



Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz

Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz

Branchensystematik für die Kostenermittlung im Zusammenhang mit der Netznutzung

KRSV – CH, Ausgabe 2019

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Association des entreprises électriques suisses
Associazione delle aziende elettriche svizzere

Telefon +41 62 825 25 25, Fax +41 62 825 25 26, info@strom.ch, www.strom.ch



Impressum und Kontakt

Herausgeber

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE
Hintere Bahnhofstrasse 10
CH-5000 Aarau
Telefon +41 62 825 25 25
Fax +41 62 825 25 26
info@strom.ch
www.strom.ch

Autoren der Ausgaben 2007, 2009, 2012

Vorname Name	Unternehmen	Funktion
Rolf Meyer	IBAAarau	Präsident der KoReKo*
Cédric Christmann	EBM	Mitglied der KoReKo
Christine Döbeli	ewz	Mitglied der KoReKo (seit März 2012)
Marcel Frei	ewz	Mitglied der KoReKo (bis Dez. 2011)
Marco Heer	CKW	Mitglied der KoReKo
Lilian Heimgartner	Swissgrid	Mitglied der KoReKo
Harald Henggi	BKW FMB Energie	Mitglied der KoReKo
Andrea Müller	Werke am Zürichsee	Mitglied der KoReKo
Karl Resch	EKZ	Mitglied der KoReKo
Peter Ruesch	SIG	Mitglied der KoReKo
Oswald Udry	Groupe E	Mitglied der KoReKo

Projektleitung VSE

Peter Betz, Projektleiter MERKUR Access II
Marcel van Zijl, Leiter Ressort Betriebswirtschaft

Autoren der Überarbeitung 2014/2015

Vorname Name	Unternehmen	Funktion
Rolf Meyer		Präsident der KoKuF** (bis Mai 2015)
Cédric Christmann	EBM	Mitglied der KoKuF
Christine Döbeli	ewz	Mitglied der KoKuF
Boris Flade	Axpo	Mitglied der KoKuF (bis Dezember 2014)
Marco Heer	CKW	Mitglied der KoKuF
Niklaus Mäder	VSE	Fachsekretär der KoKuF
Andrea Müller	Werke am Zürichsee	Präsidentin KoKuF (seit Mai 2015), Mitglied der KoKuF
Peter Rüesch	SIG	Mitglied der KoKuF
Stephan Trösch	Energie Thun	Mitglied der KoKuF
Manuel Trösch	BKW Energie	Mitglied der KoKuF
Marc Wüst	IB Wohlen	Mitglied der KoKuF
Willy Zeller	Groupe E	Mitglied der KoKuF

Autoren der Überarbeitung 2016/2018

Vorname Name	Unternehmen	Funktion
Andrea Müller	Werke am Zürichsee	Präsidentin der KoKuF
Mauro Braghetta	Azienda Elettrica Ticinese	Mitglied der KoKuF

Cédric Christmann	EBM	Mitglied der KoKuF
Christine Döbeli	ewz	Mitglied der KoKuF
Marco Heer	CKW	Mitglied der KoKuF
Oliver Junker	Axpo Power	Mitglied der KoKuF
Niklaus Mäder	VSE	Fachsekretär der KoKuF
Marion Marty	Services Industriels de Lausanne	Mitglied der KoKuF
Stephan Trösch	Energie Thun	Mitglied der KoKuF
Manuel Trösch	BKW Energie	Mitglied der KoKuF
Marc Wüst	IB Wohlen	Mitglied der KoKuF
Willy Zeller	Groupe E	Mitglied der KoKuF

Autoren der Überarbeitung 2019

Vorname Name	Firma	Funktion
Mauro Braghetta	AET	Mitglied der KoKuF
Christine Döbeli	ewz	Präsidentin der KoKuF
Marco Heer	CKW	Mitglied der KoKuF
Lilian Heimgartner	IBB	Mitglied der KoKuF
Patrik Kornmayer	Axpo	Mitglied der KoKuF
Marion Marty	SIL	Mitglied der KoKuF
Andrea Müller	Werke am Zürichsee	Mitglied der KoKuF
Stephan Trösch	Energie Thun	Mitglied der KoKuF
Ruedi Wermelinger	BKW	Mitglied der KoKuF
Marc Wüst	IB Wohlen	Mitglied der KoKuF
Willy Zeller	Groupe E	Mitglied der KoKuF
Raphael Zwahlen	VSE	Fachsekretär der KoKuF

* KoReKo: Kostenrechnungskommission

** KoKuF: Kommission Kosten und Finanzen

Verantwortung Kommission

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

Dieses Dokument ist ein Branchendokument zum Strommarkt. Es gilt als Richtlinie im Sinne von Art. 27 Abs. 4 Stromversorgungsverordnung.

Chronologie

Datum	Kurzbeschreibung
31. März 2005	Version 1.0
15. Juni 2006	Version 1.1
Dezember 2007	Genehmigung KRSV Version 2007 durch VSE-Vorstand
Juli 2009	Genehmigung KRSV Version 2009 durch VSE-Vorstand
Okt. 2011- März 2012	Aktualisierung und Überarbeitung durch KoReKo und VSE
April / Mai 2012	Vernehmlassung (Branche und Endverbraucher (Art 27 Abs. 4 StromVV))
4. Juli 2012	Genehmigung KRSV Version 2012 durch VSE-Vorstand
Aug. 2014 – Februar 2015	Aktualisierung und Überarbeitung durch KoKuF und VSE
März – Mai 2015	Vernehmlassung (Branche und Endverbraucher (Art 27 Abs. 4 StromVV))
2. September 2015	Genehmigung KRSV Version 2015 durch VSE-Vorstand
August 2016 – Januar 2018	Aktualisierung und Überarbeitung durch KoKuF und VSE
Februar – März 2018	Vernehmlassung (Branche und Endverbraucher (Art 27 Abs. 4 StromVV))
2. Mai 2018	Genehmigung KRSV Version 2018 durch VSE-Vorstand
Juni – Juli 2019	Überarbeitung durch Kommission Kosten und Finanzen
August – September 2019	Vernehmlassung bei VSE-Branchenmitgliedern, Interessengruppierungen und Kommissionen
23. Oktober 2019	Genehmigung Version 2019 durch VSE-Vorstand

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

Der VSE verabschiedete das aktuelle Dokument am 23. Oktober 2019.

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.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	7
Einleitung	8
1. Grundsätze	9
2. Abgrenzung Kosten Stromverteilnetz zu anderen Tätigkeiten	9
3. Gliederungselemente einer Kostenrechnung	10
4. Kostenentstehung und Abgrenzung	11
4.1 Abgrenzung zwischen Finanz- und Kostenrechnung	11
4.2 Kalkulatorische Kapitalkosten	13
4.2.1 Allgemeines	13
4.2.2 Anlagenrechnung (Anlagenbuchhaltung)	13
4.2.3 Aktivierungsgrundsätze	15
4.2.4 Kalkulatorische Abschreibungen	16
4.2.4.1 Wertbasis	16
4.2.4.2 Abschreibungsdauer	16
4.2.4.3 Abschreibungsmethode	18
4.2.4.4 Anrechenbare kalkulatorische Abschreibungen	19
4.2.5 Kalkulatorische Zinsen	19
4.2.5.1 Das betriebsnotwendige Vermögen	19
4.2.5.2 Der kalkulatorische Zinssatz	19
4.3 Anrechenbare Kostenelemente im Bereich Netze	19
100 Kalkulatorische Kapitalkosten der Netze (Netzinfrastuktur)	22
200 Betriebskosten der Netze	23
300 Kosten der Netze höherer Netzebenen	25
400 Kosten der Systemdienstleistung (SDL) des Übertragungsnetzbetreibers	25
500 Kosten für Mess-, Steuer- und Regelsysteme und innovative Massnahmen und zur Sensibilisierung im Bereich der Verbrauchsreduktion	25
510 Kosten für intelligente Messsysteme	26
520 Kosten für übriges Messwesen und Informationswesen	27
530 Kosten für intelligente Steuer- und Regelsysteme	28
540 Kosten für innovativen Massnahmen und zur Sensibilisierung im Bereich der Verbrauchsreduktion	28
600 Verwaltungskosten der Netze	29
700 Direkte Steuern	30
750 In den Positionen 100 – 700 enthaltenen kostenlosen oder verbilligten Leistungen	31
800 Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen so-wie Netzzuschlag gem. Art. 35 EnG ..	32
900 Sonstige Erlöse	33
1000 Auflösung Deckungsdifferenzen	33
5. Kostenerfassung (Kostenstellen/Aufträge/Projekte)	34
5.1 Organisatorische Kostenstellen	34
5.2 Anlagekostenstellen	35
5.3 Weitere Kostenstellen	35
5.4 Aufträge / Projekte	36
6. Kostenträgerrechnung	37
6.1 Einleitung	37

6.2	Die Struktur der Kostenträgerrechnung	37
6.3	Kostenzuordnung	39
6.4	Tarifkalkulation Netznutzung.....	40

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Prinzip der sachlichen Abgrenzung von Aufwand und Kosten (Abstimmungsbrücke)	11
Abbildung 2:	Prinzip der sachlichen Abgrenzung von Ertrag und Erlösen (Abstimmungsbrücke)	12
Abbildung 3	Messsysteme in den Kostengruppen 510 und 520	26
Abbildung 4:	Wertefluss im Bereich Verteilnetz	34
Abbildung 5:	Gliederung der Netzebenen	36
Abbildung 6:	Minimale Kostenträgerstruktur im Bereich Netz	38

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Abschreibungsdauer nach Anlagenklasse	16
Tabelle 2:	Anrechenbare Kosten im Bereich Netze	19

Vorwort

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

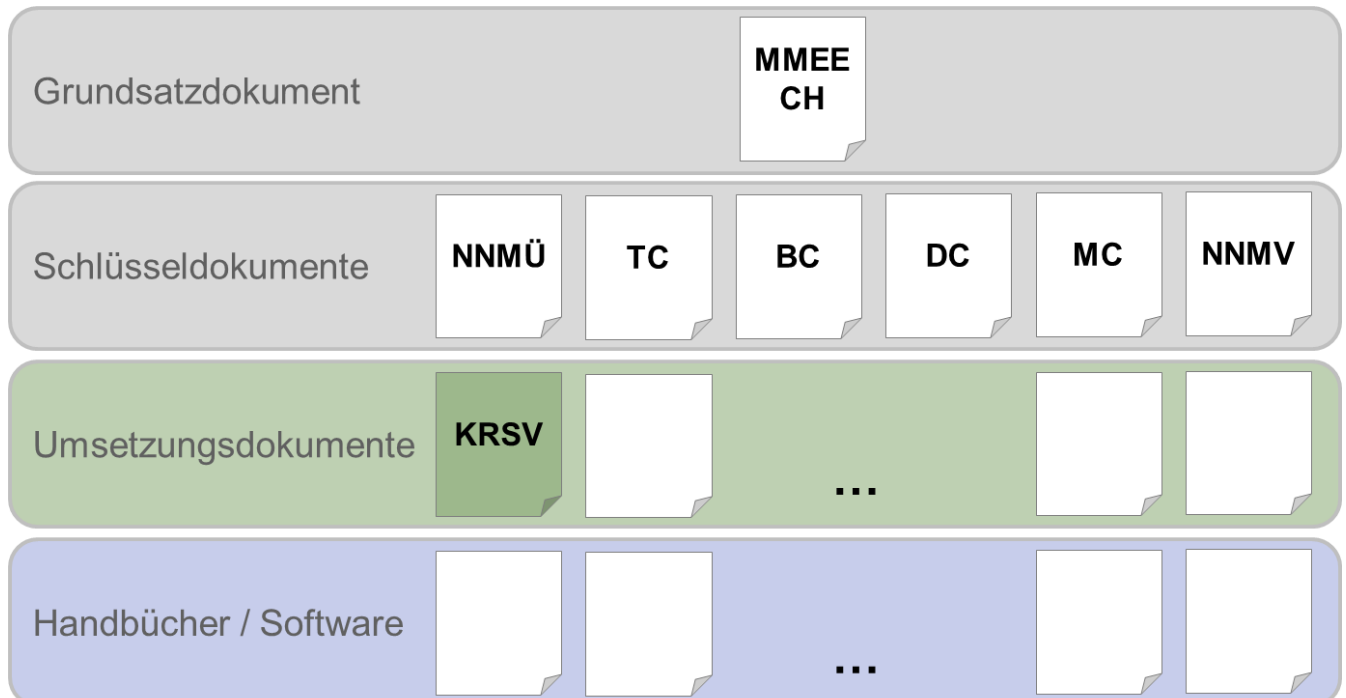
Branchendokumente werden von Branchenexperten im Sinne des Subsidiaritätsprinzips ausgearbeitet, regelmässig aktualisiert und erweitert. Bei den Bestimmungen, welche als Richtlinien im Sinne des StromVV gelten, handelt es sich um Selbstregulierungsnormen.

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 für Verteilnetzbetreiber der Schweiz handelt es sich um ein Umsetzungsdokument.

Dokumentstruktur



Einleitung

- (1) Das vorliegende Kostenrechnungsschema ist eine Branchensystematik für die Kostenermittlung im Zusammenhang mit der Netznutzung im Verteilnetz. Das Schema stützt sich auf die vom VSE bereitgestellten Branchendokumente. Das Kostenrechnungsschema berücksichtigt dabei insbesondere das «Netznutzungsmodell Verteilnetz (NNMV – CH)». Es hat den Status einer Branchenempfehlung (Umsetzungsdokument). Das Kostenrechnungsschema schafft eine gemeinsame Basis für Betreiber von Verteilnetzen mit einheitlichen Fachdefinitionen, um den Nachweis der diskriminierungsfreien Netznutzung in finanzieller Hinsicht bestmöglich erbringen zu können.
- (2) Die vorliegende Ausgabe ersetzt die Version vom Mai 2018. Stand von StromVG und StromVV ist der 1. Juni 2019. Die Ausgabe gilt für die Tarifjahre 2020 und folgende.
- (3) Das StromVG sieht verschiedene Liberalisierungsschritte vor. In einem ersten Schritt bleiben Endkunden mit einem Jahresverbrauch unter 100 MWh bzw. solche, die auf den (freien) Netzzugang verzichten, in der Grundversorgung. Diese erfolgt integral zu einem sogenannten «Elektrizitätstarif» mit getrenntem Ausweis von Netznutzungsentgelt und Energie sowie weiteren Tarifkomponenten. Die Ermittlung der Kosten für die Netznutzung wird in diesem Dokument beschrieben.
- (4) In den geltenden Bestimmungen des StromVG ist für die Energielieferung an feste Endverbraucher (Art. 6 StromVG) die Führung von Kostenträgern vorgesehen. Die Herleitung der diesbezüglichen anrechenbaren Kosten und die Kostenzuordnung sind nicht Gegenstand des vorliegenden Kostenrechnungsschemas, sondern erfolgt im Kostenrechnungsschema Gestehungskosten – Branchensystematik für die Kostenermittlung der Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung (KRSG).
- (5) Die Tätigkeiten eines Energieversorgungsunternehmens lassen sich grundsätzlich in mehrere Sparten unterteilen: Netz, Energie und je nach Geschäftstätigkeit eine oder mehrere Sparten für übrige Tätigkeitsbereiche. Das vorliegende Dokument beschäftigt sich schwerpunktmässig mit der Sparte Netz.
- (6) Die Vorgabe, zusätzlich zur externen Rechnungslegung eine Kostenrechnung zu führen (Art. 11 StromVG), gilt für alle Verteilnetzbetreiber unabhängig von der Art ihrer externen Rechnungslegung. Auch Netzbetreiber, welche für die externe Rechnungslegung das öffentliche Rechnungsmodell anzuwenden haben, müssen eine Kostenrechnung führen. Das Kostenrechnungsschema gilt zwar als Richtlinie für die ganze Branche, doch gewährleistet es einen angemessenen Handlungsspielraum für das einzelne EVU.
- (7) Das Kostenrechnungsschema basiert auf der Kostenrechnung als interne, nach objektiven Kriterien geführte Betriebsrechnung. Die Kostenrechnung bildet die betrieblichen Werteflüsse ab und dient als Grundlage für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der internen Leistungserbringung sowie für den Ausweis des objektiven Erfolges der Kostenträger, Produkte und Produktgruppen bzw. von Geschäftssegmenten und des Gesamtunternehmens. Sie ist ein wesentliches Element der betrieblichen Führung und der Steuerung des Einsatzes personeller und finanzieller Mittel im Betrieb (Faktorallokation).

- (8) Die Kostenrechnung bildet die Basis für die Kalkulation der Preise (Produktkalkulation) für die Netznutzung. Die Preisbildung (pricing) erfolgt nach markt- und kostenorientierten Kriterien sowie im Netzbereich entsprechend den gesetzlichen Vorgaben. Die Ermittlung der Kostenbasis für den Energieanteil der Elektrizitätstarife ist, wie oben dargelegt, nicht Gegenstand dieses Dokuments. Diese Aufzeichnungen werden mit Bezug auf die Sparte Netzgeschäft auch für die Beurteilung der Nichtdiskriminierung und den Ausschluss der «Quersubventionierung» (Unbundling bzw. Entflechtung) herangezogen.
- (9) Das vorliegende KRSV behandelt folgende Themen:
- Grundlagen der Kostenrechnung
 - Anrechenbare Kostenelemente
 - Wertebasis
 - Wertefluss
 - Kostenträgerrechnung

1. Grundsätze

- (1) Für die Kostenrechnung (Kostenrechnungsschema) gelten die nachfolgenden Grundsätze.
- (2) Hauptaufgabe des Kostenrechnungsschemas für Verteilnetzbetreiber ist es, eine allgemeinverständliche Anleitung zu geben für:
- Bestimmung der Höhe der anrechenbaren Kosten zur Berechnung des Netznutzungsentgelts,
 - Zuordnung der anrechenbaren Kosten auf die Kostenträger der Netznutzung nach objektiven Kriterien der Kostenverursachung.
- (3) Das Kostenrechnungsschema folgt den Überlegungen, welche dem «VSE-Netznutzungsmodell für Verteilnetzbetreiber (NNMV – CH)» zugrunde liegen. Das Netznutzungsmodell sieht die buchhalterische Trennung der Verteilung von den übrigen Aktivitäten vor. Für die Ermittlung der Netznutzungsentgelte sind alle Kosten relevant, welche mit der Bereitstellung der Netznutzung ursächlich im Zusammenhang stehen.
- (4) Die Kostenrechnung wird auf der Basis der Vollkostenrechnung geführt, unter Berücksichtigung einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals (inkl. angemessenem Gewinn) und der Gewährleistung der Substanzerhaltung, sowie einer vollständigen Zuordnung der operativen Kosten pro Netzebene. In der Kostenrechnung ist bei der Anwendung der Methoden Kontinuität zu wahren. Wo Änderungen vorgenommen werden, sind diese aufzuzeigen. Wegleitend für das Kostenrechnungsschema sind insbesondere das StromVG und die StromVV.

2. Abgrenzung Kosten Stromverteilstrom zu anderen Tätigkeiten

- (1) Grundsätzlich sind Kosten und Erlöse von übrigen Tätigkeiten vom Stromverteilstrom abgegrenzt (Spartenrechnung). Wenn dies nicht der Fall ist, müssen Erlöse von übrigen Tätigkeiten dem Stromverteilstrom gutgeschrieben werden. Werden z.B. Gas-, Wasser-, Wärme- oder Telecom-Netze nur zum Zwecke der Erbringung dieser Dienstleistungen erstellt, gehören die Kosten zu den übrigen Tätigkeiten und nicht zu den anrechenbaren Kosten des Stromverteilstromes.

- (2) Die Abgrenzung und Zuordnung von Kosten hat diskriminierungsfrei, verursachergerecht, sachgerecht, einheitlich und nachvollziehbar zu erfolgen. Kosten, welche nicht direkt zugeordnet werden können, sind anteilmässig mit den vorgenannten Grundsätzen mittels Schlüsseln zwischen Stromverteilnetz und übrigen Tätigkeiten aufzuteilen. Die zugrunde gelegten Schlüssel müssen schriftlich festgehalten sein und haben dem Grundsatz der Stetigkeit zu entsprechen. Die Trennung der Kosten muss aufgrund der Kostenrechnung überprüfbar sein. Quersubventionierungen sind nicht zulässig. Ebenfalls sind bei übrigen Tätigkeiten anteilige Verwaltungsgemeinkosten zu berücksichtigen. Erlöse aus Dienstleistungen für Dritte, welche mit der Infrastruktur des Stromverteilnetzes erbracht werden, wie zum Beispiel Mieten oder Nutzungsrechte an Trassees oder Leerrohren, sind nach den gleichen Grundsätzen zu behandeln und dem Stromnetz gutzuschreiben.

3. Gliederungselemente einer Kostenrechnung

- (1) Die Kostenrechnung beinhaltet in der Regel folgende Bereiche:
- Kostenartenrechnung (welche Kosten fallen an),
 - Kostenstellenrechnung (wo, d.h. bei welchen Organisations- oder Abrechnungseinheiten fallen Kosten an),
 - Kostenträgerrechnung (wofür, für welche Produkte, sind Kosten entstanden),
 - Auftragsrechnung für interne Aufträge (inkl. Projekte) und Drittaufträge.

4. Kostenentstehung und Abgrenzung

- (1) In der Kostenrechnung ist eine zeitliche und sachliche Abgrenzung der Kosten und Erlöse vorzunehmen. Die zeitliche Abgrenzung erfolgt in der Regel bereits in der Finanzrechnung (Buchungsperiode), so dass die Werte in der Betriebsrechnung lediglich noch sachlich abzugrenzen sind.

4.1. Abgrenzung zwischen Finanz- und Kostenrechnung

- (1) Für die Bestimmung der anrechenbaren Kosten und Erlöse gilt nachstehendes Abgrenzungsschema:

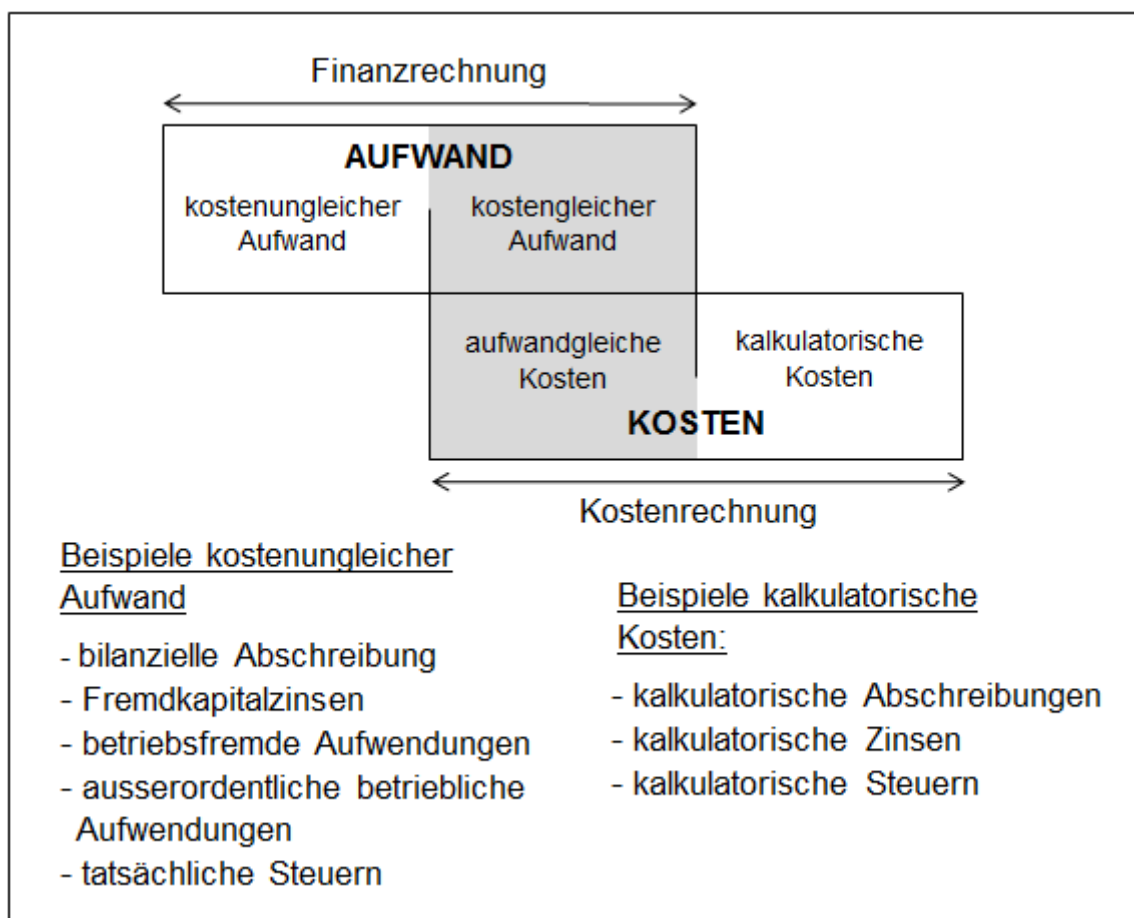


Abbildung 1: Prinzip der sachlichen Abgrenzung von Aufwand und Kosten

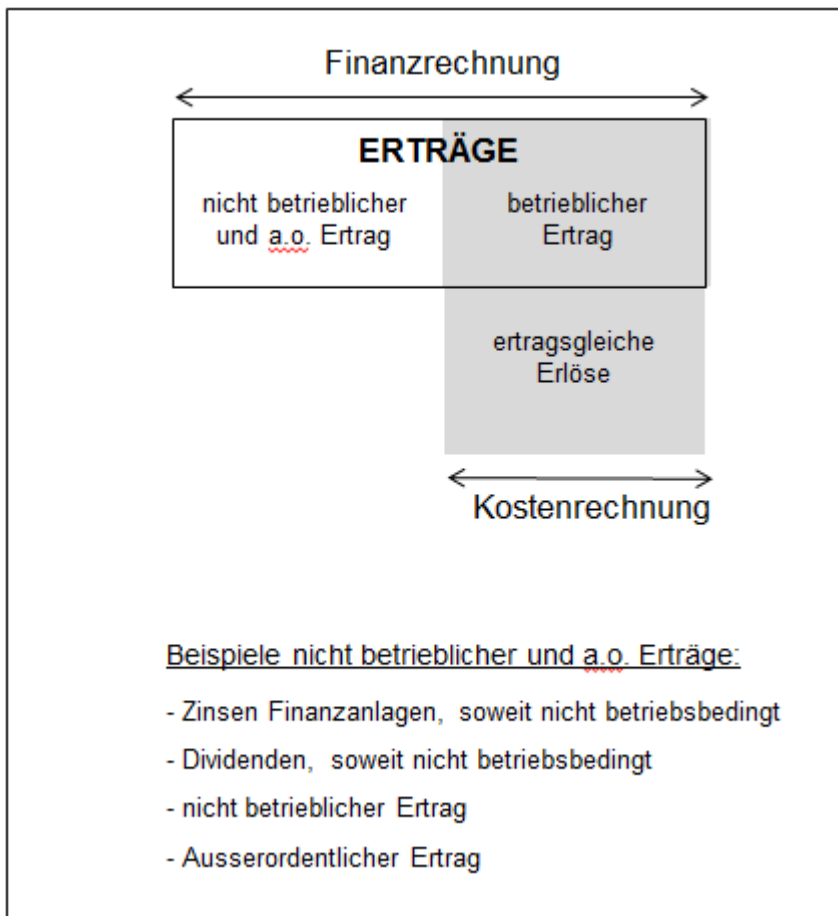


Abbildung 2: Prinzip der sachlichen Abgrenzung von Ertrag und Erlösen

(2) Es gibt zwei Gruppen von Kosten- und Erlösarten:

- aufwandgleiche Kosten / ertragsgleiche Erlöse: Diese umfassen all jene Kosten- bzw. Erlösarten, welche - zeitlich abgegrenzt - in der Finanzbuchhaltung in gleicher Höhe anfallen (z.B. Löhne, Material, Fremdleistungen, inkl. Kosten vorgelagerter Netze, Umsätze).
- kalkulatorische Kosten: Die kalkulatorischen Kosten weichen von den Werten in der Finanzbuchhaltung ab; sie ermöglichen den Ausweis eines betriebswirtschaftlichen Erfolges.

4.2. Kalkulatorische Kapitalkosten

4.2.1. Allgemeines

- (1) Die kalkulatorischen Kapitalkosten umfassen die beiden Kostenarten:
 - kalkulatorische Abschreibungen,
 - kalkulatorische Zinsen.
- (2) Über die kalkulatorischen Abschreibungen wird der Wertverzehr der Anlagen abgebildet, unabhängig von den Werten der externen Rechnungslegung der Unternehmungen.
- (3) Der Einbezug der kalkulatorischen Zinsen stellt sicher, dass das in die Unternehmung investierte Kapital, einschliesslich der Anlagen im Bau, angemessen verzinst wird (inkl. angemessener Gewinn).
- (4) Zur Bestimmung der Basiswerte für die Herleitung der anrechenbaren, kalkulatorischen Kapitalkosten sind der Aufbau und die Führung einer umfassenden Anlagenrechnung als Teil der Kostenrechnung für die Netzbetreiber unabdingbar.

4.2.2. Anlagenrechnung (Anlagenbuchhaltung)

- (1) Falls nicht explizit anders bezeichnet, wird im vorliegenden Dokument mit Anlagenrechnung (Anlagenbuchhaltung) die entsprechende Rechnung im Rahmen der Kostenrechnung gemäss Art. 11 StromVG gemeint. Davon zu unterscheiden ist die Anlagenrechnung der externen Rechnungslegung (Finanzrechnung).
- (2) Zur Berechnung der anrechenbaren Kapitalkosten gilt betreffend Anlagenrechnung die betriebswirtschaftliche (kostenrechnerische) Sichtweise. Anlagenwerte und Wertberichtigungen in der Finanzbuchhaltung sind für die kalkulatorischen Kosten nicht ausschlaggebend (siehe Urteil des Bundesgerichts vom 3. Juli 2012 in den vereinten Verfahren 2C 25/2011 und 2C 58/2011, Ziff. 4.6.2).
- (3) Die Kapitalkosten werden auf Basis der ursprünglichen Anschaffungs- bzw. Herstellkosten (nachstehend Anschaffungswerte genannt) der bestehenden Anlagen (Art. 15 StromVG) ermittelt, unabhängig davon, ob die Leistung intern oder durch Dritte erbracht wird. Dabei gelten nur die Baukosten der Anlage als Anschaffungswerte (Art. 13 Abs. 2 StromVV). Zu den Baukosten gehören auch Planungs- und Projektierungskosten. Gemäss Bundesgericht ist die Einschränkung von Art. 13 Abs. 2 StromVV auf «Baukosten» wohl zu eng und muss erweitert werden auf Kaufpreise, die im Rahmen der Erstellung der Anlage bezahlt wurden (BGE 140 II 415, E 5.5.3).
- (4) Die Anschaffungswerte können bei fehlenden Belegen ausnahmsweise auch synthetisch ermittelt werden (Art. 13 Abs. 4 StromVV, zur Auslegung des Begriffes «ausnahmsweise» vgl. Bundesgerichtsurteil vom 3. Juli 2012 in den vereinten Verfahren 2C 25/2011 und 2C 58/2011, Ziff. 6.1-6.3.). Bei dieser Methode wird gemäss Art. 13 Abs. 4 StromVV, letzter Satz, vom ermittelten Wert 20 % in Abzug gebracht. Der Abzug von 20 % gemäss StromVV ist nach Rechtsprechung des Bundesgerichts ein pauschaler Wert, der solange anwendbar ist, als nicht im Einzelfall nachgewiesen werden kann, dass er zu einer gesetzwidrigen Bewertung führt, wobei die Beweislast bei den Netzeigentümern liegt (Urteil des Bundesgerichts vom 3. Juli 2012 in den vereinten Verfahren 2C 25/2011 und 2C

58/2011, Ziff. 7.7). Insbesondere ist kein oder ein reduzierter Abzug zulässig, wenn die synthetische Bewertung mittels Einheitswerten erfolgt, die in genügender Weise historisch belegt werden können.

- (5) Die Abschreibungen erfolgen linear über eine je Anlageklasse festgelegte, einheitliche und sachgerechte Abschreibungsdauer (siehe Kapitel 4.2.4.2 unten) auf den Restwert Null (Art. 13 Abs. 1 und 2 StromVV). Beginn der Abschreibung ist der Zeitpunkt der Inbetriebnahme.
- (6) Bei der Übernahme von Sachanlagen (z.B. Netzerwerb) gelten ebenfalls betriebswirtschaftliche Grundsätze. Werte aus der Finanzbuchhaltung sind hier aus Sicht der Kostenrechnung ebenfalls nicht massgeblich (Urteil des Bundesgerichts vom 3. Juli 2012 in den vereinten Verfahren 2C 25/2011 und 2C 58/2011). Zudem ist bei einem Netzerwerb nicht der vom Käufer bezahlte Kaufpreis massgebend, sondern die Kosten, die im Zusammenhang mit der anfänglichen Errichtung der Anlagen aufgewendet wurden (BGE 140 II 415, E 5.9).
- (7) Das Anschaffungswertprinzip gilt auch für den Fall, dass die Werte mittels Indexreihen auf den seinerzeitigen Anschaffungswert zurückgeführt werden (synthetische Bewertung) und neue Anlagen zum aktuellen Anschaffungswert aktiviert werden. Die gleichen Überlegungen gelten für Netzan-schluss- und Netzkostenbeiträge.
- (8) Die auf Basis der Wiederbeschaffungspreise bewerteten Anlagen (synthetisch bewerteten Anlagen) müssen in der Kostenrechnung separat ausgewiesen werden (Art. 7 Abs. 3 Bst. b StromVV). Diese Differenzierung ist zwecks Umsetzung des entsprechenden Abzuges erforderlich. Aus sachlichen Gründen wird nicht empfohlen, den Abzug auf Anlagewerten, die gemäss Art. 13. Abs. 4 StromVV ermittelt worden sind, in der Anlagenrechnung zu berücksichtigen, da sonst die Informationen für Ver-sicherungsnachweise oder die späteren Ersatzinvestitionen verloren gehen. Die Reduktion wird da-her im Kapitel 4.2.4.1 unten, bei der Wertbasis, vorgenommen.
- (9) Die Kosten für notwendige Netzverstärkungen zur Einspeisung nach Artikel 15 und 19 des Energie-gesetzes vom 30. September 2016 müssen gemäss Art. 7 Abs. 3 Bst. h StromVV separat ausgewie-sen werden.
- (10) Die Kosten für das Mess- und Informationswesen, intelligente Messsysteme und intelligente Steuer- und Regelsysteme sowie für innovative Massnahmen müssen separat ausgewiesen werden (Art. 7 Abs. 3 lit f, f^{bis}, n und m StromVV) (zur Umschreibung der entsprechenden Kosten vgl. Kosten-gruppe 500, hinten).
- (11) Gemäss Art. 11b Leitungsverordnung (LeV) gelten Kosten von Verkabelungsprojekten ebenfalls als anrechenbare Kosten, sofern sie den entsprechenden in der Verordnung festgelegten Mehrkosten-faktor nicht überschreiten. Darüber hinausgehende Kosten müssen einem anderen Kostenträger zu-geordnet werden können, sofern eine Verkabelung beispielsweise aus politischen Gründen trotzdem umgesetzt werden soll. Bezüglich Mehrkostenfaktor bei Verkabelung kommen Artikel 15c EleG sowie die zugehörigen Artikel 11b, 11c, 11d und 11e LeV ab 1. Juni 2020 zur Anwendung.
- (12) Netzanschlussbeiträge (sofern die Kosten aktiviert wurden), Netzkostenbeiträge und Beiträge für Netzverstärkungen sind separat auszuweisen (Art. 7 Abs. 3 lit i StromVV). Netzkostenbeiträge wer-den in der Regel passiviert (brutto) und Netzanschlussbeiträge passiviert oder mit dem aktivierten Wert der Anlage verrechnet, sofern die entsprechenden Kosten aktiviert und nicht auf einen separa-ten Kostenträger für Netzanschlussbeiträge gebucht werden. Bei der Bruttomethode erfolgt die Ab-schreibung (negativ) analog der Anlagenklasse. Auf diesem Weg werden die als Netzkostenbeiträge

vereinnehmten Vorleistungen der Kunden adäquat in der Preisermittlung berücksichtigt. Alternativ können Netzkostenbeiträge auch als kostenmindernde Erlöse auf bestehenden Anlagen aufgeteilt pro Netzebene gebucht werden (siehe auch Branchenempfehlung Netzanschluss (für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz)). Die entsprechenden Grundsätze müssen von den zuständigen Organen der Gesellschaft festgelegt werden. Der Ausweis erfolgt gemäss Art. 7 Abs. 3 und 4 StromVV.

- (13) Bei der Aktivierung der Netzanschlüsse kann die Unterteilung zwischen Kabel und Trassee berücksichtigt werden (unterschiedliche Nutzungsdauern). Die Netzanschlussbeiträge können mit einer gewichteten Nutzungsdauer (entsprechend dem Anteil Trassee und Anteil Kabel) ohne Aufteilung zwischen Kabel und Trassee passiviert werden.
- (14) Netzkostenbeiträge sind auf die verschiedenen Netzebenen aufgrund ihrer Beanspruchung aufzuteilen (siehe Branchenempfehlung Netzanschluss (für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz)). Die Netzkostenbeiträge können mit einer gewichteten Nutzungsdauer (entsprechend dem Anteil der Anlageklassen) ohne Aufteilung zwischen den Anlageklassen passiviert werden.

4.2.3. Aktivierungsgrundsätze

- (1) Nach Art. 7 Abs. 4 StromVV muss jeder Netzbetreiber und Netzeigentümer die Regeln ausweisen, nach welchen er Investitionen aktiviert. Beim Anlagevermögen sind Gegenstände auszuweisen, die bestimmt sind, dauernd dem Geschäftsbetrieb zu dienen und einen zukünftigen wirtschaftlichen Nutzen für das Unternehmen erzielen. Der künftige ökonomische Nutzen kann auch indirekt gegeben sein: So steigern aus Sicherheits- oder Umweltschutzgründen erworbene Sachanlagen zwar nicht direkt den künftigen wirtschaftlichen Nutzen, solche Sachanlagen sind aber dennoch als Vermögenswerte anzusetzen, da sie es einem Unternehmen überhaupt erst ermöglichen, den Betrieb fortzuführen und damit künftigen wirtschaftlichen Nutzen aus anderen Vermögenswerten zu ziehen. Sofern Ersatzteile und Wartungsgeräte nur im Zusammenhang mit einer Sachanlage genutzt werden können, sind sie ebenfalls als Sachanlage zu aktivieren (andernfalls Aktivierung als Vorräte mit nachfolgender Kostenerfassung bei Verbrauch). Sofern regelmässige grössere Wartungen Voraussetzung für den weiteren Betrieb einer Sachanlage sind, können die Kosten ebenfalls aktiviert werden (z.B. Sanierung Transformator).
- (2) Investitionen in Sachanlagen sind zu aktivieren, wenn sie während mehr als einer Rechnungsperiode genutzt werden, die Aktivierungsuntergrenze übersteigen und einen wirtschaftlichen Nutzen erbringen. Die Aktivierungsuntergrenze einer Sachanlage wird von einer Organisation unter Berücksichtigung der Wesentlichkeit selbst bestimmt und definiert die kleinste zu aktivierende Wert- bzw. Mengeneinheit. Ist die Voraussetzung des wirtschaftlichen Nutzens direkt oder indirekt nicht erfüllt, sind die Kosten unabhängig der Aktivierungslimite als Betriebskosten zu verbuchen.
- (3) Kosten für Anlagenabbrüche, die für den Neubau nicht notwendig sind, müssen über die Erfolgsrechnung gebucht werden. Beispielsweise ist der Abbruch einer Freileitung nicht aktivierbar, wenn als Ersatz eine Kabelleitung gelegt wird. Kosten für Anlagenabbrüche, die für den Neubau einer Anlage zwingend notwendig sind, können auf der Ersatzinvestition aktiviert oder über die Erfolgsrechnung gebucht werden. Beispiel ist ein Grundstückkauf, bei dem zuerst das alte Gebäude abgerissen werden muss, da ansonsten der Neubau nicht möglich wäre, hier ist eine Aktivierung der Abbruchkosten möglich. Die EICom akzeptiert jedoch gemäss nicht rechtskräftiger Verfügung 211-00016 Netznutzungs- und Elektrizitätstarife 2009 und 2010 ewb vom 17. November 2016 die Aktivierung von Kosten für den Ausbau und Abbruch einer alten Anlage sowie von Kosten für Provisorien nicht (siehe auch

Newsletter 12/2016 der EICom). Gemäss EICom sind Abbruchkosten und Kosten für Provisorien als Betriebskosten des laufenden Jahres anrechenbar. Bezüglich Abbruchkosten und Provisorien hat das Bundesverwaltungsgericht im Fall Energie Wasser Bern (BVGer-Urteil A-321/2017 vom 20. Februar 2019) die Nichtberücksichtigung in den aktivierbaren Projektkosten gestützt. Die abschliessende Rechtsprechung des Bundesgerichts ist hängig.

4.2.4. Kalkulatorische Abschreibungen

- (1) Die kalkulatorischen Abschreibungen stellen den Wertverzehr einer bestimmten Periode für Anlagekomponenten mit überjähriger Nutzungsdauer dar. Für die Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen sind drei Elemente wichtig:
- der abzuschreibende Wert (Wertbasis für die Aktivierung),
 - die Abschreibungsdauer,
 - die Abschreibungsmethode.

4.2.4.1. Wertbasis

- (1) Als abzuschreibender Wert wird der Wert aus der Anlagenbuchhaltung verwendet (vgl. 4.2.2 oben). Bei synthetisch bestimmten Werten wird ein Abzug von 20% vorgenommen, sofern nicht im Einzelfall nachgewiesen werden kann, dass kein oder ein tieferer Abzug statthaft ist (vgl. 4.2.2 (4)).

4.2.4.2. Abschreibungsdauer

- (1) Die Abschreibungsdauer entspricht der geplanten wirtschaftlichen Nutzungsdauer der Anlage und wird zum Beispiel durch natürlichen oder technischen Verschleiss, rechtliche Vorgaben oder wirtschaftliche Überholung bestimmt. Entsprechend ist die Abschreibungsdauer nicht zwangsläufig deckungsgleich mit der technisch möglichen Nutzungsdauer.
- (2) Die Nutzungsdauern (gemeint sind die Abschreibungsdauern) müssen gemäss transparenten und diskriminierungsfreien Richtlinien einheitlich für die verschiedenen Anlagen und Anlagenteile festgelegt werden (Art. 13. Abs. 1 StromVV).
- (3) Ist eine Anlageklasse in dieser Aufstellung nicht aufgeführt, kann daraus nicht geschlossen werden, dass diese nicht aktivierungsfähig ist.

Anlagenklasse	Abschreibungsdauer in Jahren
Verteilnetz	
Grundstücke	keine Abschreibung
Anlagen in Bau	keine Abschreibung
Trasse Rohranlage MS und NS	55 - 60
Kabeltunnel	75 - 80
Kabel 150 / 50 kV	35 - 40
Kabel MS	35 - 40
Kabel NS (Energiekabel)	35 - 40

Anlagenklasse	Abschreibungsdauer in Jahren
Nachrichtenbodenkabel	20 - 25
Freileitung 150 / 50 kV (Stahl oder Beton mit Erdseil ohne Nachrichtenkabel)	55 - 60
Freileitung 150 / 50 kV (Holz)	20 - 25
Freileitung MS (Holz)	20 - 25
Freileitung MS (Stahl oder Beton mit Erdseil ohne Nachrichtenkabel)	35 - 40
Nachrichtenkabel Freiluft	15 - 20
Freileitung NS (Holz)	20 - 25
Unterwerk Gebäude (Hauptstationen)	45 - 50
Unterwerk Netztrafo	30 - 35
Unterwerk Leitungsfelder	30 - 35
Unterwerk Schutz-, Messanlagen, leittechnische Anlagen, Rundsteueranlagen, Kondensatorbatterien usw.	10 - 15
Trafostation Gebäude konventionelle Bauweise	45 - 50
Trafostation Gebäude Leichtbauweise	30 - 35
Trafostation (MS/NS) Trafo	30 - 35
Masttrafostation (Stahl und Holz) inkl. elektrischer Ausrüstung	25 - 30
Trafostation Schalteinrichtungen (luft- und gasisoliert)	25 - 35
Trafostation Steuer-, Mess- und Schutzeinrichtungen, Kondensatorbatterien usw.	10 - 15
Kundenanschlüsse Kabel	35 - 40
Kundenanschlüsse Freileitungen	20 - 25
Kabelverteilkabinen	35 - 40
Zähler und Messeinrichtungen mechanisch*	20 - 25
Zähler und Messeinrichtungen intelligent und übrige elektronisch *	10 - 15
Fahrbare Stromaggregate	15 - 20
Konzessionen und Rechte (ohne Dienstbarkeiten)	
Landreserven	keine Abschreibung
Konzessionen	Konzessionsdauer
Landanteil bei Miteigentum	keine Abschreibung
Anlagenbenutzungs-, Energietransport- und übrige Rechte v. Dritten	wie Anlage oder Vertragsdauer
Anlagenbenutzungsrechte	wie Anlage oder Vertragsdauer
Anlagenbenutzungsrechte von Unterwerken an Dritte	wie Anlage oder Vertragsdauer
Energiebezugs- und Transportrechte an Dritte	wie Anlage oder Vertragsdauer
Bau- und Benutzungsrechte	wie Anlage oder Vertragsdauer
Allgemeine Anlagen	
Grundstücke	keine Abschreibung
Betriebsgebäude (je nach Bauweise)	30 - 50
Verwaltungsgebäude (je nach Bauweise)	40 - 60
Geschäftsausstattung, Mobiliar	05 - 10
Vermittlungsanlagen	05 - 10
Werkzeuge, Geräte, Maschinen	05 - 10
Lagereinrichtung	15 - 20
IT-Anlagen, Hardware	03 - 05

Anlagenklasse	Abschreibungsdauer in Jahren
IT-Anlagen, Software inkl. Einführung	03 - 06
Leichtfahrzeuge	03 - 08
Schwerfahrzeuge	10 - 20

Der Netzbetreiber kann Messsysteme, die elektronische Messmittel mit Lastgangmessung der Wirkenergie, ein Kommunikationssystem mit automatisierter Datenübermittlung und ein Datenbearbeitungssystem aufweisen, aber den Artikeln 8a und 8b StromVV noch nicht entsprechen, bis zum Ende ihrer Funktionstauglichkeit den 80 Prozent nach Artikel 31e Absatz 1 StromVV zurechnen und verwenden, wenn sie gemäss Artikel 31j Absatz 1 StromVV a. sie vor dem 1. Januar 2018 installiert wurden oder b. deren Beschaffung vor dem 1. Januar 2019 initiiert wurde.

Solange noch keine Messsysteme erhältlich sind, die den Artikeln 8a und 8b entsprechen, kann der Netzbetreiber nötigenfalls Messsysteme gemäss Absatz 1 einsetzen und bis zum Ende ihrer Funktionstauglichkeit den 80 Prozent nach Artikel 31e Absatz 1 StromVV zugerechnet werden. Die restlichen 20% dürfen bis zum Ende ihrer Funktionstauglichkeit im Einsatz stehen und gelten als anrechenbar.

Tabelle 1: Abschreibungsdauer nach Anlagenklasse

4.2.4.3. Abschreibungsmethode

- (1) Gemäss Art. 13. Abs. 2 StromVV sind Anlagen im Bereich Verteilnetz linear abzuschreiben.

4.2.4.4. Anrechenbare kalkulatorische Abschreibungen

- (1) Die anrechenbaren kalkulatorischen Abschreibungen einer Periode errechnen sich wie folgt:

$$\frac{\text{Anschaffungswert}}{\text{Abschreibungsdauer}} \quad \text{oder:} \quad \frac{\text{Anschaffungszeitwert}}{\text{Restabschreibungsdauer}}$$

- (2) Wenn eine Anlage vollständig abgeschrieben ist und ihr Restwert Null beträgt, ist keine weitere Abschreibung mehr zulässig.
- (3) Ein noch vorhandener Anschaffungszeitwert ist bei Ausserbetriebnahme vollständig abzuschreiben. Beim Anlagenabbruch ist die Anlage aus der Anlagebuchhaltung auszubuchen.

4.2.5. Kalkulatorische Zinsen

- (1) Die kalkulatorischen Zinsen sind die Entschädigungen für die Zurverfügungstellung von Kapital. Die hierbei massgebenden Elemente sind:
 - das betriebsnotwendige Vermögen,
 - der kalkulatorische Zinssatz.

4.2.5.1. Das betriebsnotwendige Vermögen

- (1) Das betriebsnotwendige Vermögen umfasst den kalkulatorischen Anschaffungszeitwert des für das Netz bestimmten Anlagevermögens (inkl. Anlagen im Bau) sowie das betriebsnotwendige Nettoumlaufvermögen (Art. 13 Abs. 3 Bst. a StromVV) jeweils per Ende des Geschäftsjahres. Das Anlagevermögen (inkl. Anlagen im Bau) kann der Anlagenrechnung entnommen werden (Kapitel 4.2.2). Für die Ermittlung des betriebsnotwendigen Nettoumlaufvermögens siehe Kapitel 4.3. – Kostengruppe 600.3.
- (2) Das betriebsnotwendige Vermögen dient als Berechnungsbasis für die kalkulatorischen Zinsen.

4.2.5.2. Der kalkulatorische Zinssatz

- (1) Als kalkulatorischer Zinssatz wird grundsätzlich ein gewichteter Kapitalkostensatz WACC (Weighted Average Cost of Capital) verwendet. Die Berechnungsmethode ist in Anhang 1 der StromVV festgelegt.
- (2) Der WACC wird jährlich vom Eidgenössischen Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) festgelegt (Art. 13 Abs. 3bis StromVV) und zusammen mit den Erläuterungen der Herleitung in einer Mitteilung veröffentlicht.

4.3. Anrechenbare Kostenelemente im Bereich Netze

- (1) Das nachfolgende Schema (Tabelle 2) bildet die Kostenstruktur für die Kostenträger Netznutzung ab. Die Schlüssel in der Nachkalkulation sind methodisch analog Vorkalkulation zu verwenden. Die Kostenelemente können sich aus direkten und indirekten Kosten zusammensetzen. Indirekte Kosten können via Leistungsverrechnung, Umlagen von Auftragsabrechnungen entstehen. Werden dem Netz mittels Schlüssel Gemeinkosten (z.B. Verwaltungskosten) zugeordnet, so müssen die Schlüssel sachgerecht, nachvollziehbar und schriftlich festgehalten sein sowie den Grundsatz der Stetigkeit erfüllen (Art. 7 Abs. 5 StromVV).

	Netzebene: <u>x</u> (2 bis 7)	Kostenzuordnung nach Wälzmodell	Kostenzuordnung nach anderen Kriterien
	Kostengruppen pro Netzebene		
100	Kalkulatorische Kapitalkosten der Netze (Netzinfrastuktur)		
100.1	Kalkulatorische Abschreibungen der Netze	x	
100.2	Kalkulatorische Zinsen der Netze	x	
100.3	Kalkulatorische Zinsen Anlagen im Bau	x	
200	Betriebskosten der Netze		
200.1a	Netzbetrieb	x	
200.1b	Ostral	x	
200.2	Instandhaltung	x	
200.3	Sonstige Kosten	x	
200.4	Wirkverluste der eigenen Netze	x	

	Netzebene: <u>x</u> (2 bis 7)	Kostenzuordnung nach Wälzmodell	Kostenzuordnung nach anderen Kriterien
	Kostengruppen pro Netzebene		
300	Kosten der Netze höherer Netzebenen	x	
400	Kosten der Systemdienstleistung (SDL) des Übertragungsnetzbetreibers		x
500	Kosten für Mess-, Steuer- und Regelsysteme sowie von innovativen Massnahmen und zur Sensibilisierung im Bereich der Verbrauchsreduktion		
510	Kosten für intelligente Messsysteme		
510.1	Kalkulatorische Abschreibungen		x
510.2	Kalkulatorische Zinsen		x
510.3	Sonstige Kosten		x
520	Kosten für übriges Messwesen und Informationswesen		
520.1	Kalkulatorische Abschreibungen		x
520.2	Kalkulatorische Zinsen		x
520.3	Sonstige Kosten		x
530	Kosten für intelligente Steuer- und Regelsysteme		
530.1	Kalkulatorische Abschreibungen	x	
530.2	Kalkulatorische Zinsen	x	
530.3	Vergütungen an Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber		x
530.4	Sonstige Kosten	x	
540	Kosten von innovativen Massnahmen und zur Sensibilisierung im Bereich der Verbrauchsreduktion (gemäss Schwellenwert in Art. 13b und Art. 13c StromVV)		
540.1	Kosten von innovativen Massnahmen für intelligente Netze (Art. 13b StromVV)	x	
540.2	Kosten von Massnahmen zur Sensibilisierung im Bereich der Verbrauchsreduktion (Art. 13c StromVV)		x
600	Verwaltungskosten der Netze		
600.1a	Management, Verwaltung		x
¹			
600.2	Vertrieb		x

¹ Die Kostengruppe 6001.b Kapitalsteuern wurde in der Überarbeitung 2015 in die Kostengruppe 700 Direkte Steuern integriert.

	Netzebene: <u>x</u> (2 bis 7)	Kostenzuordnung nach Wälzmodell	Kostenzuordnung nach anderen Kriterien
	Kostengruppen pro Netzebene		
600.3	Kalkulatorische Verzinsung des betriebsnotwendigen Nettoumlaufvermögens		x
2			
600.5	Installationskontrolle (hoheitlicher Teil)		x
600.6	Sonstige Kosten		x
700	Direkte Steuern		
700.1	Aufwandsgleiche Gewinnsteuern		x
700.2	Kalkulatorische Gewinnsteuern		x
700.3	Kapitalsteuern		x
750	./. in den Positionen 100 – 700 enthaltenen kostenlosen oder verbilligten Leistungen		
800	Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen sowie Netzzuschlag gem. Art. 35 EnG*		
800.1a	Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen gemäss Position 750		x
800.1b	Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen (Stufe Kanton und Gemeinde)		x
800.2	Konzessionsabgaben		x
800.3	Netzzuschlag gemäss Art. 35 EnG		x
900	Sonstige Erlöse		
900.1	./. Weitere individuell in Rechnung gestellte Kosten (Art. 7 Abs. 3 Bst. j StromVV)		x
900.2	./. Übrige, sonstige Erlöse		x
	Total anrechenbare Kosten		
1000	Auflösung Deckungsdifferenzen		x
	Total Kostenbasis für Kalkulation Netznutzungsentgelt		

* Abgaben, die nicht direkt zugewiesen werden, werden gewälzt.

Tabelle 2: Anrechenbare Kosten im Bereich Netz

- (2) Die Erklärungen zu den einzelnen Kostengruppen sind beispielhaft und daher unvollständig. Es ist den Unternehmen freigestellt, ihre Kostenrechnung mit eigenen Kostengruppen zu ergänzen.

² Die Kostengruppe 600.4 „Deckungsdifferenzen aus den Vorjahren“ wurde in der Überarbeitung 2015 umgruppiert zur Kostengruppe 1000 «Auflösung Deckungsdifferenzen».

(3) Die Kostengruppen sind unabhängig von Kontenplänen der Unternehmen.

(4) Die Bezeichnungen orientieren sich an Art. 7 Abs. 3 Bst. a-o StromVV.

100 Kalkulatorische Kapitalkosten der Netze (Netzinfrastuktur)

100.1 Kalkulatorische Abschreibungen der Netze

Die kalkulatorischen Abschreibungen der Netze (Netzinfrastuktur Abschreibungen für Mess, Steuer- und Regelsysteme gem. Position 500) erfolgen linear über die Nutzungsdauer auf Basis von Anschaffungswerten.

Ebenfalls zu erfassen sind ausserordentliche Abschreibungen von Anlagevermögen des Netzes.

Werden Anschlüsse aufgrund von Eigenverbrauch oder Zusammenschluss zum Eigenverbrauch gewechselt und Anlagen dadurch nicht mehr oder nur noch teilweise genutzt (Art. 3 Abs. 2^{bis} StromVV), so werden sie im Umfang der Wertminderung ausserordentlich abgeschrieben. Die Abgeltung durch den Zusammenschluss der Grundeigentümer oder die Eigenverbraucher ist unter «900.2 Übrige, sonstige Erlöse» zu erfassen. Passivierte Netzbeiträge für diese Anlagen sind ebenfalls entsprechend aufzulösen.

100.2 Kalkulatorische Zinsen der Netze

Die kalkulatorischen Zinsen der Netze (Netzinfrastuktur Abschreibungen für Mess, Steuer- und Regelsysteme gem. Position 500) werden auf den Anlagenrestwerten des Netzes berechnet (ohne kalk. Zinsen Messeinrichtungen). Für die Herleitung des Zinssatzes vgl. Abschnitt 4.2.5.2.

100.3 Kalkulatorische Zinsen Anlagen im Bau

Die kalkulatorischen Zinsen der Anlagen im Bau werden auf den aufgelaufenen Kosten der noch nicht abgeschlossenen Investitionen berechnet. Diese Zinsen werden als anrechenbare Kosten ausgewiesen und dürfen nicht aktiviert werden.

200 Betriebskosten der Netze

200.1a Netzbetrieb

Der Netzbetrieb umfasst folgende Aktivitäten:

- Strategische und operative Netzplanung
- Geografisches Informationssystem bzw. Nachführung des Leitungskatasters
- Erstellung der Schaltprogramme für Instandhaltung und Havariefälle
- Effiziente Führung des Netzes unter Einhaltung der Umwelt- und Sicherheitsvorschriften, die für die Netzqualität notwendig sind; Netzkontrolle
- Pikettdienst für den Netzbetrieb
- Schutztechnik
- Betriebsmessung
- Leittechnik
- Kommunikation im Netz

- Betriebsfunk
- Mobile Notstromanlagen
- Qualitätssicherung für die Erstellung der Arbeitsunterlagen, Durchführung der Zertifizierung, Schulung des Personals und Überwachung der Einhaltung der Vorschriften
- Arbeitssicherheit
- Eigenstromverbrauch für den Netzbetrieb (exkl. Ausgleich der Wirkverluste)
- Systemdienstleistungen im Verteilnetz^[1] und Fahrplanabweichungen
- Betriebshaftpflichtversicherung
- Kalkulatorische Abschreibungen und Zinsen von Informatik, Werkzeugen, Geräten, Maschinen etc., welche im Bereich Netzbetrieb enthalten sind
- Anteilige Raumkosten
- Informationsmassnahmen und Öffentlichkeitsarbeit (StromVV Art. 13d)

Oft können die Kosten des Netzbetriebes nicht einer einzigen Netzebene zugeordnet werden. Für diesen Fall gibt es zwei Lösungsvarianten:

1. Die nicht direkt auf eine Netzebene zuteilbaren Kosten des Netzbetriebes werden der höchsten betroffenen Netzebene des Verteilnetzbetreibers zugeordnet. Über die Wälzung werden dann die einzelnen Netzebenen mit Netzabsatz aufgrund des Wälzmodells belastet.
2. Die Kosten des Netzbetriebes werden mittels Verteilschlüssel auf die einzelnen Netzebenen aufgeteilt.

200.1b Ostral

Ostral steht für Organisation für Stromversorgung in ausserordentlichen Lagen. Massgebend ist die Verordnung über die Vollzugsorganisation der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereiche der Elektrizitätswirtschaft (VOEW).

Ostral-bezogene Aktivitäten umfassen:

- Mitarbeit in der Ostral-Kommission und in Ostral-Arbeitsgruppen
- Besuch von Ostral-Schulungen
- Vorbereitung von Massnahmen für die Angebotslenkung
- Erstellung von Abschaltplänen
- Vorbereitung von Kontingentierungsmassnahmen
- Information von Endverbrauchern (Grossverbrauchern) mit dem Ziel der Sensibilisierung für Ostral-Belange und der Vorbereitung von Ostral-relevanten Massnahmen
- Teilnahme an Ostral-Übungen

Die Aufzählung ist nicht abschliessend.

200.2 Instandhaltung

^[1] Beim Blindenergieausgleich ist eine verursachergerechte Direktverrechnung, z.B. bei einem $\cos(\varphi) < 0.90$, möglich. Wird von der Möglichkeit zur Direktverrechnung Gebrauch gemacht, muss sichergestellt werden, dass es zu keiner doppelten Verrechnung im Netznutzungsentgelt und der Direktverrechnung kommt.

Die Instandhaltung im Netz umfasst Material, Fremdleistungen und Eigenleistungen inkl. Betriebsmittel mit Aktivitäten wie Inspektion, Wartung, Instandsetzung, Reparaturen, Störungsbehebung, Umlegungen, Abbrucharbeiten, Erdungsmessungen etc.

200.3 Sonstige Kosten

- Mieten, Baurechtszinsen, Kulturschäden, Entgelte an Dritte für Dienstbarkeiten, Durchleitungsrechte, Entschädigung für Nutzungsrechte
- Anteilige Sachversicherungen für Feuer- und Elementarschaden (Gebäude, Wasserschäden, Einbruch, Diebstahl etc.)
- Saldo der Netzanschlüsse bei Variante Kostenträger

200.4 Wirkverluste der eigenen Netze

Differenz der Einspeisung elektrischer Energie in das Netz und der Ausspeisung elektrischer Energie aus dem Netz, abzüglich des Eigenbedarfs der Produktionsanlagen und des Netzbetriebs (Transformierungs- und Übertragungsverluste). Die ermittelte Verlustenergie wird vom Verteilnetzbetreiber zu Gestehungskosten im erweiterten Sinn gemäss Kostenrechnungsschema Gestehungskosten einschliesslich anteilige Vertriebs- und Verwaltungsgemeinkosten des Vertriebs³ bewertet. Die EICom ist in der Verfügung 211-0008 vom 21. Januar 2015 gegen Repower⁴ derselben Auffassung Die resultierenden Kosten sind Bestandteil der Betriebskosten der betrachteten Netzebene. Zur Berechnung der Mengen der Wirkverluste je Netzebene vgl. Distribution Code (DC – CH).

Bezüglich anrechenbaren Stromqualitäten für Wirkverluste hält die EICom-Weisung 1/2016 «Anrechenbarkeit der Stromqualität für Wirkverluste» vom 18. August 2016 fest, dass die Mehrkosten der Beschaffung einer höheren Stromqualität nur in dem Umfang anrechenbar sind, wie sie anteilmässig im Standardprodukt des Netzbetreibers enthalten sind (ohne Gewinnanteil). Als Standardprodukt bezeichnet die Weisung dasjenige Produkt, welches einem Endverbraucher in der Grundversorgung zugeordnet wird, wenn er von diesem Verteilnetzbetreiber Strom bezieht und kein bestimmtes Produkt bestellt. Falls ein Netzbetreiber seinen Endverbrauchern in der Grundversorgung als Standardprodukt Energie ohne Anteil an Ökostrom anbietet, können gemäss dieser Weisung für die Wirkverluste keine Mehrkosten für einen ökologischen Mehrwert geltend gemacht werden.

Kosten für über das Standardprodukt hinausgehende Stromqualitäten sind nach Ansicht des VSE über Abgaben (vgl. Kostengruppe 800) zu regeln. Dazu ist ein entsprechender Leistungsauftrag der zuständigen politischen Instanz erforderlich.

300 Kosten der Netze höherer Netzebenen

Fakturierte Netznutzungsentgelte inkl. individueller Systemdienstleistungen der vorgelagerten Verteilnetzbetreiber (Art.15 und 16 StromVV). Gemäss EICom sollen Ausgleichszahlungen bei der Bildung von Tarifverbundlösungen unter dieser Kostenposition ausgewiesen werden.

³ Das Kostenrechnungsschema Gestehungskosten verwendet den Begriff «Gestehungskosten» in einer erweiterten Auslegung, d.h. dass zu den reinen Produktionskosten und denen für langfristige Bezugsverträge auch die sonstigen Kosten eines Energieversorgungsunternehmens zur Erfüllung seiner Versorgungsaufgabe hinsichtlich der Belieferung der Endverbraucher hinzuzurechnen sind (Absatz 1.1.3 (3) Kostenrechnungsschema Gestehungskosten 2018).

⁴ Anders aber die Teilverfügung 211-00004 vom 17. September 2016 gegen Ville de Lausanne, Services industriels Ziff. 52: «Les coûts des pertes actives du réseau imputables doivent donc être déterminés en fonction du coût d'achat moyen effectif de l'énergie. L'EICom accepte toutefois, la prise en compte de coûts administratifs (coûts de gestion) relatifs à la gestion des pertes actives.»

400 Kosten der Systemdienstleistung (SDL) des Übertragungsnetzbetreibers

Für die Bestandteile der Systemdienstleistungen (SDL) siehe Netznutzungsmodell Übertragungsnetz (NNMÜ – CH) und Art.15 Abs. 2 Bst. a StromVV.

500 Kosten für Mess-, Steuer- und Regelsysteme sowie von innovativen Massnahmen und zur Sensibilisierung im Bereich der Verbrauchsreduktion

Bei den Netzkosten sind nur Kosten aus dem regulierten Bereich zu erfassen.⁵

Für die Prozessschritte des Mess- und Informationswesens wird auf den Metering Code (MC-CH) verwiesen. Gemäss diesem besteht das Mess- und Informationswesen aus dem eigentlichen Messstellenbetrieb (Eichung, Unterhalt, Kapitalkosten, etc.) sowie aus den verschiedenen Messdienstleistungen von der Erfassung, über die Auf- und Verarbeitung bis zur Lieferung der entsprechenden Messdaten.

Das Mess- und Informationswesen bildet einen Teilprozess im gesamten Abrechnungsprozess («Meter to Cash»). Das Mess- und Informationswesen stellt die Messdaten als Grundlage für die Prognose und Abrechnung zur Verfügung. Das Verrechnungssystem, die eigentliche Kundenabrechnung sowie der gesamte Vertriebs-, Kunden- und Inkassoprozess sowie Verwaltungskosten sind in der Kostengruppe 600 enthalten.

⁵ Das betreffende Bundesgerichtsurteil vom 14. Juli 2017 Vinzens/Gerig gegen Repower AG/EICom betreffend Wechsel des Messdienstleisters (2C_1142/2016) wird vorliegend nicht diskutiert, da seit dem Urteil die rechtlichen Bestimmungen geändert haben.

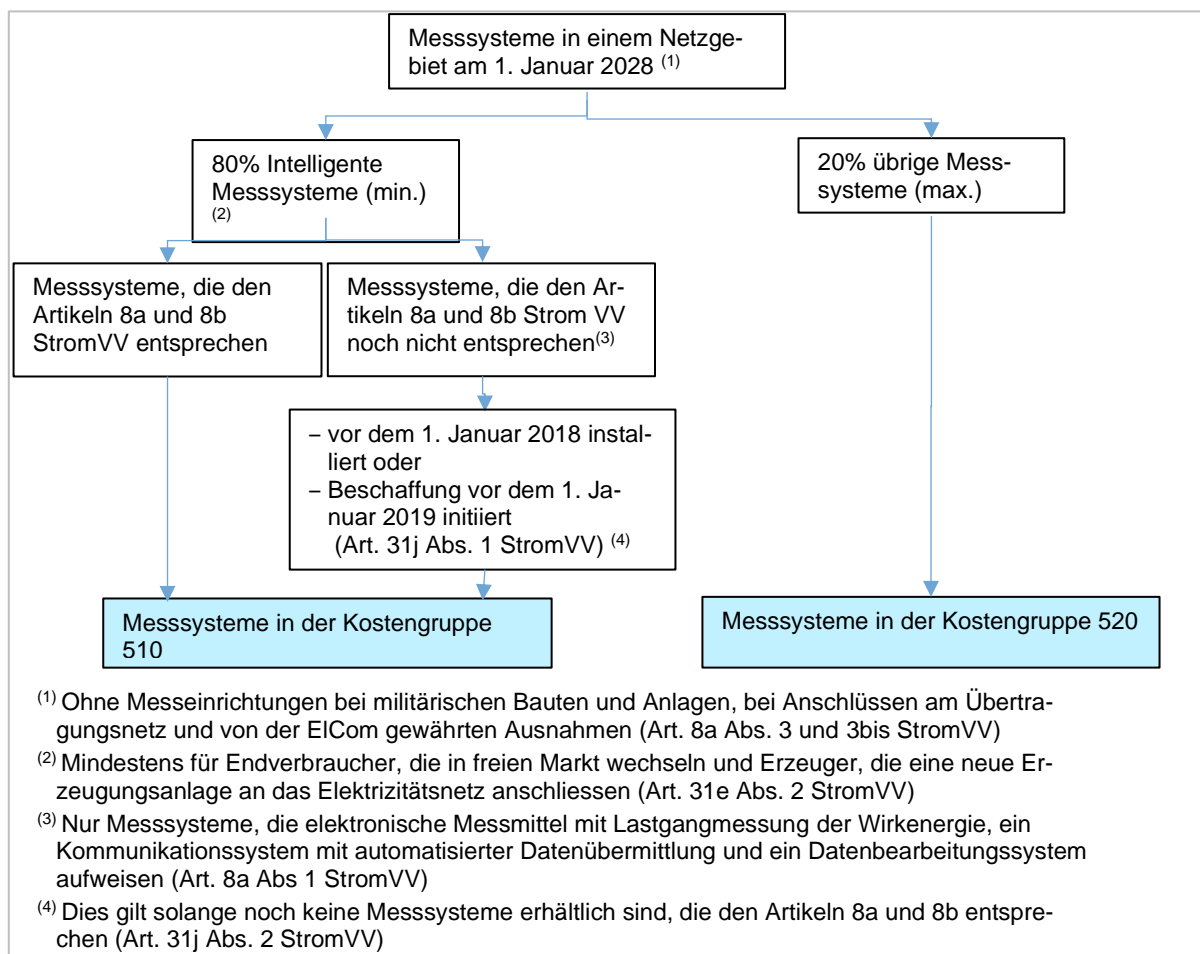


Abbildung 3 Messsysteme in den Kostengruppen 510 und 520

510 Kosten für intelligente Messsysteme

In dieser Kostengruppe erfasst werden die Kosten sämtlicher Messsysteme, die die Anforderungen von Art. 8a und 8b StromVV⁶ erfüllen.

⁶ Gemäss Art. 8a Abs. 1 StromVV bestehen intelligente Messsysteme aus folgenden Elementen:

a. einem elektronischen Elektrizitätszähler beim Endverbraucher oder Erzeuger, der:

1. Wirkenergie und Blindenergie erfasst,
2. Lastgänge mit einer Periode von fünfzehn Minuten ermittelt und mindestens sechzig Tage speichert,
3. über Schnittstellen verfügt, wovon eine zur bidirektionalen Kommunikation mit einem Datenbearbeitungssystem reserviert ist und eine andere für den Endverbraucher oder den Erzeuger, die ihm mindestens ermöglicht, Messwerte im Moment ihrer Erfassung sowie die Lastgänge nach Ziffer 2 abzurufen, und
4. Unterbrüche der Stromversorgung erfasst und protokolliert;

b. einem digitalen Kommunikationssystem, das die automatisierte Datenübermittlung zwischen dem Elektrizitätszähler und dem Datenbearbeitungssystem gewährleistet; und

c. einem Datenbearbeitungssystem, mit dem die Daten abgerufen werden.

Gemäss Art. 8a Abs. 2 StromVV müssen die Elemente eines solchen intelligenten Messsystems so zusammen funktionieren, dass:

- a. zwecks Interoperabilität verschiedene Typen von Elektrizitätszählern identifiziert und verwaltet werden;
- b. der Teil der Software der Elektrizitätszähler nach Absatz 1 Buchstabe a, der keine Auswirkungen auf messtechnische Eigenschaften hat, aktualisiert werden kann;
- c. den Endverbrauchern und Erzeugern ihre Messdaten, namentlich Lastgangwerte, verständlich dargestellt werden;
- d. andere digitale Messmittel sowie intelligente Steuer- und Regelsysteme des Netzbetreibers eingebunden werden können; und
- e. Manipulationen und andere Fremdeinwirkungen am Elektrizitätszähler erkannt, protokolliert und gemeldet werden.

510.1 Kalkulatorische Abschreibungen

Kalkulatorische Abschreibungen der Messsysteme gemäss obiger Umschreibung (Zähler, allfällige Wandler, Prüfklemmen, Kommunikationseinheiten, mobile Datenerfassung, Zählerfernauslesung, anteilig Energiedatenmanagementsystem Netz, etc.)

510.2 Kalkulatorische Zinsen

Kalkulatorische Zinsen der Messsysteme gemäss obiger Umschreibung (Zähler, allfällige Wandler, Prüfklemmen, Kommunikationseinheiten, mobile Datenerfassung, Zählerfernauslesung, anteilig Energiedatenmanagementsystem Netz, etc.)

510.3 Sonstige Kosten

Alle anderen Kosten, die nicht unter Kostengruppe 510.1 Kalkulatorische Abschreibungen und 510.2 Kalkulatorische Zinsen fallen, sind dieser Kostengruppe anzurechnen. Es betrifft insbesondere folgenden Betriebskosten:

- Zählerlogistik (Beschaffung, Lagerung, Installation, Eichung, periodische Zählerprüfung, Instandhaltung, Losverwaltung, etc.), Zähler- und Messstellenverwaltung (Stammdatenpflege)
- Betriebskosten für Ablesung und Datenübertragung (z.B. mobile Datenerfassung (MDE))
- Betriebskosten Zählerfernauslesung (ZFA) und Datenübertragungskosten
- Betriebskosten Energiedatenmanagement (anteilige Kosten EDM-Netz) für Datenbereitstellung, Datenarchivierung und Datenlieferung
- Betriebskosten Energiedatenmanagement (anteilige Kosten EDM-Netz) für Wechselprozesse, Datenplausibilisierung und Ermittlung von Ersatzwerten
- Kommunikationskosten
- Anteilige Raum-, Informatik- und Fahrzeugkosten, etc.

Aus Sicht des VSE ist eine weitere Unterteilung dieser Kostengruppe (z.B. zwischen Messdienstleistung und sonstigen Kosten gemäss ECom-Reporting 2020 zur Kostenrechnung) mangels eindeutiger Beurteilungskriterien nicht sachgemäss.

520 Kosten für übriges Messwesen und Informationswesen

Hier werden die Kosten des Messwesens, welches nicht unter die Kostengruppe 510 fällt, sowie des Informationswesens erfasst. Dazu gehören auch die betrieblichen Messungen zwischen Übergabestellen der VNB.

520.1 Kalkulatorische Abschreibungen

Kalkulatorische Abschreibungen des Messwesens, welche nicht unter die Kostengruppe 510 fallen, sowie des Informationswesens.

Gemäss Art. 8b dürfen nur intelligente Messsystem eingesetzt werden, deren Elemente erfolgreich auf die Gewährleistung der Datensicherheit hin geprüft wurden

Notwendige Sonderabschreibungen wegen des Ausbaus von noch nicht vollständig abgedeckten Messseinrichtungen, die Art. 8a StromVV nicht entsprechen (Art. 31e Abs. 5 StromVV), sind ebenfalls anrechenbare Kosten und hier zu erfassen.

520.2 Kalkulatorische Zinsen

Kalkulatorische Zinsen des Messwesens, welche nicht unter die Kostengruppe 510 fallen, sowie des Informationswesens.

520.3 Sonstige Kosten

Sonstige Kosten des Messwesens, welche nicht unter die Kostengruppe 510 fallen, sowie des Informationswesens.

Aus Sicht des VSE ist eine weitere Unterteilung dieser Kostengruppe (z.B. zwischen Messdienstleistung und sonstigen Kosten gemäss ECom-Reporting 2020 zur Kostenrechnung) mangels eindeutiger Beurteilungskriterien nicht sachgemäss.

530 Kosten für intelligente Steuer- und Regelsysteme

Unter intelligenten Steuer- und Regelsystemen sind gemäss Art. 17b StromVG Einrichtungen zu verstehen, mit denen ferngesteuert auf den Verbrauch, die Erzeugung oder die Speicherung von Strom, namentlich zur Optimierung des Eigenverbrauchs oder zur Sicherstellung eines stabilen Netzbetriebs Einfluss genommen werden kann.

Aufgrund der buchhalterischen Unbundlingvorschriften werden in dieser Kostengruppe bei den intelligenten Steuer- und Regelsystemen die Kosten des netzdienlichen Einsatzes erfasst. Kosten des Energieversorgungsunternehmens, die durch den Einsatz in anderen Tätigkeitsbereichen entstehen, sind der entsprechenden Sparte anzulasten.

Ebenfalls hier zu erfassen sind Vergütungen, die Endverbrauchern oder Produzenten für den netzdienlichen Einsatz solcher Systeme ausgerichtet werden (Art. 7 Abs. 3 lit. m StromVV), sofern diese nicht bereits in den Tariferlösen enthalten sind.

530.1 Kalkulatorische Abschreibungen

Kalkulatorische Abschreibungen auf intelligente Steuer- und Regelsysteme.

530.2 Kalkulatorische Zinsen

Kalkulatorische Verzinsung der intelligenten Steuer- und Regelsysteme.

530.3 Vergütungen an Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber

Vergütungen an Endverbraucher oder Produzenten für den netzdienlichen Einsatz ihrer Steuer- und Regelsysteme (Flexibilitäten), sofern dies nicht bereits über Tarife (Niedertarif) abgegolten wurde.

530.4 Sonstige Kosten

Sämtliche anrechenbaren, nicht-aktivierten Kosten der intelligenten Steuer- und Regelsysteme.

540 **Kosten von innovativen Massnahmen und zur Sensibilisierung im Bereich Verbrauchsreduktion**

540.1 Kosten von innovativen Massnahmen für intelligente Netze (Art. 13b StromVV)

Wälzbare Kosten, da es sich um Massnahmen in das Netz handelt, welche sich in der Regel auch auf die nachfolgenden Netzebenen beziehen. Darin enthalten sein können sowohl Abschreibungen und Zinsen als auch Betriebskosten. Die Kosten solcher Massnahmen gelten bis zu einem Betrag von höchstens 1 Prozent der anrechenbaren Betriebs- und Kapitalkosten des Netzbetreibers im betreffenden Jahr als anrechenbare Kosten, wobei jährlich höchstens 500'000 Franken angerechnet werden dürfen.

540.2 Kosten von Massnahmen zur Sensibilisierung im Bereich der Verbrauchsreduktion (Art. 13c StromVV)

Nicht wälzbare Kosten, da die Massnahmen mutmasslich auf eine spezifische Kundengruppe zielen und somit direkt einer Netzebene zuordenbar sind. Die Kosten solcher Massnahmen gelten bis zu einem Betrag von höchstens 0.5 Prozent der anrechenbaren Betriebskosten des Netzbetreibers im betreffenden Jahr, höchstens aber bis zu einem Betrag von 250 000 Franken pro Jahr, als anrechenbare Betriebskosten.

600 **Verwaltungskosten der Netze**

600.1a Management, Verwaltung

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

Generell sind anteilige Kosten, die das Netz betreffen, zu berücksichtigen.

600.2 Vertrieb

Alle mit den Netzaktivitäten zusammenhängenden Vertriebskosten wie:

- Public Relations
- Kommunikation
- Kundeninformationen
- Kundenpflege
- Beziehung mit Konzessionsgemeinden (Netz)
- Netzpreiskalkulation
- Drucksachen etc.
- Erfassung der Bewegungs- und Kundenstammdaten (An- und Abmelden von Kunden, Wohnungswechsel etc.)

- Netzkundendienst (Auskünfte zu Rechnungen und Tarifen, Differenzabklärungen, Beratung, Entgegennahme von Umzugsmeldungen 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
- Vertragsmanagement (Netznutzungs- und Netzanschlussverträge sowie AGB)
- Anteilige Raumkosten

600.3 Kalkulatorische Verzinsung des betriebsnotwendigen Nettoumlaufvermögens

Zur Festlegung des betriebsnotwendigen Nettoumlaufvermögens des Netzes bestehen grundsätzlich zwei Möglichkeiten:

1. Herleitung aufgrund der Kosten des betreffenden Geschäftsjahres: Das Nettoumlaufvermögen wird als Prozentsatz der anrechenbaren Kosten definiert. Der Wert kann wie folgt hergeleitet werden: (Anrechenbare Kosten inkl. Kosten Vorliegenernetze und SDL + Vorräte) / 365 Tage) x durchschnittliche Fakturierungsperiode in Tagen.
2. Umlaufvermögen - kurzfristiges Fremdkapital +/- Bestand Deckungsdifferenz: Bei dieser Variante bilden die Werte aus der Bilanz die Grundlage für die Berechnung.

Gemäss Bundesgericht ist die erste Variante zu bevorzugen (Bundesgerichtsurteil A-5141/2011 vom 29. Januar 2013, Ziffer 11.3.2).

In der Bemessung der Höhe des betriebsnotwendigen Nettoumlaufvermögens müssen alle Geschäftsfälle – sprich mögliche Risiken – berücksichtigt werden. So muss etwa ein Zahlungsausfall oder erhöhte Kosten durch Naturereignisse in der Liquiditätsplanung beachtet werden. Bei der zweiten Variante ist üblicherweise hierfür ein entsprechender Zuschlag einzukalkulieren (Bonität).

Das so berechnete betriebsnotwendige Nettoumlaufvermögen wird zu dem für das Tarifjahr gültigen WACC verzinst.

Die Verzinsung der Deckungsdifferenzen wird separat ausgewiesen.

600.5 Installationskontrolle (hoheitlicher Teil)

Diese umfassen Kosten für die Avisierung und Überwachung der Kontrollaufrufe, die Bearbeitung der Sicherheitsnachweise und die Überwachung des Vollzugs sowie die Durchführung von Stichprobenkontrollen sowie anteilige Infrastrukturkosten.

600.6 Sonstige Kosten

Anrechenbare Verwaltungskosten, die nicht bereits anderweitig erfasst werden.

700 Direkte Steuern

Hier sind die Gewinnsteuern (unter 700.1 und 700.2) und Kapitalsteuern (unter 700.3) einzusetzen.

700.1 Aufwandsgleiche Gewinnsteuern

In der Vorkalkulation zur Preisfestsetzung der Netznutzung (ECom-Reporting) können die Steuern aufgrund des Vorjahres eingesetzt werden, welche aus der Jahresrechnung Netz abgeleitet oder aufgrund des EBIT bzw. Jahresgewinn zwischen Netznutzung und übrigen Tätigkeiten aufgeteilt werden können. In der Nachkalkulation (Ermittlung der Deckungsdifferenzen) werden dann die effektiv berechneten Steuern mit der analogen Aufteilung zwischen Netznutzung und übrigen Tätigkeiten wie in der Vorkalkulation berücksichtigt.

700.2 Kalkulatorische Gewinnsteuern

Ausgehend von der WACC-Formel kann man unter Annahme eines Finanzungsverhältnisses und einer Fremdkapitalrisikoprämie aus dem betriebsnotwendigen Vermögen und dem mittleren Steuersatz die anteiligen kalkulatorischen Steuern ermitteln.

Ermittlung der kalkulatorischen Steuern

1. *Schritt:* Berechnung des Gewinns vor Zinsen nach Steuern (EBI) mittels Multiplikation des betriebsnotwendigen Vermögens (bV)⁷ mit dem WACC.

$$EBI = bV \times WACC$$

2. *Schritt:* Berechnung des Reingewinns (RG) mittels Subtraktion der Fremdkapitalkosten vor Steuern vom EBI. Die Fremdkapitalkosten erhält man, indem man das Fremdkapital (FK) mit dem Fremdkapitalzinssatz (vor Steuern) multipliziert (FK-Zinssatz). Dieser ergibt sich aus dem risikofreien Zins zuzüglich einer Fremdkapitalrisikoprämie.

Die Einzelheiten der Zusammensetzung des Zinssatzes sind in der jährlichen Publikation (Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes) des BFE ersichtlich.

$$RG = EBI - (FK \times FK\text{-Zinssatz})$$

3. *Schritt:* Berechnung des Gewinns vor Steuern nach Zinsen (EBT) mittels Division des Reingewinns (RG) durch 1 minus den Steuersatz (s). Es ist der jeweilige unternehmensindividuelle Steuersatz anzuwenden.

$$EBT = \frac{RG}{(1 - s)}$$

4. *Schritt:* Berechnung der kalkulatorischen Steuern mittels Multiplikation des EBT mit dem Steuersatz.

$$\text{kalk. Steuern} = EBT \times \text{Steuersatz}$$

Als vereinfachtes Verfahren kann auch auf den kalkulatorischen Zinsen der durchschnittliche Steuersatz von Vorjahren angewandt werden.

Andere sachlich nachvollziehbare Methoden können ebenfalls angewandt werden.

700.3 Kapitalsteuern

⁷ Zum betriebsnotwendigen Vermögen vgl. Abschnitt 4.2.5.1

Hier sind allfällige Kapitalsteuern separat auszuweisen.

750 In den Positionen 100 – 700 enthaltenen kostenlosen oder verbilligten Leistungen

Ausgliederung von Kosten aus kostenlosen und verbilligten Leistungen, welche in den Positionen 100 bis 700 enthalten sind. Diese werden hier als Abzugsposition geführt, um eine Doppelverrechnung zu vermeiden.

Bei verbilligten Leistungen ist hier die Differenz zwischen dem Normalpreis und dem verbilligten Preis auszuweisen, der Erlös gemäss dem verbilligten Preis ist unter der Position 900 zu erfassen.

800 Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen

Unter Abgaben und Leistungen fallen neben Geldzahlungen aufgrund einer öffentlich-rechtlichen Verpflichtung auch entsprechende Gratisleistungen und verbilligte Leistungen. Bei verbilligten Leistungen ist die Differenz zwischen dem Normalpreis und dem verbilligten Preis zu erfassen.

Abgaben und Leistungen erfordern eine ausreichende gesetzliche Grundlage. Die EICom prüft nur, ob eine gesetzliche Grundlage vorliegt und ob die Abgabe oder Leistung entsprechend den gesetzlichen Vorgaben festgelegt wurde, nicht aber die Höhe dieser Abgabe oder Leistung oder ob die gesetzliche Grundlage ausreichend ist (Mitteilung der EICom «Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen» vom 17. Februar 2011).

Die Abgaben und Leistungen sind direkt den Kostenträgern zuzuweisen. Die nicht direkt zugewiesenen Abgaben und Leistungen werden gewälzt (Art. 16 Abs. 1 StromVV).

800 Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen sowie Netzzuschlag gem. Art. 35 EnG*

800.1a Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen gemäss Position 750

800.1b Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen (Stufe Kanton und Gemeinde)

Hier zu erfassen sind übrigen Abgaben und Leistungen, die auf Stufe Kanton und Gemeinde erhoben werden. Beispiele sind öffentliche Beleuchtung ohne kostendeckende Vergütung und weitere Zahlungen bzw. geldwerte Leistungen, Beiträge an Energiesparfonds oder andere Förderprogramme, sofern die Kosten nicht in den Positionen 100-700 erfasst wurden. Weiter sind anteilige Gewinnablieferungen, die die ordentliche Verzinsung des Eigenkapitals übersteigen, öffentlich-rechtlicher Unternehmen für das Netz auszuweisen, sofern sie auf einer ausreichenden, gesetzlichen Grundlage basieren. Ebenfalls aufzuführen sind Gratisleistungen oder verbilligte Tarife (Differenz von Normaltarif zu verbilligtem Tarif). Wenn es nicht möglich ist, die Kosten zu berechnen, ist eine Schätzung vorzunehmen.

Nicht in dieser Kostengruppe aufzuführen sind Leistungen, die in den Positionen 750 erfasst wurden. Diese werden aus Transparenzgründen in der separaten Kostengruppe 800.1 erfasst.

800.2 Konzessionsabgaben

Darunter fallen Konzessionsabgaben. Mit Konzessionsabgaben wird das Recht entschädigt, auf öffentlichem Grund und Boden Leitungen und Kabelanlagen zu verlegen (Entgelt für gesteigerten Gemeingebrauch). Im Normalfall ist Zuordnung auf Kostenträger möglich (oft in % des Umsatzes des Netzbereichs oder mit Ansatz pro kWh).

800.3 Netzzuschlag gemäss Art. 35 EnG

Gemäss Art. 35 EnG wird von den Netzbetreibern ein Zuschlag auf dem Netznutzungsentgelt auf das Übertragungsnetz erhoben. Mit diesem werden unter anderem die KEV, die Einspeiseprämie (Nachfolgerin der KEV), die Einmalvergütungen für Photovoltaik-Anlagen und die Marktprämie für Grosswasserkraft finanziert. Die Netzbetreiber können den Netzzuschlag auf die Endverbraucher überwälzen.

900 Sonstige Erlöse

900.1 Weitere individuell in Rechnung gestellte Kosten (Art. 7 Abs. 3 Bst. j StromVV)

Individuell in Rechnung gestellte Leistungen, welche nicht in das Netznutzungsentgelt einzurechnen sind, wie z. B. Reserveeinspeisung, Reserveleitungen, Erlöse für die Erbringung von Strassenbeleuchtung ist in der Position 900.1 aufzuführen, sofern die Kosten auch in den Positionen 100 bis 700 enthalten sind. Ebenfalls hier aufzuführen ist der Saldo Netzanschlüsse bei Variante Kostenträger.

900.2 Übrige, sonstige Erlöse

Erlöse, die sich im Rahmen der Kalkulation für die Netznutzung kostenmindernd auswirken und deren Kosten und Ressourcen der Netznutzung zugeordnet sind, sofern diese nicht schon in den Positionen 100 bis 700 in Abzug gebracht wurden. Dies wären zum Beispiel Vermietung von Material, Erlöse aus Wartungsarbeiten für Dritte, Erlöse aus intern verrechneten Leistungen, Buchgewinne aus Anlagevermögen des Netzes, Abgeltungen von Eigenverbrauchern bzw. Grundeigentümern eines Zusammenschlusses für nicht mehr oder nur noch teilweise genutzte Anlagen (Art. 3 Abs. 2^{bis} StromVV), anteilige Mahngebühren, Verzugszinsen.

1000 Auflösung Deckungsdifferenzen

Für die Berechnung des Netznutzungsentgeltes wird eine Vorkalkulation durchgeführt. Als Basis für die Ermittlung gelten Planwerte, Vorjahreswerte oder eine Kombination davon. Die Plankosten entsprechen den geplanten betriebsnotwendigen Kosten (Personal-, Sach- und allgemeine Kosten resp. Betriebs- und Kapitalkosten). Die Netznutzungstarife werden normalerweise gemäss netzwirtschaftlichem Mengengerüst (Arbeit, Leistung, Anlagenanzahl) berechnet, das für die Planperiode geschätzt oder hochgerechnet wird.

Im Rahmen der Nachkalkulation werden die tatsächlichen Ist-Kosten ermittelt, wobei die Schlüssel methodisch analog zur Vorkalkulation zu verwenden sind. Gegenüber der Vorkalkulation kommt es normalerweise zu Abweichungen sowohl bei den Kosten als auch beim Mengengerüst und somit bei den Erlösen. Als Deckungsdifferenz bezeichnet man die in der Nachkalkulation ermittelte Differenz zwischen den tatsächlich anrechenbaren Netzkosten (Ist-Kosten) und den tatsächlich erzielten Erlösen (Ist-Erlöse) während eines Jahres. Als Referenzzeitraum wird wie bei der Kostenrechnung in der Regel das Geschäftsjahr verwendet, welches vom Kalenderjahr abweichen kann.

Die Deckungsdifferenz kann sowohl zu Lasten der Kunden (Unterdeckung) als auch zu Lasten des Netzbetreibers (Überdeckung) ausfallen. Überdeckungen müssen, Unterdeckungen können in den nachfolgenden Tarifperioden bei der Vorkalkulation berücksichtigt werden. Dies hat zeitnah und netzebenengetreu zu erfolgen.

Deckungsdifferenzen werden für die Zeitperiode des Auftretens bis zur Berücksichtigung in einer zukünftigen Tarifperiode mit dem jeweils gültigen WACC verzinst. Gemäss der Praxis der EICom (welche diese

überdies durch das Bundesgerichtsurteil 2C_1076/2014 vom 4. Juni 2015 Swissgrid gegen BKW bestätigt (siehe) ist für die Verzinsung des Saldos der WACC des Jahres t+2 anzuwenden.

In der Position 1000 wird der Betrag der Deckungsdifferenz erfasst, der im betreffenden Tarifjahr aufgelöst werden soll (Vorkalkulation). Bei der Nachkalkulation wird gemäss EICOM-Praxis hier derselbe Betrag wie in der Vorkalkulation eingesetzt.

5. Kostenerfassung (Kostenstellen/Aufträge/Projekte)

(1) Die Kosten werden auf Kostenstellen erfasst. Sie dienen der Sammlung und Weiterverrechnung der Kostenarten. Es sind zu unterscheiden:

- Organisatorische Kostenstellen (Hauptkostenstellen)
- Anlagekostenstellen
- Aufträge (je nach Software auch als Projekt bezeichnet)
- Weitere Kostenstellen (Hilfs- und Verrechnungskostenstellen)

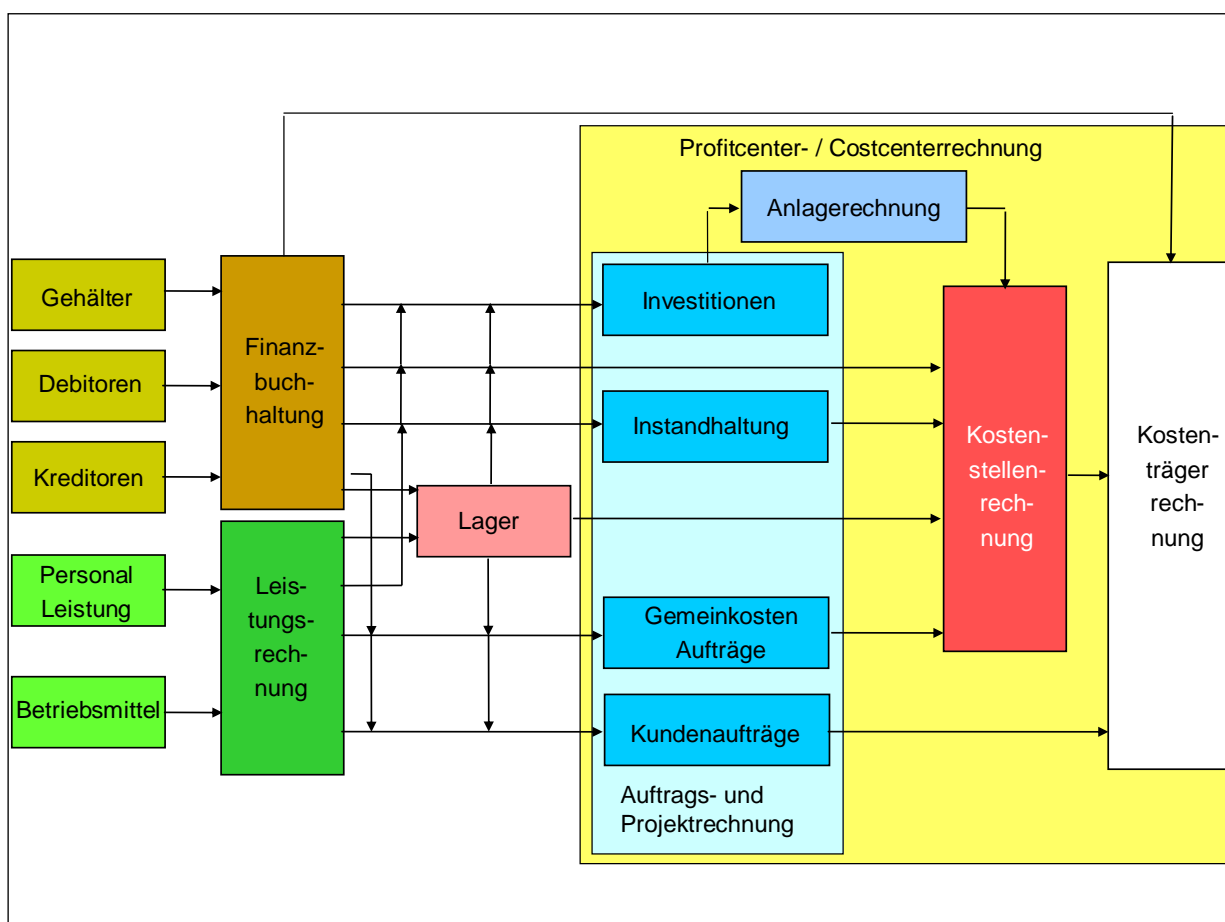


Abbildung 4: Wertefluss im Bereich Verteilnetz

5.1. Organisatorische Kostenstellen

- (1) Organisatorische Kostenstellen (Hauptkostenstellen) sind Leistung erbringende Einheiten (mit Personal). Deren Gliederung erfolgt nach dem Aufbau der Primärorganisation. Hier auflaufende Kosten werden im Verhältnis der Beanspruchung den Aufträgen (Projekte) oder Kostenstellen durch Aufschreibung oder Schlüsselung weiterverrechnet.

5.2. Anlagekostenstellen

- (1) Auf den Anlagekostenstellen (Verrechnungs- oder Nebenkostenstellen) werden die Periodenkosten z.B. Netzkosten pro Netzebene gesammelt und den Profitcentern bzw. Kostenträgern verursachungsgerecht zugeordnet. Die Struktur der Anlagekostenstellen richtet sich hauptsächlich nach der Netzstruktur und den Spannungsebenen. Sofern in einer Unternehmung nach Regionen unterschiedliche Netznutzungsentgelte gebildet werden sollen, sind die Anlagebuchhaltung und die Anlagekostenstellen zusätzlich aufgrund dieser Regionen aufzubauen.

5.3. Weitere Kostenstellen

- (1) Die Hilfskostenstellen sind nur indirekt an der Leistungserstellung beteiligt; klassische Hilfskostenstellen sind Gebäude, Fahrzeuge, Telefonanlagen, etc.
- (2) Für jede Netzebene ist mindestens eine Kostenstelle einzurichten, welche – soweit zur Lösung von Pancaking-Problemen notwendig – noch untergliedert werden kann. Für die nicht gewälzten Kosten können separate Kostenstellen eingerichtet werden (siehe auch Tabelle 2).

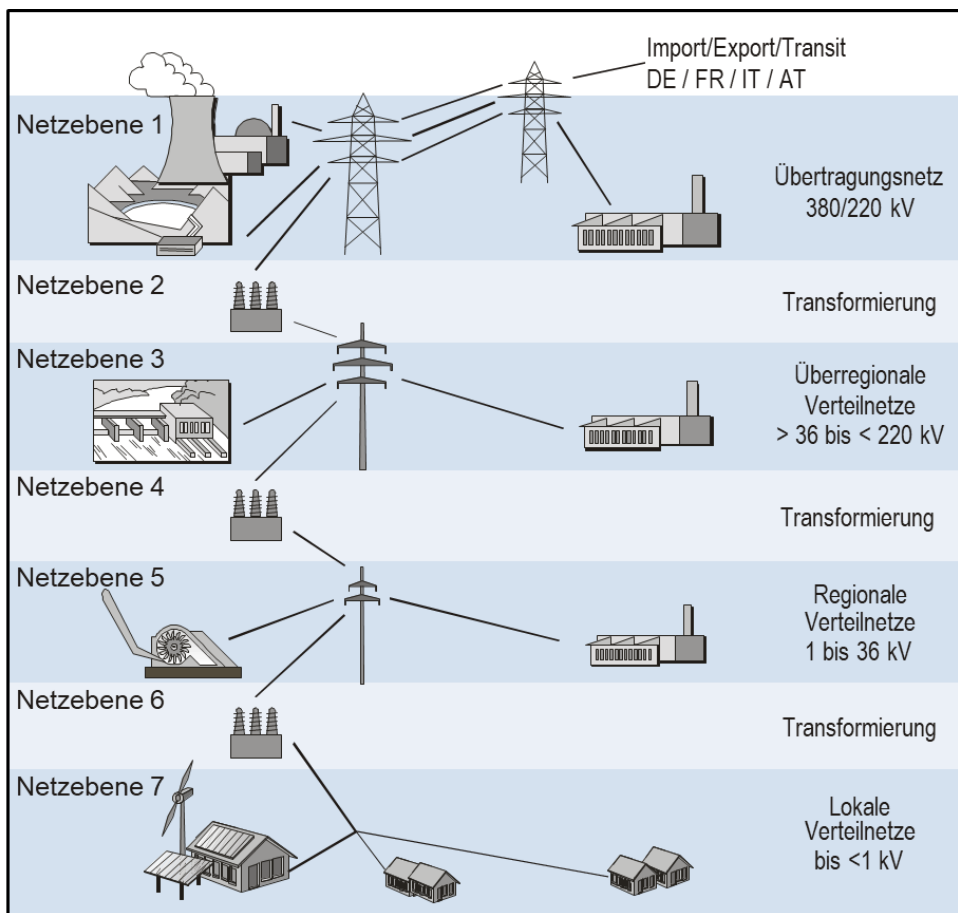


Abbildung 5: Gliederung der Netzebenen
Für jede Netzebene ist mindestens eine Kostenstelle zu führen.

- (3) Die technisch/sachliche Abgrenzung der Netzelemente richtet sich nach dem Netznutzungsmodell.

5.4. Aufträge / Projekte

- (1) Die Aufträge/Projekte sind periodenbezogene Kostensammler und umfassen sowohl interne Objekte (z.B. Instandhaltung, Aktivierung) als auch Marktleistungen (Aufträge für Dritte).

6. Kostenträgerrechnung

6.1. Einleitung

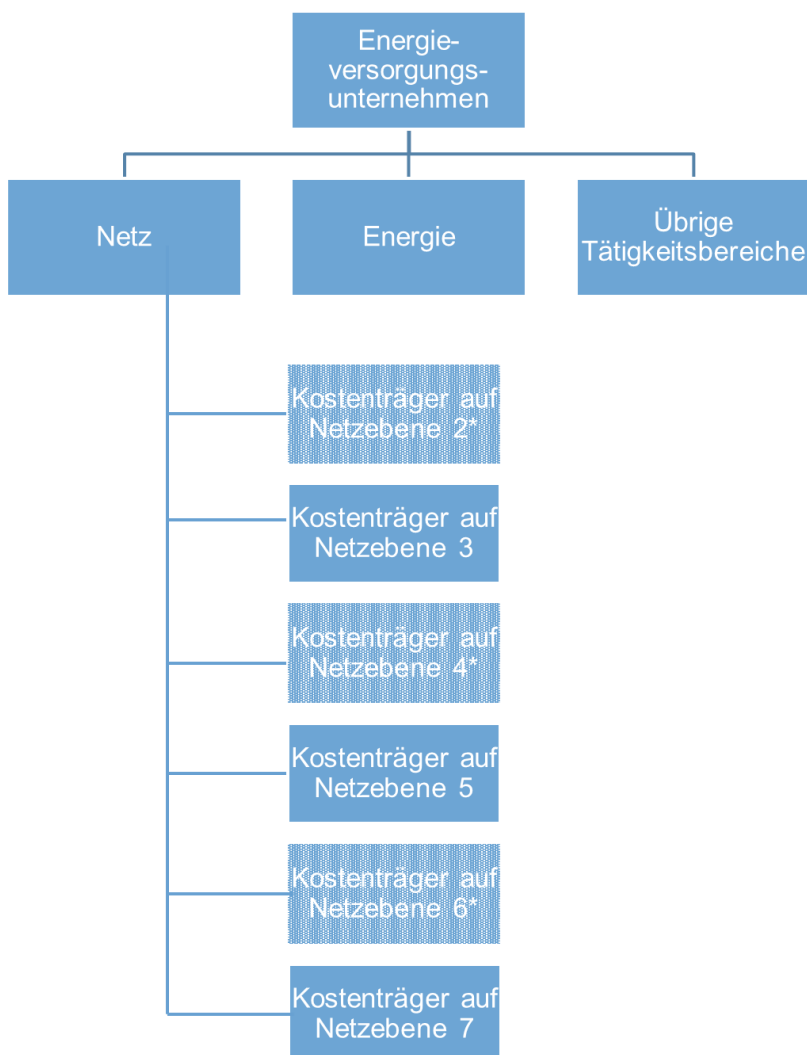
- (1) Die Kostenträgerrechnung ist in Aufbau und Detaillierung massgeblich durch die Informationsbedürfnisse der einzelnen Unternehmen geprägt. Nachfolgend sind deshalb nur jene Faktoren dargestellt, welche aus den gesetzlichen Regelwerken hervorgehen (StromVG, StromVV).

6.2. Die Struktur der Kostenträgerrechnung

- (1) Basierend auf den gesetzlichen Anforderungen ist die Kostenträgerrechnung der Verteilnetzbetreiber bezüglich Produkten (primäre Kostenträger) in die Bereiche Netz und Energie zu unterteilen.
- (2) Das Entgelt für die Netznutzung ist gemäss Art. 12 Abs.1 StromVG transparent und vergleichbar in Rechnung zu stellen. Aus dem Art. 16 Abs. 2 StromVV kann entnommen werden, dass das Entgelt die anrechenbaren Kosten der Kostenträger einer Netzebene nach Wälzung und direkter Kostenzuweisung nicht übersteigen darf. Daraus entsteht die Anforderung, je Netzebene mit Endverbrauchern oder nachgelagerten Netzbetreibern mindestens einen Kostenträger mit Kosten und Erlösen zu führen.
- (3) Ab Tarifjahr 2020⁸ ist ein Kostenträger Produzent für Messkosten innerhalb des Bereichs Netz nicht mehr erforderlich. Aufgrund diverser Änderungen der Strom VV Bestimmungen betreffend die Anrechenbarkeit von Messkosten sind ab 1. Juni 2019 alle Messkosten der Verteilnetzbetreiber als anrechenbare Netzkosten zu betrachten. Diese Kosten dürfen deshalb nicht mehr an Produzenten in Rechnung gestellt und werden in die an Endverbraucher in Rechnung gestellten Netznutzungstarife eingerechnet.
- (4) Für eine weitere Detaillierung der Kostenträger sind die unternehmensspezifischen Strukturen und Bedürfnisse massgebend.
- (5) Gemäss NNMV ist die Netznutzung nur auf den Netzebenen 3, 5 und 7 möglich. Bei Neuanschlüssen oder Erneuerung von bestehenden Anschlüssen werden die (Haus-)Anschlusspunkte* auf die Verteilnetzebenen 3, 5 und 7 festgelegt. Falls aus bestehenden Situationen oder anderen Gründen Kunden noch an andere Netzebenen angeschlossen sind oder würden, wären entsprechend die zusätzlich notwendigen Kostenträger für diese Netzebenen zu führen.
- (6) Für die Darstellung der Ergebnisse der übrigen Tätigkeiten ausserhalb des regulatorischen Bereichs ist im Minimum ein Kostenträger notwendig, um die Kosten und Erlöse abzubilden. Die Detaillierung hängt von den angebotenen Leistungen des jeweiligen Unternehmens ab.
- (7) Zur Führung eines Kostenträgers benötigt es zwingend Erlöse, mit welchen die Kosten des Kostenträgers gedeckt werden. Ohne Kunden mit Erlösen oder einem kleinen Anteil von Erlösen auf der Kostenstelle, welche die Kosten nicht decken, handelt es sich um eine Kostenstelle, welche auf Kostenträger (mit Kunden und Erlösen) verteilt werden muss. Eine Netzebene ohne Kunden und Erlöse kann kein Kostenträger sein. Kosten, welche nicht gewälzt werden (siehe Tabelle 2), können nur auf

*Der Begriff (Haus-)Anschlusspunkte wird in NNMV verwendet.

Kostenträger verteilt werden. So ist es z.B. nicht möglich, Verwaltungskosten der Netze auf eine Netzebene ohne Erlöse (keine Kunden mit Absatz) oder Kostenstellen zu verteilen.



* Falls Endverbraucher auf dieser Netzebene oder nachgelagerte dritte Netzbetreiber

Abbildung 6: Minimale Kostenträgerstruktur im Bereich Netz (pro Netzebene sind mehrere Kostenträger möglich, insbesondere falls mehrere Kundengruppen bestehen).

6.3. Kostenzuordnung

- (1) Für die Kostenzuordnung gilt das Verursacherprinzip, d.h. jeder Kostenträger wird mit einem Kostenanteil für jene Netzteile belastet, welche er mitbeansprucht. Für die Zurechnung der auf den Anlagekostenstellen (Nebenkostenstellen) gesammelten Netzkosten (inkl. Systemdienstleistungen der Verteilnetze) auf die Kostenträger gilt für alle Netzebenen grundsätzlich das Verfahren nach dem *Netznutzungsmodell für Verteilnetze Schweiz* (Energimengen-/Leistungsverfahren). Die detaillierten

Kostenpositionen sind in Kapitel 4.3 des vorliegenden Dokuments aufgeführt. Das Wälzverfahren ist im NNMV – CH beschrieben.

- (2) Grundsätzlich sollen Kosten möglichst direkt auf die Kostenträger zugewiesen werden. Indirekte Kosten sind also zu vermeiden. Sofern dies nicht möglich ist, sind die Kosten nach verursachergerechten, transparenten und unternehmensindividuellen Schlüsseln den Kostenträgern zuzurechnen (mittels Umlagen oder Zuschlägen).
- (3) Beispiele für die Schlüsselung können sein:
 - Anzahl Rechnungen
 - Umsatz (nur für Kostenzuordnung innerhalb des Netzbereichs)
 - Anzahl Zähler
 - Energiemenge
 - Anzahl Kunden
 - Anzahl Mitarbeiter
 - Anzahl Anwender
 - Anzahl IT-Anschlüsse
 - m²
 - Anzahl Telefone

6.4. Tarifkalkulation Netznutzung

- (1) Aus den ermittelten Netzkosten pro Netzebene- und der Kostenträgerrechnung werden anschliessend die eigentlichen Netznutzungstarife kalkuliert. Nachfolgend werden die rechtlichen Grundlagen für diese Kalkulation der Netznutzungsentgelte dargestellt. Die detaillierten Vorgaben zur Tarifierung werden im NNMV beschrieben.
- (2) Die Netzbetreiber sind verantwortlich für die Festlegung der Netznutzungstarife (Art. 18 Abs. 1 StromVV).
- (3) Die Netznutzungsentgelte werden von den Endverbrauchern je Ausspeisepunkt erhoben (Art. 14 Abs. 2 StromVG), unabhängig von der Distanz zwischen Ein- und Aus-Speisepunkt (Art. 14 Abs. 3 lit. c Strom VG). Sie müssen insbesondere einfache Strukturen aufweisen, sich am Bezugsprofil orientieren, die von den Endverbrauchern verursachten Kosten widerspiegeln und den Zielen einer effizienten Netzinfrastruktur und effizienten Elektrizitätsverwendung Rechnung tragen (Art. 14 Abs. 3 StromVG).

Die Netznutzungstarife innerhalb einer Kundengruppe einer Spannungsebene müssen einheitlich sein (Art. 14 Abs. 3 lit. c StromVG).