an. Diese sind im Kostenrechnungsschema der Wertschöpfungsstufe Produktion zuzuordnen, wenn der Bezug der anteiligen Strommengen kostenbasiert erfolgt. Dies kann auch für kostenbasierte Langfristverträge der Fall sein.
- (5) Einmalige Investitionskostenbeiträge, Einmalvergütungen oder sonstige einmalige Förderungen sind zu passivieren und analog zur Abschreibungsdauer der betroffenen Anlagen aufzulösen.
- (6) Das ganze Produktionsportfolio der Energie wird an die nachgelagerte Wertschöpfungsstufe «Einkauf» abgegeben. Die entsprechende Disposition der für die Grundversorgung erforderlichen Energiemengen und -qualitäten erfolgt auf dieser Stufe.
- (7) Weisen Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgungsauftrag nach dem Recht zur Grundversorgungspriorisierung nach Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG oder Marktprämienberechtigte Energieversorgungsunternehmen nach Art. 31 EnG die entsprechende Grosswasserkraft-Produktion direkt der Grundversorgung zu, sind aus Gründen der Nachweisbarkeit die Gestehungskosten dieser Anlagen einzeln (Grosswasserkraft) oder pro Technologie zu erfassen und gegenüber der ElCom zusätzlich auszuweisen (vgl. Art. 4c StromVV). Dies ist bei der internen Verrechnung zu Gestehungskosten an den Vertrieb entsprechend sicherzustellen.

3.2 Einkauf

- (1) In der Wertschöpfungsstufe Einkauf fallen sämtliche zusätzlich zur Produktion notwendigen Beschaffungs- und Dispositionskosten für die benötigte Energiemenge zur Belieferung der Endverbraucher eines Energieversorgungsunternehmens an. Dies beinhaltet insbesondere die Kosten aus langfristigen Bezugsverträgen (gemäss der Definition in Kap. 1.3.3 oben), die Kosten sonstiger Beschaffungsverträge und die Kosten allfälliger weiterer Beschaffungen am freien Markt für die Belieferung der Endverbraucher. Im Unterschied zur kostenbasierten Produktion sind diese Verträge oftmals marktpreisbasiert ausgestaltet und haben in erster Linie zum Ziel, eine Short-Position (offene Position) auszugleichen, um die jederzeitige Sicherstellung der physischen Lieferung an die eigenen Endverbraucher gewährleisten zu können.
- (2) Dieser Ausgleich einer offenen Short-Position kann dabei anhand unterschiedlicher Beschaffungsstrategien vorgenommen werden. So kann sich ein Energieversorgungsunternehmen bspw. für eine Vollversorgung entscheiden und damit zu jeder Stunde die von ihm benötigte Strommenge von seinem Vorlieferanten beziehen. Diese «Sorglosigkeit» ist im Vergleich zu anderen Beschaffungsstrategien normalerweise mit einem höheren Beschaffungspreis verbunden. Eine andere Strategie zum Ausgleich einer Short-Position besteht darin, eine strukturierte Beschaffung vorzunehmen. Dies beinhaltet die Beschaffung unterschiedlicher Standardstromhandelsprodukte zu unterschiedlichen Zeitpunkten bei gleichzeitiger Deckung des Restbedarfs am Spotmarkt. Aufgrund der Komplexität und des dazu notwendigen Fachwissens wird in der Regel der eigene oder ein externer Handel mit der operativen Umsetzung dieser Strategie beauftragt.



Des Weiteren sind auch die Kosten für Ausgleichsenergie, die Kosten der Energie von dezentralen Produktionsanlagen sowie die zur Bewirtschaftung angefallenen Gemeinkosten in der Gesteungskostenkalkulation zu berücksichtigen. Allfällige Kosten/Erlöse für andere Aktivitäten dieser Wertschöpfungsstufe eines Energieversorgungsunternehmens werden vom Versorgungsgeschäft und somit von der Gesteungskostenkalkulation abgegrenzt.

3.3 Vertrieb

- (1) Der Vertrieb stellt den direkten Kontakt zum Endverbraucher (Kundendienst, Produktmanagement, Produkt- und Preiskommunikation, Abrechnung, etc.) sicher. Er betreut und berät die unterschiedlichen Kundensegmente, gestaltet neue Produkte und zusätzliche Dienstleistungen, entwickelt diese weiter und stellt zumeist auch den Tagesbetrieb in den Bereichen Energiedatenmanagement (wie z. B. Mutationen, Fahrplan) und Abrechnung sicher. Je nach Auftrag und Strategie des einzelnen Energieversorgungsunternehmens fördert er zudem auch die Energieeffizienz u. a. oder führt Kundeninformationsmassnahmen durch. Kundenspezifische und freiwillig angebotene Dienstleistungen sind mit deren Erlösen und Kosten von den Gesteungskosten abzugrenzen.

Leistungen des Energievertriebs sind kostenmässig vom Netzvertrieb abzugrenzen. Zudem ist darauf zu achten, dass Marktleistungen, d. h. Leistungen an freie Endverbraucher auch in der Kostenrechnung klar von den erforderlichen Leistungen für die Endverbraucher mit Grundversorgung abgegrenzt werden.

3.4 Schnittstellen der Wertschöpfungsstufen

- (1) Es wird empfohlen, die Gesteungskosten für jede einzelne Wertschöpfungsstufe einzeln zu ermitteln.
- (2) Die Beziehungen zwischen den Wertschöpfungsstufen lassen sich am effizientesten durch ein geeignetes Portfoliomodell auflösen. Das in dieser Branchenempfehlung vorgeschlagene Verfahren zur Ermittlung der Gesteungskosten basiert daher auf einem solchen. Es besitzt folgenden grundsätzlichen Aufbau:
 - Für jede Wertschöpfungsstufe (Produktion, Einkauf und Vertrieb) wird ein Portfolio definiert, in welchem die jeweiligen Mengen zu Strombezug und Stromabgabe nach Quellen und Senken aggregiert sowie bewertet sind.
 - Zudem werden die Beziehungen zwischen den Portfolios berücksichtigt, so dass eine Übergabe von bewerteten Mengen von einem Portfolio zum nächsten möglich ist.
- (3) Wesentliches Strukturmerkmal des Portfoliomodells ist die Abgrenzung und Unabhängigkeit der Wertschöpfungsstufen. Im Einzelnen bedeutet dies, dass auf Ebene der Produktion keine Zuordnung produzierter Strommengen zu Abnehmergruppen, insbesondere nicht zu Endverbrauchern, erfolgt, sondern diese nach Abzug des Eigenbedarfes vollständig an die Wertschöpfungsstufe Einkauf zur Vermarktung und Bewirtschaftung übergeben werden. Im Rahmen des Einkaufs werden diese ggf. mit weiteren am Markt beschafften Mengen zusammengeführt. Dann erfolgt ebenfalls auf Ebene des Einkaufs die Festlegung, welche Mengen an den Handel, den Vertrieb, das Netz (Wirkverluste) oder die Produktion (Eigenbedarf, Pumpenergie) abgegeben werden sollen. Die Wertschöpfungsstufe Vertrieb bezieht die zur Belieferung der Endverbraucher benötigten Mengen vollständig von der Wertschöpfungsstufe Einkauf. Auf Stufe Vertrieb erfolgt dann auch die konkrete Zuordnung der insgesamt beschafften Mengen zu einzelnen Kunden- und Produktgruppen.



- (4) Das Portfoliomodell gewährleistet insbesondere die Abbildung der jeweiligen bei Bedarf anzupassenden Kostenzuordnungspraxis, aktuell die Durchschnittspreismethode (vgl. Kap. 1.2.2 oben) oder die Grundversorgungspriorisierung (1.2.3 oben), je nach Entscheid des Verteilnetzbetreibers mit Grundversorgung. Im Fall einer vollständigen Marktöffnung ist mit diesem Modell auch eine marktorientierte Kostenzuweisungspraxis umsetzbar. Mit diesem Ansatz wird auf jeder Wertschöpfungsstufe die erforderliche unternehmerische Flexibilität gewahrt sowie der Tatsache Rechnung getragen, dass auf jeder Stufe unterschiedliche Marktregeln und darauf aufbauende Geschäftsmodelle greifen.
- (5) In jedem Portfolio werden die Energiekosten vollständig ermittelt. Dies ist erforderlich, um die jeweiligen Teilmengen, die über die Wertschöpfungsstufen hinweg von einem Portfolio zu einem anderen übergeben werden, korrekt bewerten zu können.
- (6) Im Rahmen der jährlichen Kostendeclaration von Verteilnetzbetreibern mit Grundversorgungsauftrag zuhanden der ECom deklariert der Vertrieb die gesamthaft für die Grundversorgung resultierenden Kostenbestandteile und weist diese im Bedarfsfall nach. Dabei werden die anteiligen Kosten der Eigenproduktion gemäss Kap. 3.1, die anteiligen Kosten des Einkaufs gemäss Kap. 3.2 sowie die Vertriebs- und Verwaltungsgemeinkosten des Vertriebs einzeln deklariert.

4. Grundsätze der Kostenermittlung

4.1 Allgemeines

- (1) Im Unterschied zur Bestimmung der anrechenbaren Netzkosten im Sinne von Art. 15 StromVG fehlen entsprechende Vorgaben zur Ermittlung der Gestehungskosten der Energielieferung der Grundversorgung auf Stufe Gesetz und Verordnung. Die einzigen Vorgaben auf Gesetzes- und Verordnungsstufe stammen aus Art. 6 Abs. 5 StromVG und Art. 4 StromVV (vgl. 1.1.1 oben).
- (2) Aus Sicht des VSE ist es angemessen und sinnvoll, die Grundsätze und Prinzipien des vom VSE empfohlenen Kostenrechnungsschemas für Verteilnetzbetreiber (KRSV-CH) soweit möglich zu übernehmen und auf diese zu verweisen. Die grundsätzlichen Empfehlungen zur Führung der Kostenrechnung als Vollkostenrechnung, zur Abgrenzung und zur Gliederung der Kostenrechnung sind in Analogie zum Netz auch für die Bestimmung der Gestehungskosten der Energielieferung für die Grundversorgung anwendbar. Die sachlichen Abgrenzungen zwischen der Finanz- und der Kostenrechnung sind analog zur Bestimmung des KRSV-CH vorzunehmen.¹⁹ Die Wertermittlung der einzelnen Kostenpositionen erfolgt aus betriebswirtschaftlicher Sicht unter Einbezug von kalkulatorischen Kostenelementen.
- (3) Für die Bestimmung der Gestehungskosten sind alle relevanten Kosten gemäss vorne beschriebenen Wertschöpfungsstufen zu berücksichtigen. Weitere Leistungen auf den einzelnen Wertschöpfungsstufen, z. B. das Angebot von Regelleistung für die Systemdienstleistungen der Swissgrid oder das Angebot von Stromreserve durch die Produktion oder das Angebot von frei wählbaren Zusatzprodukten durch den Vertrieb, sind mit den entsprechenden Kosten und den jeweiligen Erlösen sachgerecht und nachvollziehbar abzugrenzen.

¹⁹ Vgl. Kapitel 4.1 des KRSV-CH 2023.



- (4) Die Kostenrechnung wird anhand von Plan- bzw. Budgetwerten zum Zweck der Tarifikalkulation erstellt. Zum Zweck der Nachkalkulation wird sie anhand der Ist-Werte geführt.
- (5) Das Geschäftsjahr kann vom Energieversorgungsunternehmen frei bestimmt werden. Neben dem Kalenderjahr kann insbesondere auch das hydrologische Jahr verwendet werden. Im Falle von unterschiedlichen Geschäftsjahren bei Beteiligungsgesellschaften oder Partnerwerken ist die entsprechende zeitliche Abgrenzung der Kosten und Erlöse sicherzustellen.

4.2 Kostenschema Gesteungskosten

- (1) Die Herleitung der einzelnen Kostenarten soll in vergleichbarer Art und Weise zu den Kostenarten-gruppen im Netzbereich gemäss den Empfehlungen des KRSV-CH erfolgen.
- (2) Der VSE empfiehlt den betroffenen Verteilnetzbetreibern mit Grundversorgungsauftrag die Abbildung des nachstehenden Gesteungskostenschemas zur Ermittlung der vollständigen Gesteungskosten für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung.
- (3) Das Schema bildet die Kostenstruktur der relevanten Kostenträger pro Wertschöpfungsstufe ab. Die Kostenartengruppen können sich aus Primär- und Sekundärkosten zusammensetzen. Sekundärkosten können via Leistungsverrechnung und Umlagen entstehen. Die Prinzipien der Schlüsselung von Gemeinkosten gemäss Art. 7 Abs. 5 StromVV²⁰ sind sinngemäss anzuwenden.
- (4) Das folgende Kostenschema dient als Orientierung. Es muss nicht zwingend in diesem Detaillierungsgrad ermittelt werden und kann unternehmensspezifisch abweichen. Kosten, die zum Beispiel der Position Beschaffungskosten zugewiesen wurden, können bei Verteilnetzbetreibern ohne Produktion der Position Einkauf zugeordnet werden. Die Kostengruppen bilden Wertschöpfungsstufen und nicht Organisationseinheiten eines Unternehmens ab.

Kostengruppen pro Wertschöpfungsstufe		Produktion	Einkauf	Vertrieb
		3.3.1	3.3.2	3.3.3
100	Kalkulatorische Kapitalkosten der Anlagen			
100.1	Kalkulatorische Abschreibungen	x		
100.2	Kalkulatorische Zinsen	x		
200	Betriebskosten			
200.1	Anlagenbetrieb	x		
200.2	Instandhaltung der Anlagen	x		
200.3	Eigenbedarf	x		
200.4	Pumpspeicherbetrieb	x		
200.5.a	Ausgleichsenergie	x	x	
200.5.b	Kosten eines Abrufs der Stromreserve	x	x	
200.6	Einstauersatz	x		
200.7	Auflösung / Bildung Rückstellungen	x		
200.8	Übrige Betriebskosten	x		

²⁰ Gemäss Art. 7 Abs. 5 StromVV müssen Gemeinkosten über verursachergerechte Schlüssel zugeordnet werden. Die zu Grunde liegenden Schlüssel müssen sachgerecht, nachvollziehbar und schriftlich festgehalten sein sowie dem Grundsatz der Stetigkeit entsprechen.



Kostengruppen pro Wertschöpfungsstufe		Produktion	Einkauf	Vertrieb
		3.3.1	3.3.2	3.3.3
300	Beschaffungskosten			
300.1	Beschaffung bei Partnerwerken / Beteiligungen	x		
300.2	Langfristige Bezugsverträge	x	x	
300.3	Beschaffung Börse / OTC / Einkauf		x	
300.4	Beschaffungsnebenkosten / Disposition		x	
600	Verwaltungs- und Vertriebskosten			
600.1a	Management, Verwaltung	x	x	x
600.2	Vertriebskosten			x
600.3	Kalkulatorische Verzinsung NUV ²¹	x	x	x
600.4	Sonstige Kosten	x	x	x
700	Direkte Steuern			
700.1	Aufwandgleiche direkte Steuern	x	x	x
700.2	Kalkulatorische direkte Steuern	x	x	x
700.3	Kapitalsteuern	x	x	x
800	Abgaben			
800.1	Konzessionsabgaben	x		
800.2	Wasserzinsen	x		
800.3	Gratis- und Vorzugsenergielieferungen / Naturalleistungen	x		
900	Sonstige Erlöse			
900.1	Förder- und Kostenbeiträge	x		
900.2	Sonstige Erlöse	x		x
1000	Auflösung Deckungsdifferenzen (Grundversorgung)			x

Tabelle 1 Kostenschema Gestehungskosten (Übersicht)

4.3 Gestehungskosten der einzelnen Wertschöpfungsstufen

- (1) Nachstehend werden die einzelnen Kostenarten pro Wertschöpfungsstufe gemäss der Übersicht in Tabelle 1 beschrieben. Die Erläuterungen beschränken sich auf die wesentlichen Positionen, sind beispielhaft und nicht abschliessend.

4.3.1 Gestehungskosten Produktion

100 Kalkulatorische Kapitalkosten der Anlagen

100.1 Kalkulatorische Abschreibungen

²¹ Verzinsung des NUV auf Stufe Produktion und Einkauf ist gemäss ElCom nicht zulässig und wurde durch das BVGer Urteil A-699/2017 vom 26.8.2019 bestätigt, sowie dem BVGer Urteil A-385/2022 vom 15. Juni 2022. Eine abschliessende Beurteilung durch das Bundesgericht ist mit dem Urteil 2C_828/2019 vom 16. Juli 2020 noch nicht erfolgt. Hängig ist der Entscheid im Verfahren 211-00300 vom 7. November 2023.



Die Methode der kalkulatorischen Abschreibung der Produktionsanlagen ist im Unterschied zum Netzbereich nicht vom Gesetz- bzw. Verordnungsgeber definiert. Gemäss ECom-Weisung 2/2018 erfolgen die kalkulatorischen Abschreibungen linear über den jeweils kürzeren Zeitraum von wirtschaftlicher Nutzungsdauer oder Konzessionsdauer auf der Basis von Anschaffungswerten. Diese können sowohl Sachanlagen wie auch immaterielle Anlagen (z. B. Bezugsrechte oder einmalige Verleihgebühren) umfassen.

100.2 Kalkulatorische Zinsen

Produktionsanlagen

Die kalkulatorischen Zinsen bei Produktionsanlagen werden auf den Anlagenrestwerten (inkl. Gebäude und Land) berechnet.

Anlagen im Bau

Anlagen im Bau (AiB) stellen analog zu den bereits betriebenen Anlagen betriebsnotwendiges Vermögen dar. Die kalkulatorischen Zinsen der AiB werden auf den aufgelaufenen Kosten der noch nicht abgeschlossenen Investitionen berechnet. Anzahlungen für Anlagen sind ebenfalls als AiB oder als Teil des Nettoumlaufvermögens zu verzinsen (vgl. Position 600.3).

Partnerwerke

Analog zu den eigenen Produktionsanlagen (inkl. AiB) sind auch die gemeinschaftlich mit Partnern betriebenen Anlagen in Partnerwerken zu verzinsen. Die kalkulatorische Verzinsung erfolgt anhand des Beteiligungsverhältnisses auf der Basis der anteiligen Restwerte des Anlagevermögens der Partnerwerke und auf dessen anteiligen betriebsnotwendigen Nettoumlaufvermögen²².

Immaterielle Rechte und/oder Beteiligungen

Auch Beteiligungen und/oder immaterielle Rechte aus Bezugsrechten oder Bezugsverträgen sind aktivierbar und stellen betriebsnotwendiges Anlagevermögen dar. Die aus Stromlieferverträgen bestehenden Bezugsrechte können auch als Derivate bilanziert werden. Entsprechende Vermögenswerte sind ebenfalls zu verzinsen.

Zinssatz

Aus Sicht des VSE ist die unternehmensspezifische Ermittlung des Produktions-WACC aufgrund der rechtlichen und ökonomischen Grundlage begründet und sachgerecht. Aus Effizienzgründen kann ein Produzent auch den WACC Produktion der ECom gemäss ihrer jeweils gültigen Weisung «WACC Produktion» verwenden (vgl. dazu Ziff. 1.2.1 oben). Die ECom hat in ihrer Verfügung 211-00301 vom 7. Dezember 2021 festgehalten, dass der WACC Produktion der jeweiligen Weisung verpflichtend ist. Das Bundesverwaltungsgericht hat dazu in seinem Urteil A-385/2022 erklärt, dass diese Vorgehensweise der ECom rechtmässig ist, solange der standardisiert festgelegte WACC Produktion im speziellen Kontext des Verteilnetzbetreibers der Voraussetzung eines angemessenen Tarifs gem. Art. 6 Abs. 1 StromVG entspricht (Erw. 10.1.1). Gemäss den ECom-Verfügungen 211-00033 vom 20. August 2020 und 211-00033 vom 24. September 2020 ist dabei eine gewichtete Berechnung eines Zins-

²² Verzinsung des NUV auf Stufe Produktion und Einkauf ist gemäss ECom nicht zulässig und wurde durch das BVGer Urteil A-699/2017 vom 26.8.2019 bestätigt, sowie dem BVGer Urteil A-385/2022 vom 15. Juni 2022. Eine abschliessende Beurteilung durch das Bundesgericht ist mit dem Urteil 2C_828/2019 vom 16. Juli 2020 noch nicht erfolgt.



satzes für ein vom Kalenderjahr abweichendes Geschäftsjahr (hydrologisches Jahr) nicht zulässig. Stattdessen ist der jeweils per Abschlusstag geltende Zinssatz für das gesamte Geschäftsjahr anzuwenden.

200 Betriebskosten

200.1 Anlagenbetrieb

Die Kosten für den Anlagenbetrieb bestehen aus Material, Fremd- und Eigenleistungen für insbesondere folgende Aktivitäten:

- Betrieb und Steuerung der Produktionsanlagen, insbesondere Leittechnik
- Betriebsmessung und Messdatenmanagement
- Fahrplanerstellung
- Betriebssicherheit
- Qualitätssicherung
- Projektierung und Planung
- Kalkulatorische Kapitalkosten von Informatik, Messwesen, Geräten, Gebäuden, etc., welche für den Anlagenbetrieb notwendig sind

200.2 Instandhaltung der Anlagen

Die Kosten für die Instandhaltung der Produktionsanlagen umfassen Material, Fremdleistungen und Eigenleistungen für Inspektionen, Wartung, Instandsetzung, Störungsbehebungen und Ersatz.

200.3 Eigenbedarf

Die Energiekosten für den Eigenbedarf von Strom zum Betrieb der Produktionsanlagen werden vom Einkauf zu Bezugsmengen verrechnet. Der Bezugspreis basiert auf der Bezugsqualität der Energie. Werden mehrere Energiequalitäten für den Eigenbedarf genutzt, ergibt sich der Bezugspreis aus dem Bezugsmix.

200.4 Pumpspeicherbetrieb

Kosten der Pumpenergie stehen in direktem Zusammenhang mit der Energieproduktion. Sie fallen beim Einkauf als effektive Kosten an. Der Bezugspreis ergibt sich aus den Bezugsmengen bewertet zu den Beschaffungskosten für die entsprechende Energiequalität. Dies kann gemäss Bundesgerichtsurteil 2C_297/2019 vom 28. Mai 2020 zu Spotmarktpreisen, aber auch auf effektiver Kostenbasis erfolgen. Eine entsprechende marktorientierte, sachlich begründbare und überprüfbare Methode muss gegenüber der ElCom belegt werden können²³.

200.5.a Ausgleichsenergie

²³ Prüfung der Vorliegerkosten Netz für das Jahr 2009 sowie der Netznutzungstarife 2010 und Elektrizitätstarife 2009 und 2010 der Energie Wasser Bern (ewb) – Neuverfügung



Kosten, welche einer Bilanzgruppe (z. B. Kraftwerkseinheit) bei Abweichung von Fahrplänen belastet werden.

200.5.b Kosten eines Abrufs der Stromreserve

Kosten, die bei einer Bilanzgruppe für den Abruf der Stromreserve anfallen.

200.6 Einstauersatz

Als Entschädigung für entnommenes Wasser an Kraftwerksunterlieger ist in der Regel Energie zu liefern. Die Ersatzenergielieferung an Unterlieger ist Bedingung, dass das eigene Kraftwerk produzieren darf.

Die Kosten für diese Energie sind mit Marktpreisen anzusetzen.

200.7 Auflösung / Bildung Rückstellungen

Zuweisungen bzw. Auflösungen von Rückstellungen für Betriebsrisiken gemäss individueller Risikobewertung sind in den Gestehungskosten kostensteigernd bzw. kostenmindernd zu berücksichtigen.

Zuweisung bzw. Auflösung von Rückstellungen für Stilllegungs- und Rückbaukosten der Anlage sind in den Gestehungskosten kostensteigernd bzw. kostenmindernd zu berücksichtigen.

200.8 Übrige Betriebskosten

Übrige Betriebskosten im Zusammenhang mit für die Produktion notwendigen Anlagen und Leistungen sind beispielsweise

- Kosten für Mieten, Benützungsentuschädigungen und Leasing
- Baurechtszinsen, Kulturschäden, Entschädigung für Nutzungsrechte
- Prämien für Haftpflicht-, Vermögens- und Sachversicherungen

300 Beschaffungskosten

300.1 Beschaffung bei Partnerwerken / Beteiligungen

Eine eigentliche Beschaffung aus fremden Quellen ist auf der Stufe Produktion nicht vorgesehen, sie findet über den Einkauf statt. Jedoch ist es üblich, die (nicht konsolidierten) anteiligen Produktionskosten der Partnerwerke als Beschaffungskosten der Produktion in die Gestehungskostenberechnung des Versorgers miteinzubeziehen.

Die Partnerwerke können hierfür eine Kostenrechnung nach den gleichen Grundsätzen wie die eigenen Kraftwerke erstellen oder sich auf die Jahresrechnung abstützen.

Wird vereinfachend auf die Finanzrechnung bzw. die Jahresrechnung abgestützt, sind die notwendigen Korrekturen, wie beispielsweise die Abschreibungen, der Finanzaufwand, die



Steuern und die ausgewiesenen Gewinne der Partnerwerke, vorzunehmen, da diese aus unternehmenspolitischen und steuerlichen Gesichtspunkten dargestellt werden.

Die kalkulatorischen Kapitalkosten der Partnerwerke (Abschreibungen, Kapitalverzinsung, Steuern) sind analog zu eigenen Produktionsanlagen neu zu ermitteln. Umgekehrt sind die effektiv in der Finanzrechnung des Partnerwerks verrechneten Abschreibungen, Steuern, Gewinne und der Finanzaufwand heraus zu rechnen. Die kalkulatorische Verzinsung wird anteilmässig bereits in Position 100.2 berücksichtigt. In Position 300.1 werden die übrigen aufwandgleichen Kosten sowie die kalkulatorischen Abschreibungen der Partnerwerke ausgewiesen.

300.2 Langfristige Bezugsverträge

Die effektiven Beschaffungskosten aufgrund langfristiger Bezugsverträge können analog zu Partnerwerken der Produktion zugeordnet werden. Im Falle deren Aktivierbarkeit ist die Verzinsung dieser Vermögenswerte in Position 100.2 sichergestellt.

600 Verwaltungskosten

600.1a. Management, Verwaltung

Anteilige Kosten für Geschäftsleitung, Sekretariat, Rechnungswesen, Mahn- und Inkassowesen, Controlling, Personalwesen, Rechtsdienst, Informatik, interne Post, Telefonzentrale, anteilige Raumkosten, kalk. Kapitalkosten für Verwaltungsinfrastruktur, Bank- und Postgebühren, übrige Gebühren, Debitorenverluste (können auch als Erlösminderungen im Ertrag ausgewiesen werden), Verbandsbeiträge, Geschäftsbericht, Kommissions- und Verbandsarbeit, Unternehmenskommunikation, etc. Die Aufzählung ist nicht abschliessend.

600.2 Vertriebskosten

Alle mit der Grundversorgung zusammenhängenden anteiligen Vertriebskosten, wie beispielsweise:

- Kundenkommunikation
- Kundendienst (Auskünfte zu Rechnungen und Tarifen, Differenzabklärungen, Beratung, Entgegennahme von Umzugsmeldungen etc.)
- Erfassung der Bewegungs- und Kundenstammdaten (An- und Abmelden von Kunden, Wohnungswechsel etc.)
- Kosten für Abrechnung und Fakturierung, Drucken, Verpacken und Versenden (inkl. Porti), anteilige Kosten für benötigte Hard- und Software und deren Unterhalt/Betrieb sowie Beratungsdienstleistungen

600.3 Kalkulatorische Verzinsung des Nettoumlaufvermögens (NUV)

Auf der Wertschöpfungsstufe Produktion wird Nettoumlaufvermögen gebunden. Dies ist dann der Fall, wenn einzelne Kraftwerke bzw. die Produktion als Ganzes in eigenen, rechtlichen Einheiten organisiert sind, die entsprechende Verrechnung periodisch erfolgt und die Finanzierung des notwendigen Nettoumlaufvermögens damit auf Stufe der Produktion sichergestellt werden muss. Dies gilt unter anderem auch für Partnerwerke, welche ihre Mittel die in



der Regel durch monatliche Rechnungsstellung an ihre jeweiligen Partner sicherstellen. Die Partner können die entsprechenden Zinskosten auf dem so gebundenen Nettoumlaufvermögen des Partnerwerkes anteilig in ihrer Kostenrechnung berücksichtigen.

Die Berechnung kann bilanziell oder vereinfacht auch kalkulatorisch erfolgen. Für die kalkulatorische Berechnung werden in Anlehnung an die Praxis gemäss KRSV die Produktionskosten durch die Fakturierungshäufigkeit dividiert und dieses kalkulatorische Nettoumlaufvermögen verzinst. Die Verzinsung erfolgt gemäss des in Position 100.2 aufgeführten Zinssatzes.

600.4 Sonstige Kosten

Sonstige Kosten der Produktion sind insbesondere Finanzierungsnebenkosten, wie Fremdwährungseffekte bei ausländischen Beteiligungen, Emissionskosten/Disagios von Anleihen, Bankspesen, Kommissionen; Kosten für Forschung und Entwicklung etc.

700 Direkte Steuern

700.1 Aufwandgleiche direkte Steuern

Ertragssteuern der relevanten Gesellschaften, die effektiv im Geschäftsjahr angefallen sind und anteilig der Produktion belastet werden (ex post-Betrachtung). Bei der Ex ante-Berechnung kann eine Abschätzung auf vergangenen Ist-Werte und voraussichtlichen Entwicklungen vorgenommen werden.

700.2 Kalkulatorische direkte Steuern

Alternativ zu aufwandgleichen, direkten Steuern können ausgehend von der WACC-Formel und unter Annahme eines Finanzungsverhältnisses und einer Fremdkapitalrisikoprämie aus dem betriebsnotwendigen Vermögen und dem mittleren Steuersatz die anteiligen kalkulatorischen Steuern angesetzt werden.

700.3 Kapitalsteuern

Allfällige, anteilige Kapitalsteuern auf Stufe Produktion sind separat auszuweisen.

800 Abgaben

800.1 Konzessionsabgaben

Mit jährlichen Konzessionsabgaben der Produzenten zugunsten des Gemeinwesens (Gemeinden, Kantone) wird das Recht entschädigt, auf öffentlichem Grund und Boden eine Produktionsanlage zu errichten und zu betreiben (Entgelt für gesteigerten Gemeindegebrauch). Im Fall von einmaligen Konzessionsabgaben können diese analog zu den betreffenden Anlagen aktiviert und über die Konzessionsdauer abgeschrieben werden.

800.2 Wasserzinsen



Der Wasserzins ist die Abgeltung zugunsten des Gemeinwesens (Gemeinden, Kantone) der Nutzung der Wasserkraft, die zur Energieerzeugung genutzt wird.

800.3 Gratis- und Vorzugsenergielieferungen / Naturalleistungen

Alternativ oder ergänzend zu monetären Abgaben wird den Gemeinden und Kantonen als Entschädigung der Konzession oft Gratis- bzw. Vorzugsenergie geliefert. Diese Gratis- bzw. Vorzugsenergie wird zu Gestehungskosten (inkl. anteilige Verwaltungs- und Vertriebsgemeinkosten) bewertet und als Abgabe verrechnet, sofern die Energie aus Eigenproduktion stammt. Wird die Energie am Markt beschafft, so kann diese zu den entsprechenden Beschaffungskosten bewertet werden.

Dasselbe gilt für Entschädigungen in Form von Naturalleistungen wie Unterhaltsarbeiten an Strassen, Wald, etc.

Falls die Lieferung von Gratis- und Vorzugsenergie auch bedeutet, dass die Konzedenten keine Netznutzungskosten für diese Energiemengen zu tragen haben, so sollen diese hier belastet werden. Der entsprechende Betrag ist bei den Netzkosten kostenmindernd zu erfassen.

900 Sonstige Erlöse

900.1 Förder- und Kostenbeiträge

Allfällige Förder- oder Kostenbeiträge, z. B. für betriebliche Massnahmen im Bereich der Renaturierung gemäss Gewässerschutz- bzw. Fischereigesetz, sind hier den Gestehungskosten gegenzurechnen. Nicht zu erfassen sind Marktprämien für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen (Art. 30f. EnG), da diese nur für die die Grundversorgung übersteigende Menge ausbezahlt werden.

Einmalige Investitionskostenbeiträge oder Einmalvergütungen sind dagegen zu passivieren und analog zur Abschreibungsdauer der betroffenen Anlagen aufzulösen.

900.2 Sonstige Erlöse

Sonstige Erlöse der Produktion, die sich im Rahmen der Kalkulation der Produktionskosten kostenmindernd auswirken, sofern diese nicht schon in den Positionen 100 bis 700 in Abzug gebracht wurden. Dies wären zum Beispiel Honorare für Ingenieursleistungen, Beratungen, Erlöse aus Bau- und Wartungsarbeiten für Dritte, Betriebsführungen für Dritte, Vermietung von Material, gemeinsamer Einkauf von Material, anteilige Mahngebühren, Verzugszinsen, Rückerstattungen, etc.

4.3.2 Gestehungskosten Einkauf

200.5 Ausgleichsenergie

Siehe oben Wertschöpfungsstufe Produktion

300 Beschaffungskosten



300.2 Langfristige Bezugsverträge

Einkaufskosten aus den Bezugsverträgen sind anrechenbare Kosten.

300.3 Beschaffung Börse / OTC / Einkauf

Die effektiv für die Belieferung von Endverbrauchern angefallenen Kosten für den Kauf von Energie an der Börse oder OTC sind in dieser Höhe anzusetzen.

Darunter fallen auch Kosten für den Einkauf von Ausgleichsenergie sowie Opportunitätskosten bei Beschaffung von Ausgleichsenergie über dem tatsächlich eintretenden Bedarf. Basis für die Ermittlung der aus Handelsgeschäften mit OTC-Partnern und Börsen resultierenden Energiekosten sollten im Rahmen der Vorkalkulation zunächst die vereinbarten Arbeitsentgelte sein. Leistungsbezogene Vergütungsbestandteile könnten in ihrer wahrscheinlich anfallenden Höhe geschätzt und dann den Arbeitskosten hinzuaddiert werden. Gleiches gilt für sonstige Preisbestandteile. Ebenfalls hinzuzurechnen bei grenzüberschreitendem Handel mit entsprechendem Bezug zum Territorium der Schweiz sind die entstehenden Grenzkapazitätskosten.

300.4 Beschaffungsnebenkosten / Disposition

Für den Einkauf von Energie am Markt bzw. für die Verhandlung und den Abschluss von Beschaffungsverträgen fallen neben den Kosten für die Energie auch Beschaffungsnebenkosten an. Diese Kosten sind anteilig anzusetzen.

Die anteiligen Betriebskosten der mit dem Einkauf betrauten Personen sowie die kalkulatorischen Kapitalkosten deren Infrastruktur, insbesondere der eingesetzten Energiedatenmanagementsysteme sind zu berücksichtigen.

600 Verwaltungskosten

600.1a Management, Verwaltung

siehe oben Wertschöpfungsstufe Produktion

600.3 Kalkulatorische Verzinsung des Nettoumlaufvermögens (NUV)

Für den Geschäftszweck Einkauf ist insbesondere Umlaufvermögen in Form liquider Mittel betriebsnotwendig. Das generierte Einkaufsvolumen bedingt in der Regel einen hohen Bestand an gebundenen Mittel im Umlaufvermögen. Besonderer Beachtung bedarf die Bewertung der offenen Positionen aus Einkaufsgeschäften, aus Absicherungsgeschäften und aus Fremdwährungstransaktionen, sofern die entsprechenden Positionen der Versorgung von Endverbrauchern in der Schweiz stehen. Das Umlaufvermögen ist so zu bemessen, dass sämtliche Schwankungen und Eventualitäten des Geschäfts mit entsprechenden Mitteln abgefangen und bewältigt werden können. Dabei sind die realistischer Weise zu erwartenden Zahlungseingänge aus dem Stromabsatz an Endkunden zu berücksichtigen. Die jederzeitige Zahlungsfähigkeit muss gewährleistet sein.



Die Berechnung kann bilanziell oder vereinfacht auch kalkulatorisch erfolgen. Für die kalkulatorische Berechnung werden in Anlehnung an die Praxis gemäss KRSV die Einkaufskosten durch die Fakturierungshäufigkeit dividiert und dieses kalkulatorische Nettoumlaufvermögen verzinst. Die Verzinsung erfolgt gemäss des in Position 100.2 aufgeführten Zinssatzes.

600.4 Sonstige Kosten

Insbesondere Finanzierungsnebenkosten, wie Bankspesen, etc.

700 Direkte Steuern

700.1 Aufwandgleiche direkte Steuern

siehe oben Wertschöpfungsstufe Produktion

700.2 Kalkulatorische direkte Steuern

siehe oben Wertschöpfungsstufe Produktion

700.3 Kapitalsteuern

siehe oben Wertschöpfungsstufe Produktion

4.3.3 Gestehungskosten Vertrieb

600 Verwaltungs- und Vertriebskosten

600.1a Management, Verwaltung

siehe oben Wertschöpfungsstufe Produktion

600.2 Vertriebskosten

Die zentralen Kosten dieser Wertschöpfungsstufe sind die Vertriebskosten. Diese umfassen insbesondere folgende, nicht abschliessend aufgezählte Aktivitäten: Produktentwicklung, Pricing, Channel Management, Produktkommunikation, Aufbau und Anwendungen von IT-Applikationen zu Kundenbetreuung, Kundenservice-Centers, Messdatenverarbeitung und Fakturierung, Aufwendungen für gesetzliche Pflichten wie Stromkennzeichnung, kalkulatorische Kapitalkosten für Vertriebsinfrastruktur. Sie müssen gemäss ECom²⁴ einen direkten Zusammenhang mit den durch die Endverbraucher in der Grundversorgung verursachten Kosten aufweisen. Nicht anrechenbare Kosten sind vor der Schlüsselung auf die Kostenträger zu eliminieren.

600.3 Kalkulatorische Verzinsung des Nettoumlaufvermögens (NUV)

²⁴ Vgl. insbesondere RZ 77 und RZ 98 in der ECom-Verfügung 211-00033 vom 20. August 2020 in Sachen Centralschweizerische Kraftwerke AG



Vertriebstätigkeit benötigt flüssige Mittel für den Einkauf der Energie und deren Vorfinanzierung bis zum Zahlungseingang. Das eingesetzte Kapital, dass für die sichere Geschäftsentwicklung benötigt und eingesetzt wird, ist zu verzinsen.

Die Berechnung kann bilanziell oder vereinfacht auch kalkulatorisch erfolgen. Für die kalkulatorische Berechnung werden in Anlehnung an die Praxis gemäss KRSV die Gestehungskosten auf Stufe Vertrieb durch die Fakturierungshäufigkeit dividiert und dieses kalkulatorische Nettoumlaufvermögen verzinst. Die Verzinsung erfolgt gemäss des in Position 100.2 aufgeführten Zinssatzes.

600.4 Sonstige Kosten

Zum Beispiel Beiträge an Vertriebspartnerschaften, etc.

700 Direkte Steuern

700.1 Aufwandgleiche direkte Steuern

siehe oben Wertschöpfungsstufe Produktion

700.2 Kalkulatorische direkte Steuern

siehe oben Wertschöpfungsstufe Produktion

700.3 Kapitalsteuern

Allfällige, anteilige Kapitalsteuern auf Stufe Vertrieb sind separat auszuweisen.

900 Sonstige Erlöse

900.2 Sonstige Erlöse

Erlöse, die sich im Rahmen der Kalkulation der Vertriebskosten kostenmindernd auswirken, sofern diese nicht schon in den Positionen 600 und 700 in Abzug gebracht wurden, wie etwa Rückerstattungen von Lieferanten, Beiträge von Vertriebspartnern, Erlöse aus Regelernergie oder Dienstleistungen für Dritte.

1000 Auflösung Deckungsdifferenzen (Grundversorgung)

Als Deckungsdifferenz bezeichnet man die in der Nachkalkulation ermittelte Differenz zwischen den tatsächlichen Gestehungskosten (Ist-Kosten) und dem angemessenen Gewinn einerseits und den tatsächlich erzielten Erlösen (Ist-Erlöse) andererseits.

Aufgrund einer fehlenden expliziten gesetzlichen Regelung zum angemessenen Gewinn im Vertrieb hat die ElCom in den ersten Jahren nach Inkrafttreten des StromVG die sogenannte 95- bzw. 75- bzw. 60-Franken-Regel entwickelt, um auf einfache Art und Weise eine Beurteilung der angemessenen Kosten inklusive Gewinn im Vertrieb an Endverbraucher in der Grundversorgung zu ermöglichen. Diese Regel gemäss Weisung 3/2022 (vgl. Kap. 1.2.1



oben) dient als Grundlage für die Bemessung von Deckungsdifferenzen in der Grundversorgung.

Dabei werden die anteiligen Kostenpositionen des Vertriebs (600, 700, 900) für die Grundversorgung zuzüglich des vom Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgungsauftrag festgelegten, angemessenen Vertriebsgewinn addiert und mit dem Schwellenwert von CHF 60 (ab Tarifjahr 2024) multipliziert mit der Anzahl Rechnungsempfänger per Stichtag²⁵ verglichen. Für die Tarifjahre 2020 bis 2023 wurden die Schwellenwerte von CHF 75 bzw. CHF 120 pro Rechnungsempfänger angewendet. Bis und mit Tarifjahr 2019 wurden die Schwellenwerte von CHF 95 bzw. CHF 150 pro Rechnungsempfänger angewendet²⁶.

Übersteigen die anteiligen Vertriebskosten und der anteilige Gewinn der Grundversorgung den relevanten Schwellenwert, so wird der Gewinn entsprechend gekürzt. Dies erfolgt im Rahmen der Nachkalkulation durch die Bildung von Deckungsdifferenzen zugunsten der Kunden (Überdeckungen), welche in den Folgeperioden (analog zum Netz) gemäss Weisung 2/2019 der ElCom durch Tarifsenkungen zurückzuerstatten sind. Liegen Kosten und Gewinn unterhalb des relevanten Schwellenwerts, so steht es dem Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgungsauftrag frei, die entsprechende Unterdeckung in den Folgeperioden in den Tarifen einzurechnen.

Falls allein die anteiligen Vertriebskosten für die Grundversorgung die Schwellenwerte von CHF 60 bzw. CHF 75 bzw. CHF 95 überschreiten, so überprüft die ElCom die Kosten von Amtes wegen. Sofern diese als anrechenbar beurteilt werden, können diese bis zu einem zweiten Schwellenwert (Maximum) von CHF 100 bzw. CHF 120 (ab Tarifjahr 2020 bis 2023) bzw. CHF 150²⁷ (bis Tarifjahr 2019) pro Rechnungsempfänger zur Anrechnung gelangen. Der Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgungsauftrag hat dabei jedoch keine Möglichkeit mehr, einen angemessenen Vertriebsgewinn zu realisieren. Dieser beschränkt sich in diesem Fall auf die anteilige Verzinsung des Nettoumlaufvermögens.

Salden, für welche eine zukünftige Verpflichtung zur Rückerstattung besteht (Überdeckungen), muss der Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgungsauftrag per Bilanzstichtag zu Lasten der Erlöse in der Grundversorgung passivieren oder bei Unsicherheit im Sinne einer Eventualverbindlichkeit auf die mögliche Rückerstattungspflicht hinweisen. Salden zu Gunsten des Verteilnetzbetreibers mit Grundversorgungsauftrag (Unterdeckungen) können aktiviert werden, sofern dieser die Deckungsdifferenz zu einem späteren Zeitpunkt tatsächlich an die Endverbraucher mit Grundversorgung verrechnet.

Bis und mit dem Geschäftsjahr 2023 werden aktivierte oder passivierte Deckungsdifferenzen für die Zeitperiode des Auftretens bis zur Berücksichtigung in einer zukünftigen Tarifperiode mit dem jeweils gültigen WACC verzinst. Gemäss Weisung 2/2019 wendet die ElCom dabei nicht den «WACC Produktion», sondern den «WACC Stromnetz» des folgenden Tarifjahres (t+2) an.

²⁵ Ein Rechnungsempfänger wird von der ElCom definiert als ein Endverbraucher an einer Verbrauchsstätte. Die Anzahl der Messpunkte spielt dabei keine Rolle.

²⁶ Vgl. ElCom-Verfügung 211-00008 vom 22. Januar 2015 in Sachen Repower AG (rechtskräftig und mit BGE Urteil 2C_273/2022 vom 29.03.2023 bestätigt) zur Herleitung der ursprünglichen 95-CHF-Regel, https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/verfuegungen_2015/tarife/ueberpruefung_deranrechenbarenenergiekostenfuerdiegeschaeftsjahr.pdf.download.pdf/ueberpruefung_deranrechenbarenenergiekostenfuerdiegeschaeftsjahr.pdf

²⁷ Bundesgerichtsurteil Centralschweizerische Kraftwerke AG 2C_681/2015, 2C_682/2015 vom 20. Juli 2016



Für die Deckungsdifferenzen ab dem Geschäftsjahr 2024 gelten erstmals die neuen Bestimmungen gemäss Art. 4d StromVV (vgl. 1.1.1 (8)). Daher kann davon ausgegangen werden, dass die Weisung 2/2019 der ElCom bis dahin entsprechend den neuen Bestimmungen angepasst und damit ab diesem Zeitpunkt der Fremdkapitalkostensatz des «WACC Stromnetz» der relevante Zinssatz für die Verzinsung der Deckungsdifferenzen darstellen wird. Des Weiteren werden Deckungsdifferenzen ab diesem Zeitpunkt in der Regel innert der nächsten drei Tarifjahre ausgeglichen werden müssen. Der mit dem «WACC Stromnetz» verzinste Deckungsdifferenzen Saldo für das Tarifjahr 2023 muss bis spätestens Ende 2027 vollständig abgebaut sein.²⁸

5. Kostenträgerstruktur

- (1) Gemäss Art. 6 StromVG hat das Energieversorgungsunternehmen für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung eine Kostenträgerrechnung zu führen. Zur konkreten Ausgestaltung der Kostenträgerrechnung äussern sich weder der Gesetzgeber noch die ElCom. Im KRSV-CH empfiehlt der VSE für die Kosten und Erlöse der Energie der Grundversorgung aus praktischen Gründen mindestens zwei separate Kostenträger (Versorgungsenergie für feste Endverbraucher sowie für Endverbraucher mit Verzicht auf Netzzugang). Analog zur Netznutzung ist die weitere Detaillierung in Energieproduktgruppen bzw. Energieprodukte unternehmensspezifisch festzulegen.²⁹

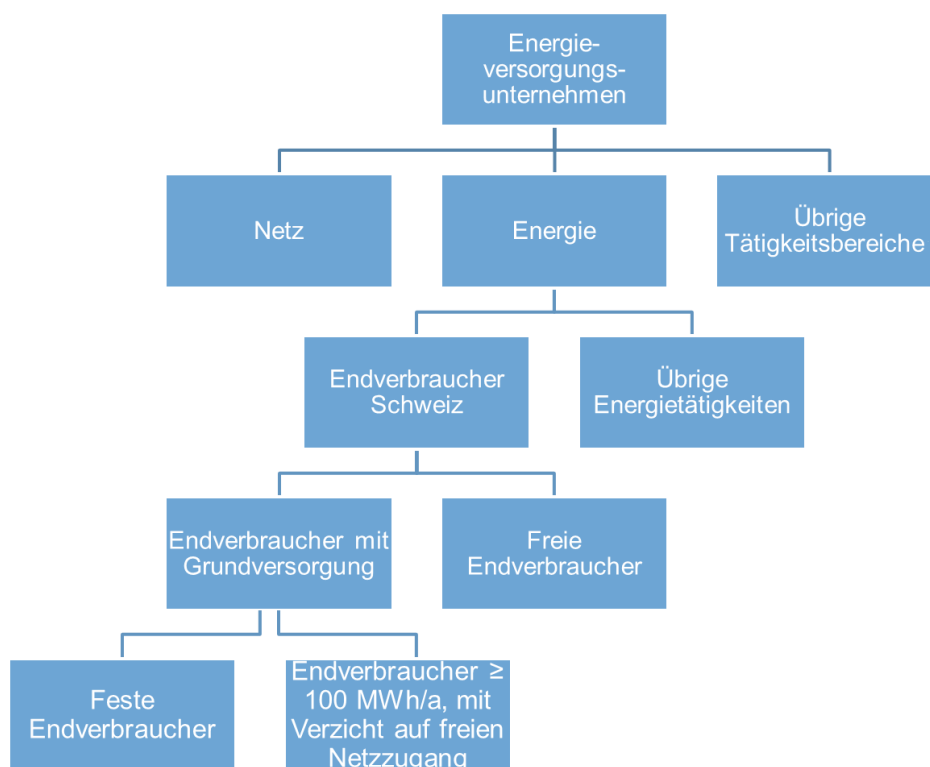


Abbildung 4 Empfohlene Kostenträgerstruktur Energie Grundversorgung

²⁸ Vgl. Infoveranstaltung für Netzbetreiber 2023 der ElCom: <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/veranstaltungen/informationsveranstaltungen-fuer-netzbetreiber/presentationen.html>.

²⁹ Vgl. Kapitel 6.2 KRSV-CH 2024



- (2) Um die Durchschnittspreismethode (vgl. Kap. 1.2.2 oben) oder die Grundversorgungspriorisierung (vgl. Kap. 1.2.3 oben) umzusetzen, kann ein primärer Kostenträger «Endverbraucher Schweiz» geführt werden. Diesem sind die Kosten, die im Zusammenhang mit der Belieferung von Endverbrauchern in der Schweiz stehen, zuzuordnen, sowie die entsprechenden Energiemengen.
- (3) Dem anderen primären Kostenträger «Übrige Energietätigkeiten» können nach Auffassung des VSE unter Vorbehalt der noch offenen Rechtsprechung Kosten und Energiemengen aus insbesondere folgenden Geschäften zugeordnet werden:
 - Auslandsgeschäfte ohne Bezug zur Belieferung von Schweizer Endverbraucher (vgl. 1.3.2 oben)
 - Handelsgeschäfte ohne Bezug zur Belieferung von Schweizer Endverbraucher (vgl. 1.3.4 oben)
- (4) Innerhalb des primären Kostenträgers «Endverbraucher Schweiz» kann anschliessend die Kosten-schlüsselung zwischen den Kostenträgern «Energie Endverbraucher mit Grundversorgung» und dem Kostenträger «Energie freie Endverbraucher» je nach Kostenallokationsprinzip (Durchschnittspreis-methode (vgl. Kap. 1.2.2 oben) oder Grundversorgungspriorisierung (vgl. Kap. 1.2.3 oben)) erfolgen.
- (5) Zur Abbildung des internen Werteflusses im Sinne des Portfoliomodells (vgl. Kap. 3.4 oben) ist es möglich, zusätzlich zu dem regulatorisch zwingenden Kostenträger auf Stufe des Vertriebs auch Vorkostenträger der vorgelagerten Wertschöpfungsstufen vorzusehen. Solche Vorkostenträger ermöglichen die transparente Abbildung sämtlicher Wertschöpfungsstufen mit entsprechenden, internen Verrechnungspreisen zu geplanten bzw. effektiven Gestehungskosten.
- (6) Ökologische Mehrkosten (Beschaffung Herkunftsnachweise, erworbene Zertifikate) können in der Regel nicht direkt einem Kostenträger gemäss Abbildung 4 zugewiesen werden. Sie werden ebenfalls vom Vertrieb den einzelnen Produkten – in Abhängigkeit der Absatzmenge – zugeordnet. Die Zuteilung der «Qualitätskosten» für die Abnahme erneuerbarer Energie von eigenen Produktionsanlagen erfolgt analog.

