

Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz

Kostenrechnungsschema Gestehungskosten ab Tarifjahr 2026

Branchensystematik für die Kostenermittlung
der Energielieferung an Endverbraucher mit
Grundversorgung

KRSG – CH 2025

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 2025

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 VSE-Branchenmitglieder, Interessengruppierungen und Kommissionen
10. Mai 2017	Genehmigung durch VSE-Vorstand
Nov. 2017 – Jan. 2018	Überarbeitung durch Kommission Kosten und Finanzen
Feb. – Mrz. 2018	Vernehmlassung VSE-Branchenmitglieder, Interessengruppierungen und Kommissionen
2. Mai 2018	Genehmigung Version 2018 durch VSE-Vorstand
Jun. – Jul. 2019	Überarbeitung durch Kommission Kosten und Finanzen
Aug. – Sept. 2019	Vernehmlassung VSE-Branchenmitglieder, Interessengruppierungen und Kommissionen
23. Okt. 2019	Genehmigung Version 2019 durch VSE-Vorstand
Feb. – Mrz. 2021	Überarbeitung durch Kommission Kosten und Finanzen
Apr. – Mai 2021	Vernehmlassung VSE-Branchenmitglieder, Interessengruppierungen und Kommissionen
2. Jul. 2021	Genehmigung Version 2021 durch VSE-Vorstand
Feb. – Apr. 2022	Überarbeitung durch Kommission Kosten und Finanzen
Apr. – Mai 2022	Vernehmlassung VSE-Branchenmitglieder, Interessengruppierungen und Kommissionen
6. Jul. 2022	Genehmigung Version 2022 durch VSE-Vorstand
Jan. – Mrz. 2023	Überarbeitung durch Kommission Kosten und Finanzen
Apr. – Mai 2023	Vernehmlassung VSE-Branchenmitglieder, Interessengruppierungen und Kommissionen
5. Jul. 2023	Genehmigung Version 2023 durch VSE-Vorstand
Mrz. – Mai 2024	Überarbeitung durch Kommission Kosten und Finanzen
Aug. – Sept. 2024	Vernehmlassung Branchenmitglieder
5. Nov. 2024	Genehmigung Version 2024 durch VSE-Vorstand
Dez. 2024 – Jan. 2025	Überarbeitung durch Kommission Kosten und Finanzen
Feb. 2025	Vernehmlassung Branchenmitglieder
17. März 2025	Genehmigung Version 2025 durch VSE-Vorstand

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

Der VSE verabschiedete das aktuelle Dokument am 17. März 2025.

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	7
Einleitung	8
1. Grundlagen	10
1.1 Rechtliche Grundlagen	10
1.1.1 Stromversorgungsgesetz und -verordnung	10
1.1.2 Energiegesetz (EnG)	12
1.2 Weisungen der ElCom	12
1.3 Definitionen	16
2. Wertschöpfungsstufen Energie	18
2.1 Produktion	19
2.2 Einkauf	19
2.3 Vertrieb	20
2.4 Schnittstellen der Wertschöpfungsstufen	21
3. Grundsätze der Gestehungskosten	21
3.1 Allgemeines	21
3.2 Erläuterungen zu der erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland	25
3.3 Mindestanteile aus erneuerbaren Energien in der Schweiz	26
3.4 Weitere Beschaffung	28
3.4.1 Grundsätze der weiteren Beschaffung	28
3.4.2 Auslandsgeschäfte	28
3.4.3 Mittel- und langfristige Bezugsverträge	29
3.4.4 Anpassung der Liefermengen	29
4. Grundsätze der Kostenermittlung	30
4.1 Allgemeines	30
4.2 Kostenschema Gestehungskosten	30
4.3 Gestehungskosten der einzelnen Wertschöpfungsstufen	32
4.3.1 Gestehungskosten Produktion	32
4.3.2 Gestehungskosten Einkauf	39
4.3.3 Gestehungskosten Vertrieb	40
5. Grundsätze der Tarifierung	42
5.1 Standardstromprodukt	42
Anhang	44
Rechenbeispiel 1	45
Rechenbeispiel 2	46
Rechenbeispiel 3 a)	47
Rechenbeispiel 3 b)	48

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Wertschöpfungsstufen Energie	18
Abbildung 2	Überblick zu gesetzlichen Vorgaben für das Energieportfolio der Grundversorgung	22
Abbildung 3	Detaillierte Darstellung zu Grundsätzen der Gestehungskosten	24



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Kostenschema Gestehungskosten (Übersicht)

32

Abkürzungsverzeichnis

AiB	Anlagen im Bau
BFE	Bundesamt für Energie
BVGer	Bundesverwaltungsgerichtsurteil
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EnG	Energiegesetz
EVS	Einspeisevergütungssystem
HKN	Herkunftsnachweis
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
MFK	Mehrkosten Finanzierung
NUV	Nettoumlaufvermögen
PPA	Power Purchase Agreement (englisch für langfristige Beschaffungsverträge)
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
VNB	Verteilnetzbetreiber
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch



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 Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

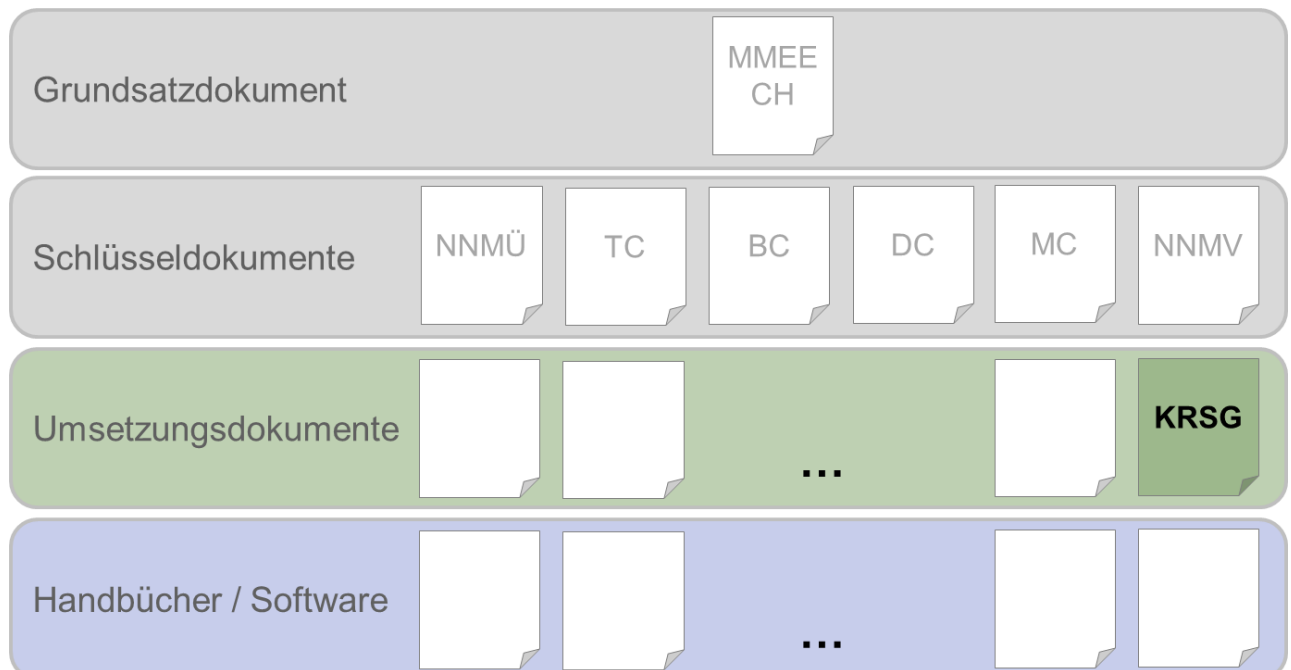
Branchendokumente werden von Branchenexperten im Sinne des Subsidiaritätsprinzips ausgearbeitet, regelmässig aktualisiert und erweitert. Bei den Bestimmungen, welche als Richtlinien im Sinne des StromVV gelten, handelt es sich um Selbstregulierungsnormen.

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 (VNB) zu.

Die Lieferung von Grundversorgungsenergie erfolgt integral, d. h. Netz und Energie, auf der Basis eines sogenannten «Elektrizitätstarifs» mit getrenntem Ausweis von Netznutzungsentgelt (Netznutzung und Messung separat), Abgaben und Leistungen ans Gemeinwesen sowie einem Grundversorgungstarif (Art. 6 Abs. 3 StromVG). Als Grundlage für die Festlegung der zulässigen Höhe des Grundversorgungstarifs sind die anrechenbaren Energiekosten zu ermitteln.

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. Zudem wird das KRSG seit 2025 auch (analog zum KRSV) als subsidiäre Gesetzgebung eingestuft.

Die vorliegende Ausgabe ersetzt die Version vom Juli 2023. Der Stand des StromVG ist der 29. September 2023 und der Stand der StromVV ist der 1. März 2025. Die Ausgabe gilt für die Tarifjahre 2026 und folgende.

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).

Grundsatzentscheide, welche auf Basis des alten Rechts (gültig bis 31.12.2024, jedoch anwendbar bis Ende 2025¹) gefällt wurden und gemäss Auffassung des VSE weiterhin ganz oder zumindest teilweise hinsichtlich Grundsätzen (obiter dictum) Gültigkeit haben:

- 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
- Bundesverwaltungsgerichtsurteil (BVGer) A-699/2017 vom 26.8.2019 in Sachen Ville de Lausanne
- 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)

¹ Mit der Weisung 7/2024 hat die ElCom festgehalten, 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.



- BVGer A-3857/2023 vom 15. Januar 2025 in Sachen Centralschweizerische Kraftwerke AG (Nachdeklaration kalkulatorischer Kapitalkosten)
- 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)
- Abschluss schreiben 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.



1. Grundlagen

1.1 Rechtliche Grundlagen

Nachfolgend werden die wichtigsten rechtlichen Grundlagen zusammengefasst, die sich auf Grund der etablierten Gesetzgebung sowie den Änderungen durch das Stromgesetz ergeben haben (keine vollständige Auflistung).

1.1.1 Stromversorgungsgesetz und -verordnung

Art. 4 Abs. 1 Bst. c^{bis} StromVG definiert, dass die erweiterte Eigenproduktion die Elektrizitätsproduktion aus eigenen Anlagen und aus Bezügen, die auf Beteiligungen beruhen, umfasst; gleichgestellt ist Elektrizität aufgrund der Abnahmepflicht nach Art. 15 EnG.

Art. 6 StromVG regelt die Lieferpflicht und die Tarifgestaltung für die Grundversorgung im Grundsatz. Die Kostenstruktur in der Grundversorgung basiert auf einer Trennung des Portfolios der Grundversorgung vom Portfolio der freien Marktkunden. 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 100 MWh Jahresverbrauch pro Verbrauchsstätte) und an Endverbraucher, die auf den Netzzugang verzichten. Die Verteilnetzbetreiber werden verpflichtet,

- ein Standardstromprodukt anzubieten, das insbesondere auf der Nutzung von inländischer, erneuerbarer Energie beruht (Abs. 2^{bis});
- für feste Endverbraucher pro Kundengruppe mit gleichartiger Verbrauchscharakteristik und gleicher Spannungsebene, einen einheitlichen, für ein Jahr festen² Elektrizitätstarif festzulegen und diesen nach Netznutzung, Energielieferung, Messentgelt, Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen aufgeschlüsselt zu veröffentlichen (Abs. 3);
- für den Tarifbestandteil der Energielieferung eine separate Kostenträgerrechnung zu führen. Zur konkreten Ausgestaltung der Kostenträgerrechnung äussern sich weder der Gesetzgeber noch die ElCom. Der VSE empfiehlt 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). Die weitere Detaillierung in Energieproduktgruppen bzw. Energieprodukte ist bei Bedarf unternehmensspezifisch festzulegen.

Art. 6 Abs. 5 StromVG legt fest, dass die Grundversorgung einen Mindestanteil der erweiterten, inländischen, erneuerbaren Eigenproduktion der jeweiligen Verteilnetzbetreiber (Bst. a) sowie einen generellen Mindestanteil an inländischer Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Bst. b) beinhalten muss.

Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG definiert darüber hinaus die weiteren Grundsätze, welche die Verteilnetzbetreiber zu beachten haben. Die Beschaffungen für die Grundversorgung und diejenigen für die Endverbraucher im Markt sind zu trennen. Bezugsverträge werden entsprechend für die gesamte Laufzeit für die gesamte Menge oder auch nur für Teilmengen dem einen oder anderen Segment zugewiesen, wobei dies zu dokumentieren ist. (Bst. b). Die Beschaffungsstrategie muss die Verteilnetzbetreiber dabei möglichst gegenüber Marktpreisschwankungen absichern (Bst. a). Die Beschaffungen können

² Unterjährige Tarifierungen 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.



ohne Ausschreibung aber unter Gewährleistung eines transparenten und diskriminierungsfreien Verfahrens geschehen (Bst. c). In die Grundversorgungstarife dürfen neben einem angemessenen Gewinn die durchschnittlichen Gestehungskosten (für die ganze Produktion bei eigenen Anlagen oder beteiligungsbedingten Bezügen), die Beschaffungskosten (bei Bezugsverträgen), die entsprechende Vergütung (bei Abnahmen nach Artikel 15 EnG) eingerechnet werden (Bst. d).

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. Hier wird der Begriff «Elektrizitätstarif» analog dem Begriff «Grundversorgungstarif» gemäss Art. 4 StromVV verwendet.

Art. 33c StromVG beinhaltet die Übergangsbestimmungen zum Inkrafttreten der neuen Vorgaben. Die neuen Vorgaben zur Grundversorgung nach Artikel 6 sind erstmals für das Tarifjahr anwendbar, das auf das Inkrafttreten der Änderung vom 29. September 2023 folgt (Abs. 1). Bei Bezugsverträgen nach Artikel 6 Absatz 5 und 5^{bis}, die beim Inkrafttreten der Änderung vom 29. September 2023 am Laufen sind, muss sich der Verteilnetzbetreiber beim Inkrafttreten mit Wirkung für die Restvertragslaufzeit entscheiden, ob und mit welcher Energiemenge er sie dem Segment der Grundversorgung zuweist (Art. 6 Abs. 5^{bis} Bst. b) (Abs. 2). Die ElCom kann bei der Veröffentlichung von Qualitäts- und Effizienzvergleichen (Art. 22a) die Daten verwenden, die im Zeitpunkt des Inkrafttretens der Änderung vom 29. September 2023 bereits vorhanden sind. Die Daten dürfen frühestens das Jahr 2022 betreffen (Abs.3).

Art. 4 StromVV definiert die Grundsätze der Grundversorgungstarife. Dazu zählen der Gültigkeitszeitraum (Abs. 1), die Höhe der Tarife, welche einen angemessenen Gewinn beinhalten (Abs. 2 und 3) und die Grundsätze für die Berechnung der anrechenbaren Energiekosten (Abs. 3). Die Höhe der Grundversorgungstarife richtet sich nach den anrechenbaren Energiekosten. Für deren Berechnung gelten die folgenden Grundsätze:

- Als anrechenbare Energiekosten gelten die Gestehungskosten einer effizienten Produktion; die durchschnittlichen Beschaffungskosten der zu angemessenen Bedingungen abgeschlossenen Bezugsverträge; die Vergütung nach Art. 15 EnG einschliesslich allfälliger Vergütung der HKN; Verwaltungs- und Vertriebskosten sowie ein angemessener Gewinn.
- Als anrechenbare Gestehungskosten einer effizienten Produktion, einschliesslich des Wertes der Herkunftsnachweise, gelten die Betriebskosten sowie die Kapitalkosten (Bst. b.)
- Bei der Ermittlung der durchschnittlichen Gestehungskosten der Elektrizitätserzeugung aus eigenen Anlagen und aus beteiligungsbedingten Bezügen ist unerheblich, ob die erzeugten Elektrizitätsmengen in der Grundversorgung oder anderweitig abgesetzt werden (Bst. c).
- Die Verteilnetzbetreiber verwenden vorrangig Herkunftsnachweise, die aus ihrer erweiterten Eigenproduktion (Art. 4 Abs. 1 Bst. c bis StromVG) stammen.
- Die Zuordnung der neu abgeschlossenen Bezugsverträge muss jeweils per 31. August in der Kostenträgerrechnung ausgewiesen werden (Abs. 4).

Art. 4a StromVV legt die vom Gesetzgeber verlangten (Art. 6 Abs. 5 StromVG) Mindestanteile für die entsprechende Eigenproduktion und Elektrizität aus erneuerbaren Energien fest. Der erste Mindestanteil (Art. 6 Abs. 5 Bst. a StromVG) bezieht sich auf die erweiterte Eigenproduktion (Art. 4 Abs. 1 Bst. c^{bis} StromVG) aus erneuerbaren Energien aus dem Inland. Von dieser müssen die Verteilnetzbetreiber im Grundsatz mindestens die Hälfte in ihrer Grundversorgung absetzen (eine Unterschreitung dieses



Mindestanteils ist möglich, solange damit mind. 80% der Energiemenge in der Grundversorgung gedeckt werden, Abs. 1). Der zweite Mindestanteil (Art. 6 Abs. 5 Bst. b StromVG) verlangt, dass die Grundversorgung zu mindestens 20 Prozent mit Elektrizität aus erneuerbaren Energien aus Erzeugungsanlagen im Inland bestritten wird (Abs. 2). Die Verteilnetzbetreiber legen die Prozentsätze gemäss den Absätzen 1 und 2 jeweils per 31. August für das nächste Tarifjahr in der Kostenträgerrechnung (Art. 6 Abs. 4 Satz 2 StromVG) fest (Abs. 3). Sie müssen der EICom zum Nachweis der Einhaltung der Mindestanteile auf Verlangen die entsprechenden Beteiligungen und die mittel- und langfristigen Bezugsverträge vorlegen (Abs.4).

Art. 4b StromVV legt die Anforderungen des Standardstromprodukts (Art. 6 Abs. 2^{bis} StromVG) fest, welche ab Tarifjahr 2028 gelten.

Art. 4c StromVV führt aus, wie sich die Verteilnetzbetreiber gegen Marktpreisschwankungen abzusichern haben.

Art. 4d StromVV regelt die Kostenanlastung für Massnahmen zur Effizienzsteigerung von den Elektrizitätslieferanten bei ihren Kunden in der Grundversorgung.

Art. 4e StromVV verpflichtet die Verteilnetzbetreiber zur Begründung von Erhöhungen und Senkungen der Elektrizitätstarife gegenüber den Endverbrauchern mit Grundversorgung sowie im Falle von Erhöhungen auch gegenüber der EICom.

Art. 4f 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 EICom den Zeitraum zum Ausgleich einer Deckungsdifferenz verlängern. Die neuen Bestimmungen zum Umgang mit Deckungsdifferenzen gelten erstmals für die Deckungsdifferenzen des Geschäftsjahres 2024 (Art. 31m StromVV).

Art. 19 StromVV sieht vor, dass die EICom für ihre Prüftätigkeiten mittels Effizienzvergleichen die Kosten vergleichbarer Netzbetreiber heranziehen kann. Bei ungerechtfertigten Kosten kann sie verfügen, dass diese im Rahmen des Ausgleichs der Deckungsdifferenzen bei den Netznutzungs-, Elektrizitäts- oder Messtarifen kompensiert werden.

1.1.2 Energiegesetz (EnG)

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 können, in die Grundversorgungstarife einrechnen dürfen (Abs. 3).

Art. 38 EnG Abs. 2 sieht vor, dass die Marktpremie letztmals für das Jahr 2030 ausgerichtet wird (Parlamentarischen Initiative Girod).

1.2 Weisungen und Mitteilungen der EICom

- (1) **Weisung 2/2018** zu «Gestehungskosten und langfristige Bezugsverträge gemäss Artikel 4 Absatz 1 Stromversorgungsverordnung» der EICom 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 und wird durch das StromVG mit Inkrafttreten auf das Tarifjahr 2026 abgeschafft.

In der vorliegenden Branchenempfehlung wird in Anlehnung an diese Weisung der Begriff «Gestehungskosten»³ in einer erweiterten Auslegung verwendet, d. h., dass zu den reinen Produktionskosten und denen für langfristige Bezugsverträge⁴ auch die sonstigen Kosten eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens 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):

- Produktion (inkl. Partnerwerke)
- Einkauf
- Vertrieb

Aufgrund der neuen Bestimmungen zur Berechnung der anrechenbaren Energiekosten ist die Weisung 2/2018 anwendbar auf die Tarifjahre bis und mit 2025.

- (2) **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 allein 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 angewendet⁵.

Aufgrund der neuen Bestimmungen zur Berechnung der anrechenbaren Energiekosten ist die Weisung 3/2022 anwendbar auf die Tarifjahre bis und mit 2025. Per 1. Januar 2026 wird die 60-Franken-

³ 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.

⁴ In Anlehnung an die Weisung sind damit nicht nur die LTC mit Frankreich, sondern auch langfristige Beschaffungen generell gemeint.

⁵ Vgl. ElCom-Verfügung 211-00008 vom 22. Januar 2015 in Sachen Repower AG (rechtskräftig und mit BGER Urteil 2C_273/2022 vom 29.03.2023 bestätigt) zur Herleitung der ursprünglichen 95-CHF-Regel, <https://www.elcom.admin.ch/dam/de/sd-web/c7780o2Rekn2/21100008%20alt%2095709127%20Abschlusschreiben.pdf>



Regel durch Art. 4 Abs. 3 lit. a. Ziff. 5. StromVV abgelöst. Diese neue Bestimmung zur Ermittlung des angemessenen Gewinns kommt damit erstmals für das Tarifjahr 2026 zur Anwendung (Art. 33c Abs. 1 StromVG).

- (3) **Weisung 2/2019** zu «Deckungsdifferenzen Netz und Energie aus den Vorjahren» ist nicht nur für die Netznutzung, sondern auch für die Grundversorgung anzuwenden. 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. Kapitel 1.1.1) und damit die Weisung 03/2024.

Die Weisung 2/2019 hält fest, dass die Deckungsdifferenzen aufgrund von Über- oder Unterdeckungen gegenüber der ECom im Rahmen der Nachkalkulation der Grundversorgung nachgewiesen werden und der fortzuschreibende Saldo mit dem WACC verzinst wird. Dabei wendet die ECom 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 ECom 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. Die Anwendung des Basisjahrprinzips und die Vorgabe zum Abbau der Deckungsdifferenz innerhalb dreier Tarifjahr stimmen mit der 5-jährigen Verjährungsfrist überein.

- (4) **Weisung 5/2022** ersetzt die bisherige Weisung 1/2020 und hält wesentliche Vorgaben der ECom 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 ECom 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 ECom 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». Gemäss BVGer A-3857/2023 vom 15. Januar 2025 wurde die ECom in ihrem Vorgehen (Verfahren 212-00394⁶) gestützt.
- (5) **Weisung 1/2025** zum «WACC Produktion» der ECom 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 anschliessend von der ECom mit einer neuen Weisung publiziert. In Artikel 4 Absatz 3 Buchstabe b Ziffer 2 StromVV ist neu festgehalten, dass zur Ermittlung der Kapitalkosten der kalkulatorische Zinssatz nach Anhang 3 EnFV für die Verzinsung der bestehenden Erzeugungsanlagen massgeblich ist. Für das Jahr 2026 und für die fortfolgenden Jahre wird daher keine Weisung seitens ECom mehr erforderlich sein. Zukünftig wird auf den vom BFE jährlich publizierten Zinssatz verwiesen.

⁶ ECom-Verfügung 212-00394 vom 6. Juni 2023 in Sachen Sachen Centralschweizerische Kraftwerke AG betr. Nachdeklaration kalkulatorischer Kapitalkosten



In seinem Urteil A—385/2022 vom 15. Juni 2022 hat das BVGer bestätigt, dass die ECom 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.

- (6) **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, nicht mit den anrechenbaren Energiekosten 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 ECom im Rahmen der Nachkalkulation der Grundversorgung werden mit dem Fremdkapitalkostensatz gemäss Anhang 1 StromVV (Art. 4d Abs. 3 und 18a Abs. 3 StromVV) verzinst.

- (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.
- (8) **Weisung 2/2025** präzisiert die Vorgaben für die Zuweisung von bestehenden Bezugsverträgen und deren Dokumentation. Bezugsverträge müssen mit der ganzen oder einem Teil der Elektrizitätsmenge, mit Wirkung für die gesamte Laufzeit dem jeweiligen Segment zugeordnet und dokumentiert werden. Für laufende Bezugsverträge muss beim Inkrafttreten mit Wirkung für die Restvertragslaufzeit entschieden werden, ob und mit welcher Energiemenge die Verträge dem Segment der Grundversorgung zuweist. Die Zuweisung von bestehenden Bezugsverträgen ist so vorzunehmen, dass die Grundversorgung und die Endverbraucher, welche von ihrem freien Netzzugang Gebrauch machen, zu vergleichbaren Konditionen beliefert werden. Dies kann insbesondere durch eine proportionale Zuweisung von Bezugsverträgen anhand der abgesetzten Energiemengen sichergestellt werden. Eine einseitige Zuweisung von teuren Verträgen zur Grundversorgung ist nicht zulässig.
- (9) **Weisung 3/2025** präzisiert die Vorgaben zur Erfüllung des Mindestanteils aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland von 20 Prozent (Mindestanteil 2) in der Übergangsfrist. Der Mindestanteil 2 ist ab dem Tarifjahr 2026 zu erfüllen. Während einer Übergangsfrist von zwei Jahren – d.h. in den Tarifjahren 2026 und 2027 – kann dieser Mindestanteil 2 (soweit er nicht bereits durch die erweiterte Eigenproduktion gedeckt wird) auch über den Zukauf von Herkunftsnachweisen erfüllt werden. Dies gilt unabhängig davon, ob der Verteilnetzbetreiber laufende mittel- und langfristige Bezugsverträge hat oder nicht. Ab dem Tarifjahr 2028 reicht die alleinige Beschaffung von Herkunftsnachweisen zur Erfüllung des Mindestanteils 2 dann nicht mehr aus.
- (10) Die **Mitteilung betreffend Mindestanteil der erweiterten Eigenproduktion aus inländischen erneuerbaren Energien in der Grundversorgung (Mindestanteil 1)** präzisiert, dass der Mindestanteil 1 grundsätzlich jährlich einzuhalten ist, unterjährige Abweichungen unbeachtlich sind und er damit nicht in jedem Zeitpunkt erfüllt sein muss. Wenn eine objektive Unmöglichkeit vorliegt, ist eine Unterschreitung des Mindestanteils 1 ausnahmsweise zulässig. Der Netzbetreiber darf die Unmöglichkeit nicht zu verantworten haben. Zudem wird festgehalten, dass der Grundversorgung nicht grössere



Energiemengen zugewiesen werden dürfen, als dort tatsächlich verbraucht werden. Anrechenbar in der Grundversorgung sind nur tatsächlich verbrauchte Mengen.

- (11) **Weisung 4/2025** präzisiert die Zuordnung der erweiterten Eigenproduktion im Konzern. Erweiterte Eigenproduktion im Sinne von Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe c^{bis} StromVG liegt vor, wenn zwischen der für den Netzbetrieb verantwortlichen juristischen Person (vom Kanton für ein Netzgebiet bezeichneter Netzbetreiber nach Art. 5 Abs. 1 StromVG) und der juristischen Person, welche Elektrizität in eigenen Anlagen produziert oder beteiligungsbedingt bezieht, eine enge betriebliche Bindung besteht, die sich beispielsweise an den Sparten eines traditionellen Elektrizitätsversorgungsunternehmens (EVU) orientiert. Erweiterte Eigenproduktion liegt klarerweise vor, wenn dieselbe juristische Person für Netzbetrieb, Produktionsanlagen, Vertrieb, Handel und Dienstleistungen zuständig ist. Sind z.B. die Sparten eines traditionellen EVU (Netz, Produktion, Vertrieb, Handel und Dienstleistungen) je einer juristischen Person zugeordnet, welche über eine Muttergesellschaft miteinander verbunden sind (Konzern, Holding), ist grundsätzlich von einer engen betrieblichen Bindung zwischen den juristischen Personen auszugehen. In Konstellationen mit mehreren Netzbetreibern innerhalb einer Konzern- oder Holdingstruktur ist im Einzelfall zu beurteilen, ob erweiterte Eigenproduktion vorliegt und welchem Netzbetreiber sie zuzuordnen ist. Diese Beurteilung haben die Netzbetreiber im Rahmen der Tariffberechnung vorzunehmen und in der Kostenrechnung abzubilden.
- (12) Im Dokument **Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050** äussert sich die ElCom im Kapitel 6 Energietarife ebenfalls zu Umsetzungsfragen im Rahmen des StromVG.

1.3 Definitionen

- (1) **Endverbraucher** sind Kunden, welche Elektrizität für den eigenen Verbrauch oder zur Speicherung aus dem Netz beziehen.
- (2) **Feste Endverbraucher** sind Endverbraucher mit weniger als 100 MWh 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 Bst. f StromVV). 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 Sinne von Art. 6 StromVG ausgenommen. Eine Regulierung der Preise und der anrechenbaren Gestehungskosten nach StromVG findet hier nicht statt.⁷ 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.

⁷ «Derjenige Teil des Produktions- und Handelsportfolios, welcher nicht für die Grundversorgung verwendet wird, untersteht mithin auch nicht der Regulierung von Art. 6 StromVG. Ein Netzbetreiber ist in diesem Bereich in seiner Tarif-/Preisgestaltung frei» (aus der ElCom-Verfügung 211-00008 vom 22. Januar 2015 in Sachen Repower AG und Repower Schweiz AG) und im BVGer-Urteil A-1344/2015 vom 28. Juni 2018 und BVGer-Urteil A-2601/2020 vom 2. März 2022 (rechtskräftig und mit BGer Urteil 2C_273/2022 vom 29.03.2023 bestätigt) bestätigt.



- (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 nicht Bestandteil dieses Dokuments. Siehe dazu insbesondere auch das VSE Handbuch Ersatzversorgung (EV 2023).
- (6) Die **Eigenproduktion im engeren Sinne** umfasst die eigenen Produktionsanlagen und die Bezüge aus Beteiligungen, jedoch ohne Mengen aus der Abnahmepflicht gemäss Art. 15 EnG.
- (7) Die **erweiterte Eigenproduktion** umfasst die Eigenproduktion im engeren Sinne und Mengen aus der Abnahmepflicht (vgl. Erläuternder Bericht des BFE zur StromVV⁸).
- (8) Unter **langfristigen Beschaffungsverträgen** sind Stromlieferverträge zwischen einem Stromproduzenten / Stromhändler und einem Stromabnehmer Dritten / Weiterverteiler / Stromendverbraucher zu verstehen, die den Strom aus einem Kraftwerk oder Kraftwerkpool in die entsprechende Bilanzgruppe des Abnehmers / Verbrauchers ausstellt. Langfristige Beschaffungsverträge können, müssen aber nicht, mit einem HKN gekoppelt sein. Unter diese Kategorie fallen ebenfalls sogenannte **Power Purchase Agreements (PPA)**. Hierbei handelt es sich um Stromabnahmeverträge von einem spezifischen Kraftwerk. Langfristige Beschaffungsverträge können bspw. eingesetzt werden, um die strukturierte Beschaffung zur Absicherung gegen Marktpreisschwankungen gemäss Art. 4c StromVV sicherzustellen. Dafür ist die Übernahme der HKN nicht zwingend erforderlich. Diese dürfen dann allerdings nicht in den Mindestanteil 2 eingerechnet werden.
- (9) **Langfristige Beschaffungsverträge im Sinne von Art. 4a Abs. 2 StromVV**, d.h. solche die in den Mindestanteil 2 eingerechnet werden können, müssen zwingend inländische, erneuerbare Energie betreffen, die Übernahme der HKN beinhalten, sowie eine Laufzeit von mindestens 3 Jahren aufweisen.
- (10) **Eigene Anlagen im KEV/EVS⁹ 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 HKN, da die HKN bei diesen Anlagen nicht vermarktet werden können. Die entsprechende Energie kann der erweiterten Eigenproduktion nicht erneuerbarer Energien zugeordnet werden.
- (11) **Eigene Anlagen im KEV/EVS ohne Direktvermarktung**, (Art. 19ff. EnG) fallen nicht unter den Anwendungsbereich von Art. 6 StromVG.
- (12) **Eigene Anlagen mit Marktprämie** (Art. 31 EnG) oder **mit Investitionsbeitrag oder Einmalvergütung** (Art. 24ff. EnG) fallen in den Anwendungsbereich von Art. 6 StromVG. **Verteilnetzbetreiber** sind von dieser Branchenempfehlung in ihrer Rolle als Energielieferant für Endverbraucher mit Grundversorgung betroffen. Verteilnetzbetreiber unterliegen in dieser Rolle den Vorschriften von Art. 6 StromVG. Verteilnetzbetreiber, die keine Endverbraucher mit Grundversorgung beliefern, unterliegen diesen Vorschriften nicht.

⁸ Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Stromversorgungsverordnung, Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage; <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11930>

⁹ Die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) wurde per 1. Januar 2018 in das Einspeisevergütungssystem (EVS) überführt.



- (13) **Unabhängige Energielieferanten** ohne Grundversorgungsauftrag und reine Stromhändler unterstehen den Regelungen von Art. 6 StromVG nicht.
- (14) **Angemessener Gewinn (Grundversorgungstarif):** Gemäss Art. 6 Abs. 5^{bis} lit. d. StromVG ist ein angemessener Gewinn zulässig. Der Gewinn ist Bestandteil der anrechenbaren Energiekosten und darf maximal den jährlichen kalkulatorischen Zinsen auf dem betriebsnotwendigen Nettoumlaufvermögen entsprechen (Art. 4 Abs. 3 Bst a Ziffer 5 StromVV). Gemäss Art. 4 StromVV sollte die Rechnungsperiodizität in diese Kalkulation einfließen, damit wäre aber die Erzielung eines angemessenen Gewinnes aus Sicht VSE nicht mehr realisierbar.

Das Nettoumlaufvermögen¹⁰ ist auf der Basis der anrechenbaren Energiekosten definiert:

- Gestehungskosten einer effizienten Produktion
- Durchschnittliche Beschaffungskosten der Bezugsverträge
- Bezahlte Vergütung der Abnahmepflicht (Art. 15 Abs. 1 EnG)
- Zugeordnete Vertriebs- und Verwaltungskosten

Wird in den einzelnen Wertschöpfungsstufen (Kapitel 2 und 4) die kalkulatorische Verzinsung des Nettoumlaufvermögens (NUV) eingerechnet, darf die Summe über alle Wertschöpfungsstufen die maximalen jährlichen kalkulatorischen Zinsen, gemäss obigen Ausführungen, nicht überschreiten.

2. Wertschöpfungsstufen Energie

- (1) Zur Sicherstellung der Grundversorgung mit Energie im Sinne von Art. 6 StromVG sind, neben der Netzinfrastruktur zur Übertragung und Verteilung, je nach Elektrizitätsversorgungsunternehmen 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 Abs. 3 StromVG mindestens buchhalterisch von den übrigen Tätigkeitsbereichen entflechten müssen, konzentriert sich das vorliegende Kostenrechnungsschema ausschliesslich auf die «Wertschöpfungsstufen Energie».



Abbildung 1 Wertschöpfungsstufen Energie

- (2) Ein einzelnes Elektrizitätsversorgungsunternehmen 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. Elektrizitätsversorgungsunternehmen, welche eine Wertschöpfungsstufe nicht betreiben, müssen die Ausführungen im entsprechenden Kapitel dieses Dokuments nicht beachten.

¹⁰ Mitteilung der ElCom vom 4. Februar 2025 – Nettoumlaufvermögen – Praxisänderung ab dem Tarifjahr 2026



- (3) Die Energieportfolien der **Grundversorgung** und **Endverbraucher des freien Marktes** (Endverbraucher, die von ihrem Netzzugang Gebrauch gemacht haben und auf Grund von Marktverträgen beschaffen, inkl. Weiterverteiler und Handel) werden getrennt betrachtet. Es ist sicherzustellen, dass die Kosten der einzelnen Wertschöpfungsstufen diesen beiden Portfolios zugeordnet werden können.

2.1 Produktion

- (1) Die Kosten der Produktion im engeren Sinne (vgl. Definition 1.3) von Strom in eigenen Kraftwerken sowie der mit Partnern gemeinsam betriebenen Partnerwerke werden im vorliegenden Kostenrechnungsschema in der Wertschöpfungsstufe Produktion abgebildet.
- (2) Als Produktionskosten werden alle Kosten eines Kraftwerkes loco Klemme (ab Einspeisepunkt) 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). Die Rechnungslegung und das Reporting von Partnerwerken wird im VSE Handbuch Rechnungslegung und Reporting nach Swiss GAAP FER für Partnerwerke (RLRP 2024)¹¹ geregelt.
- (4) Bei Pumpspeicherkraftwerken gilt lediglich die Produktionsmenge aus natürlichen Zuflüssen als erneuerbar (analog Stromkennzeichnung). Dementsprechend erhalten Pumpspeicherkraftwerke auch lediglich für diese Menge HKN ausgestellt. Die verbleibende Produktionsmenge aus «gepumptem» Wasser fällt unter die nicht erneuerbare Produktion und erhält keine HKN. Bei der Kostenzuweisung auf diese beiden bzgl. ökologischer Qualität unterschiedlichen Produktionsmengen ist ein möglichst verursachergerechtes Vorgehen zu empfehlen. Dies sollte bspw. bei den Beschaffungskosten für die Pumpenergie oder gewissen Abgaben wie Wasserzinsen möglich sein. Für diejenigen Kostenpositionen, für die eine verursachergerechte Zuweisung nicht möglich ist, empfiehlt sich eine mengengewichtete Schlüsselung.¹²
- (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 nachgelagerten Stufe.

2.2 Einkauf

- (1) In der Wertschöpfungsstufe Einkauf fallen sämtliche zusätzlich zur Produktion anfallenden Beschaffungs- und Dispositionskosten für die benötigte Energiemenge zur Belieferung der Endverbraucher

¹¹ <https://www.strom.ch/de/media/15009/download>.

¹² Im Sinne von der Behandlung der für Pumpen eingesetzten Elektrizitätsmenge bei der Erfassung von HKN und bei der Stromkennzeichnung gemäss Art. 4a der Verordnung über den Nachweis der Produktionsart und der Herkunft von Elektrizität, sowie zu Art. 1a und Anhang 4 der Energieverordnung



eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens an. Dies beinhaltet einerseits die Kosten aus der Abnahmepflicht gemäss Art. 15 EnG, und andererseits die Kosten aus langfristigen Bezugsverträgen (gemäss der Definition in Kap. 1.3 oben) und die Kosten sonstiger Beschaffungsverträge für die Belieferung der Endverbraucher. Im Unterschied zur kostenbasierten Produktion sind diese Bezugsverträge 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. Allerdings wird mit Art. 4c StromVV die Verpflichtung einer strukturierten Beschaffung eingeführt (siehe dazu Kapitel 3.4.1). Dies beinhaltet die Beschaffung unterschiedlicher Stromhandelsprodukte 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. Ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen kann sich zwar auch für eine Vollversorgung entscheiden und damit zu jeder Stunde die von ihm benötigte Strommenge von seinem Vorlieferanten beziehen, muss dann aber trotzdem dafür besorgt sein, dass sein Zulieferer die entsprechenden Vorkehrungen trifft, um den Verpflichtungen aus den Artikeln 4a und 4c StromVV zu genügen. Darüber hinaus ist dieser Service im Vergleich zu anderen Beschaffungsstrategien normalerweise mit einem höheren Beschaffungspreis verbunden, da die Risiken eingepreist werden.
- (3) Insgesamt wird der VNB, um jederzeit eine Übereinstimmung zwischen der Deckung und dem Verbrauchsprofil der grundversorgten Kunden zu gewährleisten, quantitative Anpassungen vornehmen müssen (Rückkauf oder Weiterverkauf in kürzeren oder längeren Zeiträumen). Die Verpflichtung aus Art. 4c StromVV wird in Verbindung mit der Abnahmepflicht von Elektrizität (insbesondere Solarstromproduktion) gem. Art. 15 EnG dazu führen, dass vermehrt Long-Positionen entstehen. Ebenso wie bei Short-Positionen muss der VNB dann entsprechend reagieren und diese nötigenfalls veräussern. Allfällige Kosten und/oder Erlöse aus diesen notwendigen Mengenanpassungen sind dabei ebenfalls verursachergerecht zu berücksichtigen, so dass schliesslich alle Kosten der effektiv für die Grundversorgung erforderlichen Beschaffungen in der Gestehungskostenkalkulation verbleiben.
- (4) Des Weiteren sind auch die Kosten für Ausgleichsenergie, sowie die zur Bewirtschaftung angefallenen Gemeinkosten in der Gestehungskostenkalkulation zu berücksichtigen. Details dazu sind unter Kapitel 3.4.4 (3) festgehalten.
- (5) Allfällige Kosten/Erlöse für andere Aktivitäten dieser Wertschöpfungsstufe eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens werden vom Versorgungsgeschäft und somit von der Gestehungskostenkalkulation abgegrenzt.

2.3 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 häufig auch den Tagesbetrieb in den Bereichen Energiedatenmanagement (wie z. B. Mutationen, Fahrplan) und Abrechnung sicher. Er fördert zudem die Energieeffizienz oder führt Kundeninformationsmassnahmen durch. Kundenspezifische und freiwillig angebotene Dienstleistungen sind mit deren Erlösen und Kosten von den Gestehungskosten der Grundversorgung abzugrenzen.



- (2) 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. Die Vertriebskosten und die der Grundversorgung zuzuordnenden Verwaltungskosten gelten auch als anrechenbare Energiekosten (Art. 4 Abs. 3 Bst. a Ziff. 4 StromVV).

2.4 Schnittstellen der Wertschöpfungsstufen

- (1) Es wird empfohlen, die Gestehungskosten für jede einzelne Wertschöpfungsstufe einzeln pro Stufe zu ermitteln.
- (2) Die Kostenermittlung pro Stufe besitzt daher folgenden grundsätzlichen Aufbau:
- Für jede Wertschöpfungsstufe (Produktion, Einkauf und Vertrieb) werden die jeweiligen Mengen bzgl. Strombezug und Stromabgabe aggregiert und bewertet.
 - Zudem werden die Beziehungen zwischen den einzelnen Stufen berücksichtigt, so dass eine Übergabe von bewerteten Mengen von einer Stufe zur nächsten möglich ist.
- (3) Wesentliches Strukturmerkmal des Ansatzes ist die Abgrenzung und Unabhängigkeit der Wertschöpfungsstufen. Die produzierte Strommenge der Stufe Produktion wird nach Abzug des Eigenbedarfes vollständig an die Wertschöpfungsstufe Einkauf zur Vermarktung und Bewirtschaftung übergeben. Eine Zuweisung der Produktion zu einem der beiden Energieportfolien (Grundversorgung oder Markt) muss in einer der Wertschöpfungsstufen erfolgen (vgl. Kapitel 2 (3)). 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) In jeder Stufe werden die Energiekosten vollständig ermittelt. Dies ist erforderlich, um die jeweiligen Teilmengen, die über die Wertschöpfungsstufen hinweg von einer Stufe zu einer anderen übergeben werden, korrekt bewerten und zuordnen zu können.
- (5) 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 Werteflüsse und der Kostenrechnung erhöht.

3. Grundsätze der Gestehungskosten

3.1 Allgemeines

- (1) Das Energieportfolio für die **Grundversorgung** wird getrennt vom Energieportfolio für die **freien Marktkunden** betrachtet. In der Folge wird daher im Rahmen dieses Dokuments der Fokus auf das Portfolio Grundversorgung und die damit verbundenen Vorgaben gelegt. Bei der Zuteilung der Energiemengen handelt es sich um eine Jahresbetrachtung analog dem Zeitraum der Kostenermittlung.



- (2) Die Beschaffung für das Energieportfolio Grundversorgung muss über die erweiterte Eigenproduktion insbesondere aus erneuerbaren Energien aus dem Inland sowie über weitere Beschaffungen entsprechend den rechtlichen Anforderungen gedeckt werden (vgl. Kapitel 3.3 und 3.4.1 und Abbildung 2).

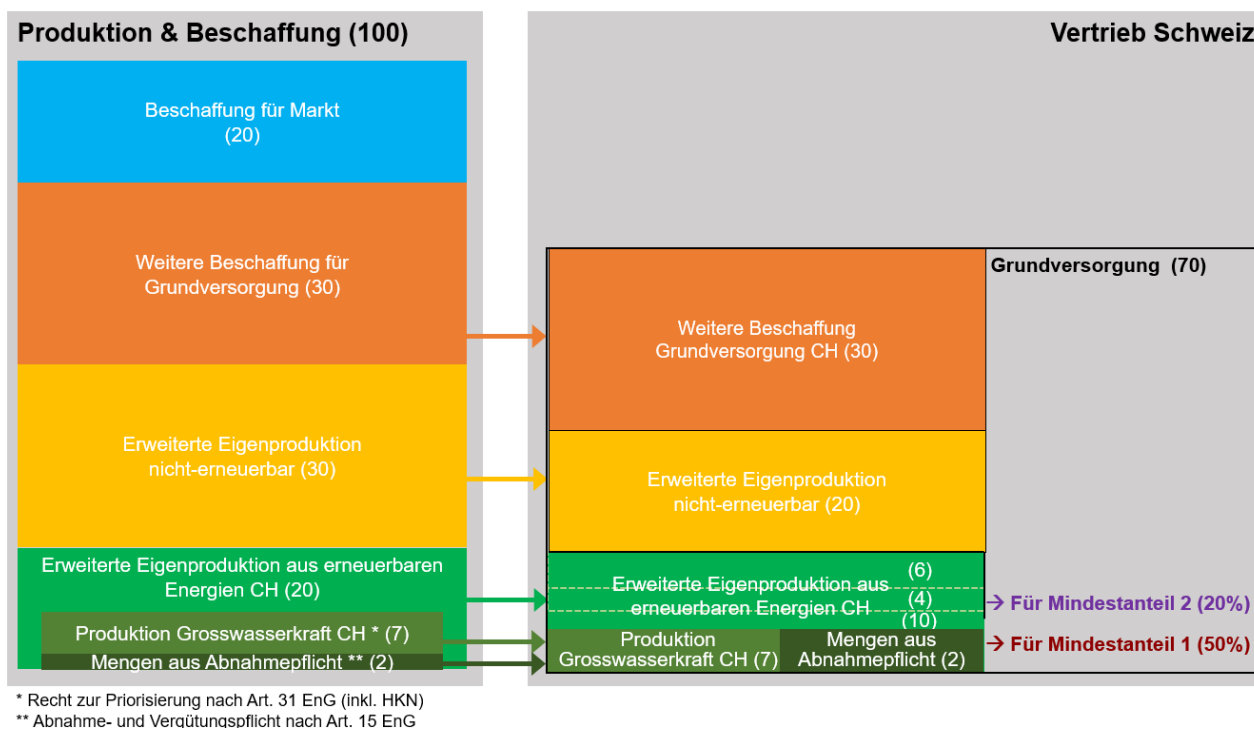


Abbildung 2 Überblick zu gesetzlichen Vorgaben für das Energieportfolio der Grundversorgung

- (3) Die erweiterte Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland setzt sich aus zwei Teil-Portfolien zusammen: 1) eigene Produktionsanlagen und Bezüge aus Beteiligungen sowie 2) Mengen aus der Abnahmepflicht (vgl. Abbildung 3 und Art. 6 Abs. 5^{bis} Bst. d. Ziff. 1 und 3 StromVG). Der VSE versteht Art. 6 Abs. 5^{bis} Bst. d. Ziff. 1 StromVG «diese ganze Produktion» als Teilmenge der erneuerbaren Energien aus der erweiterten Eigenproduktion aufgrund der Diskussion im Parlament und dem Gesetzgebungsprozess¹³ und bestimmt auf dieser Basis dann die durchschnittlichen Gestehungskosten. Entsprechend geht der VSE klar davon aus, dass die erweiterte Eigenproduktion nicht-erneuerbar separat betrachtet werden muss. Dies weicht aktuell von der Interpretation von BFE und ElCom ab.
- (4) Gemäss Wortlaut von Art. 6 Abs. 5 StromVG sollen erneuerbare Energien aus Anlagen im Inland be-
 anreizt werden. Dieser Anreiz war Basis des Konzepts des Parlaments für die Mindestanteile. Basie-
 rend darauf und weiter aufgrund der Tatsache, dass HKN als Teil der durchschnittlichen
 Gestehungskosten gelten, ist nur die getrennte Betrachtung von erneuerbar und nicht-erneuerbar er-
 weiterter Eigenproduktion praktikabel. Andernfalls bestünde das Risiko, dass Verteilnetzbetreiber er-
 neuerbare Energien aus Anlagen im Inland nicht kostendeckend in die Grundversorgung absetzen

¹³ Votum von M. Schmid vom 19.9.2023, <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/amtliches-bulletin/amtliches-bulletin-die-verhandlungen?SubjectId=61983#votum45>; sowie R. Nordmann am 11.9.2023, <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/amtliches-bulletin/amtliches-bulletin-die-verhandlungen?SubjectId=61545#votum11>

können. Das ist aus Sicht VSE konträr zum Willen des Gesetzgebers und könnte überhaupt nur mit einem fiktiven erneuerbaren HKN-Wert für den Anteil nicht-erneuerbar gelöst werden.

- (5) Hinsichtlich der Beschaffung muss jeder Bezugsvertrag einmalig zum Zeitpunkt des Abschlusses über seine gesamte Laufzeit den Energieportfolien zugeordnet werden. Er kann mit der ganzen oder einem Teil der Elektrizitätsmenge mit Wirkung für die gesamte Laufzeit entweder dem Portfolio Grundversorgung oder den Marktaktivitäten zugewiesen werden. Für laufende Bezugsverträge muss beim Inkrafttreten mit Wirkung für die Restvertragslaufzeit entschieden werden, ob und mit welcher Energiemenge die Verträge dem Segment der Grundversorgung zuweist.¹⁴ Für laufende Bezugsverträge muss die entsprechende Zuordnung für das Reporting des Tarifjahrs 2026 vorliegen.
- (6) Die Trennung der Energieportfolien zwischen der Grundversorgung und den Endverbrauchern des freien Marktes muss schriftlich dokumentiert werden. Neu abgeschlossene Bezugsverträge dürfen nur soweit der Grundversorgung zugeordnet werden, wie sie für die Deckung des voraussichtlichen Verbrauchs in der Grundversorgung notwendig sind. Es ist nicht gestattet, Verträge, welche bisher dem freien Markt zugeordnet waren und teurer sind als aktuelle Verträge, in die Grundversorgung zu verschieben (vgl. Erläuternder Bericht des BFE zur StromVV¹⁵). Es ist nicht gestattet, Verträge, welche günstigere Konditionen als neu eingekaufte Verträge oder als Verträge im freien Markt haben, aus der Grundversorgung heraus zu verschieben, ausser der Stromabsatz hätte sich verringert (vgl. Erläuternder Bericht des BFE zur StromVV¹⁶).
- (7) Entscheidungen zur Zuordnung müssen nachvollziehbar sein, jedoch nicht aktiv deklariert werden, aber auf Rückfrage der EICom vorgelegt werden können. Auf Rückfragen muss eine dokumentierte Grundsatzentscheidung des verantwortlichen Gremiums in Anlehnung an die Beschaffungsstrategie zur Zuordnung der EICom zugänglich gemacht werden.
- (8) Um als erweiterte Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland qualifiziert werden zu können, müssen die HKN zwingend im Energiebezug beinhaltet sein.

¹⁴ Vgl. Weisung 2/2025 der EICom vom 4. März 2025 «Grundversorgung: Zuweisung von bestehenden Bezugsverträgen und deren Dokumentation»; <https://www.elcom.admin.ch/dam/de/sd-web/Hldk7trW2XEW/2-2025-grundversorgung.pdf>

¹⁵ Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Stromversorgungsverordnung, Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage, S. 13; <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11930>

¹⁶ Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Stromversorgungsverordnung, Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage, S. 13; <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11930>



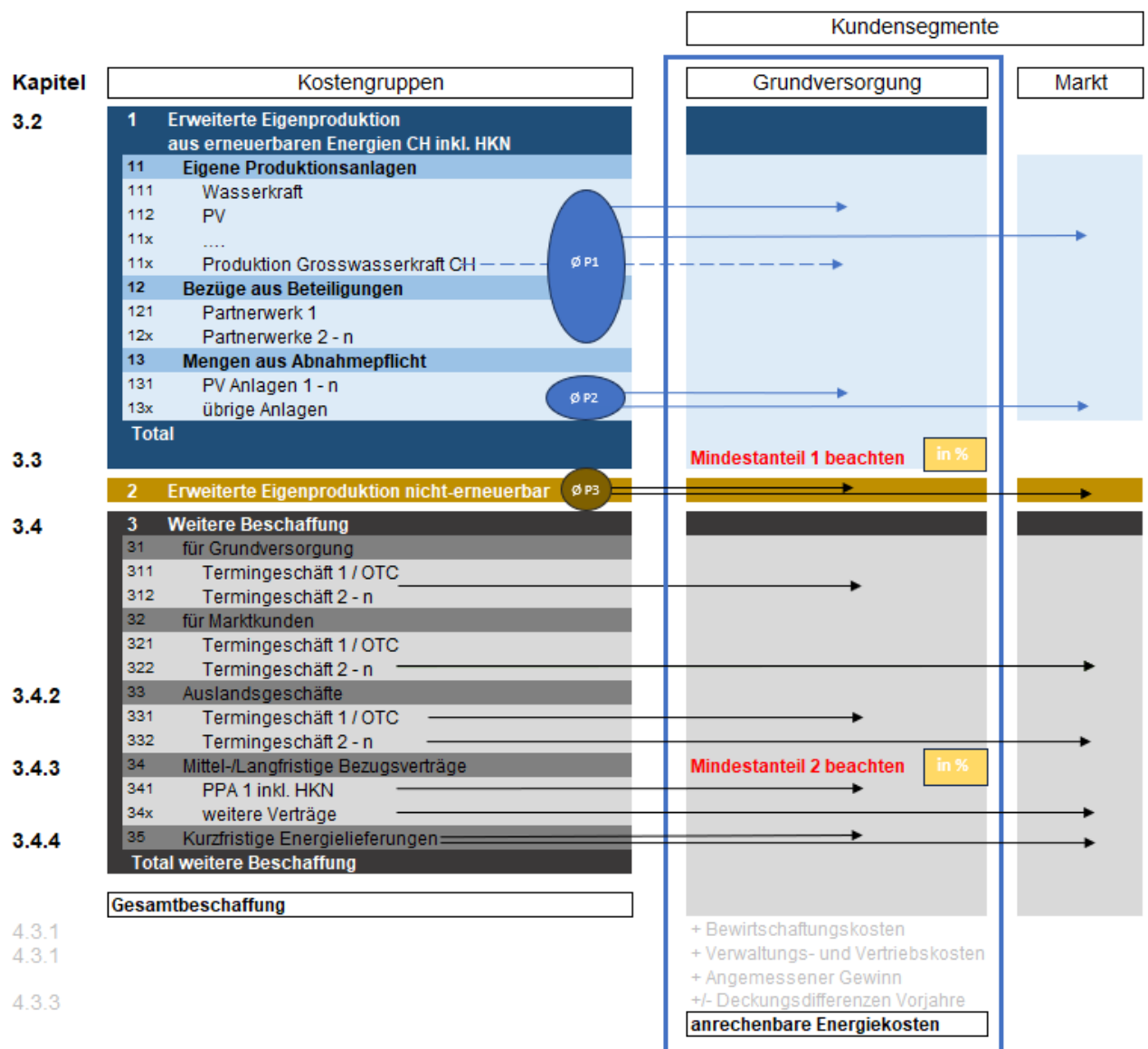


Abbildung 3 Detaillierte Darstellung zu Grundsätzen der Gestehungskosten

- (9) Die Eigenproduktion im engeren Sinne (\emptyset P1 und \emptyset P3 aus Abbildung 3 Definitionen Kapitel 1.3 (6)) fließt zu Gestehungskosten – einschliesslich eines angemessenen Gewinns (vgl. Kapitel 4.3) – in die Grundversorgungstarife ein. Deren Ermittlung wird in Kapitel 3.2 näher beschrieben.
- (10) Der angemessene Gewinn basiert auf den anrechenbaren Energiekosten (vgl. Kapitel 1.3 – Definition (14)).
- (11) Nach den Kosten für die Gesamtbeschaffung, werden noch die Bewirtschaftungs-, Verwaltungs- und Vertriebskosten der Stufe Vertrieb addiert (vgl. Kapitel 4.3).

- (12) Eine bestimmte Mindestmenge (d.h. nicht lediglich basierend auf entsprechend beschafften HKN) aus der erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland ist in der Grundversorgung abzusetzen (Mindestanteil ¹⁷). Weitere Details dazu sind unter Kapitel 3.3 aufgeführt.
- (13) Die Vorgabe gem. Art. 4 Abs. 3 Bst. d. wonach VNB vorrangig Herkunftsnachweise, die aus ihrer erweiterten Eigenproduktion stammen, verwenden, wird im erläuternden Bericht weiter präzisiert (vgl. Erläuternder Bericht des BFE zur StromVV¹⁸). Die EICom vertritt dazu eine abweichende Haltung, dass sich diese Pflicht auf den ganzen Absatz in der Grundversorgung beziehen soll und damit über den Mindestanteil 1 (50%) hinausgeht (vgl. FAQ der EICom¹⁹ Punkt 6.7).
- (14) Die Höhe der Grundversorgungstarife richtet sich nach den anrechenbaren Kosten.
- (15) Die Grundsätze zu den verschiedenen Elementen der Eigenproduktion und der Beschaffung werden im Weiteren erläutert.

3.2 Erläuterungen zu der erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland

- (1) Die durchschnittlichen Gestehungskosten werden zum einen für das Teil-Portfolio Ø P1 (Eigenproduktion und Bezüge aus Beteiligungen) und zum anderen für das Teil-Portfolio Ø P2 (Mengen aus der Abnahmepflicht) berechnet (vgl. Abbildung 3). Und zwar unabhängig davon, ob die Mengen im Rahmen der Grundversorgung oder auf dem Markt verkauft werden. Dies geht auch auf das BGE-Urteil BGE 2C_273/2022 vom 29. März 2023 in Sachen Repower zurück, worin die Konzernsicht des Kraftwerksparks eindeutig bestätigt worden ist und entsprechend keine Zuordnung von einzelnen Kraftwerken vorgenommen werden kann (Ausnahme Marktprämie Grosswasserkraft). Unter Berücksichtigung der geltenden Mindestanteile (vgl. Kapitel 3.3) ist der VNB frei in der Zuordnung der Anteile. Die EICom bestätigt in ihrer Weisung 4/2025 diese Sicht ebenfalls.
- (2) Sofern die Eigenproduktion zur Einhaltung der Mindestanteile dient, muss der entsprechende HKN zwingend übernommen werden. Ein Graustromvertrag und ein separater Vertrag für die Übernahme der HKN ist nicht ausreichend für die Erfüllung der Mindestanteile. Während einer Übergangsfrist von zwei Jahren – d.h. in den Tarifjahren 2026 und 2027 – kann die Erfüllung der Mindestanteile (soweit er nicht bereits durch die erweiterte Eigenproduktion gedeckt wird) auch über den Zukauf von Herkunftsnachweisen erreicht werden.
- (3) Die Priorisierung der Produktion Grosswasserkraft CH gemäss Art. 31 EnG ist möglich. Betreiber von Grosswasserkraftanlagen, die berechtigt für einen Anspruch auf Marktprämie sind, dürfen die Gestehungskosten dieser Anlagen direkt dem Energieportfolio Grundversorgung zuweisen. Da jeweils erst ex post bekannt ist, ob eine bestimmte Grosswasserkraftanlage Marktprämien berechtigt ist, müsste eine ex ante allfällige unberechtigte (nicht erfolgte) Priorisierung über die Deckungsdifferenzen abgewickelt werden.
- (4) Eigene Produktionsanlagen und Bezüge aus Beteiligungen: Die durchschnittlichen Gestehungskosten dieses Teil-Portfolios (s. Ø P1 in Abbildung 3) werden mit der Grundversorgung zugewiesenen

¹⁷ Art. 4a Abs. 1 StromVV

¹⁸ Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Stromversorgungsverordnung, Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage, S. 14; <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11930>

¹⁹ FAQ der EICom vom 25. März zu «Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050 (insb. Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 29. September 2023 [Mantelerlass/Stromgesetz])»; [https://www.elcom.admin.ch/dam/de/sd-web/weRqj22ICsTE/Fragen%20und%20Antworten%20zur%20Energiestrategie%202050%20ab%20Mantelerlass%20\(1\).pdf](https://www.elcom.admin.ch/dam/de/sd-web/weRqj22ICsTE/Fragen%20und%20Antworten%20zur%20Energiestrategie%202050%20ab%20Mantelerlass%20(1).pdf)



Menge ausmultipliziert und die resultierenden Kosten dem Energieportfolio der Grundversorgung zugeteilt.

- (5) Mengen aus der Abnahmepflicht^{20 21}: Die maximal zulässigen durchschnittlichen Bezugskosten dieses Teil-Portfolios (s. Ø P2 in Abbildung 3) werden mit der Grundversorgung zugewiesenen Menge multipliziert und die resultierenden Kosten dem Energieportfolio der Grundversorgung separat zugeteilt. Unter diese Produktionsanlagen fallen auch Anlagen Dritter, welche einen Investitionsbeitrag erhalten. Die HKN müssen ebenfalls abgenommen werden, um in diese Kategorie zu fallen. Sind zu den Mengen aus der Abnahmepflicht die HKN nicht verfügbar, werden sie zu der erweiterten Eigenproduktion nicht-erneuerbar gezählt. Details zur Abnahmevergütung werden mit der Revision des VSE Handbuch Abnahmevergütung geregelt.
- (6) Die maximale Anrechenbarkeit für die Mengen aus der Abnahmepflicht bemisst sich nach Art. 4 Abs. 3 Bst. e StromVV. Allfällige Verluste, die aufgrund der Abnahmepflicht entstehen, müssen aus Sicht des VSE geltend gemacht werden können. Auch allfällige Defizite aus mengenmässigen Überschüssen, die aufgrund der Nachfragemenge nicht in die Grundversorgung abgesetzt werden können, müssen anrechenbare Kosten in der Grundversorgung sein.

3.3 Mindestanteile aus erneuerbaren Energien in der Schweiz

- (1) In der Grundversorgung sind bestimmte Mindestmengen aus erneuerbarer inländischer Produktion (d.h. nicht lediglich die entsprechenden HKN) abzusetzen²².
- (2) Der erste Mindestanteil legt fest, dass die Verteilnetzbetreiber pro Tarifjahr mindestens 50 Prozent ihrer erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland in der Grundversorgung abzusetzen haben (vgl. Anhang Rechenbeispiel 1).
- (3) Für Grundversorger mit einem hohen Anteil an erweiterter Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland besteht die folgende Ausnahmeregelung, durch die sie einen gewissen Spielraum erhalten: Solange mindestens 80 Prozent der in der Grundversorgung abgesetzten Elektrizität aus dieser erweiterten Eigenproduktion stammt, dürfen sie den ersten Mindestanteil auch unterschreiten. (vgl. Anhang Rechenbeispiel 3 a)
- (4) Der Mindestanteil 1 ist grundsätzlich jährlich einzuhalten. Wenn eine objektive Unmöglichkeit vorliegt, ist eine Unterschreitung des Mindestanteils 1 ausnahmsweise zulässig. Der VNB darf die Unmöglichkeit nicht zu verantworten haben. Eine solche Unmöglichkeit kann sich aufgrund des Produktions- und Lastprofils eines Verteilnetzbetreibers ergeben. Zudem wird festgehalten, dass der Grundversorgung nicht grössere Energiemengen zugewiesen werden dürfen, als dort tatsächlich verbraucht werden. Anrechenbar in der Grundversorgung sind nur tatsächlich verbrauchte Mengen. Unterjährige Abweichungen sind zulässig, der Mindestanteil 1 muss nicht in jedem Zeitpunkt erfüllt sein.
- (5) Der zweite Mindestanteil legt fest, dass mindestens 20 Prozent der Elektrizität, die für die Grundversorgung benötigt wird, aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland stammen muss. Ist dieser Mindestanteil nicht bereits mit dem Mindestanteil 1 der erweiterten Eigenproduktion in der Grundversorgung erreicht, müssen die Verteilnetzbetreiber zur Erreichung dieses Mindestanteils gemäss den

²⁰ Art. 15 EnG Abnahme- und Vergütungspflicht

²¹ MKF-Anlagen sind auch Teil dieses Teil-Portfolios (Art. 7 EnG in der Fassung vom 26. Juni 1998 als Rechtsgrundlage)

²² StromVV, Art 4a Mindestanteile an Elektrizität aus erneuerbaren Energien



Ausführungen im erläuternden Bericht entweder weitere Eigenproduktion dafür verwenden²³ oder entsprechende Bezugsverträge abschliessen, die eine Laufzeit von mindestens drei Jahren haben und aus erneuerbarer inländischer Produktion stammen müssen (Mindestanteil 2²⁴, vgl. Kapitel 3.3 und 3.4.3 und Anhang Rechenbeispiel 2). Die ECom vertritt dazu eine abweichende Haltung, dass prioritär die erweiterte Eigenproduktion zu verwenden ist. Erst wenn diese nicht ausreicht, sind Bezugsverträge mit einer Laufzeit von mindestens drei Jahren abzuschliessen (vgl. FAQ der ECom²⁵ Punkt 6.5).

- (6) Während einer Übergangsfrist von zwei Jahren – d.h. in den Tarifjahren 2026 und 2027 – kann der Mindestanteil 2 auch über den Zukauf von Herkunftsnachweisen erfüllt werden (vgl. Weisung 3/2025 der ECom).²⁶
- (7) Die Mindestanteile sind ohne Berücksichtigung von allfällig nachträglich zugeteilten Mengen geförderter Strom zu verstehen. (vgl. Erläuternder Bericht des BFE zur StromVV²⁷ und FAQ der ECom²⁸)
- (8) Die Verteilnetzbetreiber müssen der ECom im Voraus und verbindlich bekanntgeben, ob sie lediglich die Mindestvorgaben erfüllen wollen oder ob sie höhere Mindestanteile anstreben. Was den Mindestanteil 1 anbelangt, ist es auch zulässig, anstelle eines bestimmten Anteils an Eigenproduktion die 80%-Marke anzustreben. Wie bei der Zuordnung der Bezugsverträge (Art. 4 Abs. 4 StromVV) erfolgt die Bekanntgabe der vom Verteilnetzbetreiber angestrebten Zielmarke auch hier über die Kostenträgerrechnung.
- (9) Die Mindestanteile müssen nach bestem Wissen und Gewissen per 31.8. in der Kostenträgerrechnung angegeben werden. Können die geplanten Mindestanteile (insbesondere Mindestanteil 2) nicht eingehalten werden und muss eine Ersatzbeschaffung getätigt werden, fliesst die Differenz in die Deckungsdifferenzen und zählt damit zu den anrechenbaren Kosten.
- (10) Im Anhang sind zur Veranschaulichung der Grundsätze und der gesetzlichen Vorgaben vier Rechenbeispiele ersichtlich, welche eine ausschliessliche Mengenbetrachtung vornehmen:
 - Beispiel 1: Erweiterte Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland ist kleiner als der Verbrauch in der Grundversorgung; indem Mindestanteil 1 eingehalten ist, wird gleichzeitig auch Mindestanteil 2 erreicht (Fall 1 gem. erläuterndem Bericht).
 - Beispiel 2: Erweiterte Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland ist kleiner als der Verbrauch in der Grundversorgung; indem Mindestanteil 1 eingehalten ist, wird Mindestanteil 2 nicht erreicht; Implikation: Mindestanteil 2 kann entweder über eine höhere Zuteilung der erweiterten inländischen Eigenproduktion über dem Mindestanteil oder über langfristige Bezugsverträge aus inländischen erneuerbaren Produktionskapazitäten erreicht werden (Fall 2 gem. erläuterndem Bericht).

²³ StromVG, Art. 6 Abs. 5 Bst. b Lieferpflicht und Tarifgestaltung in der Grundversorgung

²⁴ Art. 4a Abs. 3 StromVV

²⁵ FAQ der ECom vom 25. März zu «Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050 (insb. Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 29. September 2023 [Mantelerlass/Stromgesetz])»; [https://www.elcom.admin.ch/dam/de/sd-web/weRqj22ICsTE/Fragen%20und%20Antworten%20zur%20Energiestrategie%202050%20ab%20Mantelerlass%20\(1\).pdf](https://www.elcom.admin.ch/dam/de/sd-web/weRqj22ICsTE/Fragen%20und%20Antworten%20zur%20Energiestrategie%202050%20ab%20Mantelerlass%20(1).pdf)

²⁶ Vgl. Weisung 3/2025 der ECom vom 18. März 2025 «Übergangsfrist zur Erfüllung des Mindestanteils aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland von 20 Prozent (Mindestanteil 2)»; https://www.elcom.admin.ch/dam/de/sd-web/fmo6DW90GzB/weisung-3-2025_mindestanteil-2.pdf

²⁷ Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Stromversorgungsverordnung, Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage, S. 4 und 14; <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11930>

²⁸ FAQ der ECom vom 25. März zu «Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050 (insb. Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 29. September 2023 [Mantelerlass/Stromgesetz])»; [https://www.elcom.admin.ch/dam/de/sd-web/weRqj22ICsTE/Fragen%20und%20Antworten%20zur%20Energiestrategie%202050%20ab%20Mantelerlass%20\(1\).pdf](https://www.elcom.admin.ch/dam/de/sd-web/weRqj22ICsTE/Fragen%20und%20Antworten%20zur%20Energiestrategie%202050%20ab%20Mantelerlass%20(1).pdf)



- Beispiel 3 a): Erweiterte Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland ist deutlich grösser als der Verbrauch in der Grundversorgung; Mindestanteil 2 wird erreicht, ohne Mindestanteil 1 erfüllt zu haben; Implikation: Das Einhalten des Mindestanteil 1 ist nicht möglich, da die aus der Grundversorgung nachgefragte Menge zu gering ist. In diesem Fall kommt die 80 %-Regel zur Anwendung (Fall 3 gem. erläuterndem Bericht).
- Beispiel 3 b): Erweiterte Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland ist deutlich kleiner als der Verbrauch in der Grundversorgung; obwohl Mindestanteil 1 mit Einsatz von 100 % der erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland übererfüllt ist, kann Mindestanteil 2 nicht erreicht werden; Implikation: Mindestanteil 2 muss über die weitere Beschaffung von erneuerbaren Energien aus dem Inland erreicht werden.

3.4 Weitere Beschaffung

3.4.1 Grundsätze der weiteren Beschaffung

- (1) Die Beschaffung der Elektrizität ist gemäss Art. 4c StromVV strukturiert und zeitlich gestaffelt auszurichten, um sich gegen Marktpreisrisiken abzusichern und damit Preisrisiken zu minimieren.²⁹
- (2) Die Verteilnetzbetreiber müssen sich gegen Marktpreisschwankungen absichern. Die Verteilnetzbetreiber müssen Strategien für eine strukturierte Beschaffung festlegen, umsetzen und dokumentieren, um sich gegen Marktpreisschwankungen abzusichern. Werden zur Sicherstellung der benötigten Elektrizität Bezugsverträge abgeschlossen, so sind diese zeitlich gestaffelt abzuschliessen. Unter Bezugsverträgen zu angemessenen Bedingungen werden Verträge verstanden, welche zu Marktpreisen abgeschlossen wurden.
- (3) Bezugsverträge können sowohl an der Börse (z. B. EPEX-Spot, EEX) als auch über den ausserbörslichen Handel (over-the-counter (OTC), Broker, etc.) abgewickelt werden.
- (4) Bei Bezugsverträgen welche nach der Schlussabstimmung des StromVG (29.9.2023) abgeschlossen wurden, müssen Verträge angepasst werden, die nicht diesen Vorgaben entsprechen.

3.4.2 Auslandsgeschäfte

- (1) Beteiligungen an Kraftwerksgesellschaften sowie eigene Produktionsanlagen 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, können jedoch nicht für die Erfüllung der Mindestanteile angerechnet werden. Die physische Lieferung zu Versorgungszwecken 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.

²⁹ StromVG, Art. 6 Abs. 5bis Lieferpflicht und Tarifgestaltung für feste Endverbraucher



- (2) Die Produktion aus Grenzkraftwerken kann unabhängig der tatsächlichen Netzsituation im Umfang des schweizerischen Anteils gemäss staatsvertraglicher Länderquote zur Ermittlung der Gestehungskosten in der Grundversorgung berücksichtigt werden.

3.4.3 Mittel- und langfristige Bezugsverträge

- (1) Gemäss dem erläuternden Bericht zur StromVV sind unter mittel- und langfristige Bezugsverträgen mit einer Dauer von mindestens drei Jahren zu verstehen.
- (2) Dies kann ein Power Purchase Agreement (PPA) oder ein langfristiger Bezugsvertrag inkl. HKN (vgl. Kapitel 1.3 (8) und (9)) sein, der Strom aus einem einzelnen Kraftwerk in der Schweiz in die entsprechende Bilanzgruppe inkl. den dazugehörenden HKN ausstellt).
- (3) Sofern die entsprechenden mittel- und langfristigen Bezugsverträge für die Erfüllung der erneuerbaren Mindestanteile dienen sollen, muss auf jeden Fall der entsprechende HKN jener Kraftwerke oder jenes Kraftwerkpools mitabgenommen werden, aus dem auch die elektrische Energie kommt.
- (4) Bezugsverträge, die nicht in den Mindestanteil 2 (gemäss Art. 4a Abs. 2 StromVV) eingerechnet werden, unterliegen diesen Bestimmungen (Vertragsdauer und inkludierte HKN) nicht.

3.4.4 Anpassung der Liefermengen

- (1) Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist es notwendig, auch kurzfristigere bzw. zusätzliche Verträge bzw. Transaktionen abzuschliessen. Der strukturierte vorausschauende Einkauf von Energie führt zwangsläufig dazu, dass die vorhandenen geplanten Liefermengen dem tatsächlichen Bedarf, welcher durch viele verschiedene Faktoren beeinflusst wird (Wetter, Energierücklieferungen, Verbrauchsschwankungen etc.), angepasst werden müssen. Dieser Ausgleich kann z.B. die Deckung einer Short-Position oder aber der Verkauf «überschüssiger» Energie, die aufgrund einer Long-Position entsteht, sein. Zusätzlich ist es aus Energiewirtschaftlicher Sicht zur Abstimmung der Beschaffungsmengen auf das prognostizierte Lastprofil notwendig überschüssige Energie zu verkaufen. Sowohl der Ausgleich einer Short-Position, als auch derjenige einer Long-Position gehören zur Gewährleistung der Versorgungspflicht. Sämtliche Massnahmen, die zur Anpassung des Energiebedarfs an den tatsächlichen Bedarf erforderlich sind, sind anrechenbare Kosten. In diesem Zusammenhang müssen sowohl Verluste als auch Gewinne dem einzelnen Energieportfolio (Grundversorgung oder Markt) zugeordnet werden.
- (2) Die Kosten und Erlöse, die aus notwendigen Mengenanpassungen für die Energielieferung in der Grundversorgung entstehen, sind anrechenbar. Die Kosten und Erlöse sollen dabei möglichst verursachergerecht zugewiesen werden. Ist dies nicht möglich, dann soll eine mengengewichtete und damit anteilige Zuweisung erfolgen.
- (3) Ausgleichsenergie entsteht, wenn nicht die Menge an Strom produziert oder verbraucht wird, die im Voraus geplant war. Stromerzeuger und Verbraucher in einer Bilanzgruppe müssen im Voraus planen, wie viel Strom sie erzeugen bzw. verbrauchen werden. Wenn der tatsächliche Verbrauch oder die Erzeugung von dieser Prognose abweicht, entsteht ein Ungleichgewicht. Der Übertragungsnetzbetreiber muss dieses Ungleichgewicht ausgleichen, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Dafür wird Ausgleichsenergie beschafft oder verkauft, was Kosten verursacht. Diese Kosten für Ausgleichsenergie werden der Bilanzgruppe in Rechnung gestellt, die für die Abweichung verantwortlich ist und gelten



als anrechenbare Kosten. In einem volatilen Marktumfeld können dadurch erhebliche Kosten entstehen, sodass eine verursachergerechte Kostenzuordnung zwischen Grundversorgung und Markt erforderlich ist. Eine schriftliche Dokumentation dieser Zuordnung wird zur Nachvollziehbarkeit dringend empfohlen. Gemäss der aktuellen Auslegung der ElCom sollen nur die Kosten für die Beschaffung der Energie berücksichtigt werden (Bruttoprinzip) dürfen, ohne das Ergebnis der Kauf- und Verkaufstransaktionen ("Netting") zu berücksichtigen.

4. Grundsätze der Kostenermittlung

4.1 Allgemeines

- (1) Im Unterschied zur Bestimmung der anrechenbaren Netzkosten im Sinne von Art. 15 StromVG fehlen weiterführende 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 StromVG sowie Art. 4 und Art. 4d 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.³⁰ 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.
- (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 Elektrizitätsversorgungsunternehmen 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 Gestehungskosten

- (1) Die Herleitung der einzelnen Kostenarten soll in vergleichbarer Art und Weise zu den Kostenartengruppen im Netzbereich gemäss den Empfehlungen des KRSV-CH erfolgen.

³⁰ Vgl. Kapitel 4.1 des KRSV-CH 2023.



- (2) Der VSE empfiehlt den betroffenen Verteilnetzbetreibern mit Grundversorgungsauftrag die Abbildung des nachstehenden Gestehungskostenschemas zur Ermittlung der vollständigen Gestehungskosten 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 StromVV³¹ 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
		2.1	2.2	2.3
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		
300	Beschaffungskosten			
300.1	Beschaffung bei Partnerwerken / Beteiligungen	x		
300.2	Langfristige Bezugsverträge	x	x	
300.3	Beschaffung Börse / OTC		x	
300.4	Beschaffungsnebenkosten / Disposition		x	
400	Massnahmen Effizienzsteigerung			x
600	Verwaltungs- und Vertriebskosten			
600.1a	Management, Verwaltung	x	x	x
600.2	Vertriebskosten			x

³¹ 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
		2.1	2.2	2.3
600.3	Kalkulatorische Verzinsung NUV ³²	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

Die Methode der kalkulatorischen Abschreibung der Produktionsanlagen ist im Unterschied zum Netzbereich nicht abschliessend vom Gesetz- bzw. Verordnungsgeber definiert. Gemäss EICOM-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.

³² Gemäss bisherigem Recht (bis und mit Tarifjahr 2025) erachtete die EICOM die Verzinsung des NUV auf Stufe Produktion und Einkauf als 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 bestätigt. Eine abschliessende Beurteilung durch das Bundesgericht ist mit dem Urteil 2C_828/2019 vom 16. Juli 2020 noch nicht erfolgt. Ab Tarifjahr 2026 ist Art. 4 Abs. 3 Bst. a. Ziff. 5. massgebend und die Verzinsung gemäss Art. 4 StromVV entspricht dem angemessenen Gewinn. Entsprechend ist die Betrachtung über alle Wertschöpfungsstufen abgedeckt, kann aber nicht mehrfach geltend gemacht werden.



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 Nettoumlaufvermögen³³.

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

Der WACC Produktion der jeweiligen ECom Weisung ist grundsätzlich verpflichtend (vgl. Verfügung der ECom 211-00301 vom 7. Dezember 2021). 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 Zinssatzes für ein vom Kalenderjahr abweichendes Geschäftsjahr (hydrologisches Jahr) nicht zulässig. Stattdessen ist der jeweils per Abschlussstichtag geltende Zinssatz für das gesamte Geschäftsjahr anzuwenden. In begründeten Ausnahmefällen kann der WACC aus Sicht VSE auch unternehmensspezifisch ermittelt werden.

200 Betriebskosten

200.1 Anlagenbetrieb

³³ 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.



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 als effektive Kosten an. Der Bezugspreis ergibt sich aus den Bezugsmengen bewertet zu den Beschaffungskosten für die entsprechende Energiequalität. Dies muss gemäss Bundesgerichtsurteil 2C_297/2019 vom 28. Mai 2020 zu Spotmarktpreisen, oder auf effektiver Kostenbasis erfolgen. Eine entsprechende marktorientierte, sachlich begründbare und überprüfbare Methode muss gegenüber der ElCom belegt werden können³⁴.

200.5.a Ausgleichsenergie

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.

³⁴ Prüfung der Vorliegerkosten Netz für das Jahr 2009 sowie der Netznutzungstarife 2010 und Elektrizitätstarife 2009 und 2010 der Energie Wasser Bern (ewb) – Neuverfügung



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, Benützungsschädigungen 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 herauszurechnen. 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 beteiligungsbedingter Bezugsverträge können analog zu Partnerwerken der Produktion zugeordnet werden. Im Falle deren Aktivierbarkeit ist die Verzinsung dieser Vermögenswerte in Position 100.2 sichergestellt.

Im Rahmen der Beschaffungskosten müssen die HKN, insb. HKN Wasser Schweiz und HKN Photovoltaik Schweiz separat ausgewiesen werden können.

400 Massnahmen Effizienzsteigerung

Gemäss Art. 46b EnG sind die Elektrizitätslieferanten verpflichtet, Zielvorgaben durch Massnahmen für Effizienzsteigerungen zu erfüllen. Diese werden in den Art. 51a EnV näher bestimmt. Art. 6 Abs. 5^{ter} StromVG legt fest, dass Verteilnetzbetreiber die Kosten zur Erreichung der Zielvorgaben anteilmässig in die Grundversorgung einrechnen können. Der entsprechende Anteil bestimmt sich anhand des Verhältnisses zwischen dem Referenzstromabsatz im Energieportfolio in der Grundversorgung und der im freien Markt (Art. 4d StromVV). Das bedeutet, dass ein Verteilnetzbetreiber, der 60 % seiner Elektrizitätslieferungen in der Grundversorgung absetzt, auch 60 % der Kosten der Effizienzsteigerungen in die Grundversorgung anrechnen kann. Allerdings legt Art. 4d StromVV einige Prinzipien zu den Kosten fest, nach denen nur angemessene Kosten angerechnet werden dürfen. Angemessen bedeutet entweder, bei selbst erbrachten Leistungen, dass höchstens marktübliche Kostenansätze verwendet werden dürfen, oder bei eingekauften Leistungen, dass diese aus einer transparenten, diskriminierungsfreien und marktorientierten Beschaffung resultieren müssen.

Art. 4d Abs. 2 StromVV legt fest, dass festen Endverbrauchern und Endverbrauchern, die auf den Netzzugang verzichtet haben und die für die Bestimmung des Referenzstromabsatzes nicht berücksichtigt werden keine Kosten belastet werden dürfen. Da dadurch die Anlastung der Kosten über den Grundversorgungstarif erfolgt, könnten auch Endverbraucher dafür belastet werden, die mit einzelnen Messpunkten noch in der Grundversorgung sind, aber bereits eine Zielvereinbarung eingegangen sind oder als stromintensives Unternehmen gelten. Gemäss der Regelung dürften diesen Messpunkten keine Kosten für Massnahmen zur Effizienzsteigerung belastet werden. Der VSE empfiehlt für diesen Sonderfall, dass direkt mit diesem Endverbraucher eine individuelle Lösung gesucht wird und die relevanten Kosten beispielsweise mit einem Abschlag auf der Rechnung oder in Form einer Rückerstattung erfolgen können.

600 Verwaltungskosten

600.1a. Management, Verwaltung

Darunter fallen 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, die ihre Mittel 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 maximale Anrechenbarkeit wird in Art. 4 Abs. 3 Bst a Ziff. 5 StromVV erläutert (vgl. Kapitel 1.3 Definition (14)).

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-Werten 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 Finanzierungsverhältnisses 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, sind hier den Gestehungskosten gegenzurechnen. 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

Darunter sind Kosten für den Einkauf von Ausgleichsenergie sowie aus Sicht des VSE auch Opportunitätskosten bei Beschaffung von Ausgleichsenergie über dem tatsächlich eintretenden Bedarf zu verstehen.

300 Beschaffungskosten

300.2 Langfristige Bezugsverträge

Einkaufskosten aus den Bezugsverträgen sind anrechenbare Kosten.

300.3 Beschaffung Börse / OTC / Einkauf

Es sind die effektiv für die Belieferung von Endverbrauchern angefallenen Kosten für den Kauf von Energie an der Börse oder OTC anzusetzen.

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.



Es sind die anteiligen Betriebskosten der mit dem Einkauf betrauten Personen sowie die kalkulatorischen Kapitalkosten deren Infrastruktur, insbesondere der eingesetzten Energiedatenmanagementsysteme 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 realistischerweise zu erwartenden Zahlungseingänge aus dem Stromabsatz an Endkunden zu berücksichtigen. Die jederzeitige Zahlungsfähigkeit muss gewährleistet sein.

Die maximale Anrechenbarkeit wird in Art. 4 Abs. 3 Bst. a Ziff. 5 StromVV erläutert (vgl. Kapitel 1.3 Definition (14)).

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

Kleine Verteilnetzbetreiber, die die Gestehungskosten nicht in diesem Detaillierungsgrad ermitteln, können Kosten, die grundsätzlich zu den Gestehungskosten Vertrieb gehören auch in einer anderen Wertschöpfungsstufe abbilden.



600 Verwaltungs- und Vertriebskosten

600.1a Management, Verwaltung

siehe oben Wertschöpfungsstufe Produktion

600.2 Vertriebskosten

Die zentralen Kosten dieser Wertschöpfungsstufe sind die Vertriebskosten. Sie 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 ElCom³⁵ 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.

Die Verwaltungs- und Vertriebskosten sind anrechenbare Energiekosten.

600.3 Kalkulatorische Verzinsung des Nettoumlaufvermögens (NUV)

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

Die maximale Anrechenbarkeit wird in Art. 4 Abs. 3 Bst. a Ziff. 5 StromVV erläutert (vgl. Kapitel 1.3 Definition (14)).

600.4 Sonstige Kosten

Zum Beispiel Beiträge an Vertriebspartnerschaften

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.

³⁵ Vgl. insbesondere RZ 77 und RZ 98 in der ElCom-Verfügung 211-00033 vom 20. August 2020 in Sachen Centralschweizerische Kraftwerke AG



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.

Stimmt die Summe des Entgelts (Ist-Erlöse), das der Verteilnetzbetreiber für die Grundversorgung während eines Tarifjahres erhoben hat, nicht mit den anrechenbaren Energiekosten (Ist-Kosten) überein (Deckungsdifferenz), so muss er diese Abweichung innert der nächsten drei Tarifjahre ausgleichen. Bei einer Unterdeckung kann er auf den Ausgleich verzichten. In begründeten Fällen kann die EICom 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. Der verzinste Saldo der Deckungsdifferenzen für das Tarifjahr 2023 muss bis spätestens Ende 2027 vollständig abgebaut sein.³⁶ Für die Deckungsdifferenzen ab dem Geschäftsjahr 2024 gelten erstmals die neuen Bestimmungen gemäss Art. 4d StromVV und Art. 31m StromVV (vgl. 1.1.1 (6)).³⁷

5. Grundsätze der Tarifierung

5.1 Standardstromprodukt

- (1) Die Verteilnetzbetreiber bieten in der Grundversorgung als Standard ein Elektrizitätsprodukt an, das insbesondere auf der Nutzung von inländischer erneuerbarer Energie beruht. Mindestens zwei Drittel der gelieferten Elektrizität während jedem Quartal ab dem Tarifjahr 2028 soll dabei aus inländischer und erneuerbarer Produktion stammen (zwei Drittel müssen inländisch und gleichzeitig erneuerbar sein³⁸). Der Verteilnetzbetreiber steht in der Pflicht dies entsprechend belegen zu können und ebenfalls für die Stromkennzeichnung zu verwenden³⁹. Zur Erfüllung der Vorgaben des Standardstromproduktes können die HKN unabhängig von der physischen Strombeschaffung bezogen werden.

³⁶ Vgl. Infoveranstaltung für Netzbetreiber 2023 der EICom: <https://www.elcom.admin.ch/dam/de/sd-web/Vi75034Ecc9Q/informationsveranstaltung2023.pdf>

³⁷ Da die revidierte StromVV am 15.2.2023 in Kraft getreten ist, ist mit dem im Gesetz umschriebenen nächstfolgenden Jahr (Art. 31m StromVV), das Tarifjahr 2024 gemeint. Infoveranstaltung für Netzbetreiber 2023 der EICom: <https://www.elcom.admin.ch/dam/de/sd-web/Vi75034Ecc9Q/informationsveranstaltung2023.pdf>, Folie 38

³⁸ FAQ der EICom vom 25. März zu «Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050 (insb. Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 29. September 2023 [Mantelerlass/Stromgesetz])», Punkt 6.10; [https://www.elcom.admin.ch/dam/de/sd-web/weRqj22lCsTE/Fragen%20und%20Antworten%20zur%20Energiestrategie%202050%20ab%20Mantelerlass%20\(1\).pdf](https://www.elcom.admin.ch/dam/de/sd-web/weRqj22lCsTE/Fragen%20und%20Antworten%20zur%20Energiestrategie%202050%20ab%20Mantelerlass%20(1).pdf)

³⁹ Quartalsweise Stromkennzeichnung gemäss HKSV bereits ab 2027 einzuhalten



- (2) Der Anteil geförderter Strom (aktuell ca. 6 %⁴⁰) ist als «Sockelbeitrag» anrechenbar.
- (3) Gemäss Art. 4 EnV muss für jede an Endverbraucher gelieferte Kilowattstunde die Stromkennzeichnung nachgewiesen werden. Stromlieferung in der Grundversorgung ohne HKN ist nicht zulässig. Aus Gründen der Kostenfolgen empfiehlt es sich die Produkte in ihrer effektiven Zusammensetzung möglichst offen zu gestalten, d. h. wo dies möglich ist keine konkreten Mengenangaben zu einzelnen Qualitäten im Produkt zu machen.
- (4) Vorgaben für konkrete Mengenangaben bestehen aufgrund des Mindestanteils gem. Art. 4a Abs. 1 StromVV. Dort ist geregelt, welcher Anteil der erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland in der Grundversorgung zu berücksichtigen ist. Dabei müssen die in der Stromkennzeichnung deklarierten HKN der beiden Teil-Portfolien eigene Produktionsanlagen & Bezüge aus Beteiligungen und Mengen aus der Abnahmepflicht (vgl. Abbildung 3 und erläuternder Bericht des BFE zur StromVV) mit den kostenseitig berücksichtigten Mengen dieser Teil-Portfolien übereinstimmen.
- (5) Weiter müssen auch die HKN aufgrund des zweiten Mindestanteils in Art. 4a Abs. 2 StromVV mit den entsprechend in der Grundversorgung angerechneten Mengen übereinstimmen, wobei hier explizit ein kraftwerks- oder zumindest kraftwerkspool-scharfer Bezug vorgenommen werden muss. Über dies hinaus sollen gemäss Art. 4 Abs. 3 Bst. d StromVV HKN aus eigener Produktion verwendet werden. Während einer Übergangsfrist von zwei Jahren – d.h. in den Tarifjahren 2026 und 2027 – kann dieser Mindestanteil 2 (soweit er nicht bereits durch die erweiterte Eigenproduktion gedeckt wird) auch über den Zukauf von Herkunftsnachweisen erfüllt werden.
- (6) 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 fest, dass bei fehlenden HKN nur ausnahmsweise ein gleichwertiges Ersatzprodukt deklariert werden darf. Die entsprechenden Kosten müssen sich dabei im Rahmen des ursprünglichen Produktes bewegen.⁴¹ 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.
- (7) Nicht der Grundversorgungsregulierung untersteht der reine Zertifikatehandel.
- (8) Ökologische Mehrkosten (Beschaffung HKN, erworbene Zertifikate) können in der Regel nicht direkt einem Kostenträger zugewiesen werden. Sie werden ebenfalls vom Vertrieb den einzelnen Produkten – in Abhängigkeit der Absatzmenge – zugeordnet. Die Zuteilung der ökologischen Mehrkosten für die Abnahme erneuerbarer Energie von eigenen Produktionsanlagen erfolgt analog.
- (9) Neben dem Standardstromprodukt sind auch weiterhin andere Stromprodukte möglich. Mit der gesamten Produktpalette müssen alle Vorgaben gemäss StromVG und StromVV erfüllt sein.

⁴⁰ FAQ der ElCom vom 25. März zu «Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050 (insb. Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 29. September 2023 [Mantelerlass/Stromgesetz])», Punkt 6.9; [https://www.elcom.admin.ch/dam/de/sd-web/weRqj22ICsTE/Fragen%20und%20Antworten%20zur%20Energiestrategie%202050%20ab%20Mantelerlass%20\(1\).pdf](https://www.elcom.admin.ch/dam/de/sd-web/weRqj22ICsTE/Fragen%20und%20Antworten%20zur%20Energiestrategie%202050%20ab%20Mantelerlass%20(1).pdf)

⁴¹ Fragen 11 und 12 in "Steigende Elektrizitätspreise: Fragen und Antworten zur unterjährigen Anpassung der Elektrizitätstarife, zur Ersatzversorgung und zur Rückliefervergütung" aus der Aktualisierung vom 26. Januar 2023.



Anhang



Rechenbeispiel 2

Art. 6 Abs. 5 Bst. b StromVG: einen Mindestanteil Elektrizität aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland (Mindestanteil 2); reicht ihre erweiterte Eigenproduktion dafür nicht, so beschaffen sie die nötigen inländischen Mengen über mittel- und langfristige Bezugsverträge. Reicht die erweiterte Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland gemäss Mindestanteil 1 nicht aus, um den Mindestanteil 2 zu erfüllen, kann für die Grundversorgung dieser Mindestanteil 1 so weit erhöht werden, bis der Mindestanteil 2 erfüllt ist.

Die dargestellten Zahlen und Anteile ist eine reine Mengenbetrachtung. Der VNB kann aus beiden Teil-Portfolien der erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland (vgl. Kapitel 3.2) Anteile bestimmen, die er der Grundversorgung zuweist, sofern die beiden Mindestanteile erfüllt sind. Bei den Kosten sind die durchschnittlichen Gestehungskosten bzw. die durchschnittlichen Bezugskosten anzuwenden.

Die erweiterte Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland ist kleiner als der Verbrauch in der Grundversorgung. Indem Mindestanteil 1 eingehalten ist, wird Mindestanteil 2 nicht erreicht; Implikation: Mindestanteil 2 kann entweder über eine höhere Zuteilung der erweiterten inländischen Eigenproduktion über dem Mindestanteil (unten dargestellter Fall) oder über langfristige Bezugsverträge aus inländischen erneuerbaren Produktionskapazitäten erreicht werden.

Menge Grundversorgung 1200
Gesamtbeschaffung 1600

		GV		Markt		GV		Markt	
		Menge	Anteil GV	Menge	Anteil GV	Menge	Anteil GV	Menge	Anteil GV
Erweiterte Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien CH inkl. HKN									
Eigene Produktionsanlagen									
Kraftwerk 1 - n	200	50%	100	60%	120	80			
Bezüge aus Beteiligungen									
Partnerwerk 1 - n	200	50%	100	60%	120	80			
Mengen aus Abnahmepflicht									
PV Anlagen 1 - n	10	50%	5	100%	10	0			
Total	410		205		250		160		
Mindestanteil 1			50%		61%				
Mindestanteil 2 ohne weitere Beschaffung			17%		21%				
Erweiterte Eigenproduktion nicht-erneuerbar									
Weitere Beschaffung									
für Grundversorgung									
Termingeschäft 1	455	100%	455		235				
für Marktkunden									
Termingeschäft 2	235	0%			300				
Auslandsgeschäfte									
Termingeschäft 3	300	100%	195	98%	5				
Langfristige Bezugsverträge									
PPA 1	200								
Kurzfristige Energielieferungen									
Total	1190		950		240				
Menge aus erneuerbaren Energie CH			445		37%				
Mindestanteil 2 mit weiterer Beschaffung									
Gesamtmenge			1600		1200		400		

Art. 4a Abs. 1 StromVV: Die Verteilnetzbetreiber setzen pro Tariffahr mindestens 50% ihrer erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland in der Grundversorgung ab (Mindestanteil 1). Solange mindestens 80% der in der Grundversorgung abgesetzten Elektrizität aus dieser erweiterten Eigenproduktion stammt, dürfen sie diesen Mindestanteil (Mindestanteil 1) auch unterschreiten.

Die erweiterte Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland ist deutlich grösser als der Verbrauch in der Grundversorgung; Mindestanteil 2 wird erreicht, ohne Mindestanteil 1 erfüllt zu haben. Das Einhalten des Mindestanteil 1 ist nicht möglich, da die aus der Grundversorgung nachgefragte Menge zu gering ist. In diesem Fall kommt die 80 %-Regel zur Anwendung.

3

Art. 4a Abs. 2 StromVV: Mindestens 20% der Elektrizität, die für die Grundversorgung benötigt wird, muss aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland stammen (Mindestanteil 2). Ist dieser Mindestanteil nicht bereits mit StromVV Art. 4a Absatz 1 erreicht, so schliessen die Verteilnetzbetreiber deshalb zur Erreichung dieses Mindestanteils Bezugsverträge mit einer Mindestlaufzeit von 3 Jahren ab.

Die erweiterte Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland ist deutlich kleiner als der Verbrauch in der Grundversorgung; obwohl Mindestanteil 1 mit Einsatz von 100 % der erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien aus dem Inland übererfüllt ist, kann Mindestanteil 2 nicht erreicht werden. Mindestanteil 2 muss über die weitere Beschaffung von erneuerbaren Energien aus dem Inland erreicht werden.

11